



Par courriel

Le 13 octobre 2020

Madame Geneviève Grenier
Coordonnatrice du secrétariat
de la commission
Bureau d'audiences publiques
sur l'environnement
140, Grande Allée Est, 6^e étage, bureau 650
Québec (Québec) G1R 5N6

**Objet : Audience publique : Projet de construction d'un complexe de
liquéfaction de gaz naturel à Saguenay – Projet Énergie Saguenay par
GNL Québec Inc.
Demande d'information de la commission (DQ3)
(Dossier 3211-10-021)**

Madame,

Veillez trouver ci-dessous les réponses du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques pour les questions posées le 6 octobre 2020 par la commission du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) chargée de l'audience publique du projet en titre.

Question 1

Impacts cumulatifs et développement zone Industriale-Portuaire de Saguenay

Le site faisant l'objet d'une entente entre l'APS et l'initiateur couvre 650 ha. La zone industrialo-portuaire (IP) de Port Saguenay faisant un peu plus de 10 km², il est raisonnable de penser que d'autres industries viendraient éventuellement s'y établir, deux industries ayant déjà les autorisations et permis gouvernementaux nécessaires. Ces superficies sont à l'heure actuelle majoritairement sous couvert forestier, avec la présence de nombreux milieux humides et hydriques.

...2

- *Comment entrevoyez-vous l'impact qu'aurait ce projet sur la biodiversité du secteur ?*
- *Comment intégrez-vous à votre analyse les effets possibles sur la biodiversité du potentiel accroissement d'occupation de la zone IP ?*

Réponse à la question 1

D'entrée de jeu, il importe de souligner que l'article 31.3 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (chapitre Q-2) prévoit que le ministre transmet à l'initiateur du projet « [...] une directive qui précise la nature, la portée et l'étendue de l'étude d'impact sur l'environnement que l'initiateur de projet doit préparer. » Cette directive, transmise à l'initiateur en décembre 2015 et intitulée « *Directive pour le projet Énergie Saguenay de construction d'un complexe de liquéfaction de gaz naturel sur le territoire de la ville de Saguenay par GNL Québec inc.* », mentionne ce qui suit :

« 2.1 Délimitation de la zone d'étude

L'étude d'impact détermine une zone d'étude et en justifie les limites. La portion du territoire englobée par cette zone doit être suffisante pour couvrir l'ensemble des activités projetées incluant, si possible, les autres éléments nécessaires à la réalisation du projet (par exemple, les routes d'accès et les bancs d'emprunt ou les installations portuaires) et pour circonscrire l'ensemble des effets directs et indirects du projet sur les milieux biophysique et humain. [...] Si nécessaire, la zone d'étude peut être composée de différentes aires délimitées selon les impacts étudiés. »

Dans cette même directive, la liste 2 énumère, à titre indicatif, les principales composantes susceptibles d'être décrites dans l'étude d'impact, incluant notamment les composantes du milieu biophysique suivantes pouvant se rapporter à la biodiversité :

- « *le littoral, les rives, les milieux humides (marais, marécages, tourbières, etc.) et les zones inondables actuelles et futures* »;
- « *le réseau hydrographique du bassin versant des cours d'eau et plans d'eau directement touchés par le projet ainsi que le profil en long et les niveaux de l'eau (en crue, en étiage et en condition moyenne) pour les secteurs de ces cours d'eau* »;
- « *la végétation, en indiquant la présence de peuplements fragiles ou exceptionnels* »;

- « les espèces fauniques et floristiques et leurs habitats (cycles annuels et habitudes migratoires), en accordant une importance particulière aux espèces menacées ou vulnérables ou susceptibles d'être ainsi désignées, aux espèces exotiques envahissantes, de même qu'aux espèces revêtant une importance spécifique sur le plan social, économique, culturel ou scientifique ».

De plus, la liste 4 de la directive énumère sommairement les impacts et les éléments auxquels l'initiateur doit porter attention dans l'étude d'impact, notamment les éléments biophysiques suivants :

- « les perturbations des milieux aquatiques, humides et riverains : effets sur leur intégrité, sur l'écoulement des eaux, le régime des glaces, le régime sédimentaire et l'érosion des rives, superficies d'habitats naturels affectées directement par les travaux de dragage, de creusage ou de remblayage, effets de la remise en suspension de sédiments dans l'eau (habitat aquatique, prise d'eau potable, contamination, etc.) »;
- « les effets sur la végétation, la faune et ses habitats, les espèces menacées ou vulnérables ou susceptibles d'être ainsi désignées ou encore sur les espèces revêtant une importance spécifique sur le plan social, économique, culturel ou scientifique »;
- « les effets du projet sur la biodiversité ».

Soulignons que la prise en compte de ces composantes du milieu biophysique dans la directive est en cohérence avec les composantes de la qualité de l'environnement mentionnées à l'article 20 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (LQE), à savoir :

- « La même prohibition s'applique au rejet de tout contaminant dont la présence dans l'environnement est prohibée par règlement ou est susceptible de porter atteinte à la vie, à la santé, à la sécurité, au bien-être ou au confort de l'être humain, de causer du dommage ou de porter autrement préjudice à la qualité de l'environnement, aux écosystèmes, aux espèces vivantes ou aux biens. »

En résumé, l'évaluation environnementale des impacts du projet Énergie Saguenay en ce qui a trait à la biodiversité, notamment dans le cas de la biodiversité terrestre à laquelle réfère la présente question, est effectuée dans le cadre de la LQE d'une part à travers ses diverses composantes biophysiques, et, d'autre part, à l'intérieur d'un « secteur » défini où s'insèrent les activités nécessaires à la réalisation du projet. Dans le cadre du projet Énergie Saguenay, ce « secteur » correspond à la « zone d'étude restreinte » d'une superficie de 625 ha, dont les limites sont définies à la carte 1-1 de l'étude d'impact. Il en découle que l'échelle d'analyse des impacts du projet sur la biodiversité et ses composantes ne peut porter sur un territoire ou sur un « secteur »

différent (ex. zone Industriale-Portuaire de Saguenay) que celui défini dans le cadre de la procédure d'évaluation environnementale.

Intégration des effets possibles sur la biodiversité à notre analyse

Le cadre d'analyse du ministère pour l'aspect des milieux humides et hydriques est balisé par la section V.1 de la LQE

D'une part, l'analyse du ministère porte prioritairement sur les milieux naturels qui seront visés par les activités, travaux, constructions ou « [...] *toutes autres interventions dans des milieux humides et hydriques visés à la section V.1* » (réf. au premier alinéa de l'article 22, paragraphe 4, de la LQE). La caractérisation fournie avec la demande permet également au ministère d'évaluer les impacts d'un projet sur les espèces vivantes, incluant les espèces menacées ou vulnérables ou susceptibles d'être ainsi désignées.

D'autre part, le premier alinéa de l'article 46.0.3, paragraphe b, de la LQE permet au ministre d'obtenir des informations relatives à un milieu humide ou hydrique dont « [...] *toute portion additionnelle susceptible d'être affectée par cette activité* ». De plus, le premier alinéa de l'article 46.0.4, paragraphe 1, de la LQE permet au ministre de considérer « *les caractéristiques et les fonctions écologiques des milieux visés ainsi que du bassin versant auquel ils appartiennent* [...] », au cours de l'analyse du projet.

Ainsi, en ce qui concerne les impacts du projet sur la composante spécifique des milieux humides et hydriques à l'intérieur de cette zone d'étude restreinte de 625 ha, l'analyse environnementale qui sera effectuée dans les prochains mois de la procédure tiendra compte des avis et conclusions des différents experts concernés pour chacune des composantes précédemment mentionnées, y compris les composantes dont l'expertise relève du ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs. Par ailleurs, en ce qui a trait aux espèces floristiques menacées ou vulnérables, les espèces désignées sont protégées en vertu de l'article 16 de la *Loi sur les espèces menacées et vulnérables* (LEMV). Lorsqu'un impact est appréhendé pour une ou des espèces désignées, une demande doit être adressée au ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Ces demandes font l'objet d'une analyse qui prend en compte l'état de situation des espèces, le contexte, etc. Cette analyse va au-delà des limites territoriales identifiées par les initiateurs de projet. Dans le contexte du projet Énergie Saguenay, il n'y a pas d'enjeu spécifique associé à la présence d'espèces menacées ou vulnérables.

En ce qui concerne les effets possibles sur la biodiversité du potentiel accroissement d'occupation de la zone IP, ces effets pourront être évalués lorsque d'éventuels projets

seront définis et connus. Il reviendra alors aux initiateurs de ces projets de se soumettre aux dispositions de la LQE.

Cette réponse a été rédigée en collaboration avec Mme Véronique Tremblay, de la Direction générale de l'analyse et de l'expertise régionale du Saguenay-Lac-Saint-Jean et avec Mme Michèle Dupont-Hébert, de la Direction de la protection des espèces et des milieux naturels.

Question 2

Analyse avantages-coûts

Dans son analyse de la recevabilité de l'étude d'impact (28 mars 2019), la Direction des dossiers horizontaux et des études économiques du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) a exigé que l'Initiateur fournisse une analyse avantages-coûts (AAC).

- *Comment peuvent être interprétées les conclusions de cette AAC ?*

Réponse à la question 2

Une analyse avantage-coût (AAC) est un outil indispensable permettant de mesurer et de mettre en perspective les divers impacts associés au projet. L'AAC permet d'analyser la rentabilité « sociale » d'un projet, en tenant compte de tous les impacts identifiés. Elle permet ainsi au gouvernement d'évaluer si les avantages du projet justifient les coûts supportés par la société québécoise et les effets sur l'environnement. L'objectif central de l'AAC est de synthétiser et de chiffrer les répercussions identifiées dans l'étude d'impact déposée par l'initiateur du projet. Dans cette perspective, l'initiateur a déposé un « rapport d'évaluation économique » qui reprend certains éléments demandés dans l'AAC qui se retrouvent dans le document annexe R2-24 de l'étude d'impact. Plusieurs éléments ne se retrouvent donc pas nécessairement dans l'analyse avantages-coûts, mais plutôt directement dans l'étude d'impact.

L'initiateur a présenté les coûts des émissions québécoises de gaz à effet de serre et des autres polluants atmosphériques de toutes les phases du projet (2021-2055). Le document mentionne des coûts (dommages) de 419 M\$₂₀₁₉¹ pour la pollution atmosphérique et de 1 244 M\$₂₀₁₉ pour les GES. L'initiateur mentionne que les dommages causés par les GES ne devraient pas être comptabilisés dans l'AAC puisque le projet serait carboneutre.

¹ M\$₂₀₁₉ = millions de dollars de 2019 actualisés à 2,37 %.

Les atteintes aux milieux humides et hydriques (MHH) sont compensées par les mécanismes prévus au *Règlement sur la compensation pour l'atteinte aux milieux humides et hydriques*. Toutefois, il faudra plusieurs années avant que les milieux compensés offrent le même niveau de service écologique qu'un milieu humide ayant atteint sa maturité. Il y a ainsi un « emprunt » de service écologique. L'initiateur a modélisé la valeur économique de cet « emprunt », qu'il estime à une valeur actualisée de 0,4 M\$.

Au total, ces éléments causeraient des dommages actualisés de 1 663 M\$₂₀₁₉. L'initiateur conclut : « [...] les coûts sont nettement inférieurs à la somme des retombées économiques pour les phases de construction et d'opération du Projet, estimée à 76 G\$. »

À notre avis, les retombées économiques ne devraient pas être comptabilisées comme des « avantages » dans le cadre d'une analyse avantages-coûts. Pour plus d'information à cet effet, il est possible de consulter les différents guides d'AAC à cet effet, notamment aux pages 5 à 7 du *Guide de l'analyse avantages-coûts des projets publics en transport routier* du ministère des Transports du Québec.

L'analyse environnementale du projet n'est pas complétée à ce stade-ci et se poursuivra dans les prochains mois. Un avis sera émis sur les avantages du projet et il sera intégré au rapport d'évaluation environnementale qui sera produit en début d'année 2021. Le ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques à l'aise avec la méthodologie utilisée par l'initiateur dans le complément de la 2^e série de réponses aux questions et commentaires du MELCC du 21 janvier 2020. L'initiateur y a fourni une estimation du gain net du travail qui reflète davantage les gains économiques associés aux emplois créés (47 787 \$ par emploi).

Cette réponse a été rédigée en collaboration avec M. Patrice Vachon, de la Direction du soutien à la gouvernance.

Question 3

Carboneutralité du complexe de liquéfaction

Dans l'analyse avantages-coûts fournie par l'Initiateur, le coût des émissions de gaz à effet de serre (GES) découlant du projet, sur la période 2021-2055, est évalué. La valeur par tonne associée aux émissions se situe entre 106 \$ (2025) et 216 \$, conformément à ce qui est recommandé dans le guide d'AAC du ministère des Transports du Québec (2016).

D'un autre côté, le prix par tonne associé aux différentes mesures de compensation (coût des permis d'émission sur le marché du carbone au Québec ou ailleurs, plantation d'arbres, etc.) présenté dans le rapport de recherche de la Chaire en éco-conseil de l'Université du Québec à Chicoutimi et commandée par GNLQ serait moins élevé. Par exemple, une unité d'émission du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec se vendait autour de 23 \$ CAN en août 2020.

- *La compensation des émissions – telle qu'envisagée dans le rapport de la Chaire en éco-conseil – reflèterait-elle le coût réel de ces émissions pour la société québécoise ? Veuillez expliquer.*

Réponse à la question 3

Dans le cadre de l'analyse avantages-coûts (AAC), l'objectif est effectivement de tenir compte du coût social des émissions de GES qui seraient générées par le projet pour l'ensemble de la société québécoise. À cet effet, les valeurs recommandées dans le guide de l'AAC du ministère des Transports du Québec (2016) accordent une valeur monétaire approximative aux dommages causés par la libération dans l'atmosphère d'une tonne supplémentaire de GES à une année donnée.

Toutefois, le principe de compensation des émissions ne vise pas à refléter le coût social de celles-ci, mais plutôt à générer un évitement, une réduction ou une séquestration d'émissions de GES, à l'extérieur du périmètre comptable du projet, de manière à tenter de contrebalancer – en totalité ou en partie – celles occasionnées par le projet. Dans le cas de GNLQ, la volonté affirmée d'atteindre la carboneutralité implique d'atteindre un bilan global d'émissions de GES qui soit à l'équilibre. En d'autres mots, en plus de se conformer à ses obligations dans le cadre du SPEDE, l'initiateur prévoit compenser l'ensemble de ses émissions directes par des mécanismes visant des projets d'évitement, de réduction ou de séquestration d'émissions de GES. Différents mécanismes de compensation sont proposés dans le rapport de la Chaire en éco-conseil. Le degré de rigueur de ces mécanismes peut présenter une grande variabilité. De plus, les coûts (privés) associés à ceux-ci peuvent différer grandement du coût social des émissions de GES. L'enjeu principal repose donc sur la crédibilité des mécanismes de compensation envisagés par l'initiateur. De manière générale, la compensation doit notamment reposer sur des évitements, des réductions ou des séquestrations d'émissions qui sont additionnelles, permanentes, vérifiables et réelles.

Cette réponse a été rédigée en collaboration avec Mme Catherine Gauthier, Directrice des politiques climatiques et M. Victor Langlois, de la Direction des politiques climatiques.

Question 4

Effet rebond

- *Est-ce que des études récentes démontrent que le phénomène de substitution avec effet rebond (sommairement : lorsque le gaz naturel liquéfié importé se substitue à des sources d'énergie, lesquelles sont transférées vers d'autres marchés) a été (ou n'a pas été) observé dans certains pays visés par l'Initiateur dans son scénario des exportations ? Lesquelles ?*

Réponse à la question 4

Afin de répondre à la question, voici un exemple d'effet rebond qui s'est produit en Allemagne à la suite d'une obligation environnementale en vigueur aux États-Unis. Les trois sources d'énergie qui interviennent dans cet exemple sont le gaz naturel non conventionnel, le charbon et le nucléaire. Bien que le GNL ne soit pas impliqué dans l'exemple, le même raisonnement pourrait être appliqué à n'importe quelle source d'énergie puisque ce sont les mécanismes du marché (spécifiquement l'offre et la demande) qui interviennent dans l'exemple qui suit.

Lorsque les États-Unis, sous l'administration Obama, ont mis sur pied *The Clean Power Plan*, chaque état s'est vu attribué un objectif individuel de réduction des émissions de carbone dans la production d'électricité. Ce plan avait comme objectif global, une réduction des émissions de GES dans la production d'électricité de 32 % d'ici 2030, par rapport au niveau de 2005. Pour répondre à cette exigence de l'administration centrale, les états américains ont réagi en convertissant un très grand nombre de centrales au charbon par des centrales au gaz naturel dont la production était en hausse.

Conséquemment, les producteurs américains de charbon ont vu chuter rapidement la demande et le pays s'est trouvé avec un excédent très important de charbon. Logiquement, le prix du charbon était à son plus bas niveau.

Parallèlement, en 2011, l'Allemagne avait annoncé l'abandon du nucléaire et cette même année, huit des dix-sept centrales nucléaires ont été arrêtées définitivement, faisant de l'Allemagne le premier pays au monde ayant procédé à l'arrêt prématuré de

ses centrales nucléaires sans raison technique ou économique. La production nucléaire comptait pour un quart de la production électrique avant 2011 et avait économisé environ 120 Mt d'émissions de CO₂ par an².

Face à cette contrainte de remplacer le plus rapidement possible cette source d'énergie, de 2008 à 2013, les importations de charbon américain ont plus que doublé³. Comme conséquence de cette utilisation accrue du charbon, en 2013, les émissions de GES de l'Allemagne ont augmenté de 1,2 % par rapport à l'année précédente. En contrepartie, la même année, les exportations américaines de charbon ont produit plus de 11 billions de dollars en revenu.

En conclusion de l'exemple de l'Allemagne, dans un marché mondial, une mesure à caractère environnemental dans un pays peut produire des effets collatéraux dans d'autres pays qui peuvent réduire les bénéfices environnementaux de la mesure.

On tient à souligner par cet exemple que, comme mentionné dans l'étude du CIRAIG, tous les cas de figure sont possibles et qu'il est incertain de prévoir comment le GNL du Saguenay sera utilisé dans les marchés visés et que :

- Si le GNL du Saguenay est utilisé en addition des sources énergétiques existantes, le tout se soldera par une augmentation globale des émissions de GES;
- Si le GNL du Saguenay substitue l'énergie nucléaire, il en résulte une augmentation globale des émissions de GES – l'augmentation est similaire à un scénario d'addition des sources énergétiques existantes;
- Si le GNL du Saguenay substitue d'autres sources de gaz naturel actuellement sur les marchés (produit régionalement et transmis par gazoduc), il en résulte une augmentation globale des émissions de GES près du statu quo;
- Si le GNL du Saguenay est utilisé en substitution de sources énergétiques existantes, notamment le charbon, le diesel ou le pétrole, il en résulte une diminution de la production de cette source énergétique existante et il est anticipé que le tout aboutira en une diminution globale des émissions de GES⁴.

Cette réponse a été rédigée en collaboration avec M. Sergio Cassanaz, de la Direction de l'expertise climatique.

² <https://allemagne-energies.com/sortie-du-nucleaire/>

³ <https://www.plant.ca/general/us-coal-exports-german-power-plants-quadruple-137989/>

⁴ Rapport du CIRAIG – Sommaire exécutif, page vii

Question 5

Carboneutralité du complexe de liquéfaction

La Chaire en éco-conseil conclut son rapport en décrivant un scénario d'options pouvant mener à la carboneutralité du complexe de liquéfaction.

- *Existe-t-il une certification qui permettrait de démontrer que les objectifs de carboneutralité vont être atteints ?*

Réponse à la question 5

Afin de mieux évaluer les objectifs de carboneutralité, l'initiateur devra établir un plan pour rendre carboneutre le complexe de liquéfaction, lequel devra être validé par des firmes accréditées *ISO 14064* pour la réalisation de rapports de validation et de vérification des émissions de GES du projet. Ces rapports devraient inclure toutes les émissions du complexe et toutes les réductions et/ou compensations de GES proposées par l'initiateur pour arriver à la carboneutralité. Finalement, ces deux rapports (le rapport de validation et le rapport de vérification) devront être soumis au MELCC pour son approbation finale.

Cette réponse a été rédigée en collaboration avec M. Sergio Cassanaz, de la Direction de l'expertise climatique.

Question 6

Système de plafonnement et d'échange des droits d'émissions (SPEDE)

- *Veuillez expliquer pourquoi le terminal méthanier d'Énergie Saguenay à Grande-Anse serait assujetti au SPEDE à titre d'émetteur qui liquéfie du gaz naturel à des fins de transport – tel qu'expliqué en première partie des audiences.*
- *Pourquoi ne serait-il pas admissible à recevoir des allocations gratuites ?*
- *Veuillez expliquer de quelle façon serait établi le plafond d'émissions auquel cet émetteur serait assujetti, pour la première année des opérations et les suivantes.*

Réponse à la question 6

Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) de gaz à effet de serre vise tout établissement industriel qui émet plus de 25 000 tonnes métriques en équivalent CO₂ par année ou qui distribue 200 litres et plus de carburant et combustibles annuellement. La liste des activités visées, identifiées par leur code SCIAN (Système de classification des industries de l'Amérique du Nord) est disponible à l'Annexe A du *Règlement concernant de système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre* (chapitre Q-2, r. 46.1). Le code SCIAN pour la liquéfaction et la regazéification du gaz naturel aux fins de transport (488990) y est indiqué.

L'allocation gratuite est versée dans le but de maintenir la compétitivité des émetteurs qui sont plus à risque de fuites de carbone en raison d'une capacité limitée à transférer le coût associé à la tarification carbone à leurs clients. La fuite carbone est le déplacement et non la réduction d'émissions de GES en raison de la relocalisation d'une activité dans un État ou un pays où les exigences en matière de tarification du carbone sont moins exigeantes. La liste des activités admissibles à l'allocation gratuite, identifiées par un code SCIAN, est disponible dans le Tableau A de la partie I de l'Annexe C du règlement. Le code SCIAN correspondant à la liquéfaction et à la regazéification du gaz naturel aux fins de transport (488990) n'y est pas indiqué, ce qui fait en sorte que l'usine de liquéfaction de gaz naturel d'Énergie Saguenay à Grande-Anse n'est pas éligible à l'allocation gratuite.

Il n'y a pas de plafonds d'émissions par émetteur mais des plafonds annuels pour l'ensemble du Québec. Ces plafonds représentent le nombre d'unités d'émission mises en circulation chaque année et correspondent aux unités allouées gratuitement ou vendues aux enchères. Ces plafonds ont été établis jusqu'en 2030 par décret du gouvernement conformément à l'article 46.7 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) et ne changent pas quel que soit le nombre de nouveaux émetteurs assujettis.

Des cibles d'intensité sont établies pour les émetteurs admissibles à l'allocation gratuite uniquement et servent au calcul de l'allocation gratuite.

Cette réponse a été rédigée en collaboration avec M. Yann Rosan, de la Direction du marché du carbone.

Question 7

Cibles de réduction des émissions

- *L'ajout dans le bilan du Québec des émissions directes relatives à ce projet pourrait-il compromettre l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES de la province ? De quelle façon ?*

Réponse à la question 7

Cible de 2030

Le Québec s'est engagé à réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 37,5 % d'ici 2030, relativement au niveau atteint en 1990. On souhaite maximiser les réductions d'émissions de GES qui seront réalisées au Québec, ce qui implique des efforts considérables.

Bien que, considéré isolément, un grand projet industriel comme celui de GNL Québec Inc. (GNLQ) est peu susceptible d'avoir un effet déterminant sur l'atteinte de cette cible, les émissions de GES de ce projet ne seraient pas pour autant négligeables.

En effet, les émissions de GES directement attribuables à l'exploitation du complexe de liquéfaction de gaz naturel ne représenteraient qu'une petite fraction des émissions totales du Québec à l'horizon 2030. Plutôt que les émissions d'un projet en particulier, c'est le cumul de l'ensemble des émissions dans tous les secteurs d'activité qui est critique pour l'atteinte de la cible de 2030. Ainsi, tout ajout d'émissions au Québec, qu'il s'agisse d'un nouveau projet ou d'une hausse des émissions d'une source existante, a pour conséquence, toutes choses étant égales par ailleurs, d'accroître les efforts nécessaires à l'atteinte de la cible, en proportion de l'importance de l'ajout.

Atteindre la cible de 2030 suppose que tout ajout d'émissions de GES doit être contrebalancé par :

- Un effort supplémentaire de réduction des émissions québécoises; et/ou
- Une hausse des achats de droits d'émission sur le marché du carbone.

Dans le cas présent, le complexe de liquéfaction de gaz naturel serait assujéti au marché du carbone Québec-Californie. La tarification des émissions de GES induite par ce marché constituerait un incitatif à la réduction des émissions du complexe,

d'autant que celui-ci ne serait admissible à aucune allocation gratuite de droits d'émission.

Par ailleurs, les plafonds d'unités d'émission rendues disponibles chaque année pour l'ensemble des participants au marché du carbone, qui sont décroissants, ont déjà été déterminés jusqu'en 2030. Si le projet de GNLQ était réalisé, l'ensemble des participants au marché du carbone Québec-Californie devraient donc se partager la même quantité de droits d'émission, mais avec un participant supplémentaire.

Autrement dit, à toute nouvelle émission de GES produite par l'usine de GNLQ correspondrait une réduction d'émission équivalente dans l'économie québécoise ou californienne⁵. Si cette réduction se faisait en partie ou en totalité dans l'économie californienne, elle correspondrait alors à une hausse des achats de droits d'émission par les entreprises québécoises.

Horizon 2050

La situation pourrait être différente en ce qui concerne l'objectif de réduction des émissions de GES du Québec à l'horizon 2050, car le niveau de réduction visé est beaucoup plus élevé. Dans le contexte où les émissions totales du Québec seraient alors très faibles, l'usine de GNLQ pourrait avoir un effet plus important sur l'inventaire des émissions de GES du Québec, et donc sur l'atteinte de l'objectif de 2050, advenant qu'aucune mesure ne soit mise en place pour réduire ou capter et séquestrer ses émissions.

Il n'est toutefois pas certain que le complexe de liquéfaction de gaz naturel serait toujours exploité en 2050 ou qu'il fonctionnerait à pleine capacité. Étant donné la transition climatique mondiale visée par l'Accord de Paris, on peut s'attendre à ce que la demande pour les énergies fossiles diminue dans l'avenir et que les activités de production, de transformation, de transport et de distribution d'énergie fossile diminuent elles aussi.

En tous les cas, si l'usine de GNLQ était toujours en activité en 2050, elle aurait à être exploitée selon les exigences alors en vigueur en ce qui concerne l'émission de GES. Il est prévisible que ces exigences seront plus sévères qu'aujourd'hui.

⁵ Certains protocoles de crédits compensatoires peuvent toutefois donner lieu à des crédits issus de projets de compensation réalisés hors du Québec et de la Californie.

Cette réponse a été rédigée en collaboration avec Mme Catherine Gauthier, Directrice des politiques climatiques et M. Frédéric Julien, de la Direction des politiques climatiques.

Question 8

Émissions fugitives de méthane

- *Quel serait le taux d'émissions fugitives de méthane sur le cycle de vie du gaz naturel liquéfié au terminal d'Énergie Saguenay ? Veuillez indiquer les taux qui doivent être considérés pour les étapes de l'extraction, du traitement et de l'entreposage, du transport, de la regazéification et de la combustion ainsi que de la post-fermeture.*
- *Est-ce que cela correspond aux taux retenus dans l'analyse de cycle de vie réalisée par le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) ?*

Réponse à la question 8

- *Quel serait le taux d'émissions fugitives de méthane sur le cycle de vie du gaz naturel liquéfié au terminal d'Énergie Saguenay ? Veuillez indiquer les taux qui doivent être considérés pour les étapes de l'extraction, du traitement et de l'entreposage, du transport, de la regazéification et de la combustion ainsi que de la post-fermeture.*

D'abord, il faut souligner que n'étant pas une province pétrolière, le Québec ne dispose pas de données directes sur les émissions fugitives de méthane issues de la production du gaz naturel. Par conséquent, les réponses du MELCC sont basées exclusivement sur la littérature scientifique publiée sur le sujet.

La plupart des études scientifiques publiées sur les émissions de méthane issues de l'exploitation de gisements non conventionnels ont été produites aux États-Unis. Plusieurs études ont été réalisées dans la période 2010-2012, période où aux États-Unis, l'exploitation du gaz de schiste était au centre des débats énergétiques et environnementaux. Issue de cette époque, l'étude de *Weber et Clavin*⁶ présentait une compilation des résultats des émissions fugitives de méthane sur le cycle de vie de la production de gaz naturel non conventionnel qui variaient entre 0,56 % et 8 % de la

⁶ <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/es300375n>

production totale du gaz et dont la moyenne était de l'ordre de 2 % de la production totale du gaz.

À partir de 2013, plusieurs études ont été réalisées : *Allen et coll.* (2013), *Penn State University* (2017) et *Alvarez* (2018) ont présenté des taux d'émissions fugitives plus faibles, de l'ordre de 1 % à 2 % de la production totale de gaz.

- *Est-ce que cela correspond aux taux retenus dans l'analyse de cycle de vie réalisée par le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) ?*

Le taux d'émissions fugitives totales de méthane retenu dans l'analyse du cycle de vie réalisée par le CIRAIG est de 1,2 % de la production totale de gaz. Cette valeur se situe dans la fourchette inférieure des émissions fugitives indiquée par la plupart des études.

Toutefois, il faut signaler qu'en 2018, le *Règlement fédéral sur les émissions de méthane* a été sanctionné, dont certains articles sont en vigueur depuis le mois de janvier 2020 (et le reste des articles à partir du mois de janvier 2023). Ce règlement vise à réduire de 45 % les émissions de méthane de l'industrie pétrolière et gazière. Parmi les exigences établies dans le règlement, on peut citer entre autres :

- La complétion des puits par fracturation hydraulique : les producteurs sont tenus de conserver ou de détruire les émissions de méthane lors de la complétion des puits;
- Les régulateurs et pompes pneumatiques : à partir de 2023, les régulateurs et les pompes pneumatiques ne pourraient plus émettre de méthane;
- Les compresseurs : au 1^{er} janvier 2020, pour les compresseurs visés, les producteurs devront prendre des mesures pour conserver ou détruire le méthane, ou pour respecter les limites d'évacuation aux événements. À défaut de les conserver ou de les détruire, la conformité aux limites doit être démontrée à l'aide d'une mesure annuelle ou d'une surveillance continue. Des mesures correctives s'imposent si ces émissions dépassent la limite applicable au compresseur, laquelle limite dépend de la date d'installation, du type de compresseur et de sa puissance nominale;
- L'évacuation des gaz de production des installations : à compter du 1^{er} janvier 2023, les installations pétrolières et gazières en amont devront limiter les volumes de méthane évacué à 15 000 m³ par an. Ces installations devront capter le gaz et l'utiliser sur place, le réinjecter sous terre, l'envoyer à un pipeline pour la vente ou l'acheminer vers un dispositif de destruction.

Par conséquent, à l'année du début des opérations du projet GNLQ, les producteurs pétroliers et gaziers seront assujettis à une réglementation sur les émissions du méthane plus sévère que celle qui existait au moment des études mentionnées précédemment.

En tenant compte que la réglementation concernant les émissions fugitives de méthane sera plus sévère en 2023 (ce qui entraînera des pratiques d'exploitation moins émissives en méthane), le MELCC estime adéquat le taux d'émissions fugitives utilisé par le CIRAIG.

Calcul des émissions fugitives de méthane à l'usine de liquéfaction du gaz naturel

Pour ce qui est des émissions fugitives de méthane à l'usine de liquéfaction du gaz naturel, elles correspondent aux émissions des composants de tuyauterie et des équipements associés aux différentes étapes du procédé, notamment les valves, les soupapes de décharge, les brides et les pompes. Les sources d'émissions de méthane considérées lors de l'analyse du projet sont les suivantes :

- Purge d'hydrocarbure : l'unité d'extraction d'hydrocarbures lourds présents dans le méthane : une colonne de fractionnement qui permet de récupérer les condensats;
- Gaz de dégivrage : les gaz surchauffés sont utilisés pour dégivrer les circuits frigorifiques (nettoyage);
- Torchère de vapeurs froides : pour évacuer les rejets cryogéniques de l'air du procédé lors des décharges des systèmes de liquéfaction dans les situations suivantes :
 - Démarrage initial du site;
 - Arrêt pour maintenance (purge des équipements);
 - Arrêt d'urgence;
 - Réduction de la pression en cas de défaillance du système de protection de surpression.
- Torchère de vapeurs chaudes : pour la dépressurisation de la station d'entrée ou des équipements de traitement du gaz naturel;
- Récupération des vapeurs : le gaz d'évaporation du procédé ainsi que les vapeurs provenant des réservoirs de GNL et du chargement des navires-citernes sont utilisés comme combustibles pour réchauffer les fluides synthétiques;
- Sortie de gaz naturel;

- Mélange de réfrigérants (hydrocarbures) : transport du mélange réfrigérant (méthane, éthane et propane);
- Circuit du mélange des réfrigérants;
- Circuit des gaz régénérés.

Le calcul des émissions fugitives de méthane est réalisé en comptant le nombre de composants de l'usine capables de générer des émissions fugitives (valves, soupapes de sécurité, raccords, pompes, compresseurs, etc.) et en appliquant des facteurs d'émission appropriés en fonction du type d'équipement. Des facteurs d'émissions fugitives ont été établis par des études de cas d'installations pétrolières et gazières similaires mettant en œuvre un programme de détection et de réparation des fuites (LDAR) du type 28VHP. Les facteurs d'émissions sont tirés du document : *Air Permit Technical Guidance for Chemical Sources – Fugitive Guidance – Air Permits Division Texas Commission on Environmental Quality, June 2018*.

Les composants suivants ont été considérés, basés sur un projet similaire, dans la détermination des émissions fugitives :

- 13 838 valves;
- 452 soupapes de décharge;
- 3200 brides;
- 77 pompes.

Lors de l'analyse effectuée, le MELCC considère comme adéquat le calcul des émissions fugitives du méthane de l'usine de liquéfaction présenté dans l'étude d'impact sur l'environnement.

Cette réponse a été rédigée en collaboration avec M. Sergio Cassanaz, de la Direction de l'expertise climatique.

Question 9

Potentiel de réchauffement planétaire

- *Veuillez commenter le choix méthodologique dans l'analyse de cycle de vie réalisée par CIRAIG de retenir un Potentiel de réchauffement planétaire de 100 (avec analyse de sensibilité réalisée avec un PRP de 20).*

Réponse à la question 9

Les différents gaz ne contribuent pas tous à la même hauteur à l'effet de serre. En effet, certains ont un pouvoir de réchauffement plus important que d'autres et/ou une durée de vie dans l'atmosphère plus longue. La contribution à l'effet de serre de chaque gaz se mesure grâce au pouvoir de réchauffement global (PRG). Le pouvoir de réchauffement global d'un gaz se définit comme le forçage radiatif (c'est-à-dire la puissance radiative que le gaz à effet de serre renvoie vers le sol), cumulé sur une durée de 100 ans. Cette valeur se mesure relativement au CO².

Durée de vie dans l'atmosphère et potentiel de réchauffement global des gaz à effet de serre (rapport du GIEC, 2007 ⁷)				
Gaz	Durée de vie (années)	PRG selon la période considérée		
		20 ans	100 ans	500 ans
Dioxyde de carbone (CO ₂)	100	1	1	1
Méthane (CH ₄)	12	72	25	7,6
Oxyde nitreux (N ₂ O)	114	289	298	153
PFC-14 (tétrafluorure de carbone, CF ₄)	50 000	5 210	7 390	11 200
HFC-23 (trifluorométhane, CHF ₃)	260	9 400	12 000	10 000
Hexafluorure de soufre (SF ₆)	3 200	15 100	22 200	32 400

La décision d'utiliser des PRG sur une période de 100 ans a été adoptée lors de la *Conférence des Parties* (COP) à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Cette décision est basée sur des recommandations du GIEC.

Aux fins d'inventaire, ce sont les PRG sur 100 ans que la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques a décidé d'utiliser. Le Canada et le Québec suivent ces règles internationales.

Par conséquent, conformément aux accords internationaux, le Québec utilise des PRG sur 100 ans.

D'autre part, concernant l'importance relative des différents GES, on peut souligner que :

⁷ https://fr.wikipedia.org/wiki/Potentiel_de_r%C3%A9chauffement_global#cite_note-6

- Le dioxyde de carbone représente près de 70 % des émissions de gaz à effet de serre d'origine anthropique. Il est principalement issu de la combustion des énergies fossiles (pétrole, charbon) et de la biomasse.
- Le protoxyde d'azote (N₂O) représente 16 % des émissions. Il provient des activités agricoles, de la combustion de la biomasse et des produits chimiques comme l'acide nitrique.
- Le méthane (CH₄) représente 13 % des émissions. Il est essentiellement généré par l'agriculture (rizières, élevages). Une partie des émissions provient de la production et de la distribution de gaz et de pétrole, de l'extraction du charbon, de leur combustion et des décharges.
- Les gaz fluorés (HFC, PFC, SF₆) représentent 2 % des émissions. Ces gaz sont utilisés dans les systèmes de réfrigération et employés dans les aérosols et les mousses isolantes et dans l'industrie électronique.

Par conséquent, l'utilisation des PRG sur 20 ans dans les inventaires ou dans la comptabilisation des émissions des projets inciterait probablement à réduire davantage les émissions de CH₄ en s'abstenant de réduire considérablement les émissions de CO₂ (la principale source de GES), réductions déjà lentes à s'implanter dans les différents pays et états. L'utilisation des PRG sur 100 ans établit un compromis entre les gaz à courte et longue permanence dans l'atmosphère, car chaque tonne de CO₂ exercera ses effets de réchauffement sur plusieurs centaines d'années, alors que par exemple le méthane ne le fera que quelques décennies.

Dans le cas du Québec, l'usage de PRG sur 20 ans pourrait avoir comme effet de viser davantage les secteurs de l'agriculture et des déchets (responsables de la grande majorité des émissions de méthane) au détriment des secteurs du transport, de l'industrie et du bâtiment qui sont les principaux contributeurs en termes d'émissions de GES (et de CO₂) au Québec et qui demandent des priorités d'action impliquant des changements structuraux.

En tenant compte des éléments ci-dessus mentionnés, notamment des ententes internationales, le choix méthodologique employé par le CIRAIG de retenir un PRG sur 100 ans avec analyse de sensibilité réalisée avec un PRG sur 20 ans est adéquat.

Comme complément d'information, ci-joint, nous vous envoyons une étude produite par l'organisme *Climate Analytics* qui explique les tenants et aboutissants de l'utilisation du PRG sur 20 ans.

Cette réponse a été rédigée en collaboration avec M. Sergio Cassanaz, de la Direction de l'expertise climatique.

Question 10

Aires marines protégées

En vertu de [L'Entente de collaboration Canada-Québec pour l'établissement d'un réseau d'aires marines protégées au Québec](#) annoncée en juin 2018, 7 secteurs seraient à l'étude pour l'établissement de nouvelles aires marines protégées (AMP) dans l'estuaire du Saint-Laurent, dont le secteur en amont du fjord du Saguenay qui se situe dans la zone d'implantation du nouveau quai de transbordement. Ce secteur vise à protéger des poissons-proies du béluga. Il comprend des zones d'importance pour la reproduction du capelan et de l'éperlan arc-en-ciel.

Le 16 septembre dernier, le ministre de l'Environnement a annoncé qu'un statut de protection administratif serait attribué à l'essentiel des secteurs des projets d'aires marines protégées à l'étude dans l'estuaire et le nord du golfe du Saint-Laurent.

- *Est-ce que le secteur en amont du Fjord serait couvert par ce nouveau statut de protection ? Si non, pour quelles raisons ce secteur n'en fait-il pas partie ?*
- *Si oui, quel serait l'impact éventuel de la présence d'un terminal de transbordement de GNL sur la vocation de cette AMP ?*
- *Quelles mesures de conservation s'y appliqueraient ?*

Réponse à la question 10

Est-ce que le secteur en amont du Fjord serait couvert par ce nouveau statut de protection? Si non, pour quelles raisons ce secteur n'en fait-il pas partie?

Le secteur en amont du fjord du Saguenay a été retiré des projets de réserves de territoires aux fins d'aires protégées en raison de préoccupations de nature économique portées à l'attention du ministre. Néanmoins, ce secteur reste à l'étude pour le projet conjoint d'aires marines protégées, en collaboration avec le gouvernement fédéral.

Si oui, quel serait l'impact éventuel de la présence d'un terminal de transbordement de GNL sur la vocation de cette AMP?

Ne s'applique pas.

Quelles mesures de conservation s'y appliqueraient?

Dans les réserves de territoires aux fins d'aires protégées en milieu marin, les activités industrielles suivantes seront interdites : exploration et exploitation minière, gazière et pétrolière, recherche et exploitation de saumure et de réservoirs souterrains, transport d'hydrocarbures par gazoduc ou oléoduc, exploitation des forces hydrauliques et production commerciale ou industrielle d'énergie. Aucune de ces mesures n'affectera le transport maritime. Les lois fédérales et québécoises qui règlementent d'autres activités en milieu marin continueront de s'appliquer dans les territoires visés.

Par ailleurs, d'éventuelles mesures de conservation additionnelles pour les futures aires marines protégées sont en cours d'élaboration par les gouvernements du Québec et du Canada et seront discutées lors de rencontres de concertation avec les intervenants concernés et les communautés autochtones. Par la suite, l'étape de consultation visera à consulter formellement les groupes autochtones, les intervenants concernés et la population sur l'ensemble de chaque projet.

Cette réponse a été rédigée en collaboration avec M. Francis Bouchard, Directeur des aires protégées et Mme Virginie Galindo, de la Direction des aires protégées.

Question 11

Démantèlement

Existe-t-il des garanties financières pour le démantèlement des infrastructures du projet Énergie Saguenay ?

Réponse à la question 11

Garantie financière et démantèlement des infrastructures terrestres

Différents règlements dont l'application relève du ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques contiennent des conditions entourant la constitution de garanties financières ou le démantèlement de structures à la cessation d'une activité. En ce qui concerne le projet actuellement à l'étude, les règlements susceptibles de s'appliquer sont :

- ***Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains (RPRT)*** - La liquéfaction de gaz naturel n'est pas incluse à l'annexe 3 du RPRT. Donc, à la cessation d'activité, il ne sera pas requis de déposer d'études attestées ni, en cas de contamination, de plans de réhabilitation et démantèlement;

- **Règlement sur les matières dangereuses (RMD)** - Les activités de liquéfaction de gaz ne sont pas incluses à l'annexe 3 du règlement sur les matières dangereuses. Donc, l'article 13 de ce règlement sur le démantèlement ne s'appliquerait pas non plus.

Des garanties financières peuvent également être exigées en application du RMD. Toutefois, ces garanties sont exigibles seulement dans le cadre des autorisations ministérielles renouvelables, c'est-à-dire les activités de gestion de matières dangereuses résiduelles listées au premier alinéa de l'article 70.9 de la LQE :

« 1° l'exploitation, pour ses propres fins ou pour autrui, d'un lieu d'élimination de matières dangereuses déterminé par règlement du gouvernement ou l'offre d'un service d'élimination de matières dangereuses; »

« 2° l'exploitation, à des fins commerciales, d'un procédé de traitement de matières dangereuses résiduelles; »

« 3° l'entreposage, après en avoir pris possession à cette fin, de matières dangereuses résiduelles; »

« 4° l'utilisation à des fins énergétiques, après en avoir pris possession à cette fin, de matières dangereuses résiduelles; »

« 5° toute autre activité déterminée par règlement du gouvernement. »

Le démantèlement et la gestion de matières dangereuses résiduelles (MDR) lors d'une cessation d'activité industrielle, comme celle du projet Énergie Saguenay ne correspond pas à l'une ou l'autre de ces activités. Par conséquent, il n'y aurait de garanties financières exigibles en vertu du RMD pour GNL Québec Inc.

Règlement sur l'encadrement d'activités en fonction de leur impact sur l'environnement (REAFIE)

Lorsque ce règlement sera en vigueur, il ne prévoira que les opérations de liquéfaction de gaz naturel parmi les activités de l'annexe II du REAFIE. Ainsi, l'article 31.0.5 de la LQE sur la cessation des activités ne s'appliquera pas.

Loi sur la qualité de l'environnement (autorisation ministérielle en vertu de l'article 22)

En outre, des mesures de cessation d'activité qui peuvent être prévues dans les règlements sectoriels (et qui ne s'appliquent pas ici), il subsiste celles qui pourront être consignées à l'autorisation d'exploitation. Dans ce cas-ci, l'article 45 du REAFIE prévoit qu'une autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE soit délivrée. D'ailleurs, l'article 25 de la LQE donne au ministre le pouvoir de « [...] prescrire toute condition, restriction ou interdiction qu'il estime indiquée pour protéger la qualité de

l'environnement et pour éviter de porter atteinte à la vie, à la santé, à la sécurité, au bien-être ou au confort de l'être humain, aux écosystèmes, aux espèces vivantes ou aux biens [...] », et ce, notamment en ce qui concerne les mesures de remise en état des lieux et la gestion post fermeture en cas de cessation des activités (premier alinéa de l'article 25, paragraphe 6). Des particularités pourraient donc être prévues à ce niveau.

Concernant les exemples d'étapes pour un plan de démantèlement, la fiche technique no 11 du *Guide d'intervention - Protection des sols et réhabilitation des terrains contaminés* constitue un bon outil, et ce, même si elle ne s'appliquerait pas légalement à ce projet. (Réf. <http://menv.gouv.qc.ca/sol/terrains/guide-intervention/Fiche-11.pdf>)

Bail de location

Il est à noter par ailleurs qu'il est probable que des mesures entourant la remise en état des lieux à la cessation des activités soient incluses dans le bail convenu entre les parties impliquées.

Démantèlement des structures en eau

En vertu de la *Loi sur le régime des eaux* (RLRQ, chapitre R-13), toute occupation sur le domaine hydrique de l'État doit faire l'objet d'une régularisation en conformité avec la législation et la réglementation. Le gouvernement ou le ministre peut donc octroyer des droits d'occupation sur le domaine hydrique de l'État selon certaines conditions qu'il fixe.

Voici deux exemples de clauses qui se trouvent dans les baux ou contrats de location. Celles-ci peuvent être modulées en fonction de différents facteurs que nous aurions à prendre en considération lors de la rédaction du bail ou du contrat (types d'ouvrages, milieux affectés, etc.).

Exemple clause 1 :

À la fin du bail, qu'elle arrive à la suite d'un avis de non-renouvellement ou par résiliation, le locataire peut abandonner gratuitement au LOCATEUR les constructions et/ou ouvrages érigés sur les lieux loués si ce dernier les accepte; sinon, il doit les enlever et remettre les lieux loués en bon état dans un délai de huit (8) mois après la fin du bail, conformément aux lois et règlements en vigueur à ce moment; le tout aux frais du LOCATAIRE;

« À défaut de se conformer à l'obligation mentionnée à l'alinéa 11.1 dans le délai prévu, le LOCATEUR aura le droit d'enlever les ouvrages et/ou constructions aux frais du locataire et, à cette fin, ce dernier devra donner accès au terrain riverain à toute personne mandatée par le LOCATEUR pour effectuer ces travaux avec la machinerie

et tout véhicule nécessaires, à l'endroit le moins dommageable pour ce faire, et à en payer le coût total, y compris tous les frais accessoires. De plus, le locataire s'engage personnellement à payer ces frais même dans le cas où il aurait vendu, cédé ou aliéné le terrain riverain, à moins qu'une sous-location ou cession de bail n'ait été effectuée conformément à l'article 6 du présent bail;

Ce recours est stipulé sans préjudice à tout autre recours dont le LOCATEUR pourra se prévaloir contre le locataire dans le cas d'inexécution de la présente obligation. »

Exemple clause 2 :

À l'expiration du terme du présent contrat ou, le cas échéant, en cas de résiliation, le preneur s'engage à céder aux ministres, sans compensation, l'aménagement hydroélectrique, y compris tous les biens, droits et servitudes nécessaires à son maintien et à son exploitation.

« Cependant, les ministres peuvent renoncer à cette cession. Le cas échéant, le preneur devra, à ses frais, démolir l'aménagement hydroélectrique et remettre en état les lieux dans les délais déterminés par les ministres. Le preneur devra également remettre le domaine hydrique de l'État et les terres du domaine de l'État nécessaires au maintien et à l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique, substantiellement dans l'état où ils étaient avant la construction de l'aménagement hydroélectrique ou dans un état s'y rapprochant le plus possible, incluant la restauration des lieux dans l'éventualité où ce domaine hydrique et ces terres ont été contaminés du fait des activités du preneur, le tout à la pleine satisfaction des ministres.

Si ces opérations n'ont pas été réalisées dans les délais impartis, les ministres peuvent les réaliser aux frais du preneur. »

Dans l'éventualité où le domaine hydrique de l'État est occupé par un ouvrage appartenant au gouvernement du Canada, une condition de démantèlement similaire se trouve dans le **transfert d'administration** :

« Dans le cas où ces lots de grève et en eau profonde ne sont plus requis ou cessent d'être utilisés par le gouvernement du Canada aux fins pour lesquelles ce transfert est consenti, un avis écrit du gouvernement du Canada devra être donné au ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Après avoir obtenu l'accord et répondu aux conditions du ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, la rétrocession de ces lots de grève et en eau profonde se fera par un acte de rétrocession, fourni en deux exemplaires originaux, en faveur du ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, et l'acceptation se fera par un arrêté ministériel, le tout sans indemnité.

Dans le cas où des ouvrages et des améliorations seraient érigés sur ces lots, lesquels ne seraient pas requis par le ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le gouvernement du Canada devra, dans un délai d'un an à compter d'un avis écrit en ce sens qui lui sera transmis par le ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, démolir ou enlever les ouvrages et améliorations et remettre les lots de grève et en eau profonde en bon état, et ce, à la satisfaction du ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, avant de procéder à la rétrocession de ces lots de grève et en eau profonde. »

Cette réponse a été rédigée en collaboration avec M. Hugo Langlois, de la Direction des matières dangereuses et des pesticides, M. Peter Stevenson, Directeur de la gestion du domaine hydrique de l'État et du Pôle d'expertise du secteur industriel.

Je vous prie de recevoir, Madame, mes meilleures salutations.

Michel Duquette, ing.
Porte-parole
Ministère de l'Environnement et de
la Lutte contre les changements climatiques

p. j. (1)