

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT,
DE LA LUTTE CONTRE
LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES,
DE LA FAUNE ET DES PARCS

Évaluation des paramètres de fonctionnement du SPEDE

Webdiffusion du 5 décembre 2023

Commentaires reçus

Le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) a tenu une webdiffusion le 06 décembre 2023 pour recevoir les commentaires du public et des entités inscrites au SPEDE sur les sujets suivants :

- Stockage de GES;
- Nouvelles énergies vertes.

Voici les commentaires reçus à la suite de cette webdiffusion.

Association des consommateurs industriels de gaz

Type de groupe :

Industrie

Stockage de GES - Règlementation - Est-ce que la réglementation en place est suffisante pour permettre les projets de stockage? Devrait-on réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage? Que pensez-vous des modifications proposées au RDOCECA concernant l'assujettissement des activités de capture et stockage?

Stockage de GES - Règlementation – Selon vous, si un établissement transférait des GES à un deuxième établissement qui en ferait la valorisation mais qui en émettait une partie, qui devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, l'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂ ou l'établissement recevant le transfert pour en faire la valorisation?

Stockage de GES - Règlementation - Pour vous, que signifie la permanence et quels contrôles et suivis devraient être mis en place afin de s'assurer que le stockage soit permanent?

Stockage de GES - Règlementation - Comment est-ce que les rejets accidentels à l'atmosphère de CO₂ stockés devraient être traités dans le cadre du RDOCECA et du SPEDE?

Stockage de GES - Technologies - Selon vous, quelles sont les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère? Quelles technologies devraient être priorisées pour l'élaboration de protocoles de quantification?

Stockage de GES - Général - Devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée afin de favoriser les réductions d'émissions? Que pensez-vous de l'acceptabilité sociale du stockage géologique?

Stockage de GES - Général - Étant donné que le stockage géologique est non renouvelable, devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée par année par un émetteur, par le Québec? Les secteurs qui ne pourront pas être décarbonés devraient-ils être priorisés pour l'utilisation du stockage géologique ou tout établissement devrait y avoir accès s'il le souhaite et s'il en a les moyens?

Stockage de GES - Quel rôle pensez-vous que les activités de capture et de stockage joueront pour l'atteinte de l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant le stockage de GES?

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Que pensez-vous des propositions d'éléments à considérer pour le biométhane?

L'ACIG comprend que le MELCCFP exige trois preuves afin qu'un émetteur puisse faire reconnaître le biométhane sous le RDOCECA, soit que les volumes sont 100 % biogéniques, que les volumes sont injectés dans un réseau lié et que l'émetteur est l'unique acquéreur de ces volumes. Le questionnement de l'ACIG se porte sur la preuve de la nature biogénique des volumes déclarés dans un cas de figure particulier. En effet, le distributeur gazier Énergir a fait part de son intention à la Régie de l'énergie de générer des unités de conformité liées au Règlement des combustibles propres (« RCP ») du gouvernement fédéral à partir des volumes de gaz de source renouvelable (« GSR ») qui seront distribués dans son réseau. Ces unités de conformité seront ensuite

dissociées de la molécule de GSR et vendues à un acquéreur qui sera différent de l'acquéreur des volumes de GSR initiaux. Si nous retournons dans les documents techniques fournis par ECCC quant à la détermination des valeurs d'intensité en carbone du biométhane, nous nous apercevons que les étapes du cycle de vie incluses dans le calcul sont les suivantes : production des charges d'alimentation, transport des charges d'alimentation, production du combustible ou d'apport matériel, distribution du combustible ou d'apport matériel et combustion. Cette valeur d'intensité en carbone permettra de calculer les émissions évitées grâce à la substitution de combustibles fossiles. Toujours selon les exemples fournis, ECCC donne une intensité en carbone de la combustion du biométhane similaire au facteur d'émission attribué par le RDOCECA. L'ACIG comprend donc de l'exemple fourni par ECCC que la nature biogénique du GSR est prise en compte et lui donne un facteur d'émission semblable à celui que nous retrouvons dans le RDOCECA, qui ne considère que les émissions de CH₄ et de N₂O du combustible. Alors, la question suivante se pose : Dans le cas de volumes de GSR dont l'unité de conformité du RCP a été vendue à un client X et que la molécule a été vendue à un client Y, est-ce que nous nous retrouvons en situation de double-comptage si les émissions de combustion biogéniques du biométhane sont reconnues à la fois au RCP et dans le cadre du SPEDE? Ainsi, l'ACIG s'interroge si la reconnaissance et la vente de la nature biogénique des émissions de CO₂ du biométhane au sein du RCP permet encore de vendre des molécules de biométhane dénuées de ses unités de conformités tout en faisant valoir que la nature de ses émissions de CO₂ seraient biogéniques. Étant donné le risque de double-comptage, l'ACIG suggère que le MELCCFP clarifie cette position pour dissiper tout doute quant à la stratégie que les distributeurs sont en train de déployer et éviter ainsi aux consommateurs industriels de se restreindre à consommer du GSR.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment les distributeurs pourraient-ils obtenir un avis favorable d'un vérificateur afin que leurs clients puissent produire leur déclaration en vertu du RDOCECA au 1^{er} juin?

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nouvelles énergies vertes - Hydrogène vert - Quelles applications devraient être priorisées pour l'utilisation de l'hydrogène vert? Devrait-on requérir la déclaration de l'hydrogène vert aux fins du suivi de l'impact sur l'atteinte de la cible, du suivi sur la substitution des énergies fossiles au Québec et aux fins de la vérification des déclarations d'émission de GES des établissements assujettis au SPEDE? D'autres types d'hydrogène devraient-ils être considérés au même titre que l'hydrogène vert?

L'ACIG souhaite réitérer que l'usage de l'hydrogène vert doit se réaliser par le biais d'applications industrielles et non par le biais de chauffage de bâtiments. Ce qui suit est un extrait d'un mémoire que l'ACIG a déjà déposé au MELCCFP : Pour l'ACIG, la stratégie du gouvernement, telle que proposée, est une stratégie pertinente qui est à même de répondre aux objectifs qu'il s'ait fixés en termes de décarbonation de l'économie. L'ACIG est d'avis que certaines actions et initiatives peuvent être mises en œuvre pour atteindre plus rapidement et plus efficacement les objectifs assignés à cette stratégie. Plus précisément, l'ACIG est d'avis que la stratégie pourrait être renforcée en :

- Priorisant l'accès à l'hydrogène et aux bioénergies aux secteurs dans lesquels les réductions de GES les plus importantes pourront être obtenues de manière efficace à l'instar de l'industrie lourde;
- Priorisant le développement de hubs pour la production et la consommation d'hydrogène. Au Québec trois sites industriels, qui regroupent divers secteurs industriels, peuvent être considérés, soit Contrecoeur, Bécancour et la zone industrielle de l'Est de Montréal.
- Considérant que la production d'hydrogène et de bioénergie peut avoir d'autres usages que des usages énergétiques, à l'instar de la production d'éthanol vert;
- Mettant en place une réglementation qui permettrait : une certification de l'intensité carbone de l'hydrogène et des bioénergies produits et distribués et la mise en place de mécanismes pour la création et le transfert de crédits de réduction des émissions provenant de la production ou de la consommation de bioénergie et d'hydrogène. Ces mécanismes permettraient à l'industrie d'avoir une valeur économique pour leurs investissements et d'utiliser ces crédits de réduction comme un avantage comparatif.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment pouvons-nous supporter les producteurs et utilisateurs de biocombustible au point de vue réglementaire et déclaratoire? Y a-t-il d'autres biocombustibles que nous devrions considérer? Est-ce que le caractère renouvelable d'un biocombustible devrait être considéré?

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nouvelles énergies vertes - Quel rôle pensez-vous que les nouvelles énergies vertes joueront pour l'atteinte de la cible 2030 et l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant les nouvelles énergies vertes?

Association de l'aluminium du Canada

Type de groupe :
Industrie

Stockage de GES - Règlementation - Est-ce que la réglementation en place est suffisante pour permettre les projets de stockage? Devrait-on réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage? Que pensez-vous des modifications proposées au RDOCECA concernant l'assujettissement des activités de capture et stockage?

- a. Autoriser les émetteurs assujettis au SPEDE à mettre en œuvre et ainsi bénéficier des activités de capture et de stockage des gaz à effet de serre est une approche judicieuse pour permettre la réduction des émissions de gaz à effet de serre au Québec. Les défis de décarbonation sont grands et il ne faut pas limiter les moyens pour permettre l'atteinte de la carboneutralité.
- b. La réglementation en place permet déjà d'exclure de la déclaration et de l'obligation de conformité au SPEDE les émissions de gaz à effet de serre ayant été captées, stockées, éliminées, valorisées ou transférées hors de l'établissement. Cependant, la façon de quantifier ces émissions à exclure n'est pas définie. Des protocoles permettant de quantifier les émissions issues du captage pourraient être ajoutés à la réglementation en place afin d'apporter la prévisibilité nécessaire aux investissements.
- c. Selon la réglementation actuelle, les sommes déterminées et réservées au nom de l'émetteur en application de l'article 54.1 (consigne) ne peuvent pas être utilisées pour financer des projets de capture et de stockage, puisque ce type de projet n'est pas inclus dans les catégories identifiées dans l'étude du potentiel technico-économique de réduction des émissions de GES spécifiées dans le RSPEDE à la partie III de l'Annexe C. Afin de permettre l'utilisation de tous les leviers de réduction pour l'atteinte de la carboneutralité, l'AAC est d'avis que les projets de capture et de stockage devraient être admissibles à l'utilisation de la consigne.

Stockage de GES - Règlementation – Selon vous, si un établissement transférait des GES à un deuxième établissement qui en ferait la valorisation mais qui en émettait une partie, qui devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, l'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂ ou l'établissement recevant le transfert pour en faire la valorisation?

- a. Il serait cohérent d'attribuer les émissions du procédé de valorisation à l'entreprise réalisant l'activité en question. Dans la même perspective, le responsable du projet de valorisation devrait assumer la responsabilité des émissions qui seront stockées. Dans ce scénario, le marché procéderait à une mise à jour des coûts de conformité liés à ces émissions excédentaires par le biais d'un processus de contrat et de facturation entre les deux entités. Opter pour l'attribution des émissions d'une tierce partie à un autre émetteur semble ouvrir la porte à des erreurs potentielles de comptabilisation.

Stockage de GES - Règlementation - Pour vous, que signifie la permanence et quels contrôles et suivis devraient être mis en place afin de s'assurer que le stockage soit permanent?

- a. Le concept de permanence devrait s'aligner sur les cadres de référence déjà existants ailleurs ou sur lesquels le gouvernement s'appuie notamment pour élaborer ses protocoles de stockage de gaz naturel.
- b. Cependant, la permanence d'un projet ne devrait pas être automatiquement attendue. Elle devrait l'être uniquement si l'activité de stockage n'a pas d'autres objectifs visant à générer un sous-produit. En ce qui concerne les projets de capture et de séquestration qui généreront un sous-produit utilisable par une tierce partie, le stockage en lui-même n'est pas permanent, mais il est tout de même associé à une réduction immédiate des émissions de GES de l'émetteur. Ainsi, qu'elles soient permanentes ou non, les activités de capture et de séquestration sont souhaitables.
- c. Dans le scénario d'un projet de stockage générant un sous-produit, l'utilisation finale de ce sous-produit générera des émissions qui devront être comptabilisées dans le bilan de l'utilisateur. Une telle méthode permet de supporter les activités de réduction des GES tout en augmentant l'activité économique par tonne de GES émise, contribuant ainsi à rendre l'économie québécoise plus productive.
- d. Une fois stockées, il semble effectivement nécessaire de mettre en place des systèmes de surveillance ainsi qu'un protocole de mesure rigoureux. La méthode de stockage doit être évaluée pour établir un statut permanent et retirer les émissions de CO₂ de la déclaration et de l'obligation de conformité de l'émetteur. Si le statut permanent ne peut être validé et que la méthode de stockage libère du CO₂ dans le temps, ces émissions devraient être comptabilisées au compte de l'émetteur même si le stockage est effectué par une tierce partie.

Stockage de GES - Règlementation - Comment est-ce que les rejets accidentels à l'atmosphère de CO₂ stockés devraient être traités dans le cadre du RDOCECA et du SPEDE?

- a. L'AAC est d'avis qu'il serait judicieux d'établir une distinction claire dès le départ entre un accident d'origine humaine et un accident de force majeure, tel qu'une catastrophe naturelle. En cas d'accident relié à une mauvaise technique de stockage d'une personne morale ou physique, il semble raisonnable que le site de séquestration soit tenu responsable des émissions survenues lors de cet accident et que celles-ci soient ainsi comptabilisées à son bilan GES.
- b. Cependant, en cas de catastrophe naturelle entraînant, par exemple, une fuite d'émissions dans le cadre d'un projet de stockage géologique, il semble excessif de considérer l'initiateur du projet comme responsable des émissions, pourvu que tous les protocoles réglementaires soient mis en place pour garantir l'intégrité du projet.
- c. Dans tous les cas, il est raisonnable d'établir une exigence légale pour l'adoption d'une assurance couvrant ce type d'incertitude.

Stockage de GES - Technologies - Selon vous, quelles sont les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère? Quelles technologies devraient être priorisées pour l'élaboration de protocoles de quantification?

- a. La séquestration géologique ainsi que la séquestration minérale apparaissent comme des solutions intéressantes à explorer. Cependant, le gouvernement ne devrait pas restreindre ses efforts d'élaboration de protocoles aux seules technologies de stockage permanent. Ainsi, qu'elles soient permanentes ou non, les activités de capture et de séquestration sont souhaitables, car elles sont associées à des réductions immédiates des émissions de GES.
- b. Dans cette même ligne de pensée, il serait judicieux d'éviter de restreindre l'admissibilité des projets de capture, stockage et séquestration du carbone. Le gouvernement pourrait s'inspirer de l'éventail des protocoles reconnus dans des juridictions similaires au Québec ou bien permettre à un promoteur de démontrer l'admissibilité de son projet. Définir un cadre trop rigide pour le type de projet admissible n'apporte aucun avantage dans la lutte contre les changements climatiques.

Stockage de GES - Général - Devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée afin de favoriser les réductions d'émissions? Que pensez-vous de l'acceptabilité sociale du stockage géologique?

- a. Selon l'AAC, la capture et le stockage représentent d'excellents moyens de réduire les émissions de GES, et faciliter l'utilisation de ces outils dans la lutte contre les changements climatiques devrait être une priorité pour le gouvernement. Toutefois, il est crucial de permettre au marché de déterminer lui-même quels projets peuvent être réalisés en fonction de leur rentabilité par rapport au prix du carbone sur le marché.
- b. Il importe également de souligner que le stockage de carbone demeure une alternative aux projets de réduction réelle d'émissions, par exemple la réduction des émissions directes et la valorisation du CO₂ capté, qui en soi, devraient être privilégiés comme avenue de décarbonation.
- c. L'AAC est également d'avis que l'acceptabilité sociale de ces projets est absolument vitale pour leur concrétisation. La transparence, une documentation fondée sur la science et une vulgarisation s'avèrent également nécessaires à une compréhension générale préalable à l'acceptation sociale.

Stockage de GES - Général - Étant donné que le stockage géologique est non renouvelable, devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée par année par un émetteur, par le Québec? Les secteurs qui ne pourront pas être décarbonés devraient-ils être priorisés pour l'utilisation du stockage géologique ou tout établissement devrait y avoir accès s'il le souhaite et s'il en a les moyens?

- a. Conformément à la recommandation précédente, l'AAC est d'avis que si le gouvernement permet la réalisation des projets en se basant sur leur rentabilité sur le marché, la rareté des différentes options de stockage assurera une gestion cohérente de cette alternative parmi l'ensemble des outils disponibles dans la lutte contre les changements climatiques. Ainsi, l'augmentation progressive du coût nécessaire pour rentabiliser les projets de stockage devenant de plus en plus rare devrait favoriser l'utilisation de solutions alternatives. Le marché exploitera cette situation d'arbitrage entre les différentes options pour garantir une gestion cohérente des solutions.
- b. De plus, il apparaît contraire au fondement même de SPEDE de vouloir discriminer entre les émetteurs qui pourraient ou ne pourraient pas entreprendre ces activités de réduction des GES. L'objectif devrait être de maximiser la réduction des GES pour chaque dollar investi, indépendamment de la catégorie d'émetteurs à laquelle sont associées les émissions.

Stockage de GES - Quel rôle pensez-vous que les activités de capture et de stockage joueront pour l'atteinte de l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant le stockage de GES?

- a. Selon l'AAC, la capture et le stockage représentent d'excellents moyens complémentaires de réduire les émissions de GES, et il devrait être une priorité pour le gouvernement de faciliter l'utilisation de ces outils dans la lutte contre les changements climatiques. Il importe également de souligner que le stockage de carbone demeure une alternative aux projets de réduction réelle d'émissions, par exemple la réduction des émissions directes et la valorisation du CO₂ capté, qui en soi, devraient être privilégiés comme avenue de décarbonation.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Que pensez-vous des propositions d'éléments à considérer pour le biométhane?

- a. L'AAC comprend les enjeux potentiels liés à l'intégration croissante du biométhane dans les réseaux de distribution de gaz. Parmi ceux-ci, l'AAC se questionne sur le fait que, selon la réglementation actuelle, les émissions de CO₂ du biométhane sont exclues de l'obligation de conformité au SPEDE, mais sont incluses dans la déclaration GES de l'installation. Pourtant, à la page 19 de la présentation, il est mentionné que conformément aux lignes directrices du GIEC, le CO₂ provenant de la biomasse n'est pas inclus dans l'inventaire québécois des émissions de GES. Selon nous, à l'instar de l'inventaire québécois des émissions de GES, le CO₂ issu de source biogénique devrait être exclu de la déclaration des installations. Les biocombustibles sont un levier important de réduction des GES. Bien que l'utilisation de ceux-ci soit reconnue par le marché du carbone, cette utilisation devrait également se refléter dans les inventaires des entreprises afin de permettre leur progression vers leurs objectifs de carboneutralité.
- b. L'AAC est en faveur des suggestions proposées par le MELCCFP pour le biométhane à la page 23 de la présentation. Celles-ci visent à clarifier les déclarations et apportent de la robustesse par l'inclusion du CO₂ biogénique à la portée de la vérification GES.
- c. Il est également possible que les distributeurs d'énergie cherchent à dissocier les attributs environnementaux du produit vendu par l'entremise de la vente de certificats d'attributs environnementaux. Si dans certains cas, ces certificats semblent attrayants pour le gouvernement, l'AAC tient cependant à mettre en garde contre le risque de dérive dans leur utilisation. Un certificat ne devrait avoir de valeur que s'il est associé à son produit d'origine ou son réseau de distribution d'énergie d'origine. Le transfert du certificat à un acteur autre que le consommateur du produit physique pourrait perturber profondément les principes de comptabilisation des GES au Québec. Une telle démarche soulève également des enjeux significatifs quant à la promotion des produits québécois à faible empreinte carbone.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment les distributeurs pourraient-ils obtenir un avis favorable d'un vérificateur afin que leurs clients puissent produire leur déclaration en vertu du RDOCECA au 1^{er} juin?

- a. Un ajustement des échéances de déclaration devrait être pris en considération. De plus, le distributeur d'énergie devrait établir des accords contractuels permettant de vérifier l'empreinte carbone de l'énergie consommée par ses clients. Les caractéristiques environnementales du produit pourraient ainsi être intégrées dans le contrat, de façon cohérente avec les volumes produits. Cependant et comme expliqué précédemment, il existe un risque d'incohérence, où le distributeur d'énergie pourrait dissocier les attributs environnementaux de son réseau de distribution et, par conséquent, de son produit physique vendu. Une telle pratique pourrait engendrer d'importants problèmes de comptabilisation des émissions de gaz à effet de serre et d'empreinte carbone des produits fabriqués au Québec.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

- a. L'emploi de certifications d'attributs environnementaux émerge comme une solution possible. Toutefois, similairement au commentaire précédent, cette approche doit impérativement se conformer à des protocoles de comptabilisation rigoureux. Les certificats devraient être intrinsèquement liés au produit physique.
- b. La mise en place d'un processus de vérification par une tierce partie devrait également être intégrée aux pratiques.

Nouvelles énergies vertes - Hydrogène vert - Quelles applications devraient être priorisées pour l'utilisation de l'hydrogène vert? Devrait-on requérir la déclaration de l'hydrogène vert aux fins du suivi de l'impact sur l'atteinte de la cible, du suivi sur la substitution des énergies fossiles au Québec et aux

fins de la vérification des déclarations d'émission de GES des établissements assujettis au SPEDE? D'autres types d'hydrogène devraient-ils être considérés au même titre que l'hydrogène vert?

- a. Il semble incohérent avec les principes fondamentaux du SPEDE de chercher à discriminer entre les divers usages et utilisateurs potentiels des technologies d'énergie verte. Le gouvernement devrait plutôt permettre au marché de déterminer naturellement où cette forme d'énergie sera consommée, en laissant le signal de prix accomplir sa fonction.
- b. Cependant, il serait judicieux de promouvoir une consommation locale de cette énergie. Tout comme pour l'hydroélectricité québécoise, l'énergie renouvelable comme l'hydrogène vert est une ressource rare qui génère des bénéfices, lorsque consommée localement pour stimuler l'économie et le développement du savoir-faire québécois.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment pouvons-nous supporter les producteurs et utilisateurs de biocombustible au point de vue réglementaire et déclaratoire? Y a-t-il d'autres biocombustibles que nous devrions considérer? Est-ce que le caractère renouvelable d'un biocombustible devrait être considéré?

- a. L'AAC est d'avis que le SPEDE favorise la compétitivité des biocombustibles grâce au mécanisme de prix carbone. En prévoyant une augmentation continue du prix du carbone en raison de la rareté croissante des droits d'émission, l'adoption progressive des biocombustibles semble assurée. Par conséquent, le gouvernement devrait laisser le marché dicter le rythme de cette transition.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

- a. Lorsqu'un réseau de distribution dispose de plusieurs sources d'approvisionnement énergétique, la documentation contractuelle spécifiant les attributs environnementaux du produit consommé se présente comme une solution au problème soulevé.

Nouvelles énergies vertes - Quel rôle pensez-vous que les nouvelles énergies vertes joueront pour l'atteinte de la cible 2030 et l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant les nouvelles énergies vertes?

- a. Les nouvelles énergies vertes se présentent comme un outil supplémentaire pouvant être utilisé dans la lutte contre les changements climatiques. Leur adoption devrait être progressivement encouragée par le marché à mesure que le coût de l'utilisation des sources d'énergie fossiles augmente en raison du prix du carbone. De plus, le prix des énergies vertes devrait être fixé par le marché afin rendre les analyses de rentabilisation plus attrayantes et accélérer leur utilisation.

Gazifère

Type de groupe :

Energie

Stockage de GES - Règlementation - Est-ce que la réglementation en place est suffisante pour permettre les projets de stockage? Devrait-on réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage? Que pensez-vous des modifications proposées au RDOCECA concernant l'assujettissement des activités de capture et stockage?

Stockage de GES - Règlementation – Selon vous, si un établissement transférait des GES à un deuxième établissement qui en ferait la valorisation mais qui en émettait une partie, qui devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, l'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂ ou l'établissement recevant le transfert pour en faire la valorisation?

Stockage de GES - Règlementation - Pour vous, que signifie la permanence et quels contrôles et suivis devraient être mis en place afin de s'assurer que le stockage soit permanent?

Stockage de GES - Règlementation - Comment est-ce que les rejets accidentels à l'atmosphère de CO₂ stockés devraient être traités dans le cadre du RDOCECA et du SPEDE?

Stockage de GES - Technologies - Selon vous, quelles sont les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère? Quelles technologies devraient être priorisées pour l'élaboration de protocoles de quantification?

Gazifère est de l'avis que le SPEDE ne devrait pas prioriser des technologies mais inciter des résultats.

Stockage de GES - Général - Devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée afin de favoriser les réductions d'émissions? Que pensez-vous de l'acceptabilité sociale du stockage géologique?

Stockage de GES - Général - Étant donné que le stockage géologique est non renouvelable, devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée par année par un émetteur, par le Québec? Les secteurs qui ne pourront pas être décarbonés devraient-ils être priorisés pour l'utilisation du stockage géologique ou tout établissement devrait y avoir accès s'il le souhaite et s'il en a les moyens?

Stockage de GES - Quel rôle pensez-vous que les activités de capture et de stockage joueront pour l'atteinte de l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant le stockage de GES?

Le règlement devrait également considérer d'encadrer l'utilisation du carbone solide issu de la pyrolyse du gaz naturel. Que ce carbone soit enfoui ou utilisé, il ne se rend pas dans l'atmosphère donc l'hydrogène produit devrait être considéré décarboné au même titre que les procédés industriels qui utilisent le captage de carbone.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Que pensez-vous des propositions d'éléments à considérer pour le biométhane?

Gazifère est en faveur d'une harmonisation des définitions et des traitements entre la Régie de l'Energie et le Ministère qui optimiseraient et sécuriseraient le développement du Biométhane. Gazifère doit déjà déclarer à la Régie les volumes de biométhane achetés en vertu du Règlement, doit se faire approuver les contrats ainsi que se conformer à des règles précises en matière contractuelle pour assurer qu'il ne se produit pas un double comptage des attributs et pour valider les volumes. Il semblerait logique d'utiliser cette vérification à niveau des programmes du gouvernement et travailler dans un système harmonisé. En ce qui concerne l'utilisation des facteurs d'émissions, les exigences d'échantillonnage, d'analyse de mesure du gaz et vérification du CO₂, le distributeur estime que ces mesures ne sont pas requises pour assurer la reconnaissance et la comptabilisation du biométhane en vertu des vérifications déjà exigées par la Régie. En général toute exigence additionnelle qui duplique celles de la Régie de l'Énergie devrait justifier son utilité. Par ailleurs, Gazifère est en accord avec le fait que les 3 critères proposés reposent sur une base contractuelle étant donné la nature non physique des achats.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment les distributeurs pourraient-ils obtenir un avis favorable d'un vérificateur afin que leurs clients puissent produire leur déclaration en vertu du RDOCECA au 1^{er} juin?

L'introduction de dates flexibles pour la déclaration des clients (plus tardives que le 1^{er} juin) pourrait être une piste de solution.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Un marché concernant la vérification des attributs environnement est en train de se développer et il existe déjà des systèmes reconnus d'audit et de vérification comme le M-RETS. Il faut éviter d'introduire un surcoût si différents programmes exigent ses propres systèmes de vérification.

Nouvelles énergies vertes - Hydrogène vert - Quelles applications devraient être priorisées pour l'utilisation de l'hydrogène vert? Devrait-on requérir la déclaration de l'hydrogène vert aux fins du suivi de l'impact sur l'atteinte de la cible, du suivi sur la substitution des énergies fossiles au Québec et aux fins de la vérification des déclarations d'émission de GES des établissements assujettis au SPEDE? D'autres types d'hydrogène devraient-ils être considérés au même titre que l'hydrogène vert?

La priorité pour l'hydrogène devrait être les secteurs difficiles à décarboner tels que le transport lourd, l'industrie, et les biocarburants. De plus, en agissant en complémentarité avec le réseau électrique, l'hydrogène peut aider à alimenter les régions où l'état actuel du réseau électrique freine la croissance, ainsi qu'en période de pointe ou lors de pannes. Par ailleurs, l'hydrogène issu de sources bas carbone (peu importe la couleur) devrait être comptabilisé comme l'hydrogène vert. Cela aurait pour effet d'encourager diverses technologies et éviter le goulot d'étranglement causé par la forte demande en électricité de l'hydrogène produit par l'électrolyse de l'eau.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment pouvons-nous supporter les producteurs et utilisateurs de biocombustible au point de vue réglementaire et déclaratoire? Y a-t-il d'autres biocombustibles que nous devrions considérer? Est-ce que le caractère renouvelable d'un biocombustible devrait être considéré?

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?
Veuillez référer à la réponse à la question 11.

Nouvelles énergies vertes - Quel rôle pensez-vous que les nouvelles énergies vertes joueront pour l'atteinte de la cible 2030 et l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant les nouvelles énergies vertes?

Devant une situation où l'énergie issue du réseau électrique est déjà en mode pénurie, il est clair que l'apport venant d'alternatives doit être valorisé afin d'assurer un apport fiable d'énergie dans le futur. La situation actuelle préconise une multitude de formes d'énergie, chacune ayant sa valeur propre, et nous croyons qu'il en sera de même en 2030 et 2050. Il est important d'investir maintenant dans ces alternatives afin de bénéficier de plusieurs options devant les choix qui se présenteront dans l'avenir. Un règlement flexible permettra au marché de se développer de façon à ne pas perdre des opportunités, et permettra au Québec de rester compétitif avec ses voisins qui en font de même.

Shell Canada Limitée

Type de groupe :

Stockage de GES - Règlementation - Est-ce que la réglementation en place est suffisante pour permettre les projets de stockage? Devrait-on réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage? Que pensez-vous des modifications proposées au RDOCECA concernant l'assujettissement des activités de capture et stockage?

Shell Canada Limitée (Shell) apprécie l'opportunité qui lui est donnée de répondre à cette consultation. Shell Energy North America (Canada) Inc., une société affiliée de Shell, participe au programme d'échange de quotas d'émissions. Produits Shell Canada, une société en nom collectif dont Shell est l'associé gérant, est une entité concernée par le programme d'échange de quotas d'émissions. Shell développe le projet Quest CSC (Quest) pour le compte de la société en participation Athabasca Oil Sands Project (AOSP) près de Fort Saskatchewan, en Alberta. La société en participation AOSP est composée à 60 % de Canadian Natural Upgrading Limited, une filiale en propriété exclusive de Canadian Natural Resources Limited (CNRL), à 20 % de Chevron Canada Oil Sands Partnership et à 20 % de 1745844 Alberta Ltd, elle-même détenue pour une moitié par CNRL et pour l'autre moitié par Shell. Quest a stocké en toute sécurité plus de 8 millions de tonnes de CO₂ depuis le début de ses activités en 2015. Forte de l'expérience opérationnelle acquise dans le cadre du projet Quest CSC, Shell soumet les observations suivantes à l'examen des parties intéressées. Nous sommes heureux de nous rencontrer pour discuter de nos commentaires et de notre expérience opérationnelle à la convenance du Québec. Les cadres réglementaires doivent apporter aux promoteurs des certitudes sur des éléments clés tels que la propriété/la gestion foncière, les processus d'acquisition des droits d'injection et de stockage, des informations sur les exigences en matière de mesure, de surveillance et de vérification, ainsi qu'un mécanisme pour traiter la question de la responsabilité à long terme. L'Alberta dispose d'un cadre réglementaire mature pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (CUSC) qui pourrait servir de modèle. Il est également essentiel que le Québec soit reconnu par le gouvernement fédéral dans le cadre de la législation proposée sur le crédit d'impôt à l'investissement (CII) du CUSC afin de permettre aux promoteurs d'accéder au CII du CUSC. Le temps presse, car le taux de couverture diminuera de 50 % d'ici 2031. Shell encourage également le Québec à s'assurer que toute nouvelle subvention ou possibilité de crédit pour la CUSC puisse être combinée avec le CII fédéral. En ce qui concerne le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, la comptabilisation du CO₂ et de son stockage permanent ou de son utilisation est importante pour fournir un signal d'investissement en faveur de la décarbonisation. Shell se réjouit de voir que le Québec a l'intention de prendre en compte le captage, le stockage, la réutilisation ou l'élimination, ainsi que le transfert des émissions de CO₂, car les limites du stockage géologique dans la province pourraient faire de l'utilisation du carbone une alternative importante.

Stockage de GES - Règlementation – Selon vous, si un établissement transférait des GES à un deuxième établissement qui en ferait la valorisation mais qui en émettait une partie, qui devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, l'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂ ou l'établissement recevant le transfert pour en faire la valorisation?

La comptabilisation des émissions de GES doit être aussi précise que possible. Les émissions de GES survenant après le point de transfert ou liées au processus d'utilisation doivent être comptabilisées par l'installation qui les émet (l'installation qui reçoit le transfert de CO₂ en vue de son utilisation). L'avantage net de réduction des émissions revendiqué par la partie qui capture le CO₂ devrait être déterminé au moment du transfert à la partie qui l'utilisera. Dans le cas où la partie qui capture le CO₂ passe un contrat avec une autre partie pour que le CO₂ soit stocké de manière permanente, la partie qui capture le CO₂ devra faire certifier par le fournisseur de services de stockage la quantité nette stockée après le transfert pour pouvoir prétendre à une réduction nette totale des émissions dans le cadre du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission.

Stockage de GES - Règlementation - Pour vous, que signifie la permanence et quels contrôles et suivis devraient être mis en place afin de s'assurer que le stockage soit permanent?

Dans le cas de l'utilisation du CO₂, la permanence exige que le CO₂ soit chimiquement lié à un produit de sorte qu'il ne se retrouve pas dans l'atmosphère dans le cadre d'une utilisation normale, y compris toute activité normale se déroulant après la fin de la durée de vie du produit. Dans le cas du stockage géologique, la permanence signifie le stockage du CO₂ dans un complexe géologique capable d'empêcher son rejet dans l'atmosphère et qui est conçu, exploité et surveillé de manière à favoriser et à garantir son confinement. Le

protocole de quantification CSC de l'Alberta définit le stockage permanent comme suit : « Également appelée séquestration géologique, elle fait référence à l'isolement du dioxyde de carbone dans les formations souterraines. Le dioxyde de carbone injecté est piégé dans les espaces interstitiels, dissous dans les fluides de formation et minéralisé (sur de longues périodes). » Page de référence 10 : <https://open.alberta.ca/dataset/73895a97-2e8b-4870-a1bc-0faece4ff896/resource/5461945c-8781-44b0-96be-020e5bbcd98f/download/quantificationprotocolco2-jun23-2015.pdf>

Dans un rapport spécial de 2005 sur le CSC, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a indirectement caractérisé le stockage permanent comme suit : « Sur la base des observations et de l'analyse des sites actuels de stockage du CO₂, des systèmes naturels, des systèmes techniques et des modèles, la fraction conservée dans des réservoirs sélectionnés et gérés de manière appropriée est très probablement supérieure à 99 % sur 100 ans, et probablement supérieure à 99 % sur 1 000 ans. Il est probable que des fractions similaires soient retenues pendant des périodes encore plus longues, car le risque de fuite devrait diminuer avec le temps, d'autres mécanismes assurant un piégeage supplémentaire ». Pour le GIEC, « très probable » correspond à une probabilité de 90-99 %. Les installations de stockage et les pratiques d'exploitation doivent être conçues de manière à réduire le risque de fuite de CO₂ de la zone de stockage au niveau le plus bas qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre. Les systèmes de surveillance doivent être conçus pour répondre aux risques spécifiques au site, identifiés et associés à la formation de stockage géologique choisie, et être adaptés en fonction des informations acquises au cours des opérations ainsi que des améliorations technologiques. Il n'existe pas d'approche unique pour une surveillance efficace de captage et stockage du carbone (CSC). Les rapports annuels de partage des connaissances du projet Quest CCS sont publiés sur le site web du gouvernement de l'Alberta à l'adresse suivante :

<https://www.alberta.ca/carbon-capture-utilization-and-storage-development-and-innovation>.

Ces rapports sont susceptibles d'intéresser le Québec et comprennent des données sur les performances des projets, ainsi que sur les exigences et les résultats du suivi.

Stockage de GES - Règlementation - Comment est-ce que les rejets accidentels à l'atmosphère de CO₂ stockés devraient être traités dans le cadre du RDOCECA et du SPEDE?

Comme indiqué précédemment, Shell exploite le projet Quest CCS depuis 2015 et ce projet a permis de capturer et de stocker en toute sécurité plus de 8 Mt de CO₂ à ce jour. L'évaluation des événements susceptibles d'entraîner une perte de confinement du CO₂ indique que seules des quantités relativement faibles pourraient être libérées dans l'atmosphère. Une fuite catastrophique est hautement improbable, en particulier si l'on dispose de processus solides en matière de sélection des sites, de conception, de surveillance et de bonnes pratiques d'exploitation. Shell recommande au Québec de s'assurer qu'un mécanisme est en place pour gérer les risques de fuite, qui sont généralement considérés comme faibles dans les projets de CSC. Tout rejet accidentel de CO₂ dans l'atmosphère avant l'injection peut être quantifié à partir des compteurs des pipelines et des installations et déduit de la comptabilisation des quantités nettes de stockage. Les pertes dans l'atmosphère après l'injection de CO₂ devront être quantifiées à l'aide d'estimations techniques. Shell recommande que les pertes éventuelles pendant la période d'injection active soient d'abord déduites des demandes de réduction d'émissions de l'année en cours. Si les pertes dépassent les demandes de l'année en cours, la province devrait exiger de l'exploitant qu'il remette une quantité équivalente de quotas d'émission. Tout rejet survenant après la fin des opérations d'injection doit être récupéré sur un compte tampon établi par la province à cet effet et financé par l'attribution d'une quantité de crédits de réduction des émissions basée sur le risque par l'exploitant en matière de CSC. À titre indicatif, et conformément aux conclusions des auteurs du rapport du GIEC sur le CSC cité précédemment, l'attribution de crédits au compte tampon devrait être de l'ordre de 1 % de la quantité totale de CO₂ injectée. En Alberta, par exemple, les programmes de mesure, de surveillance et de vérification sont conçus pour contrôler et prendre en compte les rejets accidentels. Tout rejet sera alors comptabilisé dans le cadre de la déclaration annuelle et traité par le biais du système de compensation/crédit.

Stockage de GES - Technologies - Selon vous, quelles sont les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère? Quelles technologies devraient être priorisées pour l'élaboration de protocoles de quantification?

Shell estime que les réservoirs de stockage géologiques et biologiques devraient être reconnus à leur juste valeur, car ils ont tous deux un rôle important à jouer dans la lutte contre le changement climatique. Nous notons que le captage direct de l'air et la bioénergie avec stockage géologique, parfois appelés technologies de géo-ingénierie d'élimination, ne sont pas spécifiquement mentionnés dans les documents de consultation. Nous recommandons de les prendre en considération, car ils pourraient présenter des opportunités pour le Québec. Les technologies de captage direct de l'air, en particulier, sont développées par de nombreux entreprises et investisseurs en prévision de la nécessité d'atteindre les objectifs de zéro émission nette et de température

globale. Le Québec pourrait envisager d'adapter un protocole de compensation du stockage géologique de l'Alberta, qui est utilisé depuis de nombreuses années, ou d'adapter la méthode de quantification du CUSC dans le Règlement fédéral sur les carburants propres. Le Québec offre d'importantes possibilités d'utilisation du CO₂ par le biais de projets de conversion de l'électricité en liquides, grâce à l'énergie renouvelable et à la biomasse disponibles dans la province. D'ores et déjà, des projets tels que Varennes Carbon Recycling (dans lequel Shell a investi) utilisent l'hydrogène pour convertir les déchets de biomasse en combustibles à faible teneur en carbone. Il existe également des possibilités de capter le CO₂ à partir de sources industrielles et de produire des carburants à faible teneur en carbone grâce à l'incorporation d'hydrogène à faible teneur en carbone. À plus long terme, le CO₂ obtenu grâce à la technologie de capture directe de l'air pourrait être associé à l'hydrogène pour produire des carburants à faible teneur en carbone pour des secteurs particulièrement difficiles à décarboniser, comme l'aviation. En plus du CUSC, le Québec pourrait envisager de développer ou d'adopter des protocoles de compensation du carbone pour encourager le biocharbon, l'érosion avancée des roches, le captage direct de l'air et la bioénergie avec captage et stockage du carbone. Nous encourageons le Québec à envisager l'autorisation de boiser et reforester les terrains de l'État. Compte tenu du temps et de la complexité nécessaires à l'élaboration de nouveaux protocoles, nous encourageons la province à envisager d'adopter ou d'adapter, dans la mesure du possible, des protocoles existants provenant de systèmes fédéraux/provinciaux ou du marché volontaire du carbone.

Stockage de GES - Général - Devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée afin de favoriser les réductions d'émissions? Que pensez-vous de l'acceptabilité sociale du stockage géologique?

Toute limite au stockage des GES devrait dépendre de la géologie du sous-sol et de sa capacité à stocker le CO₂ de manière sûre et permanente. L'adoption effective du stockage des GES dépendra de la commercialisation de la technologie et, en fin de compte, des coûts de déploiement d'un projet. Limiter arbitrairement la quantité de stockage de GES pourrait retarder les réductions d'émissions, contribuer à l'incertitude des investisseurs et s'avérer dissuasif pour les promoteurs de projets. En termes d'acceptabilité sociale, le CUSC est souvent mal compris et perçu négativement comme une technologie immature ou inutile. Shell estime que les gouvernements devraient s'engager activement auprès de l'industrie, du public et des autres parties prenantes pour faire connaître l'importance du captage et du stockage géologique du CO₂, en particulier pour les secteurs où l'élimination est difficile ainsi que pour la séquestration du carbone. Les gouvernements ont un rôle important à jouer en fournissant des informations factuelles sur le stockage géologique et en instaurant la confiance du public grâce à des cadres réglementaires solides. Étant donné la probabilité que le CO₂ doive être transporté sur des distances considérables pour être séquestré ou utilisé, nous encourageons le Québec à prendre également en compte la nécessaire adhésion du public à une infrastructure de pipelines de CO₂. L'installation Quest CCS prouve que le captage du CO₂ à grande échelle est une mesure sûre et efficace pour réduire les émissions de CO₂ provenant de sources industrielles. Quest et un nombre croissant de projets de CSC démontrent leur capacité à gagner et à maintenir l'acceptation sociale. Parallèlement, il existe des exemples récents d'annulation de projets en raison de l'inquiétude du public quant à la sécurité du transport du CO₂. Il est important que les développeurs de projets et les régulateurs éduquent le public et fassent participer massivement les communautés pour permettre aux citoyens de prendre des décisions en connaissance de cause. L'International CCS Knowledge Centre (Centre international de connaissances sur les CSC) et le Global CCS Institute (Institut mondial sur les CSC) sont des ressources utiles sur les meilleures pratiques pour améliorer l'acceptabilité sociale et promouvoir la consultation des parties prenantes.

Stockage de GES - Général - Étant donné que le stockage géologique est non renouvelable, devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée par année par un émetteur, par le Québec? Les secteurs qui ne pourront pas être décarbonés devraient-ils être priorisés pour l'utilisation du stockage géologique ou tout établissement devrait y avoir accès s'il le souhaite et s'il en a les moyens?

Si le Québec s'inquiète de la disponibilité du stockage géologique, il pourrait envisager une approche similaire au modèle de centre de stockage du carbone de l'Alberta, qui attribue l'espace interstitiel de séquestration. Pour aider à gérer la croissance du CUSC, l'Alberta délivre des droits de séquestration du carbone par le biais d'une procédure concurrentielle qui permet le développement de centres de stockage du carbone. Cette approche vise à éviter les problèmes associés au risque de chevauchement de trop nombreuses propositions de séquestration et de titularisation. Les entreprises sélectionnées pour étudier le développement de centres de stockage du carbone évalueront la pertinence de leur emplacement. L'entreprise peut ensuite demander le droit d'injecter et de stocker le CO₂ capturé.

Stockage de GES - Quel rôle pensez-vous que les activités de capture et de stockage joueront pour l'atteinte de l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant le stockage de GES?

Les activités de CSC sont indispensables pour parvenir à des émissions nettes nulles. Pratiquement aucun scénario n'exclut le CSC industriel des éléments importants de la décarbonisation. La lenteur des progrès mondiaux en matière de décarbonisation rend de plus en plus probable la nécessité de procéder à des absorptions de carbone à grande échelle. Les derniers scénarios énergétiques de Shell indiquent que, pour parvenir à une augmentation de la température mondiale inférieure à 1,5 °C, il est nécessaire d'utiliser largement les puits de carbone. La Feuille de route « Net zéro d'ici à 2050 » de l'AIE considère également le CUSC comme l'un des principaux piliers de la décarbonisation du système énergétique mondial (référence : page 80 du rapport de l'AIE). Shell propose les commentaires supplémentaires suivants : Nous encourageons le Québec à envisager de permettre le captage du CO₂ à grande échelle, ainsi que le captage du CO₂ à partir de la bioénergie, le captage direct dans l'air et les absorptions biogènes. Actuellement, le système de plafonnement et d'échange n'incite pas à promouvoir le captage du CO₂ biogénique. Shell encourage le Québec à permettre aux entreprises de générer des crédits pour l'utilisation du CO₂ biogénique capturé. Autoriser et encourager tous les mécanismes de captage et de stockage des GES permet une meilleure adoption et une plus grande expérience de ces technologies, ce qui devrait contribuer à réduire les risques et, en fin de compte, les coûts de déploiement. La responsabilité à long terme est une considération importante pour les promoteurs de projets envisageant des projets de CSC. Il sera important pour le Québec de prévoir un mécanisme permettant aux entreprises de rétrocéder le droit de propriété à l'État. Compte tenu de son expérience opérationnelle dans le cadre du projet Quest CCS, Shell connaît bien l'approche de l'Alberta en matière de gestion de la responsabilité pour le CO₂. L'Alberta a mis en place un fonds d'intendance post-fermeture (le Post-Closure Stewardship Fund) pour gérer la responsabilité post-fermeture. Le Post-Closure Stewardship Fund est financé par les exploitants de CSC en Alberta, afin de garantir que les sites de stockage sont correctement entretenus à long terme après l'arrêt des opérations. L'industrie paie une redevance à la tonne pour le CO₂ stocké, afin que les habitants de l'Alberta ne supportent pas la charge de ces coûts lorsque la responsabilité des sites reviendra au gouvernement provincial.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Que pensez-vous des propositions d'éléments à considérer pour le biométhane?

L'intensité carbonique sur l'ensemble du cycle de vie devrait être la principale mesure utilisée pour classer les carburants dans la catégorie « méthane renouvelable » si l'objectif est de parvenir à des réductions d'émissions. Shell suggère que le Québec tienne compte de l'intensité en carbone du méthane renouvelable, y compris de l'évitement du méthane par le détournement des déchets organiques des décharges et du compostage dans le cadre de réglementations et de programmes. Une approche fondée sur l'intensité carbonique reconnaîtrait qu'il existe des sources non biogéniques de CO₂ qui peuvent générer des carburants à très faible intensité carbonique, tels que le gaz synthétique. Le potentiel de séquestration géologique du carbone étant limité au Québec, il sera important que la province encourage toutes les formes d'utilisation du carbone, y compris la production de méthane renouvelable. Shell encourage le Québec à stimuler la capacité de production future de gaz naturel renouvelable (GNR) dans la province et propose les recommandations suivantes :

La prise en compte de l'intensité du biométhane, et du crédit fourni pour l'évitement du méthane grâce au détournement des déchets organiques des décharges et au compostage dans le cadre de la réglementation et des programmes contribuerait à faire reconnaître la valeur associée à ces mesures.

Les projets de GNR ont différents facteurs de coût, et un crédit d'impôt à l'investissement axé sur le capital est susceptible d'améliorer considérablement l'économie des projets. Les crédits d'impôt à la production pourraient également être utiles pour soutenir les coûts d'exploitation et, en fin de compte, attirer les investissements. Pour encourager l'adoption du GNR et soutenir la demande, Shell encourage le Québec à :

- Reconnaître le modèle « réservation et réclamation » comme le fait la California Low Carbon Fuel Standard pour aider à créer une demande pour les carburants gazeux à faible intensité de carbone.
- Offrir des incitatifs ou des crédits de capacité pour les infrastructures de distribution de GNR.
- Veiller à ce que les mandats de véhicules à émissions nulles pour les secteurs des véhicules moyens et lourds tiennent compte des réductions des émissions de GNR et d'autres combustibles à faible intensité de carbone sur l'ensemble du cycle de vie.
- Offrir des incitatifs pour la conversion des véhicules lourds au gaz naturel comprimé.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment les distributeurs pourraient-ils obtenir un avis favorable d'un vérificateur afin que leurs clients puissent produire leur déclaration en vertu du RDOCECA au 1^{er} juin?

Shell encourage le Québec à s'assurer qu'il y a suffisamment de vérificateurs accrédités pour fournir une telle déclaration de validation afin que les clients puissent respecter le délai de déclaration fixé au 1^{er} juin de chaque année.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Shell recommande au Québec d'envisager une approche solide de la reconnaissance des livres et des demandes. À titre d'exemple, le California Air Resources Board (CARB) exige ce qui suit :

- Dans le cadre de sa demande d'autorisation, l'entreprise doit démontrer l'existence d'un trajet théorique entre l'installation et la station de distribution en Californie (la distance réelle a une incidence sur l'intensité carbonique).
- L'entreprise doit attester les éléments suivants auprès de la CARB, conformément à l'article 95488.8(i)(2)(c) 2) du Règlement relatif à la norme sur les carburants à faible teneur en carbone (Low Carbon Fuel Standard) :
 - Le gaz est qualifié de biométhane ou l'entreprise possède des droits exclusifs sur les caractéristiques environnementales correspondantes
 - L'entreprise n'a pas vendu, transféré ou retiré ces attributs environnementaux dans le cadre d'un programme ou d'une juridiction autre que la Norme fédérale sur les carburants renouvelables (« Renewable Fuel Standard »).
 - L'entreprise certifie, sous peine de parjure en Californie, qu'aucune autre partie n'a vendu, transféré ou retiré les attributs environnementaux correspondant au biométhane pour lequel l'entreprise demande un crédit dans le cadre du programme « Low Carbon Fuel Standard ».
- L'entreprise doit fournir des rapports trimestriels documentant le volume de production de carburant et les volumes distribués; la CARB effectue des contrôles croisés annuels avec d'autres producteurs et distributeurs afin d'identifier toute divergence. La CARB a entamé un processus d'élaboration de règles et étudie une proposition selon laquelle le GNR doit circuler physiquement en Californie ou vers un utilisateur final en Californie pour lequel le GNR a été produit. À partir de 2028, les pipelines éligibles doivent être orientés vers la Californie pendant 50 % d'une année donnée. Le GNR utilisé pour produire de l'hydrogène n'est pas soumis à l'obligation de livraison et peut continuer à être fourni indirectement par des projets en Amérique du Nord. Nous encourageons le Québec à mettre en place un système obligatoire de suivi des attributs environnementaux par une tierce partie, tel que le programme à but non lucratif M-RETS, qui est déjà requis pour respecter la conformité dans certains États tels que l'Oregon et Washington. Un tel programme pourrait aider le Québec à créer un processus de vérification de la conformité plus efficace et à éviter le double comptage.

Nouvelles énergies vertes - Hydrogène vert - Quelles applications devraient être priorisées pour l'utilisation de l'hydrogène vert? Devrait-on requérir la déclaration de l'hydrogène vert aux fins du suivi de l'impact sur l'atteinte de la cible, du suivi sur la substitution des énergies fossiles au Québec et aux fins de la vérification des déclarations d'émission de GES des établissements assujettis au SPEDE? D'autres types d'hydrogène devraient-ils être considérés au même titre que l'hydrogène vert?

Les ressources hydroélectriques du Québec donnent à la province un avantage significatif pour la production d'hydrogène à faible teneur en carbone. Toutefois, pour augmenter l'investissement dans les infrastructures d'hydrogène, il doit également y avoir de la demande en hydrogène. Les objectifs politiques et les objectifs du marché sont mieux servis en investissant dans l'augmentation de la capacité d'approvisionnement et en s'attaquant aux coûts de production plus élevés tout en développant simultanément la demande du marché. Il convient de tenir compte de l'intégralité de la chaîne de valeur, de la production au client, pour assurer la réussite. L'investissement du gouvernement est primordial pour aider les technologies comme l'hydrogène à être attrayantes, acquérir une expérience commerciale et ainsi réduire les coûts grâce à l'apprentissage et à l'innovation. Shell encourage le Québec à considérer l'ensemble des voies et des utilisations futures potentielles de l'hydrogène à faible teneur en carbone, qui seront déterminées par les demandes des clients et du marché. L'hydrogène peut être utilisé pour produire un certain nombre de produits, notamment des biocarburants, du gaz synthétique liquéfié ou de l'ammoniac. À l'échelle mondiale, Shell constate également un intérêt accru pour le développement de centres d'hydrogène intégrés destinés à l'industrie et aux transports lourds. Shell recommande que l'hydrogène à faible intensité de carbone utilisé comme carburant ou matière première soit reconnu dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange existant ou d'autres programmes de

réduction des émissions de gaz à effet de serre, plutôt que d'introduire de nouveaux systèmes d'attribution de crédits. L'intensité du carbone sur l'ensemble du cycle de vie devrait être au centre des préoccupations plutôt que le mécanisme de production d'hydrogène. Cette approche, axée sur la réduction du carbone par le biais d'une réduction de l'intensité carbonique, permettrait d'utiliser d'autres méthodes de production d'hydrogène si l'intensité carbonique résultante est suffisamment faible.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment pouvons-nous supporter les producteurs et utilisateurs de biocombustible au point de vue réglementaire et déclaratoire? Y a-t-il d'autres biocombustibles que nous devrions considérer? Est-ce que le caractère renouvelable d'un biocombustible devrait être considéré?

Shell soutient activement l'augmentation de la production de biocarburants dans la province. Au début de l'année 2021, Shell, avec ses partenaires et les gouvernements du Québec et du Canada, a investi dans Recyclage Carbone Varennes, la première usine de transformation de matières résiduelles en carburants à faibles émissions de carbone au Québec. Cette usine utilisera la technologie développée par Enerkem et nécessitera un approvisionnement en hydrogène vert, ce qui permettra de construire l'un des plus grands électrolyseurs au monde. Une fois achevée, l'usine produira des carburants à plus faibles émissions de carbone et des produits chimiques renouvelables à partir de déchets non recyclables. Elle traitera plus de 200 000 tonnes de déchets non recyclables et de déchets de bois par année, avec une production annuelle de près de 125 millions de litres de carburants à faibles émissions de carbone. En plus de détourner les déchets des sites d'enfouissement, l'usine contribuera à accroître l'offre globale de carburants de remplacement et à accélérer la réduction des gaz à effet de serre. Le règlement du Québec sur l'intégration de carburants à faible teneur en carbone dans l'essence et le diesel encouragera de plus en plus l'utilisation des biocarburants dans la province. Shell soutient l'approche visant à reconnaître l'intensité en carbone du cycle de vie des carburants à faible teneur en carbone et encourage le Québec à adopter une approche similaire dans d'autres politiques et réglementations. Nous encourageons le Québec à travailler en étroite collaboration avec le gouvernement fédéral afin de créer un environnement d'investissement compétitif pour faire progresser la production de biocarburants au Canada. L'offre de carburant d'aviation durable (« sustainable aviation fuel », SAF), en particulier, est insuffisante. En 2019, moins de 200 000 tonnes métriques de SAF ont été produites dans le monde, soit moins de 0,1 % du carburant utilisé par les compagnies aériennes. De nombreuses mesures complémentaires seront nécessaires pour faire évoluer le secteur de l'aviation et accroître la production et l'utilisation généralisée des SAF dans le monde. Il s'agit à la fois de politiques gouvernementales et de partenariats entre l'industrie et les gouvernements visant à stimuler l'offre et la demande. Le Québec pourrait également collaborer avec le gouvernement fédéral et d'autres juridictions provinciales pour promouvoir des critères de durabilité clairs et harmonisés pour les biocarburants, ce qui favoriserait le développement de ces derniers.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nous encourageons le Québec à mettre en place un système obligatoire de suivi des attributs environnementaux par une tierce partie, tel que le programme à but non lucratif M-RETS, qui est déjà requis pour respecter la conformité dans certains États tels que l'Oregon et Washington. Un tel programme pourrait aider le Québec à créer un processus de vérification de la conformité plus efficace et à éviter le double comptage. Dans la mesure du possible, Shell recommande que le Québec s'efforce d'aligner ses exigences sur celles des autres provinces et sur le règlement fédéral sur les carburants propres. Cela permettra d'assurer la cohérence entre les programmes provinciaux et fédéraux et de réduire la charge administrative pour les parties obligées.

Nouvelles énergies vertes - Quel rôle pensez-vous que les nouvelles énergies vertes joueront pour l'atteinte de la cible 2030 et l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant les nouvelles énergies vertes?

Le Québec dispose d'opportunités prometteuses pour développer davantage les énergies propres. Dans le cadre de sa consultation sur le plafonnement et l'échange de droits d'émission, le Québec a proposé un programme d'achat de crédits de réduction des émissions de GES ou d'élimination du CO₂. Shell souhaite rappeler que nous pensons que tout nouveau programme doit venir s'ajouter au programme de conformité des compensations du Québec grâce aux échanges de quotas d'émissions et ne doit en aucun cas priver les participants concernés de ce choix important en termes de conformité. Toute conversion à venir s'inscrivant dans le programme de compensation du Québec devra faire l'objet d'une considération approfondie des conséquences des coûts de conformité sur le secteur et des risques associés aux investissements infructueux ou en cours de progression au sein des projets compensatoires. Nous pensons que le programme de compensation pour la conformité du Québec doit perdurer en tant que mécanisme puissant pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Étant

donné que la majorité des crédits de séquestration de carbone ont tendance à avoir une valeur supérieure aux crédits de réduction ou d'évitement, un programme de crédit distinct au sein de ou en complément du système de conformité peut être justifié. Nous encourageons le Québec à reconnaître la capture, l'utilisation et le stockage du carbone, au même titre qu'une multitude de projets avancés de séquestration du carbone dans un programme à venir, notamment le biocharbon, l'érosion avancée des roches, la capture directe de l'air et la bioénergie avec capture et stockage du carbone. Ce programme de crédit de séquestration ou d'émissions négatives peut s'avérer capital pour que le Québec puisse atteindre sa neutralité carbone d'ici 2050 et attirer des investissements dans ce type de projets et de technologies. Selon Shell, la participation à un programme de ce genre devrait être obligatoire pour les émetteurs atteignant un seuil déterminé, et toute exigence en matière d'achat de crédit de séquestration carbone devrait s'affermir avec le temps pour assurer au Québec d'atteindre le net zéro d'ici 2050. La nécessité d'achat groupé doit intervenir au croisement des émissions attendues et du zéro net en 2050 (par exemple, si le Québec attend des entités concernées qu'elles émettent 5 millions de tonnes d'équivalent CO₂ en 2050, la nécessité d'achat groupé par les entités serait de 5 millions de tonnes d'équivalent CO₂).

Conseil Patronal de l'Environnement du Québec (CPEQ)

Type de groupe :

Industrie, Distribution de carburants combustibles, Environnement, Transport, Énergie, Petite ou moyenne entreprise

Stockage de GES - Règlementation - Est-ce que la réglementation en place est suffisante pour permettre les projets de stockage? Devrait-on réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage? Que pensez-vous des modifications proposées au RDOCECA concernant l'assujettissement des activités de capture et stockage?

Le CPEQ rappelle que l'implantation de la technologie de captage et de stockage de CO₂ est très coûteuse et qu'elle n'est pas encore tout à fait au point, comme en témoigne le fait que des projets de démonstration sont encore effectués afin d'évaluer son potentiel d'implantation. Ainsi, avant que cette technologie soit économiquement viable, beaucoup de recherches et de développements additionnels devront avoir été réalisés. Le gouvernement du Canada a récemment créé un crédit d'impôt visant à favoriser la réalisation de projets de captage et de stockage de CO₂. Or, en vertu du cadre normatif de ce crédit, seules l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan y sont présentement admissibles, puisqu'il s'agit des seules provinces pour lesquelles le gouvernement du Canada a reconnu l'existence d'un cadre réglementaire permettant d'assurer que le stockage géologique garantisse une séquestration permanente du carbone. Tant qu'une réglementation en ce sens ne sera pas adoptée au Québec et que le crédit d'impôt fédéral ne sera pas accessible pour les projets réalisés localement, nous devons considérer que la réglementation en place n'est pas suffisante pour permettre les projets de stockage de CO₂. Nous rappelons par ailleurs qu'avant 2022, la séquestration géologique de CO₂ aurait pu être encadrée par la Loi sur les hydrocarbures. Depuis, cette loi a été remplacée par la Loi mettant fin à la recherche d'hydrocarbures ou de réservoirs souterrains, à la production d'hydrocarbures et à l'exploitation de la saumure. Cette dernière interdit la recherche et la production d'hydrocarbures, en révoquant toutes les licences d'exploration et de production d'hydrocarbures et les autorisations d'exploiter de la saumure valides sur le territoire québécois, tout en prévoyant la fermeture définitive obligatoire des puits forés en vertu de ces licences et la restauration des sites dans un certain délai. La loi prévoit une exception à l'obligation de fermeture de puits lorsque ceux-ci présentent notamment un potentiel pour la réalisation de projets pilotes ou d'acquisition de connaissances concernant la séquestration de CO₂, le stockage d'hydrogène vert, la géothermie profonde et pour la récupération de minéraux critiques et stratégiques à partir de saumure naturelle, ou tout autre projet qui favorise la transition énergétique ou qui participe à l'atteinte des objectifs de lutte contre les changements climatiques (art. 43). De ce fait, nous comprenons qu'aucun nouveau puits exploratoire ne pourrait être creusé. Les projets de séquestration de carbone devraient être réalisés dans les puits déjà existants et sous forme de projet pilote, limitant grandement la possibilité de réaliser de tels projets.

Stockage de GES - Règlementation – Selon vous, si un établissement transférait des GES à un deuxième établissement qui en ferait la valorisation mais qui en émettait une partie, qui devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, l'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂ ou l'établissement recevant le transfert pour en faire la valorisation?

Nous sommes d'avis que les récentes modifications apportées au RDOCECA portant sur cette question sont pertinentes et il n'y a donc pas lieu d'y répondre.

Stockage de GES - Règlementation - Pour vous, que signifie la permanence et quels contrôles et suivis devraient être mis en place afin de s'assurer que le stockage soit permanent?

Le CPEQ reconnaît la nécessité, afin de permettre au gouvernement d'atteindre sa cible de carboneutralité à l'horizon 2050, d'assurer que les émissions de CO₂ captées provenant de secteurs difficiles à électrifier ou à décarboner, soient stockées de manière permanente ou pour une période minimale de 100 ans. Le CPEQ rappelle que les technologies de captage et de stockage de carbone sont, pour la plupart, assez récentes ou encore en développement. S'il est possible de faire une démonstration théorique, fondée sur la science, que le CO₂ capté est effectivement stocké de façon permanente, la démonstration pratique, quant à elle, peut s'avérer plus complexe. Cette difficulté nous apparaît particulièrement importante en ce qui concerne le stockage géologique, une méthode qui, selon le MELCCFP, ne garantit pas la permanence du stockage en raison notamment des risques de fuites possibles des réservoirs. Dans ce contexte, nous invitons le MELCCFP à établir des balises pour la démonstration de la permanence du stockage géologique. Nous rappelons, à cet effet, qu'il existe des protocoles en la matière, tels que le protocole fédéral créé en vertu du Règlement sur les combustibles propres ou le protocole LCFS du California Air Resources Board. Tel que nous le mentionnions ci-dessus, il est

essentiel, pour plusieurs secteurs, d'avoir recours au stockage du carbone afin de permettre au gouvernement d'atteindre sa cible de carboneutralité à l'horizon 2050. Il est donc nécessaire que l'encadrement pour l'utilisation de cette technique soit clair. Nous rappelons par ailleurs que l'Institut national de recherche scientifique (INRS) a produit, en 2014, une étude portant sur le potentiel de stockage géologique de CO₂. Nous estimons qu'il est important que cette étude soit mise à jour rapidement afin que les entreprises disposent des informations les plus récentes.

Stockage de GES - Règlementation - Comment est-ce que les rejets accidentels à l'atmosphère de CO₂ stockés devraient être traités dans le cadre du RDOCECA et du SPEDE?

Le CPEQ invite le MELCCFP à faire preuve de prudence en ce qui concerne la gestion des rejets accidentels du CO₂ stocké, puisqu'il peut être complexe de déterminer la provenance exacte des émissions. Nous rappelons, à ce sujet, que des milieux naturels, tels que des marécages, peuvent produire des émissions de GES, lesquelles pourraient être confondues avec des rejets accidentels de GES stockés dans le sous-sol. Dans ce contexte, nous sommes d'avis qu'il serait nécessaire, avant d'envisager l'ajout dans le RDOCECA ou dans le SPEDE d'obligation de déclaration et de couverture des émissions découlant du carbone stocké, de développer une méthodologie permettant de confirmer la provenance exacte de ces émissions, afin d'assurer que des émetteurs assujettis ne soient pas responsables d'émissions de sources naturelles.

Stockage de GES - Technologies - Selon vous, quelles sont les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère? Quelles technologies devraient être priorisées pour l'élaboration de protocoles de quantification?

Stockage de GES - Général - Devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée afin de favoriser les réductions d'émissions? Que pensez-vous de l'acceptabilité sociale du stockage géologique?

Le CPEQ reconnaît qu'il est préférable de favoriser la réduction des émissions de GES plutôt que d'avoir recours directement au stockage du carbone. Or, tel que mentionné ci-dessus, considérant que certaines émissions sont incompressibles, le recours au stockage du carbone demeure la seule solution pour permettre l'atteinte de la carboneutralité. Ainsi, nous sommes d'avis qu'il est préférable, du moins jusqu'à ce que des avancées technologiques importantes permettant de réduire les émissions des secteurs industriels difficiles à électrifier ou à décarboner soient réalisées, de ne pas limiter la quantité de GES pouvant être stockée. Nous rappelons d'ailleurs, à ce sujet, que l'objectif de la démarche de révision du SPEDE vise, notamment, à favoriser l'atteinte des cibles québécoises de réductions des émissions de GES, soit 37,5% sous les niveaux de 1990 en 2030 et la carboneutralité en 2050. Le stockage du carbone étant une façon de réduire les émissions de GES dans l'atmosphère, nous sommes d'avis que le recours à cette technologie doit être optimisé.

Stockage de GES - Général - Étant donné que le stockage géologique est non renouvelable, devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée par année par un émetteur, par le Québec? Les secteurs qui ne pourront pas être décarbonés devraient-ils être priorisés pour l'utilisation du stockage géologique ou tout établissement devrait y avoir accès s'il le souhaite et s'il en a les moyens?

Le CPEQ craint que l'atteinte de la carboneutralité en 2050 soit impossible sans un recours rapide et massif au stockage géologique. Dans ce contexte, nous sommes d'avis qu'il serait préférable de ne pas imposer de limite à la quantité de GES pouvant être stockée. Toutefois, nous invitons le gouvernement à continuer d'investir dans les projets de recherche et de développement afin d'identifier et de développer de nouvelles méthodes permettant de capter et de stocker le CO₂. Nous rappelons également que le stockage océanique et le stockage biologique, notamment par la plantation d'arbres ou par l'utilisation de tourbières, demeurent des options complémentaires au stockage géologique.

Stockage de GES - Quel rôle pensez-vous que les activités de capture et de stockage joueront pour l'atteinte de l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant le stockage de GES?

Nous rappelons qu'il existe plusieurs secteurs industriels pour lesquels certaines émissions sont incompressibles. C'est notamment le cas du secteur du ciment et du béton, qui s'est doté d'une feuille de route afin d'atteindre la carboneutralité. Cette feuille de route, développée conjointement avec le gouvernement du Canada, reconnaît que le captage et le stockage du CO₂ sera nécessaire pour atteindre la carboneutralité. Nous notons, à ce sujet, que les modèles climatiques ont montré que les technologies de captage et de stockage du carbone jouent un rôle d'atténuation essentiel dans la décarbonisation du ciment et des produits de béton. Effectivement, la technologie de captage du CO₂ peut atténuer les émissions de combustion et des procédés qui sont libérées lors de la production de clinker. Les possibilités à court terme de capturer les émissions à grande

échelle consistent principalement à stocker le CO₂ capté dans des formations géologiques. Cependant, une variété de technologies différentes se concentrent sur l'utilisation du CO₂ capté dans la production de ciment et de béton, y compris l'injection de CO₂ dans le béton non durci.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Que pensez-vous des propositions d'éléments à considérer pour le biométhane?

Le CPEQ s'interroge sur la nécessité de présenter dans une déclaration distincte de celle déjà requise par le RDOCECA (QC.30), les émissions associées à l'utilisation du biométhane. En effet, nous rappelons que le facteur d'émission pour le biométhane (tonnes métriques en équivalent CO₂ par millier de mètres cubes) est de 0.011, si bien que les émissions découlant de l'utilisation de combustibles sont à toutes fins pratiques inexistantes. Dans ce contexte, nous estimons qu'il n'est pas nécessaire de procéder à des modifications au RDOCECA. Tel que nous le mentionnions précédemment, le facteur d'émission pour le biométhane est extrêmement bas et ne tient pas compte des émissions de CO₂. Par conséquent, il conviendrait davantage de faire référence à l'obligation de vérification des émissions de GES du biométhane plutôt que de ses émissions de CO₂ du biométhane. Nous rappelons, à ce sujet, que le biométhane de source biogénique à 100% n'émet aucun CO₂, si bien qu'aucune déclaration ou vérification ne devrait être nécessaire.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment les distributeurs pourraient-ils obtenir un avis favorable d'un vérificateur afin que leurs clients puissent produire leur déclaration en vertu du RDOCECA au 1^{er} juin?

Le CPEQ rappelle qu'il y a une pénurie de vérificateurs accrédités et que l'avis dont il est question représente une validation distincte de la déclaration des distributeurs de carburants et de combustibles, laquelle doit également faire l'objet d'une vérification au plus tard le 1^{er} juin. Nous craignons donc qu'il soit difficile, pour les distributeurs, d'obtenir l'avis d'un vérificateur afin de permettre à leurs clients de produire leur déclaration en vertu du RDOCECA.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nouvelles énergies vertes - Hydrogène vert - Quelles applications devraient être priorisées pour l'utilisation de l'hydrogène vert? Devrait-on requérir la déclaration de l'hydrogène vert aux fins du suivi de l'impact sur l'atteinte de la cible, du suivi sur la substitution des énergies fossiles au Québec et aux fins de la vérification des déclarations d'émission de GES des établissements assujettis au SPEDE? D'autres types d'hydrogène devraient-ils être considérés au même titre que l'hydrogène vert?

Le CPEQ est d'avis que tout type d'hydrogène permettant de réduire les émissions de GES par rapport à l'utilisation de combustibles fossiles devrait être considéré, l'objectif principal devant demeurer la réduction des émissions de GES.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment pouvons-nous supporter les producteurs et utilisateurs de biocombustible au point de vue réglementaire et déclaratoire? Y a-t-il d'autres biocombustibles que nous devrions considérer? Est-ce que le caractère renouvelable d'un biocombustible devrait être considéré?

Si à terme, l'électrification de l'économie ou l'utilisation d'hydrogène vert est souhaitable, nous rappelons que l'objectif principal doit demeurer la réduction des émissions de GES. Dans cette optique, la forte demande pour l'énergie renouvelable risque de s'accroître dans l'avenir, alors que des mesures visant à décarboner l'économie seront déployées. Nous insistons sur le fait que le développement des différentes filières d'énergie renouvelable devra être accéléré. Nous rappelons, à ce sujet, qu'au cours des dernières années, une série de politiques publiques, d'instruments réglementaires et de programmes visant à favoriser le déploiement de sources d'énergie renouvelable ont été mises en place par le Québec. Nous notons, à ce sujet, les instruments suivants :

- La Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies;
- Le Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable;
- Le Programme de biomasse forestière résiduelle;
- Le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage ;
- Une enveloppe de 100 millions de dollars afin de financer les surcoûts des dépenses d'exploitation de sources d'énergie moins émettrices, incluant des sources autres que l'électricité;
- Le Règlement sur l'intégration de contenu à faible intensité carbone dans l'essence et le carburant diesel;

- Le Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur. Tous ces instruments reconnaissent expressément que l'utilisation d'énergie de sources renouvelables permettent de réduire les émissions de GES par rapport à l'utilisation des combustibles fossiles, ce qui correspond à l'objectif de décarbonation que s'est donné le Québec. Un arrimage de ces politiques et de l'encadrement des énergies propres renouvelables est donc nécessaire, surtout en considérant que des investissements importants ont déjà été réalisés, afin, notamment, d'assurer une production locale de biocarburants.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nouvelles énergies vertes - Quel rôle pensez-vous que les nouvelles énergies vertes joueront pour l'atteinte de la cible 2030 et l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant les nouvelles énergies vertes?

Greenfield Québec inc.

Type de groupe :

Energie

Stockage de GES - Règlementation - Est-ce que la réglementation en place est suffisante pour permettre les projets de stockage? Devrait-on réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage? Que pensez-vous des modifications proposées au RDOCECA concernant l'assujettissement des activités de capture et stockage?

Non, la réglementation en place n'est pas suffisante pour favoriser la réalisation des projets de stockage. Il faudrait s'inspirer de ce qui se fait dans d'autres juridictions car il n'y a pas vraiment d'incitatif au Québec pour aller vers cette option. À titre d'exemple, le Québec pourrait s'inspirer de l'Inflation Reduction Act (IRA) adopté aux États-Unis en 2022 et qui introduit plusieurs mesures incitatives dont une bonification de la mesure 45Q introduite en 2008 et qui accorde un crédit de 85 \$US/tonne de CO₂ pour favoriser la capture et la séquestration du CO₂.

Stockage de GES - Règlementation – Selon vous, si un établissement transférait des GES à un deuxième établissement qui en ferait la valorisation mais qui en émettait une partie, qui devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, l'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂ ou l'établissement recevant le transfert pour en faire la valorisation?

Selon nous, l'établissement faisant la valorisation des GES devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, à moins d'une entente spécifique entre les partenaires d'affaires à cet égard prévoyant des modalités différentes.

Stockage de GES - Règlementation - Pour vous, que signifie la permanence et quels contrôles et suivis devraient être mis en place afin de s'assurer que le stockage soit permanent?

Pour nous, la permanence veut dire une transformation finale ou un stockage définitif des GES. Un monitoring en continu du CO₂ injecté dans un site de stockage ainsi qu'un suivi de l'intégrité des infrastructures devrait être effectué et devrait faire l'objet d'audits réguliers. Nous suggérons de s'inspirer de normes existantes comme la norme de l'ACNOR sur le stockage des hydrocarbures dans les formations souterraines (CSA Z341) qui s'applique déjà au Québec pour les sites souterrains de stockage de gaz naturel de Saint-Flavien et de Pointe-du-Lac.

Stockage de GES - Règlementation - Comment est-ce que les rejets accidentels à l'atmosphère de CO₂ stockés devraient être traités dans le cadre du RDOCECA et du SPEDE?

Le propriétaire du site où les GES sont stockés devrait être tenu responsable des rejets accidentels de CO₂ stockés pouvant survenir et devrait donc être responsable d'en faire la déclaration au même titre que les déversements accidentels de polluants en milieu terrestre ou aquatique qui doivent faire l'objet de déclarations en vertu de la réglementation en vigueur.

Stockage de GES - Technologies - Selon vous, quelles sont les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère? Quelles technologies devraient être priorisées pour l'élaboration de protocoles de quantification?

Selon nous, les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère sont :

1. Le stockage dans des sites souterrains autorisés
2. La séquestration dans le béton
3. La conversion du CO₂ en produits chimiques très inertes comme les carbonates
4. Le captage de méthane à la source
5. La chimie verte appliquée au secteur de l'agriculture (réduction du N₂O)

Stockage de GES - Général - Devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée afin de favoriser les réductions d'émissions? Que pensez-vous de l'acceptabilité sociale du stockage géologique?

Non, tant que la technologie le permet, il ne devrait pas y avoir de limite autre que les limites techniques de chacune des technologies avec un monitoring rigoureux et l'application de normes reconnues. L'acceptabilité sociale du stockage géologique de GES devra être évaluée au cas par cas. Pour certains projets, la population ne voudra probablement pas que les sites de stockage soient situés près de leurs habitations, mais si les

promoteurs des projets sont capables de démontrer les bienfaits du stockage sur l'environnement et que cela peut être fait de façon sécuritaire, la population devrait supporter le stockage géologique. D'ailleurs les sites de stockage souterrains de gaz naturel au Québec sont en opération depuis plusieurs décennies et sont bien acceptés par les populations locales.

Stockage de GES - Général - Étant donné que le stockage géologique est non renouvelable, devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée par année par un émetteur, par le Québec? Les secteurs qui ne pourront pas être décarbonés devraient-ils être priorités pour l'utilisation du stockage géologique ou tout établissement devrait y avoir accès s'il le souhaite et s'il en a les moyens?

Non, ni l'un ni l'autre. L'accès à la quantité pouvant être stockée par année par un émetteur devrait être négociée de gré à gré entre les parties en fonction de l'offre, de la demande et du coût. Les grands émetteurs dont les activités seraient plus difficiles à décarboner devraient être favorisés. Il faut aussi considérer le fait qu'avec le temps de nouvelles technologies de capture et de séquestration des GES pourraient devenir disponibles et faire partie de la solution.

Stockage de GES - Quel rôle pensez-vous que les activités de capture et de stockage joueront pour l'atteinte de l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant le stockage de GES?

Contrairement à d'autres juridictions comme certains États américains ou des provinces comme l'Alberta, le Québec dispose de peu de possibilités de développer des sites de capture et de stockage de CO₂. Par conséquent, la contribution potentielle de cette technologie pour atteindre la carboneutralité en 2050 est plutôt limitée. Le stockage souterrain de CO₂ ne devrait donc pas nécessairement être une priorité au Québec compte tenu que les sites potentiels de capture de CO₂ ne se trouvent pas à proximité des sites de stockage.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Que pensez-vous des propositions d'éléments à considérer pour le biométhane?

Le seul aspect qui apporte une complexité dans les éléments à considérer est celui de "l'obligation de vérification du CO₂ du biométhane. Compte tenu des conséquences monétaires pour le SPEDE". Cette obligation risque de limiter le développement de cette filière. Cependant, si cette obligation fait partie d'une entente commerciale entre le producteur/distributeur et le consommateur et qu'elle doit être utilisée afin d'effectuer initialement la vérification du CO₂ du biométhane ou du biogaz généré par le producteur ou distribué par le distributeur, le fardeau de l'obligation ne sera pas trop restreignant. Cependant, si l'objectif est de demander des vérifications annuelles du CO₂ du biométhane ou du biogaz généré par le producteur ou distribué par le distributeur cela risque d'entraîner une limitation supplémentaire à la consommation de biométhane ou de biogaz.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment les distributeurs pourraient-ils obtenir un avis favorable d'un vérificateur afin que leurs clients puissent produire leur déclaration en vertu du RDOCECA au 1^{er} juin?

Le vérificateur a déjà toute l'information dont il a besoin pour donner un avis favorable sur la facture des distributeurs ou bien sur la facture des fournisseurs de biométhane hors réseau d'Énergir. De plus, les transactions sont basées sur des équipements de mesure régis par Poids et Mesures Canada. Ces équipements et les informations compilées font également l'objet d'audits systématiques et sont donc très fiables.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Ces aspects concernent principalement le distributeur, dont Énergie pour la majeure partie du Québec et font déjà l'objet d'un encadrement réglementaire rigoureux.

Nouvelles énergies vertes - Hydrogène vert - Quelles applications devraient être priorités pour l'utilisation de l'hydrogène vert? Devrait-on requérir la déclaration de l'hydrogène vert aux fins du suivi de l'impact sur l'atteinte de la cible, du suivi sur la substitution des énergies fossiles au Québec et aux fins de la vérification des déclarations d'émission de GES des établissements assujettis au SPEDE? D'autres types d'hydrogène devraient-ils être considérés au même titre que l'hydrogène vert?

L'hydrogène vert à faible intensité carbone (IC) devrait d'abord être utilisé pour décarboner les secteurs plus difficiles à décarboner au Québec comme le secteur des transports lourds (transport maritime, transport ferroviaire et camions lourds) et certains procédés industriels. Une harmonisation sur la méthode de quantification et des seuils devrait être faite avec les autres juridictions. Il n'y a pas lieu de considérer d'autres types d'hydrogène au même titre que l'hydrogène vert à faible IC. Le Québec devrait s'aligner avec ce qui se fait

à l'international au niveau de la reconnaissance des attributs environnementaux de chacun des types d'hydrogène.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment pouvons-nous supporter les producteurs et utilisateurs de biocombustible au point de vue réglementaire et déclaratoire? Y a-t-il d'autres biocombustibles que nous devrions considérer? Est-ce que le caractère renouvelable d'un biocombustible devrait être considéré?

Dans sa quête pour l'atteinte de ses objectifs de réduction des émissions de GES, le Québec doit faire en sorte que les producteurs locaux d'énergie renouvelable restent compétitifs par rapport à leurs concurrents notamment par rapport à ce qui se fait dans les autres juridictions et au niveau mondial en termes de contraintes réglementaires et de programmes incitatifs. Tous les autres biocombustibles, y compris les énergies renouvelables dérivées de l'hydrogène vert comme le méthanol à faible IC devraient être considérés compte tenu de leur caractère renouvelable et de leur contribution à la réduction des émissions de GES et de l'évolution constante de la technologie.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Ces transactions font l'objet de contrats négociés de gré à gré entre les parties. Un suivi comptable des volumes transigés est effectué par chacune des parties. Les parties impliquées dans ces transactions détiennent donc toutes les informations requises.

Nouvelles énergies vertes - Quel rôle pensez-vous que les nouvelles énergies vertes joueront pour l'atteinte de la cible 2030 et l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant les nouvelles énergies vertes?

Selon nous les énergies renouvelables existantes et en développement auront un rôle central à jouer dans l'atteinte de la cible 2030 et de la carboneutralité en 2050 puisqu'elles sont déjà disponibles et qu'elles peuvent se substituer facilement aux énergies fossiles en utilisant les infrastructures existantes, ce qui constitue un avantage considérable. Cependant, le gouvernement du Québec devra offrir des incitatifs financiers avantageux afin de favoriser la production et l'utilisation des énergies renouvelables au Québec. À titre d'exemple, le crédit d'impôt remboursable pour la production et l'utilisation de biocarburant au Québec devrait être étendu dès maintenant à tous les types de biocarburants et la clause de non cumul des aides financières gouvernementales devrait être retirée immédiatement car elle pénalise injustement les producteurs québécois par rapport aux importations américaines éligibles au programme fédéral (Clean Fuels Regulations ou CFR). Cela nuit considérablement au développement de cette filière au Québec. Par ailleurs, tout doit être fait pour encourager la consommation de biométhane et de GNR produits au Québec afin de déplacer le méthane d'origine fossile. Le coût d'utilisation du méthane fossile est actuellement plus bas que celui du biométhane, ce qui constitue une aberration. De plus, la consommation de biométhane produit au Québec devrait être favorisée par rapport au biométhane provenant de l'extérieur du Québec. Cette filière de la production de biométhane au Québec n'est aucunement compétitive avec le marché américain et celui des autres provinces canadiennes. Les coûts de construction et les coûts environnementaux au Québec sont grandement supérieurs aux autres marchés. Présentement, le marché du biométhane ne réussit pas à lever au Québec en raison d'un manque d'incitatifs pour soutenir le développement de l'industrie de la production du biométhane. Ce soutien peut se faire de différentes façons et les suivantes devraient être prioritaires :

1. Un rehaussement substantiel de la "Redevance pour l'élimination des matières résiduelles" pour atteindre 40\$/tonne métrique en 2025 et atteindre 70\$/tonne métrique en 2030. Ceci aurait comme impact immédiat de couvrir deux objectifs importants qui sont de réduire les émissions de GES et de favoriser le développement et le déploiement de technologies telles que la production de biométhane.
2. Un rehaussement substantiel des droits d'émissions régis par le SPEDE serait un levier économique important pour toutes les technologies vertes permettant les réductions de GES comme la production de biométhane.

CarbiCrete

Type de groupe :
Industrie

Stockage de GES - Règlementation - Est-ce que la réglementation en place est suffisante pour permettre les projets de stockage? Devrait-on réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage? Que pensez-vous des modifications proposées au RDOCECA concernant l'assujettissement des activités de capture et stockage?

La réglementation devrait inclure les activités de stockage de GES par la minéralisation du carbone (carbonatation). La carbonatation du béton permet un stockage permanent de GES, de façon peu coûteuse tout en fabricant en produit utile.

Stockage de GES - Règlementation – Selon vous, si un établissement transférait des GES à un deuxième établissement qui en ferait la valorisation mais qui en émettait une partie, qui devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, l'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂ ou l'établissement recevant le transfert pour en faire la valorisation?

L'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂. Si une usine émet des GES qui sont valorisé à 75% d'efficacité, le 25% émit dans l'atmosphère et non-valorisé devrait être la responsabilité de l'exploitant de l'usine (premier établissement).

Stockage de GES - Règlementation - Pour vous, que signifie la permanence et quels contrôles et suivis devraient être mis en place afin de s'assurer que le stockage soit permanent?

Au moins 100 ans de stockage. Si le produit est détruit, aucun GES ne sera réémis dans l'atmosphère.

Stockage de GES - Règlementation - Comment est-ce que les rejets accidentels à l'atmosphère de CO₂ stockés devraient être traités dans le cadre du RDOCECA et du SPEDE?

Les rejets accidentels de CO₂ devraient venir réduire directement la quantité des crédits compensatoires générés par le projet.

Stockage de GES - Technologies - Selon vous, quelles sont les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère? Quelles technologies devraient être priorisées pour l'élaboration de protocoles de quantification?

La minéralisation du carbone dans les produits de béton. CarbiCrete est un bon exemple du type de technologie qui devraient être priorisées : CarbiCrete est une entreprise technologique d'élimination du carbone basée à Lachine, au Québec. La technologie brevetée de l'entreprise permet la production de béton sans ciment et sans carbone. Le procédé CarbiCrete résout trois problèmes tout en produisant un produit de construction: il élimine en permanence le CO₂ de l'atmosphère et le séquestre dans un produit utile; il élimine le besoin de ciment (qui est responsable de 8% des émissions mondiales de gaz à effet de serre) et il utilise les déchets industriels. Les produits fabriqués à l'aide de la technologie CarbiCrete sont négatifs en carbone, car le processus évite à la fois les émissions associées à la production de ciment et séquestre le CO₂ pendant le durcissement. Il y a des méthodologies de quantification sur le marché du carbone volontaire, telle que celle de Verra VM00043 et celle de Climate Action Reserve sur le "low carbon cement". CarbiCrete est en discussion avec Mourad Ziani du ministère et a fourni plus d'informations précises sur son procédé, son développement commercial et sa méthodologie de quantification du carbone.

Stockage de GES - Général - Devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée afin de favoriser les réductions d'émissions? Que pensez-vous de l'acceptabilité sociale du stockage géologique?

Non, l'urgence climatique est présente. Toutes les mesures, autant de stockage que de réduction, doivent être maximisées.

Stockage de GES - Général - Étant donné que le stockage géologique est non renouvelable, devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée par année par un émetteur, par le Québec? Les secteurs qui ne pourront pas être décarbonés devraient-ils être priorités pour l'utilisation du stockage géologique ou tout établissement devrait y avoir accès s'il le souhaite et s'il en a les moyens?

Oui, car le stockage géologique est non renouvelable. Les autres méthodes de stockage (comme par la minéralisation du carbone / carbonatation) ne devraient pas être limitées et devraient être favorisées par rapport au stockage géologique.

Stockage de GES - Quel rôle pensez-vous que les activités de capture et de stockage joueront pour l'atteinte de l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant le stockage de GES?

Un rôle extrêmement important puisque ces activités enlèvent directement du CO₂ qui sera autrement émis dans l'atmosphère. Inclure une composante sur la carbonatation des produits de béton est essentiel pour une réglementation qui englobe toutes les solutions de stockage de GES possibles.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Que pensez-vous des propositions d'éléments à considérer pour le biométhane?

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment les distributeurs pourraient-ils obtenir un avis favorable d'un vérificateur afin que leurs clients puissent produire leur déclaration en vertu du RDOCECA au 1^{er} juin?

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nouvelles énergies vertes - Hydrogène vert - Quelles applications devraient être priorités pour l'utilisation de l'hydrogène vert? Devrait-on requérir la déclaration de l'hydrogène vert aux fins du suivi de l'impact sur l'atteinte de la cible, du suivi sur la substitution des énergies fossiles au Québec et aux fins de la vérification des déclarations d'émission de GES des établissements assujettis au SPEDE? D'autres types d'hydrogène devraient-ils être considérés au même titre que l'hydrogène vert?

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment pouvons-nous supporter les producteurs et utilisateurs de biocombustible au point de vue réglementaire et déclaratoire? Y a-t-il d'autres biocombustibles que nous devrions considérer? Est-ce que le caractère renouvelable d'un biocombustible devrait être considéré?

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nouvelles énergies vertes - Quel rôle pensez-vous que les nouvelles énergies vertes joueront pour l'atteinte de la cible 2030 et l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant les nouvelles énergies vertes?

Coalition for Renewable Natural Gas

Type de groupe :

Energie, Autre, Association

Stockage de GES - Règlementation - Est-ce que la réglementation en place est suffisante pour permettre les projets de stockage? Devrait-on réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage? Que pensez-vous des modifications proposées au RDOCECA concernant l'assujettissement des activités de capture et stockage?

Les commentaires entrés dans le formulaire ont été rédigés en anglais. Nous sommes disponibles pour échanger sur tous les sujets ci-dessous en français ou en anglais.

Stockage de GES - Règlementation – Selon vous, si un établissement transférait des GES à un deuxième établissement qui en ferait la valorisation mais qui en émettait une partie, qui devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, l'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂ ou l'établissement recevant le transfert pour en faire la valorisation?

In the case of biogenic carbon transferred from a renewable gas facility to a second facility for utilization, the renewable gas facility should not be responsible for any CO₂ associated with the utilization process. In the case where the second facility accidentally emits the biogenic CO₂ it received from the renewable gas facility, there should be no penalty on either given the biogenic nature of the carbon, which is not covered by the cap-and-trade system.

Stockage de GES - Règlementation - Pour vous, que signifie la permanence et quels contrôles et suivis devraient être mis en place afin de s'assurer que le stockage soit permanent?

The Coalition for Renewable Natural Gas (RNG Coalition) does not yet take a position on the definition of permanence. This issue has been contentious in many other GHG programs. Geologic CO₂ storage and other forms of biogenic carbon sequestration (including biochar) are highly important tools that can further enhance the GHG benefits of RNG operations. How permanence is treated will have a strong impact on the viability of these strategies. From the atmosphere's perspective anything less than a full guarantee against reversals into the indefinite future is not "permanent," however, commercially it is very difficult to make contractual commitments for very long time periods (e.g., 100 years).

Stockage de GES - Règlementation - Comment est-ce que les rejets accidentels à l'atmosphère de CO₂ stockés devraient être traités dans le cadre du RDOCECA et du SPEDE?

Stockage de GES - Technologies - Selon vous, quelles sont les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère? Quelles technologies devraient être priorisées pour l'élaboration de protocoles de quantification?

As mentioned during the webinar, Québec's cap-and-trade system currently does not recognize negative greenhouse gas emissions resulting from technologies such as bioenergy with carbon capture and storage (BECCS). Renewable gas developers are increasingly assessing the opportunity to capture the biogenic CO₂ from the biogas upgrading process. However, they will only build BECCS facilities if the additional costs of installing carbon capture and storage (CCS) equipment are met with high-enough incentives rewarding the negative emission outcome. One approach MELCCFP could do to incent negative emission technologies would be to create an offset protocol for biogenic carbon sequestration through BECCS including all renewable gas applications that adopt CCS technologies.

Stockage de GES - Général - Devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée afin de favoriser les réductions d'émissions? Que pensez-vous de l'acceptabilité sociale du stockage géologique?

If any prioritization must be made with regards to GHG storage pathways, negative emission technologies such as BECCS should not be subject to any limit. In its most recent approved draft report on GHG mitigation, entitled Climate Change 2022, Working Group III contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, the IPCC states that: "Most production routes for biofuels, biochemicals and biogas generate large side streams of concentrated CO₂ which is easily captured, and which could become a source of negative emissions." Chapter 11, section 11.3.5., Page 1182.

https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_FullReport.pdf

In its Net Zero Emissions by 2050 Scenario, the International Energy Agency (IEA) estimates that approximately 190 megatonnes (Mt) of CO₂ per year are removed globally through BECCS by 2030. The IEA scenario relies primarily on fossil fuel reduction to put the world on track to stay below 1.5 degrees Celsius of global average temperature increase from pre-industrialization levels. The IEA suggests that BECCS will still be needed to avoid overshooting the global carbon budget. Based on projects currently in the early and advanced stages of deployment, carbon removal via BECCS could reach just under 50 Mt CO₂ per year globally by 2030. MELCCFP should not only avoid restricting BECCS but should encourage its deployment. BECCS data from the IEA is available here:

<https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/bioenergy-with-carbon-capture-and-storage>

Stockage de GES - Général - Étant donné que le stockage géologique est non renouvelable, devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée par année par un émetteur, par le Québec? Les secteurs qui ne pourront pas être décarbonés devraient-ils être priorités pour l'utilisation du stockage géologique ou tout établissement devrait y avoir accès s'il le souhaite et s'il en a les moyens?

Stockage de GES - Quel rôle pensez-vous que les activités de capture et de stockage joueront pour l'atteinte de l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant le stockage de GES?

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Que pensez-vous des propositions d'éléments à considérer pour le biométhane?

We strongly support MELCCFP's proposal to allow reporting facilities to use North American biomethane on a contractual basis. This will bring the Québec Cap-and-Trade system in line with a wide set of analogous programs across North America and Europe that allow biomethane to fully participate. Allowing reporting facilities to procure biomethane from a gas utility, directly from a renewable gas producer, or through a third-party distributor, such as biomethane marketer, is also an important part of the proposal that will support the renewable gas industry. Transfer of biomethane on a contractual basis has proven success stories in multiple countries, none more striking than Denmark. In 2023, over 35% of Denmark's gas consumption was already met by biomethane. On July 15 and 16, 2023, Denmark met its entire domestic gas demand for greater than a 24-hour period solely with biomethane. The Danish Government is aiming to grow biomethane's share of its domestic gas market to 100% by 2030 in line with their Green Gas Strategy, which prioritizes free trade of green gases across borders and states that: When a biogas plant feeds (biomethane) into the gas system, it is mixed with other gas. In the gas system, both (biomethane) and natural gas are mixed to form a uniform gas. In order for the gas supplier to prove the origin of the gas supplied to the final customer, guarantees of origin are used. Energinet (the gas system operator) issues guarantees of origin, thereby ensuring that it can be documented that a consumed volume of gas is matched by an equivalent production of green gas. This system prevents double counting of renewable energy, allowing companies and other consumers to pay for green gas.

Denmark's share of biomethane is updated regularly on Energinet's website at:

<https://en.energinet.dk/Gas/Biomethane/>

Denmark Green Gas Strategy is accessible at:

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Naturgas/groen_gasstrategi_en.pdf

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment les distributeurs pourraient-ils obtenir un avis favorable d'un vérificateur afin que leurs clients puissent produire leur déclaration en vertu du RDOCECA au 1^{er} juin?

In short, MELCCFP should ensure sufficient accredited auditors to provide validation statements. We encourage MELCCFP to coordinate with Environment and Climate Change Canada (ECCC) regarding the verification process. ECCC has a list of certified verifiers under the Clean Fuel Regulations (CFR). As the biomethane suppliers become increasingly familiar with the CFR verification process, aligning MELCCFP's verification process with ECCC's it would be beneficial to the industry by lowering the administrative burden. For example, MELCCFP could decide for the purposes of the cap-and-trade system to automatically certify all CFR verifiers that were certified by ECCC. More information on ECCC's certification and verification process for the CFR can be found in Folder 9 of the CFR Google Drive:

<https://drive.google.com/drive/folders/1-DaMtrIjzDlmyiW9gB8IDJsARxI6Omeo>

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Adopting the M-RETS System as a registry for tracking biomethane volumes would support the verification of volumes purchases outside, as well as within, Québec. The digital infrastructure designed to support biomethane tracking across North America already exists and is ready to be paired with all of Québec's programs. These tracking systems issue a unique, traceable, digital certificate (often known as a Renewable Thermal Certificate, or RTC) guaranteeing the origin of biomethane and tracking ownership of associated environmental attributes. M-RETS, formerly known as the Midwestern Renewable Energy Tracking System, is a renewable energy credit and renewable thermal credit platform which is currently tracking production of biomethane volumes and ownership of associated environmental attributes for various markets, including (1) Oregon's Clean Fuel Program, (2) utility procurement of RNG in Oregon, (3) California's renewable gas standard, (4) Washington's Clean Fuel Standard, and for those who voluntarily purchase renewable gas to meet sustainability goals outside of compliance programs. We strongly suggest that Québec employ the M-RETS system for tracking RNG volumes in all programs (including the cap-and-trade and the Regulation respecting the quantity of renewable natural gas to be delivered by a distributor). This should eliminate concerns related to double counting, ensuring transparency in volume origination, and allowing integration with other regional programs and markets. It is also more administratively efficient for regulators and biomethane suppliers who participate in various RNG programs across multiple jurisdictions. It is better to start with one uniform tracking system in North America than to attempt to merge provincial- and state-level systems at some future date. Market-based accounting connects buyers to sellers and is the most proven method to allow fair ownership claims of the environmental benefits associated with renewable gas. Additional details on the different renewable gas tracking systems adopted in North America and Europe are detailed in this publication:

<https://static1.squarespace.com/static/53a09c47e4b050b5ad5bf4f5/t/6565f9e1ab4ae045ef2b69fb/1701181923045/20231123+-+Joint+Paper+on+RG+Tracking+Systems+-+Final.pdf>

Links to programs that have adopted M-RETS:

(1) Oregon Department of Environmental Quality, Clean Fuels Program Expansion 2022 - Filing 2 (Permanent Administrative Order), Pages 35 and 55.

<https://www.oregon.gov/deq/rulemaking/Documents/DEQ17-2022.pdf>

(2) Oregon Public Utility Commission, AR632. See OAR §860-150-0050:

<https://apps.puc.state.or.us/orders/2020ords/20-227.pdf>

(3) California Public Utilities (CPUC), Decision Implementing Senate Bill 1440 Biomethane Procurement Program, Page 50.

<https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M454/K335/454335009.PDF>

(4) Washington Clean Fuel Program Rule, page 35.

<https://ecology.wa.gov/DOE/files/e9/e97a5150-9ed2-4512-a4fd-6b0317f907dc.pdf>

Nouvelles énergies vertes - Hydrogène vert - Quelles applications devraient être priorisées pour l'utilisation de l'hydrogène vert? Devrait-on requérir la déclaration de l'hydrogène vert aux fins du suivi de l'impact sur l'atteinte de la cible, du suivi sur la substitution des énergies fossiles au Québec et aux fins de la vérification des déclarations d'émission de GES des établissements assujettis au SPEDE? D'autres types d'hydrogène devraient-ils être considérés au même titre que l'hydrogène vert?

RNG Coalition prefers to avoid using colour coding when referring to various types of hydrogen. Instead, we believe hydrogen pathways should be referred to based on their lifecycle carbon intensity and overall environmental benefits. If MELCCFP prefers to use a "green" label, a broader definition should be adopted. On slides 28 and 29 of its presentation, MELCCFP presented a very narrow definition of green hydrogen that is out-of-step with the one adopted in the 2030 Québec Green Hydrogen and Bioenergy Strategy from the then Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelle (see page 7).^{*} The Strategy also includes biomass as a source of green hydrogen. MELCCFP should align with that definition. Among the upcoming changes to the cap-and-trade system, MELCCFP should therefore also consider biomethane-to-hydrogen and biomass-to-hydrogen pathways. That includes hydrogen produced from steam methane reformation or auto-thermal reformation of biomethane, and biomass gasification or pyrolysis with carbon capture and storage (CCS). The most proven form of renewable gas today is biomethane derived from anaerobic digestion (AD). To fully enable this pathway within the cap-and-trade system, MELCCFP should also allow biomethane to be transferred to a hydrogen production facility (such as a steam methane reformer) on a contractual basis. That approach is already adopted by other jurisdictions including California in its Low Carbon Fuel Standard. Volumes of biomethane converted to hydrogen should also be tracked by M-RETS (see our answer above introducing M-RETS). While we always recommend assessing renewable gases based on their lifecycle carbon intensity, we understand that the Québec cap-and-trade system covers point-source emissions. With that in mind, we recommend that any MELCCFP guidance

established for electrolytical hydrogen should also apply to other renewable hydrogen at point of use. Beyond biomethane-to-hydrogen pathways, a wide variety of biomass material can be used to produce hydrogen in ways that produce carbon-negative outcomes when paired with CCS. This shift can be especially important for woody feedstocks not well suited to AD, including forest waste that can potentially help mitigate wildfire risks. Those carbon-negative pathways are well described in a report by the Lawrence Livermore National Laboratory titled Getting to Neutral: Options for Negative Carbon Emissions in California:

https://www-gs.llnl.gov/content/assets/docs/energy/Getting_to_Neutral.pdf

Renewable gases are an important near-term decarbonization strategy for all applications which currently utilize fossil-derived fuels and, in the long-term, will be necessary in energy applications which are not well-suited to electrification, and as platform molecules for other fuels and products.

*: Hydrogen Strategy:

https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/publications-adm/politique/PO_strategy_green-hydrogen-bioenergies_screen-version_MEIE.pdf

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment pouvons-nous supporter les producteurs et utilisateurs de biocombustible au point de vue réglementaire et déclaratoire? Y a-t-il d'autres biocombustibles que nous devrions considérer? Est-ce que le caractère renouvelable d'un biocombustible devrait être considéré?

We support MELCCFP's approach to allow the use of biofuels to reduce fossil-based emissions from facilities subject to the cap-and-trade system. When biomethane is used as an input to make other biofuels, we recommend MELCCFP allow biomethane to be transferred on a contractual basis to the biofuel production facility. To enable those biomethane pathways, MELCCFP should use consistent reporting and verification requirements as the ones proposed for the direct use of biomethane by a facility subject to the cap-and-trade system. Consistently to our other answers above, we recommend the adoption of M-RETS to track biomethane volumes used at biofuel production facilities. The fragmented nature of provincial- and state-level policy in North America means that, in a manner similar to the effort the European Union is currently undertaking, governments must seek to align renewable gas procurement frameworks in order to accelerate the deployment of renewable gas projects. Adopting M-RETS would be a big step in the right direction for renewable gas deployment in North America. Biomethane facilities in North America rely on organic waste feedstocks. RNG Coalition is primarily focused on renewable gas derived from organic waste feedstocks which can achieve compound benefits through (1) the displacement of carbon dioxide (CO₂) emissions from the combustion of fossil fuels, (2) the critical near-term GHG impact of methane capture and destruction, and (3) additional benefits that result from the improved management of organic waste. Recycling organic material in this manner is a key component of a circular economy. Those are important features to consider when assessing a biofuel.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nouvelles énergies vertes - Quel rôle pensez-vous que les nouvelles énergies vertes joueront pour l'atteinte de la cible 2030 et l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant les nouvelles énergies vertes?

The development of organic-waste-derived RNG provides a unique opportunity to increase domestic biofuel production capacity in the near-term. Landfills, wastewater treatment plants, farms, and source-separated organics facilities are the best sites to upgrade biogas from organic waste to biomethane. While the renewable gas supply chain and ecosystem are still growing in North America, biomethane is more mature in other parts of the world. Europe has decades of experience using RNG from all organic feedstocks and counts over 1,000 facilities supplying RNG, which supplied over 130 petajoules in 2021. Europe's experience well document by the European Biogas Association here:

<https://www.europeanbiogas.eu/strongnew-record-for-biomethane-production-in-europebrshows-eba-gie-biomethane-map-2022-2023-strong/>

In 2022, the U.S. transportation sector used 54 petajoules of biomethane, resulting in lifecycle GHG emissions reduction of 5.6 megatonnes of carbon dioxide equivalent, as outlined here:

https://static1.squarespace.com/static/53a09c47e4b050b5ad5bf4f5/t/64380e657f0e0c3d592b34dd/1681395302370/2022+PR_RNG+Breaking+Motor+Fuel+Usage+Records+%282%29.pdf

The International Energy Agency's (IEA) original net-zero scenario models that in certain regions, renewable gas makes up over 80% of the gas grid's content in 2050. Source: Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector (2021), page 79.

https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf

In summer 2022, the Government of Canada adopted the Clean Fuel Regulations (CFR). In that program, biomethane can generate credits to reward its lifecycle GHG emission reduction benefits. Biomethane used in Québec results in GHG emissions reduction both in Québec and, evidently, in Canada. Where there is overlap in the eligibility of biomethane uses, biomethane ultimately used in Québec should be rewarded by both the provincial cap-and-trade system and the federal CFR. In the United States, biomethane can be rewarded by both the U.S. Environmental Protection Agency's (EPA) Renewable Fuel Standard (RFS) and state level programs such as the California Low Carbon Fuel Standard. To be eligible for credits from both federal- and state-level programs, the biomethane must be dispensed as a transportation fuel to a vehicle in California. The same interactions happen between the U.S. EPA's RFS and the Oregon Clean Fuel Program as well as with the Washington Clean Fuel Standard when biomethane is dispensed in either of those states. MELCCFP can allow interactions with Canadian federal programs such as the CFR without weakening the integrity of the cap-and-trade system. Adopting M-RETS to track biomethane volumes would be a helpful tool for MELCCFP to avoid double counting issues. RNG Coalition also recommended Environment and Climate Canada, and other provincial regulators, including in Ontario and British Columbia, adopt M-RETS.

Conseil de l'industrie forestière du Québec

Type de groupe :
Industrie

Stockage de GES - Règlementation - Est-ce que la réglementation en place est suffisante pour permettre les projets de stockage? Devrait-on réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage? Que pensez-vous des modifications proposées au RDOCECA concernant l'assujettissement des activités de capture et stockage?

Le gouvernement du Canada a récemment créé un crédit d'impôt visant à favoriser la réalisation de projets de captage et de stockage de CO₂. Or, en vertu du cadre normatif de ce crédit, seules l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan y sont présentement admissibles. Le CIFQ demande donc au MELCCFP de développer un cadre réglementaire portant sur le stockage géologique du carbone afin de permettre aux entreprises qui souhaitent réaliser ce type de projet au Québec d'avoir accès au crédit d'impôt fédéral. À ce stade-ci, il ne nous semble pas requis de réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage du CO₂.

Stockage de GES - Règlementation – Selon vous, si un établissement transférait des GES à un deuxième établissement qui en ferait la valorisation mais qui en émettait une partie, qui devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, l'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂ ou l'établissement recevant le transfert pour en faire la valorisation?

La responsabilité de l'émetteur qui transfère des GES à un 2^e établissement devrait cesser de s'appliquer sur le volume transféré.

Stockage de GES - Règlementation - Pour vous, que signifie la permanence et quels contrôles et suivis devraient être mis en place afin de s'assurer que le stockage soit permanent?

Stockage de GES - Règlementation - Comment est-ce que les rejets accidentels à l'atmosphère de CO₂ stockés devraient être traités dans le cadre du RDOCECA et du SPEDE?

L'entité responsable du stockage devrait rapporter ces émissions comme sont rapportées les émissions fugitives provenant des pertes de réfrigérants par les entités émettrices.

Stockage de GES - Technologies - Selon vous, quelles sont les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère? Quelles technologies devraient être priorisées pour l'élaboration de protocoles de quantification?

Comme le soulignaient les rapports de Dunsky (2021) et l'Institut de l'énergie Trottier (ITE) (2022), le captage et séquestration de carbone (CSC) s'avérera sans doute nécessaire pour atteindre la carboneutralité en 2050. Dunsky (2021) mentionne qu'« elle est donc une option complémentaire aux réductions d'émissions, mais qui doit être prévue en parallèle dès maintenant pour assurer la possibilité d'y avoir recours au besoin. » Le rapport de l'ITE 2022 mentionne que le captage et la séquestration du carbone ainsi que la combustion de la biomasse dont le CO₂ résultant de la combustion est capté puis séquestré demeurent essentiels à l'atteinte de la carboneutralité. Dans un des scénarios pour 2030 présentés par l'ITE (CN45), l'utilisation du captage et séquestration du carbone contribue à la réduction avant 2030. Il faudra cependant introduire un mécanisme de comptabilisation et de reconnaissance des émissions négatives.

Stockage de GES - Général - Devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée afin de favoriser les réductions d'émissions? Que pensez-vous de l'acceptabilité sociale du stockage géologique?

Stockage de GES - Général - Étant donné que le stockage géologique est non renouvelable, devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée par année par un émetteur, par le Québec? Les secteurs qui ne pourront pas être décarbonés devraient-ils être priorisés pour l'utilisation du stockage géologique ou tout établissement devrait y avoir accès s'il le souhaite et s'il en a les moyens?

En réponse aux 2 premières questions abordant une limitation du stockage, il nous apparaît qu'elle pourrait potentiellement nuire au développement des technologies de captage et stockage qui, comme le mentionnent les rapports de Dunsky et de l'Institut de l'énergie Trottier, seront requises pour atteindre la carboneutralité à l'horizon 2050.

Stockage de GES - Quel rôle pensez-vous que les activités de capture et de stockage joueront pour l'atteinte de l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant le stockage de GES?

Les activités de capture et de stockage seront requises pour l'atteinte de la carboneutralité comme le mentionnent notamment les rapports de Dunsky (2019 et 2021) et de l'Institut de l'énergie Trottier (2022). Les rapports de Dunsky mentionnaient aussi le recours à la comptabilisation des émissions négatives dans la trajectoire D qui permettrait d'atteindre la carboneutralité à l'horizon 2050 sur son propre territoire. Les émissions négatives sont définies comme suit dans leur rapport de 2021 : « Les émissions négatives correspondent à des retraits de GES de l'atmosphère, puis à leur séquestration. Les émissions négatives peuvent être produites tant par des solutions climatiques naturelles, comme le boisement, que par des moyens technologiques, comme la bioénergie avec captage et séquestration de carbone ou le captage atmosphérique direct. » L'ITE abordait aussi la comptabilité des émissions négatives comme mentionné précédemment. Le Québec a donc avantage à prévoir une façon de comptabiliser les émissions négatives afin que le potentiel se concrétise et puisse contribuer à l'atteinte des cibles de réduction.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Que pensez-vous des propositions d'éléments à considérer pour le biométhane?

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment les distributeurs pourraient-ils obtenir un avis favorable d'un vérificateur afin que leurs clients puissent produire leur déclaration en vertu du RDOCECA au 1^{er} juin?

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nouvelles énergies vertes - Hydrogène vert - Quelles applications devraient être priorisées pour l'utilisation de l'hydrogène vert? Devrait-on requérir la déclaration de l'hydrogène vert aux fins du suivi de l'impact sur l'atteinte de la cible, du suivi sur la substitution des énergies fossiles au Québec et aux fins de la vérification des déclarations d'émission de GES des établissements assujettis au SPEDE? D'autres types d'hydrogène devraient-ils être considérés au même titre que l'hydrogène vert?

Considérant les prévisions d'augmentation de la demande en électricité (décarbonation des secteurs économiques au Québec, nouveaux projets et croissance de la population), il importe d'appliquer l'approche de la « bonne énergie à la bonne place ». Sur cette base et dans le contexte où les limitations de l'offre d'électricité entraînent le refus de certains projets de remplacements d'énergies fossiles par l'électricité, le CIFIQ croit qu'il faut privilégier ces projets dans une perspective globale de réduction des GES plutôt que le développement de l'hydrogène vert. Dans la mesure où il trouve son application dans une approche de « bonne énergie à la bonne place », l'hydrogène vert est de nature à contribuer à la réduction des émissions de GES et devrait par conséquent être considéré dans les cibles, la substitution et les déclarations. Fondamentalement, l'hydrogène est un vecteur énergétique qui peut apporter une contribution à la réduction de GES. La nature de sa production importe peu dans la mesure où il peut être démontré que, toute chose considérée, le bilan de sa production conduit à une réduction des émissions.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment pouvons-nous supporter les producteurs et utilisateurs de biocombustible au point de vue réglementaire et déclaratoire? Y a-t-il d'autres biocombustibles que nous devrions considérer? Est-ce que le caractère renouvelable d'un biocombustible devrait être considéré?

Le biocharbon est un bon exemple de biocombustibles à considérer au même titre que tout biocombustible produit à partir de biomasse forestière résiduelle.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nouvelles énergies vertes - Quel rôle pensez-vous que les nouvelles énergies vertes joueront pour l'atteinte de la cible 2030 et l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant les nouvelles énergies vertes?

Énergir

Type de groupe :

Distribution de carburants combustibles, Énergie

Stockage de GES - Règlementation - Est-ce que la réglementation en place est suffisante pour permettre les projets de stockage? Devrait-on réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage? Que pensez-vous des modifications proposées au RDOCECA concernant l'assujettissement des activités de capture et stockage?

Énergir est d'avis que la réglementation actuellement en place n'est pas suffisante pour permettre les projets de stockage. La mise en place d'infrastructures de capture, utilisation, transport et séquestration (CUSC) du CO₂ est très coûteuse. En effet, en fonction de la source d'émissions captées, des volumes et de la distance sur lesquelles il faut les transporter, en plus des coûts de développement des infrastructures de stockage, les coûts de tels projets peuvent dépasser les 150\$/tonne. À ce jour, le coût du SPEDE est de loin inférieur à ce seuil et ne constitue donc pas un incitatif suffisant pour capter et séquestrer les émissions de CO₂. Dans ce contexte, le crédit d'impôt visant à favoriser l'investissement dans les infrastructures de la filière CUSC, mis en place par le gouvernement fédéral, en permettant de couvrir jusqu'à 50% des coûts d'investissements, lorsque ces investissements sont effectués avant 2030 et, dans le cadre du stockage géologique, s'il existe une réglementation suffisante au niveau provincial pour garantir que le CO₂ est stocké de façon permanente. Par ailleurs, le gouvernement canadien a signé un premier contrat avec une entreprise albertaine, Entropy, qui a développé une technologie modulaire de captage, d'utilisation et de stockage du carbone. Le gouvernement fédéral a ainsi introduit un cadre pour les contrats sur différence pour le carbone, réduisant le risque pour les entreprises qui investissent dans des technologies propres, en garantissant un seuil de prix du carbone pour une période déterminée. Cependant, à ce jour, le Québec n'a pas de cadre réglementaire encadrant la séquestration géologique et le monitoring du CO₂. Ainsi, les projets de stockage géologiques au Québec ne seraient donc pas admissibles au crédit d'impôt, ce qui pose un frein important au développement de cette filière.

Stockage de GES - Règlementation – Selon vous, si un établissement transférait des GES à un deuxième établissement qui en ferait la valorisation mais qui en émettait une partie, qui devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, l'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂ ou l'établissement recevant le transfert pour en faire la valorisation?

Énergir éprouve certaines difficultés à se prononcer sur la question. Énergir est d'avis qu'une entité qui vend son CO₂ biogénique, tout comme l'entité qui le valorise, devraient avoir une obligation de déclaration de ses émissions. L'installation qui valorise des émissions de CO₂ biogéniques doit pouvoir démontrer la traçabilité contractuelle des émissions de CO₂ reçues pour valorisation et se trouve également responsable des émissions additionnelles associées au procédé de valorisation.

Stockage de GES - Règlementation - Pour vous, que signifie la permanence et quels contrôles et suivis devraient être mis en place afin de s'assurer que le stockage soit permanent?

Énergir n'a pas l'expertise géologique nécessaire pour répondre aux questions concernant les contrôles et le monitoring devant être mis en place pour assurer la permanence de la séquestration. L'INRS planifie toutefois la réalisation d'une étude visant, entre autres, à vérifier ce type de paramètres dans le sous-sol Québécois. Énergir compte d'ailleurs collaborer avec l'INRS à cette initiative. Tel que mentionné ci-haut, la mise en place d'une réglementation sur le stockage et le monitoring du CO₂ est essentielle au développement de la filière. Certaines juridictions, comme l'Alberta, ont d'ailleurs un tel cadre déjà en place. Le Québec pourrait s'en inspirer afin d'accélérer la mise en place d'un cadre réglementaire au Québec.

Stockage de GES - Règlementation - Comment est-ce que les rejets accidentels à l'atmosphère de CO₂ stockés devraient être traités dans le cadre du RDOCECA et du SPEDE?

Énergir n'a pas de commentaires à ce sujet. Nous recommandons de vérifier ce qui est fait à cet égard dans les juridictions où le stockage de CO₂ est plus développé, tel que l'Alberta ou la Norvège.

Stockage de GES - Technologies - Selon vous, quelles sont les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère? Quelles technologies devraient être priorisées pour l'élaboration de protocoles de quantification?

Différentes technologies permettent de retirer du carbone de l'atmosphère. Ces technologies varient en termes de maturité, de coût et de potentiel de stockage de carbone. Le choix de la technologie appropriée dépend

souvent des circonstances locales et des objectifs spécifiques de réduction des émissions. Les technologies les plus prometteuses pour permettre des retraits permanents de gaz à effet de serre (GES) de l'atmosphère incluent, sans ordre précis :

1. Capture, utilisation et stockage du carbone (CSC) : Cette technologie implique la capture du CO₂ directement à la source (rejets des usines) ou de l'air (capture directe de l'air), puis son stockage sous terre ou son utilisation dans certains processus (notamment la production de GNR de 3e génération par le processus de méthanation).
2. Bioénergie avec capture et stockage du carbone (BECCS) : Elle combine la production d'énergie à partir de biomasse avec la capture et le stockage du carbone. La biomasse absorbe le CO₂ lors de sa croissance, et le CO₂ émis lors de la production d'énergie est capturé et stocké. Ce procédé permet des émissions nettes négatives.
3. Reforestation et afforestation : Plantation d'arbres sur des terres où ils ont été coupés (reforestation) ou sur des terres qui n'ont jamais été forestières (afforestation). Les arbres absorbent naturellement le CO₂ de l'air.
4. Restauration des écosystèmes : La restauration des tourbières, des mangroves, des forêts, des prairies et des écosystèmes marins peut augmenter la séquestration naturelle du carbone.
5. Minéralisation du carbone : Cette technique convertit le CO₂ en minéraux stables, souvent en utilisant des réactions chimiques avec des roches riches en silicates et en magnésium.
6. Fertilisation des océans: Ajout de nutriments dans les océans pour stimuler la croissance du phytoplancton, qui absorbe le CO₂.

Stockage de GES - Général - Devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée afin de favoriser les réductions d'émissions? Que pensez-vous de l'acceptabilité sociale du stockage géologique?

Énergir, comme le MELCCFP, est d'avis que dans nos efforts de décarbonation, les stratégies de réduction des GES à travers différentes solutions telles que l'efficacité énergétique, l'électrification directe, la bi-énergie, le gaz naturel renouvelable etc., doivent être mises de l'avant dès maintenant. En ce sens, il faut s'assurer que les secteurs pouvant se décarboner à l'aide de ces solutions aient les incitatifs suffisants pour le faire. Il ne faut pas toutefois mettre des bâtons dans les roues aux secteurs qui ont des émissions difficiles à réduire et pour lesquels la CUSC représente la solution la plus économique ou efficace, en instaurant une limite sur la quantité de CO₂ pouvant être stocké. Il faut aussi assurer que le CO₂ biogénique puisse être stocké, ce qui pourrait accélérer et assurer l'atteinte de nos cibles de décarbonation. Concernant l'acceptabilité sociale du stockage géologique, cette filière est pour le moment très peu connue au Québec. Une campagne d'éducation et de sensibilisation sera nécessaire. Entre autres, pour veiller au développement de la filière et à son acceptabilité sociale, il faut adresser certaines inquiétudes qui semblent ressortir quant à la sécurité et l'efficacité du transport et du stockage de CO₂

Stockage de GES - Général - Étant donné que le stockage géologique est non renouvelable, devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée par année par un émetteur, par le Québec? Les secteurs qui ne pourront pas être décarbonés devraient-ils être priorisés pour l'utilisation du stockage géologique ou tout établissement devrait y avoir accès s'il le souhaite et s'il en a les moyens?

Selon la compréhension d'Énergir, la quantité de CO₂ pouvant être stockée de façon géologique annuellement sera d'abord limitée par des facteurs naturels (taux d'injectivité permis par les conditions géologiques). Encore une fois, plutôt que de penser à limiter une solution de décarbonation clé dans l'atteinte de nos cibles, il faut s'assurer que les solutions permettant une réduction des GES soient avantageuses et adoptées là où applicables, tout en veillant à la recherche et au développement accéléré de la filière CUSC au Québec. Encore une fois, Énergir est d'avis que la mise de l'avant rapide des stratégies de réduction de GES là où applicable est une notion essentielle à une décarbonation efficace. De ce fait, nous sommes aussi d'avis que le stockage du CO₂ devra servir à la décarbonation des secteurs pour lesquels la réduction des émissions est difficile comme celles de certains procédés industriels (lors de la fabrication de ciment par exemple), ainsi qu'à un stockage d'émissions négatives, permettant l'atteinte de la carboneutralité. L'approche limitative semble toutefois non nécessaire en considérant la réalité économique du développement de projet de capture, transport et stockage du CO₂, tel que mentionné plus haut, ainsi que la nécessité du CUSC pour atteindre les cibles de décarbonation.

Stockage de GES - Quel rôle pensez-vous que les activités de capture et de stockage joueront pour l'atteinte de l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant le stockage de GES?

Énergir est d'avis que le stockage de carbone est incontournable dans l'atteinte de la carboneutralité en 2050. Le Rapport Dunsky (2019) indiquait déjà que l'atteinte des cibles de carboneutralité du Québec reposera sur 3 grandes stratégies

<https://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/trajec-toires-emissions-ges.pdf>

1. Accélérer les technologies sobres en carbone
2. Agir pour réduire la demande
3. Capter et séquestrer ce qui reste

Le rapport mentionne que le développement de la filière CUSC est important pour diverses raisons :

- Décarbonation des GES difficiles à abattre
- Le CUSC peut aussi servir comme sorte de police d'assurance au cas où les cibles des 2 premières stratégies ne seraient pas atteintes
- Grâce à la séquestration de CO₂ biogénique ou issu de la capture directe dans l'air (DAC), rend possible de surpasser la cible de 85% de réduction des GES d'ici 2050

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Que pensez-vous des propositions d'éléments à considérer pour le biométhane?

1. Déclaration distincte des volumes et des émissions de GES du biométhane et du gaz naturel fossile : Énergir n'est pas certaine si le MELCCFP fait référence à une déclaration distincte au sens d'une déclaration séparée de la déclaration usuelle des émissions en vertu de l'annexe QC.30 ou d'une distinction relative aux volumes et émissions du biométhane dans la déclaration usuelle des émissions en vertu de l'annexe QC.30. Énergir est d'avis qu'il n'est pas nécessaire que les volumes de biométhane et les émissions associées soient présentés dans une déclaration séparée de la déclaration usuelle des émissions en vertu du protocole QC.30. Les émissions de GES marginales attribuables à la combustion du biométhane (Tableau 30-1) font partie des émissions déclarées par Énergir en vertu du RDOCECA et pourraient être présentées de façon distincte à celles relatives au gaz naturel à l'intérieur de la même déclaration, de la même manière que les volumes de combustibles sont déjà présentés distinctement. Advenant cette avenue, le formulaire de déclaration devrait être adapté en sens. Pour les déclarations en vertu d'autres protocoles du RDOCECA, notamment QC.1 qui ne distinguent pas déjà les volumes et émissions de GES du biométhane des autres énergies, la distinction entre le CO₂ biogénique et non-biogénique devrait être bien identifiée et pourrait être une avenue qui clarifierait la non-couverture dans le cadre du SPEDE ou la non-vérification du CO₂ biogénique, notamment pour le vérificateur de telles déclarations. D'une façon générale, d'un protocole à l'autre, l'usage d'un biocombustible pour une combustion équivalente devrait impliquer le même facteur d'émission et la même quantité d'émission déclarée et couverte.
2. Utilisation des facteurs d'émission, exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure du gaz naturel : Énergir n'est pas en mesure de fournir des commentaires sur ce point qui n'a pas été expliqué lors du webinaire, outre le fait que le biométhane dispose, conformément au protocole QC. 30, d'un facteur d'émission de GES marginal relativement au gaz naturel, et ce, pour tenir compte que les émissions de CO₂ lors de sa combustion sont biogéniques. Cette situation devrait être maintenue afin de reconnaître le caractère biogénique des émissions de CO₂ du biométhane.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment les distributeurs pourraient-ils obtenir un avis favorable d'un vérificateur afin que leurs clients puissent produire leur déclaration en vertu du RDOCECA au 1^{er} juin?

Cette avenue pourrait être difficile à réaliser à court terme. Énergir a déjà convenu d'une entente contractuelle avec son vérificateur externe aux fins du RDOCECA sur plusieurs années à venir et ne peut pas modifier unilatéralement les conditions. Énergir comprend que la période précédant le 1^{er} juin est très achalandée compte tenu du nombre important de déclarations à vérifier au Québec et du nombre restreint de vérificateurs accrédités. Énergir est d'avis que l'attestation relative aux preuves a, b, c pourrait être produite au plus tard le 31 août, ce qui laisserait le temps nécessaire pour effectuer les activités de vérification spécifiques au biométhane. Énergir pourrait alors fournir au MELCCFP cette attestation qui pourrait servir pour toutes les déclarations de GES des émetteurs ayant déclaré des émissions de GES relatives à la consommation de biométhane. Rappelons que le bassin de vérificateurs accrédités est relativement restreints et que d'autres réglementations environnementales requièrent les services de ces ressources.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Énergir a développé une méthode d'audit qui est appliquée pour les sites situés en dehors du Québec permettant d'effectuer des vérifications sur site. Les rapports d'audit découlant de cette méthode déjà en place pourraient être utilisés afin de fournir au vérificateur externe les informations requises permettant de produire l'Attestation relative aux preuves a, b et c.

Nouvelles énergies vertes - Hydrogène vert - Quelles applications devraient être priorisées pour l'utilisation de l'hydrogène vert? Devrait-on requérir la déclaration de l'hydrogène vert aux fins du suivi de l'impact sur l'atteinte de la cible, du suivi sur la substitution des énergies fossiles au Québec et aux fins de la vérification des déclarations d'émission de GES des établissements assujettis au SPEDE? D'autres types d'hydrogène devraient-ils être considérés au même titre que l'hydrogène vert?

Énergir croit que le développement de la filière de l'hydrogène vert s'inscrit tout à fait dans ses objectifs de décarbonation et ceux du gouvernement du Québec qui, à travers le Plan pour une économie verte, confirme l'importance des gaz de sources renouvelables pour l'atteinte des cibles de réduction de GES. Pour réussir la transition énergétique du Québec, nous avons besoin d'un coffre à outils bien rempli et diversifié. Et l'hydrogène fait partie des outils qui sont mis à notre disposition pour assurer le succès du grand chantier de la décarbonation du Québec. Toutefois, dans le contexte énergétique actuel du Québec, où le réseau électrique doit composer avec une saisonnalité de la demande et des pointes de plus en plus exacerbées, il est important d'utiliser l'hydrogène vert, dont le procédé de production par électrolyse est très énergivore, de façon optimale. Certains secteurs prioritaires ont déjà été identifiés comme secteurs « sans regret », tel que le remplacement de l'hydrogène gris nécessaires dans certains procédés industriels, ou encore le transport lourd et intensif. En plus de ces secteurs prioritaires, Énergir est d'avis que le GNR de 3^{ième} génération, produit par un procédé de méthanation de l'hydrogène vert avec du CO₂ biogénique, présente plusieurs avantages pour la décarbonation dans le contexte Québécois, tels que :

- Source d'énergie carboneutre interchangeable avec le gaz naturel, évitant donc le besoin d'investir dans de nouveaux équipements industriels et de nouvelles infrastructures de distribution (c.-à-d. optimisation économique et complémentarité entre les réseaux existants).
- Possibilité pour les clients industriels de bénéficier de la structure contractuelle réglementée pour la consommation de GNR, c'est-à-dire un prix qui correspond au coût d'approvisionnement moyen d'Énergir. Si un client utilise de l'hydrogène de façon directe, il devra assumer à lui seul le coût de production de cet hydrogène.
- Aussi, dans un contexte énergétique où les défis de puissance et de disponibilité électrique sont bien présents, le GNR de 3^{ième} génération représente une solution pertinente au niveau du stockage saisonnier et de complémentarité entre les réseaux électriques et gaziers. En effet, en période de surplus, il est possible de produire de l'hydrogène, le méthaniser, l'utiliser et le stocker dans les infrastructures gazières. En période de pointe, la puissance électrique normalement utilisée par les électrolyseurs peut être redirigée vers le réseau d'Hydro-Québec.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment pouvons-nous supporter les producteurs et utilisateurs de biocombustible au point de vue réglementaire et déclaratoire? Y a-t-il d'autres biocombustibles que nous devrions considérer? Est-ce que le caractère renouvelable d'un biocombustible devrait être considéré?

Suite réponse "éléments à considérer bioémthane" :

2. Introduction des notions de substitution et de volumes contractuels : Énergir est très favorable à cette avenue. Comme la molécule de biométhane est interchangeable avec le gaz naturel d'origine fossile, il serait irréaliste d'avoir à construire des infrastructures entièrement dédiées au biométhane. Le fait de pouvoir alimenter nos clients en biométhane avec le réseau actuel est justement un de ses avantages. Seuls les clients qui achètent la molécule de biométhane peuvent affirmer en consommer et ainsi se faire reconnaître les réductions de GES associées. La portion facturée de biométhane apparaît d'ailleurs sur leur facture et ils sont exemptés par Énergir de son tarif de couverture des émissions de GES sur cette portion en vertu de ses conditions de services et tarifs en vigueur et approuvés par la Régie de l'énergie.
3. Obligation de vérification du CO₂ du biométhane, compte tenu des conséquences monétaires pour le SPEDE. Clarification du fait que même si ce CO₂ doit être vérifié, il n'a pas à être couvert : Tel que le présente le Tableau 30-1 du RDOCECA, le facteur d'émission relatif au biométhane (0,011 tonne métrique équivalent CO₂ par millier de mètres cubes) exclut les émissions de CO₂. Par conséquent, il faudrait davantage faire référence à l'obligation de vérification des émissions de GES du biométhane plutôt qu'au CO₂. Si le biométhane est à 100 % de source organique, les émissions de CO₂ générées, sont biogéniques, ce qui implique qu'il n'y a pas d'émission de CO₂ à déclarer, à vérifier ni à couvrir en vertu du RDOCECA et du RSPEDE. En contrepartie, Énergir est d'avis que le MELCCFP doit s'assurer que le biométhane déclaré en vertu du RDOCECA soit bel et bien du biométhane de source 100 % organique et qu'il n'est pas constitué par un amalgame d'attributs environnementaux et de gaz naturel fossile par exemple.
4. Besoins du MELCCFP en lien avec les preuves liées au biométhane :

- a. 100 % biogénique : Preuve de la nature biogénique des volumes déclarés (origine) et preuve qu'ils sont exempts de tout carbone d'origine fossile
- b. Injection réseau lié : Preuve que le biométhane est injecté dans le réseau de gaz naturel nord-américain et preuve du lien physique avec le lieu de livraison
- c. Unique acquéreur : Preuve que l'acheteur est l'unique acquéreur des volumes vendus (à cause de la substitution comptable).

Énergir est en accord avec cette proposition, sous réserve de la disponibilité de l'attestation du vérificateur du distributeur au moment où la déclaration de l'émetteur doit être produite ou à tout autre moment postérieur jugé raisonnable par le RDOCECA. Cette même attestation annuelle pourra être utilisée par le distributeur aux fins de sa propre conformité de déclaration en vertu du RDOCECA.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Suite "éléments à considérer biométhane" :

4. Dans le cas où le vérificateur est dans l'impossibilité d'obtenir une des preuves exigées, les volumes de biométhane acquis doivent être déclarés comme des volumes de gaz naturel, et les émissions correspondantes de GES doivent être déclarées comme étant d'origine fossile : Énergir est en accord sur le fond avec cette proposition, mais soumet que l'impossibilité d'obtenir une des preuves exigées peut être temporaire. Il faudrait que la réglementation permette de produire une déclaration de GES révisée advenant la disponibilité ultérieure des preuves requises.
- 4.5 Les producteurs de biométhane situés au Québec qui injectent du biométhane dans le réseau de transport ou de distribution québécois peuvent déclarer le biométhane « autoconsommé » : Énergir est en accord avec cette proposition.
- 4.6 Pour les émetteurs non assujettis au SPEDE et qui n'ont pas à faire vérifier leur déclaration, le gaz naturel peut être substitué par le biométhane dans leur déclaration uniquement si les volumes de biométhane ont été acquis par un distributeur de gaz naturel au sens de la Loi sur la Régie de l'énergie et s'ils ont obtenu un avis positif du vérificateur du distributeur : Même si cette situation ne s'est pas encore produite et qu'il est peu probable qu'elle se produise, il ne faudrait pas l'exclure. Par exemple, des émetteurs non assujettis au SPEDE pourraient vouloir consommer du biométhane d'un site de production situé à proximité. La réglementation ne devrait pas amener des contraintes commerciales en exigeant que l'émetteur s'approvisionne du distributeur de gaz naturel alors que les conditions de services et tarifs du distributeur permettent au client de s'approvisionner auprès de la personne de son choix. Dans le cas où le producteur de biométhane fournit du biométhane au distributeur de gaz naturel et que ce dernier serait déjà en mesure de fournir les preuves a, b et c, tout volume de biométhane vendu directement par ce producteur à un émetteur non assujetti au SPEDE devrait être reconnu comme du biométhane rencontrant les exigences de la réglementation.
- 4.7 Cela ne restreint pas la manière dont s'approvisionne un émetteur, mais seulement l'utilisation du terme « biométhane » dans sa déclaration. Le biométhane non vérifié doit être déclaré comme du gaz naturel : Énergir n'est pas en accord avec cette proposition, puisque l'émetteur souhaitera consommer du biométhane afin de bénéficier de tous ces avantages, autant environnementaux que financiers.

Nouvelles énergies vertes - Quel rôle pensez-vous que les nouvelles énergies vertes joueront pour l'atteinte de la cible 2030 et l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant les nouvelles énergies vertes?

Autre commentaire : Énergir souhaite apporter des précisions liées à une question d'un participant lors du webinaire du 5 décembre 2023 et plus précisément quant au risque de double comptabilisation des émissions évitées par la substitution du gaz naturel par du gaz de source renouvelable (GSR ou biométhane) en vertu du SPEDE au Québec et en vertu du RCP fédéral. La comptabilisation des émissions de gaz à effet de serre se fait au Québec, conformément au Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCECA). Au niveau canadien, les émissions de GES sont présentées dans l'Inventaire officiel canadien des gaz à effet de serre. Des données sont recueillies en réponse aux Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES) publiés de temps à autre à la Gazette du Canada. Considérant que le Québec est une province canadienne, les émissions réelles déclarées au Québec sont intégrées dans les émissions totales de GES au Canada. Par conséquent, les émissions évitées de GES par l'usage du GSR au Québec sont également prises en compte dans le bilan au Canada. Il ne s'agit pas ici d'une double comptabilisation, mais de la considération unique d'une émission de GES évitée dans deux bilans, dont un, celui du Québec, fait partie de l'autre, celui du Canada. La question résiduelle qui doit se poser est : y a-t-il une double valorisation de la réduction unique, une première fois en vertu du SPEDE – qui se traduit par un coût évité de

conformité considérant le nombre inférieur de droits d'émission qui devra être acquis – et une seconde fois en vertu du RCP– qui se traduit par la création d'une UC qui peut être créée et vendue aux fins de la conformité des fournisseurs principaux? Et si oui, cette double valorisation est-elle permise par la réglementation en vigueur ? Après validation auprès de ECCC et MELCCFP, Énergir se permet de conclure que la valorisation de la réduction de GES, d'une part sous forme de coût évité du SPEDE au Québec et, d'autre part, sous forme de création d'UC en vertu du RCP au Canada, est réelle et permise par les règlements en vigueur.

IETA

Type de groupe :
Industrie, Environnement

Stockage de GES - Règlementation - Est-ce que la réglementation en place est suffisante pour permettre les projets de stockage? Devrait-on réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage? Que pensez-vous des modifications proposées au RDOCECA concernant l'assujettissement des activités de capture et stockage?

IETA's "High-Level Criteria (HLC) for Carbon Geostorage Activities", <https://www.ieta.org/initiatives/high-level-criteria-for-carbon-geostorage-activities/>, are a set of principles to govern the development of tradable reductions and removals using technology-based carbon sink enhancements. IETA carried out a year-long consultation with business stakeholders and a series of expert workshops to develop a set of principles to guide developers, investors, and host countries in ensuring that carbon geostorage projects deliver real, permanent, and verifiable reductions and removals. We strongly advise Quebec to review the HLC, available on IETA's website, in their assessment of the regulatory framework for GHG storage. Broadly, the regulatory framework should provide certainty on tenure ownership, processes to acquire rights for injection and storage, information on measurement, monitoring and verification requirements and a mechanism to address long-term liability and permanence. These are essential QA/QC checks to support the selection of high-quality storage sites and underpin the longer-term risks of reversals, fundamental to underpinning creditable projects utilising carbon geostorage (e.g. CCUS). They are also essential requirements to the national level reporting of Canada's GHG emissions and removals in respect of progress towards the Paris Agreement goals. IETA suggests Quebec incorporates the model developed by Alberta's Ministry of Environment and Protected Areas whereby long-term liability transfers to the provincial government once the project proponent demonstrates "storage performance is consistent with expectations for permanent storage." From Alberta's "Quantification Protocol for CO₂ Capture and Permanent Storage in Deep Saline Aquifers": "The project developer retains liability for the carbon capture and storage project and sequestered carbon until a closure certificate is issued by Alberta Energy or the Alberta Energy Regulator. Once a closure certificate has been issued, liability for events resulting from these activities is transferred from the project developer to the Government of Alberta according to terms as detailed in the relevant legislation and regulations." These measures are essential to building investor and public confidence in the technology. Quebec should facilitate alignment and recognition with the federal government for project eligibility under the CCUS Incentive Tax Credit (ITC) legislation, as it looks to develop offset protocols and build out its regulatory framework. Given the high cost of CCUS technology, any crediting opportunities for CCUS in the province should be viable to be combined with the federal ITC. Quebec's intent to account for the capture, storage, re-use or elimination, and transfer of CO₂ emissions is critical given the geological storage limitations in the province.

Stockage de GES - Règlementation – Selon vous, si un établissement transférait des GES à un deuxième établissement qui en ferait la valorisation mais qui en émettait une partie, qui devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, l'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂ ou l'établissement recevant le transfert pour en faire la valorisation?

It is imperative that GHG emissions accounting is as accurate as possible. GHG emissions occurring after the point of transfer or related to the utilization process should be accounted for by the emitting facility (i.e., the facility receiving the transfer of CO₂ for utilization). The net emission reduction benefit claimed by the party capturing the CO₂ should be determined at the point of transfer to the using party. In the case where the party capturing the CO₂ contracts with another party for the CO₂ to be permanently stored, the capturing party will be required to ensure the safe transfer to a permitted transport network and storage site. The party responsible for storage will be responsible for any emissions associated with storage, as well as any physical leaks of CO₂. When considering the development of a protocol for CCUS, it is best to allow the project proponents to create their own benefit sharing agreements throughout the CO₂ utilization and storage process. Again, IETA recommends looking to Alberta's quantification protocol for CO₂ capture and permanent storage in deep saline aquifers for guidance. Additionally, it will be critical to facilitate a "hub and spoke" model, (one injection facility that takes in CO₂ from many sources) in the protocol design.

Stockage de GES - Règlementation - Pour vous, que signifie la permanence et quels contrôles et suivis devraient être mis en place afin de s'assurer que le stockage soit permanent?

Based on existing methodologies, expert consultation, and global reporting standards, IETA's HLC proposes six (6) methodological components, describing the rules and procedures for quantifying emission reductions and removals arising from creditable geostorage activities:

- Applicability Conditions
- Project Boundary & Leakage
- Baseline
- Additionality
- Non-Permanence & Liability
- Monitoring

and ten (10) safeguards, that identify and manage the specific impacts and potential risks associated with carbon geostorage (including carbon reversal):

- Significant and cost-effective for national climate mitigation
- Aligned with national development priorities and policy aims
- Public acceptance
- Legal basis for injection and storage
- Effective site selection and development
- Robust oversight of site operation and closure
- Liability for carbon reversal
- Risk and safety assessment
- Environmental and social impacts
- Sustainability

The handling of non-permanence and liability relates to both methodological design and the safeguards for safe carbon geostorage. As such, quantification methodologies must be underpinned by the safeguards. IETA strongly advises Quebec to review the HLC available on IETA's website when building out their regulatory framework related to permanence and monitoring requirements.

Stockage de GES - Règlementation - Comment est-ce que les rejets accidentels à l'atmosphère de CO₂ stockés devraient être traités dans le cadre du RDOCECA et du SPEDE?

Once again, IETA recommends looking to the guidance provided in Alberta's quantification protocol for CO₂ capture and permanent storage in deep saline aquifers which requires an engineering estimate of accidental emissions once a leak has been identified.

Stockage de GES - Technologies - Selon vous, quelles sont les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère? Quelles technologies devraient être priorisées pour l'élaboration de protocoles de quantification?

There are many technologies that support permanent removal of GHGs from the atmosphere. IETA encourages Quebec to develop a wide range of protocols. Providing a wide range of opportunities allows regulated entities and project developers to optimize for their unique circumstance. Firms and industries do not have equal opportunity in removals technologies, due to factors like geological constraints. Quebec could consider adapting a geological storage offset protocol from Alberta, which has been in use for many years, or could adapt the CCUS quantification methodology from the federal Clean Fuel Regulations. Quebec also has significant opportunities for CO₂ utilization which could be incorporated into the protocol. Direct Air Capture (DAC) and Bioenergy with carbon capture and storage (BECCS) are not specifically mentioned in the consultation materials. Currently there is no incentive under cap-and-trade to promote biogenic CO₂ capture which may be an additional avenue to explore. IETA encourages Quebec to enable companies to generate credits for utilization of captured biogenic CO₂. In addition to CCUS, Quebec should consider developing or adopting carbon offset protocols to incentivise DAC and BECCS and, could also consider protocols for biochar and enhanced rock weathering as emergent novel CDR methods. We also encourage Quebec to also consider enabling afforestation and reforestation projects on public lands as forests play a meaningful role in removing CO₂ from the atmosphere. Given the time and complexity of new protocol development, we encourage the province to consider adopting or adapting existing protocols where possible from existing federal systems, other CCUS-related protocols developed by provincial governments and ICROA-endorsed carbon crediting programmes in the voluntary carbon market. Notably, IETA encourages Quebec to look to the forthcoming Federal "Direct Air Carbon Dioxide Capture and Sequestration" protocol.

Stockage de GES - Général - Devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée afin de favoriser les réductions d'émissions? Que pensez-vous de l'acceptabilité sociale du stockage géologique?

IETA strongly opposes limitations on the volumes of CO₂ storage. Quebec should facilitate a competitive and efficient framework for allocating storage rights of CO₂ emissions. This would allow businesses to effectively determine the feasible and required quantity of CO₂ injection as a direct response to the regulatory environment. However, it will be critical that Quebec maintains a robust legal and regulatory framework for safe storage to ensure the permanence of injected CO₂. We again suggest looking to IETA's HLC for guidance in these respects. Federal and provincial governments have widely accepted CCUS and other removal technologies as pathways and methods to effectively reduce emissions. This is evidenced by the development of investment tax credits, protocols, and regulatory frameworks safe and environmentally-sound development and deployment of these technologies. The support of Quebec would further help promote the social acceptability of geological storage. Further, Quebec could enhance social acceptance by completing independent studies on the safety and effectiveness of CCUS schemes.

Stockage de GES - Général - Étant donné que le stockage géologique est non renouvelable, devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée par année par un émetteur, par le Québec? Les secteurs qui ne pourront pas être décarbonés devraient-ils être priorités pour l'utilisation du stockage géologique ou tout établissement devrait y avoir accès s'il le souhaite et s'il en a les moyens?

IETA advises against favoring specific industries when considering the deployment of removal technologies, emphasizing that geological constraints, access, and various other factors play a more crucial role in determining viability. Introducing an additional layer of complexity would be counterproductive. Instead, we propose that Quebec explores hub models. Alberta is utilizing a competitive process to grant carbon sequestration rights, fostering the creation of carbon storage hubs that can be accessed by a variety of companies who have captured CO₂ but don't have the means of injecting it on their own.

Stockage de GES - Quel rôle pensez-vous que les activités de capture et de stockage joueront pour l'atteinte de l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant le stockage de GES?

Broadly, Quebec should facilitate a competitive process for regulated facilities and project developers to undertake greenhouse gas storage projects. Quebec's offset protocol system creates an efficient market mechanism to enable this competitiveness. It will be critical for Quebec to maintain the parameters of the system to ensure that large scale technological sequestration can be supported by the cap-and-trade system. It will be critical for the province to expand the number of available protocols in Quebec to incentivize domestic mitigation and expand supply. Only two protocols have been used to generate offsets in Québec since the creation of the program. Further, Quebec can further bolster the incentives by directly purchasing offsets or removals. Any purchase program should be in addition to the existing offset protocol framework to maximize the potency of the market forces and government action. IETA suggests Quebec look to British Columbia's carbon neutral government program as an example of how this could be done in practice.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Que pensez-vous des propositions d'éléments à considérer pour le biométhane?

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment les distributeurs pourraient-ils obtenir un avis favorable d'un vérificateur afin que leurs clients puissent produire leur déclaration en vertu du RDOCECA au 1^{er} juin?

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nouvelles énergies vertes - Hydrogène vert - Quelles applications devraient être priorités pour l'utilisation de l'hydrogène vert? Devrait-on requérir la déclaration de l'hydrogène vert aux fins du suivi de l'impact sur l'atteinte de la cible, du suivi sur la substitution des énergies fossiles au Québec et aux fins de la vérification des déclarations d'émission de GES des établissements assujettis au SPEDE? D'autres types d'hydrogène devraient-ils être considérés au même titre que l'hydrogène vert?

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment pouvons-nous supporter les producteurs et utilisateurs de biocombustible au point de vue réglementaire et déclaratoire? Y a-t-il d'autres

biocombustibles que nous devrions considérer? Est-ce que le caractère renouvelable d'un biocombustible devrait être considéré?

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nouvelles énergies vertes - Quel rôle pensez-vous que les nouvelles énergies vertes joueront pour l'atteinte de la cible 2030 et l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant les nouvelles énergies vertes?

Association canadienne des carburants

Type de groupe :

Stockage de GES - Règlementation - Est-ce que la réglementation en place est suffisante pour permettre les projets de stockage? Devrait-on réglementer les secteurs qui pourraient utiliser le stockage? Que pensez-vous des modifications proposées au RDOCECA concernant l'assujettissement des activités de capture et stockage?

Comme le font les autres juridictions, la réglementation ne devrait pas influencer le choix technologique, mais seulement bien encadrer les mécanismes de quantifications et de créations de crédits éligibles dans le SPEDE. La réglementation ne devrait pas viser à restreindre l'utilisation d'une technologie ou d'une autre (viser le 'quoi' plutôt que le 'comment').

Les cadres réglementaires devraient fournir une certitude sur la propriété foncière, les processus d'acquisition des droits d'injection et de stockage, des informations sur les exigences en matière de mesure, de suivi et de vérification et un mécanisme pour gérer la responsabilité à long terme. Le Québec devrait également s'assurer d'être reconnu par le gouvernement fédéral pour ses projets éligibles en vertu de la législation CCUS fédérale. Nous recommandons que les opportunités de crédit pour le CCUS de la province puissent être combinées avec celles du fédéral.

Stockage de GES - Règlementation – Selon vous, si un établissement transférait des GES à un deuxième établissement qui en ferait la valorisation mais qui en émettait une partie, qui devrait être responsable des émissions de CO₂ associées au procédé de valorisation, l'exploitant de l'usine qui a généré le CO₂ ou l'établissement recevant le transfert pour en faire la valorisation?

Nous vous soumettons de considérer les trois situations suivantes :

1. L'émetteur assujetti au SPEDE capture du CO₂ émis par ses opérations et le transfère à une entreprise pour séquestration permanente. L'entreprise qui reçoit du CO₂ d'un émetteur devrait être responsable de la comptabilisation selon les règles d'un protocole reconnu/réglementé.
2. Dans le cas où une entreprise aurait valorisé sans séquestration permanente ses émissions de gaz à effet de serre antérieurement aux années de référence, le total des allocations gratuites et unités de référence total entre le producteur et le valorisateur devrait être maintenu (ainsi que son ordre de grandeur) pour utilisation directe et indirecte par le producteur, afin d'assurer qu'un projet de réduction à la source ou un arrêt des opérations du valorisateur ne nuise pas au site producteur et ne nuise pas à l'implantation de projets de réduction des émissions. Ceci permettrait également un meilleur alignement avec le traitement des émissions dans les autres juridictions canadiennes.
3. L'émetteur assujetti au SPEDE met en œuvre un projet de CCS sur son site. Il devient alors responsable d'inclure les émissions et les « puits » selon le même protocole de quantification.

Ainsi, dans toutes les situations de séquestration, l'injecteur de CO₂ serait le générateur de crédits et assurerait avec certitude de la quantité de CO₂ stockée.

Stockage de GES - Règlementation - Pour vous, que signifie la permanence et quels contrôles et suivis devraient être mis en place afin de s'assurer que le stockage soit permanent?

Nous vous recommandons d'utiliser les protocoles similaires des autres juridictions LCFS (CARB), NCP (ECCC), Alberta, etc. déjà en place.

Stockage de GES - Règlementation - Comment est-ce que les rejets accidentels à l'atmosphère de CO₂ stockés devraient être traités dans le cadre du RDOCECA et du SPEDE?

Nous vous recommandons d'utiliser les protocoles similaires des autres juridictions LCFS (CARB), NCP (ECCC), Alberta, etc. déjà en place.

Stockage de GES - Technologies - Selon vous, quelles sont les technologies les plus susceptibles de permettre des retraits permanents de GES de l'atmosphère? Quelles technologies devraient être priorisées pour l'élaboration de protocoles de quantification?

Stockage de GES - Général - Devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée afin de favoriser les réductions d'émissions? Que pensez-vous de l'acceptabilité sociale du stockage géologique?

Toutes les options technologiquement et économiquement raisonnables doivent être considérées pour favoriser l'atteinte de la carboneutralité. La réglementation ne doit pas biaiser les choix des entreprises si nous voulons avoir les solutions les plus efficaces.

L'acceptabilité sociale dépendra de la façon de communiquer et d'expliquer les enjeux, la technologie et les expériences dans les autres juridictions. Pour le moment, il y a beaucoup de fausses perceptions. Par exemple, nous soulignons l'enjeu qui consiste à juger s'il y a des « bonnes » et des « mauvaises » réductions de gaz à effet de serre, ce qui tend à discréditer certaines technologies pour la carboneutralité, alors que le réel enjeu est d'atteindre la carboneutralité, et que pour ce faire, nous aurons besoin de toutes les technologies disponibles. La séquestration du carbone est l'une de ces technologies, et elle devrait être considérée, comme toutes les autres technologies disponibles, sans lui apposer de « bonne » ou « mauvaise » étiquette. L'atteinte de la carboneutralité devra également assurer de minimiser le syndrome du « pas dans ma cour » pour éviter de freiner les progrès potentiels vers l'atteinte de la carboneutralité.

L'industrie, les gouvernements et les autres parties prenantes ont tous un rôle important à jouer dans le développement d'une acceptation sociétale ainsi que d'éduquer le grand public et de souligner les réussites des projets déjà réalisés.

Stockage de GES - Général - Étant donné que le stockage géologique est non renouvelable, devrait-on limiter la quantité de GES pouvant être stockée par année par un émetteur, par le Québec? Les secteurs qui ne pourront pas être décarbonés devraient-ils être prioritaires pour l'utilisation du stockage géologique ou tout établissement devrait y avoir accès s'il le souhaite et s'il en a les moyens?

Cette question est prématurée, car nous ne connaissons pas réellement le potentiel total du Québec. Le RSPEDE/RDOCECA ne devraient pas contenir de restrictions/exemptions/contraintes dans le but de favoriser ou de restreindre l'accès au CCS à un groupe d'émetteurs. Seule la question de l'accessibilité à un coût avantageux par rapport aux coûts carbone devrait influencer si cette avenue technologique est avantageuse ou non pour une entreprise.

De plus cette question touche à un point fondamental. Pour appliquer une certaine forme de gestion, la capacité de stockage devra être traitée comme une ressource commune et donc une intervention de l'état sera nécessaire.

En ce qui concerne la question de suivi sur la question de savoir si certains secteurs devraient être prioritaires pour l'espace de séquestration, le Québec pourrait s'inspirer de l'approche de l'Alberta en matière de centres de stockage du carbone et des meilleures pratiques selon les secteurs.

Stockage de GES - Quel rôle pensez-vous que les activités de capture et de stockage joueront pour l'atteinte de l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant le stockage de GES?

Un rôle très important. Les activités de CCS seront essentielles et incontournables. Il ne sera pas possible ni souhaitable pour des raisons de vulnérabilité d'électrifier toutes les activités humaines.

Nouvelles énergies vertes - Biométhane - Que pensez-vous des propositions d'éléments à considérer pour le biométhane? Comment les distributeurs pourraient-ils obtenir un avis favorable d'un vérificateur afin que leurs clients puissent produire leur déclaration en vertu du RDOCECA au 1^{er} juin? Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nous sommes préoccupés par la définition étroite proposée par le Québec et souhaitons préconiser l'utilisation de l'intensité carbone, car cela reconnaîtrait également qu'il existe des sources non biogéniques de CO₂ qui pourraient générer des gaz synthétiques à faible intensité de carbone, à titre d'exemple.

Nous encourageons le Québec à envisager une approche robuste en matière de reconnaissance et de comptabilité (Book & Claim) pour le processus de vérification en vertu des règlements sur la déclaration des GES. Le Québec pourrait envisager un système tiers de suivi des attributs environnementaux comme tel le système M-RETS (Midwest Renewable Energy Tracking System) pour soutenir la vérification de la conformité.

Par ailleurs, nous avons également noté dans le cadre de la consultation du 5 décembre lors de la période des questions que le ministère ne considérait donner aucun bénéfice environnemental à l'utilisation du CO₂ (provenant de l'air ou de source connue fossile ou biogénique). Par exemple, il a été mentionné que la production de carburant renouvelable dit « synthétique », soit à base de CO₂, serait considéré comme émettant du CO₂ fossile ou biogénique selon la source initiale. Il a aussi été mentionné que l'utilisation ou la séquestration de CO₂ biogénique n'entraînerait pas d'émission équivalente négative. Nous sommes en profond désaccord avec cette

interprétation puisque toute réduction de CO₂ devrait être l'objectif ultime des politiques gouvernementales et ce, sans discrimination.

L'interprétation sommaire du ministère lors du dernier webinaire amène les problématiques suivantes:

- Il n'y aurait aucun avantage à utiliser/transformer le CO₂ de l'air, de source connue fossile, ou de source connue biogénique;
 - Le CO₂ fossile a déjà été comptabilisé dans le bilan du SPEDE, et la même molécule devrait donc être doublement couverte si le SPEDE ne considérait pas le CO₂ utilisé/transformé comme étant renouvelable. Il faut voir que ce CO₂ a déjà été comptabilisé dans le bilan (similairement à la réflexion entourant le CO₂ biogénique); ainsi en utilisant/transformant ce CO₂ autrement émis à l'air, il y a un déplacement de nouvelle source fossile d'émission, ce qui est bénéfique pour l'environnement, et devrait donc générer un bénéfice équivalent au déplacement d'une nouvelle source fossile.
 - Si le bénéfice de retirer le CO₂ biogénique capturé via la séquestration ou utilisé ne peut pas générer de bénéfices, il n'y aura aucun incitatif à retirer cette source de CO₂ de l'atmosphère, ce qui élimine des possibilités de projets de réduction de CO₂ et élimine donc les bénéfices environnementaux que de tels projets auraient.
 - Il sera difficile de tracer la source de CO₂ de l'air. Ce procédé est par ailleurs significativement plus coûteux économiquement et en termes énergétique que l'utilisation de sources de CO₂ plus concentrées (sources connues fossiles ou biogéniques), et n'est donc pas nécessairement la source à prioriser en premier lieu. Il n'est pas clair non plus si la séquestration ou l'utilisation du CO₂ dans l'air générerait aucun bénéfice sous le SPEDE.

Ainsi, nous recommandons que l'utilisation du CO₂ (toutes sources confondues) soit reflétée dans le SPEDE sous forme de déplacement équivalent au carburant fossile déplacé. Aussi, la séquestration ou l'utilisation d'une source de CO₂ biogénique ou capturée dans l'air devrait pouvoir entraîner une émission de CO₂ négative, afin de pouvoir bénéficier de tels projets au Québec

Nouvelles énergies vertes - Hydrogène vert - Quelles applications devraient être priorisées pour l'utilisation de l'hydrogène vert? Devrait-on requérir la déclaration de l'hydrogène vert aux fins du suivi de l'impact sur l'atteinte de la cible, du suivi sur la substitution des énergies fossiles au Québec et aux fins de la vérification des déclarations d'émission de GES des établissements assujettis au SPEDE? D'autres types d'hydrogène devraient-ils être considérés au même titre que l'hydrogène vert?

Pourquoi se limiter à l'hydrogène vert? Toutes les sources d'hydrogènes fabriqués à partir de la gazéification ou reformage d'un hydrocarbure renouvelable (biogénique) devraient être éligibles tout comme la production à partir d'un hydrocarbure fossile accompagnée de la capture et de la séquestration. Nous recommandons que le Québec adopte une approche basée sur l'intensité carbone et le cycle de vie qui permettrait d'autres méthodes de production d'hydrogène si l'IC est suffisamment faible.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment pouvons-nous supporter les producteurs et utilisateurs de biocombustible au point de vue réglementaire et déclaratoire? Y a-t-il d'autres biocombustibles que nous devrions considérer? Est-ce que le caractère renouvelable d'un biocombustible devrait être considéré?

Nous vous soumettons le cas spécifique, pour les raffineurs, d'une utilisation de 'bio-brut' ou charge d'alimentation biogénique à une raffinerie.

La structure actuelle du SPEDE ne prévoit pas de mécanisme pour ajuster le niveau d'allocations d'un grand émetteur selon les bénéfices globaux liés à la production de produits ayant une empreinte environnementale améliorée en termes de GES.

Au cœur de cet enjeu est le fait que les procédés de traitement d'alimentation biogénique requièrent plus d'hydrogène (plus d'énergie) que le traitement de pétrole conventionnel. Ainsi, un projet de co-raffinage biogénique réalisée au Québec serait désavantagé par rapport à un projet fait dans une autre province canadienne ou à un projet de production de biocarburants individuel. En effet, les autres juridictions canadiennes, telles que l'Alberta et l'Ontario, utilisent un calcul pour les allocations gratuites qui s'ajuste en fonction de la production individuelle de chaque unité de production plutôt que de se baser uniquement sur l'alimentation de la raffinerie comme mesure étalon. Ainsi, un projet de co-raffinage biogénique à l'extérieur du Québec générerait des coûts de conformité reliés aux émissions industrielles moindres, ce qui avantagerait ce projet.

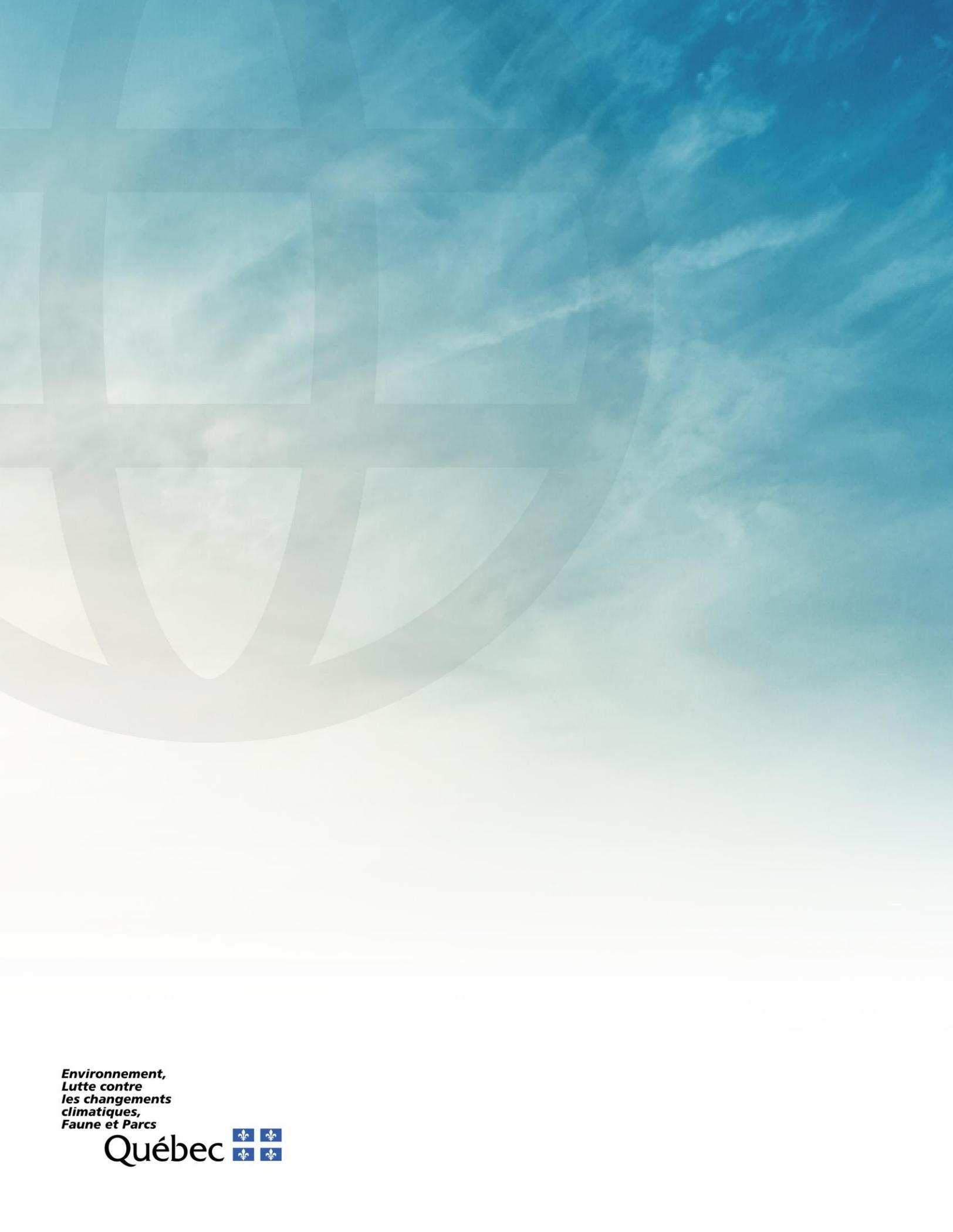
Nous recommandons donc d'amorcer une discussion avec notre secteur pour revoir la mesure étalon d'un raffineur afin d'ajuster les intensités cibles pour tenir compte de l'alimentation biogénique d'une raffinerie. Ceci permettrait un ajustement des intensités cibles similaire aux ajustements effectués dans les autres provinces canadiennes et ainsi serait de nature à préserver la compétitivité des raffineries québécoises.

Nouvelles énergies vertes - Autres biocombustibles - Comment faire vérifier les volumes achetés hors Québec? Comment s'assurer du respect des dispositions du RDOCECA hors de la province de Québec?

Nouvelles énergies vertes - Quel rôle pensez-vous que les nouvelles énergies vertes joueront pour l'atteinte de la cible 2030 et l'objectif de carboneutralité en 2050? Avez-vous d'autres commentaires à formuler ou d'autres options à proposer concernant les nouvelles énergies vertes?

Autre commentaire général

Nous avons noté dans le cadre de la consultation du 5 décembre lors de la période des questions que le ministère n'était pas certain de pouvoir arrimer le SPEDE avec le RCP. Il est important de comprendre que les produits sont assujettis aux deux systèmes (SPEDE et au RCP). Ainsi, si des réductions de GES sont associées aux produits, ils devraient également générer des bénéfices dans les deux règlements.



**Environnement,
Lutte contre
les changements
climatiques,
Faune et Parcs**

Québec 