



Environment and
Climate Change Canada

Environnement et
Changement climatique Canada



Pacific Northwest LNG Limited Partnership — Projet de GNL Pacific NorthWest

Examen des estimations des émissions de gaz à effet de serre en amont associées au projet

Septembre 2016

Page laissée en blanc intentionnellement.

Table des matières

Résumé	4
Introduction	5
Analyse	5
Prévision d'ECCC sur les GES	8
Le B.C. Shale Scenario Tool	10
Le rapport British Columbia LNG GHG Life Cycle Analysis	11
Bibliographie	13
Annexe — Coefficients d'émission par stade en amont et variabilité interannuelle des estimations d'émissions d'ECCC	15

Résumé

Ce document présente une estimation des émissions de gaz à effet de serre (GES) en amont associées au projet de gaz naturel liquéfié proposé par Pacific NorthWest (le projet). L'analyse n'essaie pas de déterminer si le projet entraînerait une augmentation de la production de gaz naturel, ni s'il utilisera du gaz naturel qui aurait été produit autrement. Les estimations des émissions de GES en amont représentent donc l'augmentation maximale possible des émissions de GES.

Le projet, une installation de gaz naturel liquéfié sur l'île Lelu près de Prince Rupert, en Colombie-Britannique, est un projet relativement important qui produira 20,52 mégatonnes de gaz naturel liquéfié par année, et ses compresseurs de liquéfaction seront mus par des turbines à gaz naturel. La première phase du projet devrait débuter en 2020 et produire 13,68 mégatonnes de gaz naturel liquéfié par année. Une deuxième phase pourrait ajouter une capacité de production supplémentaire de 6,84 mégatonnes de gaz naturel liquéfié par année.

Environnement et Changement climatique Canada a estimé les émissions de GES en amont au Canada associées à la production, au traitement et au transport de gaz naturel vers le projet. Les projections relatives aux émissions de GES et à la production utilisées par Environnement et Changement climatique Canada pour cet examen comprennent les répercussions futures estimatives des politiques et des mesures en vigueur en date de septembre 2015.

D'importantes mesures et cibles de réduction des émissions de GES produites par le secteur du pétrole et du gaz ont été annoncées depuis, y compris l'engagement du gouvernement du Canada à réduire, d'ici 2025, les émissions de méthane du secteur du pétrole et du gaz pour les ramener à 40-45 % sous les niveaux de 2012. Cette analyse porte avant tout sur les politiques et mesures en vigueur en date de septembre 2015 et ne tient pas compte des répercussions des mesures fédérales, provinciales ou territoriales annoncées ou en préparation, mais on reconnaît que des pratiques améliorées atténueront à l'avenir les émissions.

Environnement et Changement climatique Canada prévoit que les émissions de GES en amont au Canada associées à la production, au traitement et au transport du gaz naturel utilisé par le projet pourraient varier de 8,8 à 9,3 mégatonnes d'équivalent en dioxyde de carbone par année à l'horizon 2030, soit d'environ 220 à 235 mégatonnes d'équivalent en dioxyde de carbone au cours des 25 ans de la durée du projet. Ces estimations sont approximatives étant donné les incertitudes inhérentes de l'analyse courante.

Introduction

Dans le cadre de son annonce du 27 janvier 2016 relative à des principes provisoires, le gouvernement du Canada s'est engagé à entreprendre une évaluation des émissions de gaz à effet de serre (GES) en amont associées à des projets soumis à une évaluation environnementale (1).

Le projet de gaz naturel liquéfié Pacific NorthWest (le projet) est l'un des 19 terminaux de production et d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) proposés pour les côtes de la Colombie-Britannique. Il s'agit d'une installation relativement importante qui devrait, selon les projections, produire 20,52 mégatonnes (Mt) de GNL par année lorsqu'elle fonctionnera à plein rendement. Le gaz naturel sera liquéfié et transporté par des transporteurs de GNL vers des marchés étrangers.

Analyse

Aux fins du présent examen, le terme *amont* s'entend de tous les stades du secteur du gaz naturel avant l'installation de liquéfaction sur la côte – c.-à-d. la production, le traitement et le transport par pipeline du gaz naturel. Le présent examen couvre toutes les émissions de GES, y compris les émissions fugitives et celles provenant de l'évacuation, du torchage, de la combustion et d'autres sources. Les émissions de GES de ces sources contiennent du dioxyde de carbone, du méthane et de l'oxyde nitreux. On a totalisé les constituants de ces émissions de GES en tenant compte de leur potentiel d'incidence sur le réchauffement planétaire. Cet examen ne porte pas sur les émissions indirectes en amont, comme celles qui sont liées aux changements d'utilisation des terres et celles que génère la production des intrants achetés, notamment l'équipement et l'électricité du réseau. Ces émissions ont été prises en compte uniquement lorsqu'il était impossible de les distinguer des émissions directes en amont.

Les stades de l'approvisionnement en gaz naturel en amont du projet comprennent le pipeline de transport du gaz naturel (projet de gazoduc *Prince Rupert Gas Transmission* de 900 kilomètres proposé par TransCanada qui a reçu un certificat d'évaluation environnementale de la province en novembre 2014) et les stades de la production et du traitement du gaz naturel qui font partie du cycle de vie du gaz naturel.

Les émissions de GES associées aux stades de la production et du traitement du gaz naturel dépendent de la formation d'où le gaz provient. Dans le cas du projet, le promoteur a indiqué que le gaz naturel d'approvisionnement servant à la liquéfaction serait transporté par le projet de gazoduc *Prince Rupert Gas Transmission* de 900 kilomètres proposé par TransCanada qui relirait l'installation au projet proposé de canalisation *North Montney Mainline* (qui sera branchée au réseau *NOVA Gas Transmission Ltd.* existant de TransCanada, qui chevauche la

frontière entre la Colombie-Britannique et l'Alberta). On ne sait pas clairement quel mélange exact de gaz naturel alimentera le projet, quoiqu'il s'agira probablement surtout de gaz de schiste de la Colombie-Britannique provenant du bassin Montney. Des représentants de cette province supposent actuellement que le gaz servant au projet de GNL proviendra à 100 % des activités de production et de traitement du gaz naturel de la Colombie-Britannique ou à 75 % de la Colombie-Britannique et à 25 % de l'Alberta.

Le tableau qui suit résume plusieurs sources d'estimation des émissions en amont pour le projet selon certains scénarios éventuels. Les estimations ont été ajustées pour tenir compte des plus récentes valeurs de production fournies par le promoteur, augmentant la production projetée de 19,2 à 20,52 Mt de GNL par année une fois la construction terminée. Deux estimations reposent sur les projections des émissions de GES des sous-secteurs de la production, du traitement du gaz naturel et du transport par pipeline tirées des projections les plus récentes d'Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) sur les GES selon un scénario de référence *comprenant les mesures actuelles* (scénario du statu quo) publié dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (2). Dans la première estimation, on suppose que le gaz proviendra à 100 % de la Colombie-Britannique. Dans la deuxième, on suppose qu'il proviendra à 75 % de la Colombie-Britannique et à 25 % de l'Alberta.

Des estimations fournies reposent aussi sur l'outil de l'Institut Pembina, *B.C. Shale Scenario Tool* (3), et sur l'information tirée du rapport intitulé *British Columbia LNG Greenhouse Gas (GHG) Life Cycle Analysis* (4). Dans le cas du *BC Shale Scenario Tool*, les estimations incluent à la fois la composition de gaz par défaut du modèle et du gaz provenant à 100 % du bassin Montney. Le *B.C. Shale Scenario Tool* et le rapport *British Columbia LNG Greenhouse Gas (GHG) Life Cycle Analysis* ne ventilent pas chaque stade d'une façon uniforme et c'est pourquoi on inclut seulement un chiffre total en amont.

La masse de GNL *produite* par le projet sert de donnée de substitution pour le gaz naturel *fourni* au projet, et on ajoute un facteur de perte de 8 % pour tenir compte du gaz consommé par les turbines de l'installation. La masse de gaz naturel est convertie en volume. Les coefficients d'émissions de GES expriment les émissions de GES en tonnes d'équivalent de CO₂ émises par volume unitaire de gaz naturel produit, traité ou transporté par pipeline. On multiplie ces coefficients d'émissions par le volume de gaz fourni au projet afin de calculer les émissions de GES provenant de chaque stade en amont. Les coefficients d'émissions de chaque méthodologie et l'information sur la variabilité interannuelle pour le modèle d'ECCC sont inclus dans l'annexe du présent examen.

	Émissions annuelles 2030 ¹ (Mt d'éq. CO ₂)				Rapport B.C. LNG GHG LCA ³
	Prévision d'émissions d'ECCC ²	Prévision d'émissions d'ECCC ²	<i>Pembina B.C. Shale Scenario Tool</i> ^{3,4}	<i>Pembina B.C. Shale Scenario Tool</i> ^{3,4,5}	
	Approv. en gaz: 100% C.-B.	Approv. en gaz: 75% C.-B. 25% AB	Approv. en gaz: Mélange de gaz implicite	Approv. en gaz: 100% Montney	
Transport	0,5	0,6			
Production et traitement	8,3	8,7	6,9	5,6	7,7
Total - Amont	8,8	9,3	6,9	5,6	7,7

¹ Les prévisions des émissions reflètent les politiques et mesures en vigueur en date de septembre 2015 et ne tiennent pas compte des répercussions des mesures fédérales, provinciales ou territoriales annoncées ou en cours de développement. Les mesures futures, y compris l'engagement qu'a pris le gouvernement du Canada de réduire, d'ici 2025, les émissions de méthane de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2012, contribueront à la baisse des prévisions de ces émissions à l'avenir.

² La prévision des émissions d'ECCC utilise les projections les plus récentes des émissions de GES selon un scénario de référence comprenant les mesures actuelles.

³ Les estimations ont été ajustées pour tenir compte de l'estimation la plus récente de la production de 20.52 Mt de GNL, une augmentation par rapport à la valeur de 19.2 Mt de GNL utilisé précédemment.

⁴ Le potentiel de réchauffement planétaire associé au méthane dans le *B.C. Shale Scenario Tool* est de 21. Il s'ensuit que les estimations des GES établies à l'aide de cet outil sont inférieures à ce qu'elles seraient si l'outil utilisait la valeur de potentiel de réchauffement planétaire plus à jour de 25, soit celle employée dans les autres scénarios.

⁵ L'institut Pembina a effectué ces estimations à la demande d'ECCC pour simuler l'approvisionnement en gaz provenant à 100% du bassin Montney.

Cette analyse ne quantifie pas l'importance de l'augmentation de la production de gaz naturel pour le projet, s'il en est, et c'est pourquoi les chiffres en amont qui sont présentés ne représentent pas nécessairement une augmentation des émissions de GES. Le volume de gaz naturel qu'une installation proposée de GNL utiliserait ne correspondrait pas nécessairement à un nombre donné de nouveaux puits. L'usine pourrait utiliser une capacité de production existante qui aurait autrement été vendue ailleurs.

Les installations de GNL fonctionnent pendant des décennies et il est probable que des changements d'approvisionnement en gaz naturel ainsi que des mesures d'atténuation en amont auront un effet sur les émissions de GES au cours de la durée de l'installation. Il se peut, par exemple, qu'on utilise davantage l'injection souterraine pour stocker le CO₂ (en particulier si la production augmente dans des bassins comme celui de la rivière Horn, dont le gaz naturel extrait contient beaucoup de CO₂). On pourrait aussi électrifier les activités de production de gaz. Les deux mesures atténueraient les émissions. L'engagement que le gouvernement du Canada a pris d'élaborer et d'appliquer des règlements afin de réduire, d'ici 2025, de 40 % à 45 % les émissions de méthane du secteur du pétrole et du gaz par rapport aux niveaux de 2012 entraîneront des réductions des émissions de méthane des activités gazières en amont (5). Bien

que cette analyse porte avant tout sur les politiques et mesures en vigueur en date de septembre 2015 et ne tient pas compte des répercussions des mesures fédérales, provinciales ou territoriales annoncées ou en cours de développement, on reconnaît que des pratiques améliorées atténueront à l'avenir les émissions.

L'électrification des activités de production et de traitement du gaz offre la possibilité d'atténuer les émissions de GES. La Colombie-Britannique s'engage, dans son *Climate Leadership Plan*, à étudier la faisabilité d'augmenter l'électrification des activités au bassin de Montney, ce qui pourrait se traduire en émissions évitées de 1,6 à 4,0 Mt d'éq. CO₂.(6)

Les émissions de GES pendant le cycle de vie complet du gaz naturel et du GNL liés au projet peuvent être pertinentes à la prise de décision sur le projet puisque les émissions de GES contribuent aux changements climatiques mondiaux au lieu d'avoir un impact local. Outre les émissions de GES du projet et les émissions en amont au Canada, des émissions indirectes de GES provenant de la production d'électricité pourraient aussi se produire en Colombie-Britannique ou dans d'autres territoires de compétence. Enfin, le projet pourrait avoir des incidences positives ou négatives sur l'activité industrielle et les émissions de GES connexes à l'étranger. Comme il n'y a pas de données ni de méthodologie fiables, l'analyse courante est toutefois limitée aux stades du cycle de vie du secteur du gaz naturel en amont du projet. L'analyse n'évalue pas l'importance des GES produits directement par le projet ou les stades du gaz naturel en amont, ni leur contribution aux changements climatiques mondiaux.

Prévision d'ECCC sur les GES

ECCC a utilisé les projections des émissions de GES provenant des sous-secteurs du traitement du gaz naturel et du transport par pipeline provenant des projections de GES les plus récentes établies par ECCC dans le scénario de référence *comprenant les mesures actuelles* (scénario du statu quo), tiré du *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (2). La prévision relative aux émissions repose sur les données historiques relatives aux émissions de GES contenues dans l'Inventaire national des GES du Canada, du prix de l'énergie et des prévisions de la production établies par l'Office national de l'énergie (7) qui comportent des hypothèses sur la composition de l'approvisionnement en gaz naturel. Les coefficients d'émission utilisés dans le cas du secteur de la production et du traitement du gaz naturel au Canada reposent sur une étude effectuée par Clearstone Engineering Ltd. à la demande d'ECCC pour fournir des données et des coefficients d'émission portant sur le secteur du pétrole et du gaz qui serviront à l'établissement d'inventaires des émissions, au développement de projets d'émissions, à des analyses internes et à des modélisations (8).

Un certain nombre de politiques gouvernementales provinciales annoncées récemment, notamment celles énoncées dans le *Climate Leadership Plan* de l'Alberta (9) et le *Climate Leadership Plan* de la Colombie-Britannique (6), auront des répercussions sur les émissions canadiennes de GES, mais ne sont pas prises en considération dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques*, car les détails de ces politiques n'étaient pas disponibles au moment de la publication. Le *Climate Leadership Plan* de l'Alberta comprend un engagement à plafonner les émissions provenant des installations d'exploitation des sables bitumineux à 100 Mt par année, à réduire les émissions de méthane provenant des exploitations pétrolières et gazières de 45% d'ici 2025, à fixer des normes de rendement pour les grands émetteurs industriels et à appliquer une taxe sur le carbone aux carburants. Entre autres, le *Climate Leadership Plan* de la Colombie-Britannique s'engage à lancer une stratégie pour réduire les émissions de méthane en amont de 45% d'ici 2025, à développer des règlements permettant aux projets de captage et de stockage du carbone de se concrétiser et s'engage à prendre des mesures pour électrifier les projets d'activités gazières en amont.

Le 3 mars 2016, les premiers ministres ont adopté la *Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques*, dans laquelle ils s'engagent à élaborer un plan concret pour respecter les engagements climatiques internationaux du Canada et devenir un chef de file dans l'économie mondiale de la croissance propre (10). Le gouvernement du Canada s'est aussi engagé à réduire d'ici 2025 les émissions de méthane produites par le secteur pétrolier et gazier de 40 à 45 % sous les niveaux de 2012. Bien que cette analyse se concentre sur les politiques en vigueur en date de septembre 2015 et ne reflète pas l'impact des mesures fédérales, provinciales ou territoriales supplémentaires annoncées ou en cours de développement, il est reconnu qu'à l'avenir, l'amélioration des pratiques atténuera les émissions. Au fur et à mesure que ces plans entreront en vigueur, ils seront intégrés aux projections des émissions et aux examens des estimations des émissions de GES en amont.

Deux scénarios de prévision des émissions établis par ECCC utilisent des coefficients d'émission moyens applicables à chaque province pour chacun des stades en amont : sous-secteurs de la production, du traitement et du transport par pipeline. Ces coefficients d'émission ont servi à calculer les émissions en amont aux fins de la présente analyse. Les prévisions sont disponibles jusqu'en 2030 seulement et non pendant la durée prévue complète du projet, qui s'établit à 25 ans. Les prévisions sur les émissions de GES pour 2030 ont servi dans le tableau récapitulatif à harmoniser les données avec un rapport de l'institut Pembina, *Pacific NorthWest LNG Implications* (11), et à faire en sorte que les estimations relatives aux émissions sont fournies pour l'installation après la phase 2, lorsque la construction sera terminée.

ECCC a produit des estimations des émissions de GES en amont pour le projet en se basant sur deux scénarios : a) en supposant que le gaz provient à 100 % de la Colombie-Britannique et

b) en supposant que le gaz provient à 75 %/25 % de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, respectivement. Dans le cas du scénario où le gaz provient à 100 % de la Colombie-Britannique, ECCC a calculé que les émissions en amont découlant du projet s'établiraient à 8,8 Mt d'éq. CO₂ par année après 2022, ce qui inclut 0,5 Mt d'éq. CO₂ par année provenant des gazoducs et 8,3 Mt d'éq. CO₂ par année provenant des stades de la production et du traitement du gaz naturel du système d'approvisionnement en gaz naturel. Dans le scénario d'approvisionnement en gaz 75 % Colombie-Britannique/25 % Alberta, ECCC a calculé que les émissions en amont atteindraient 9,3 Mt d'éq. CO₂ par année après 2022, ce qui inclut 0,6 Mt d'éq. CO₂ par année provenant des gazoducs et 8,7 Mt d'éq. CO₂ par année provenant des stades de la production et du traitement du gaz naturel du système d'approvisionnement en gaz naturel. L'annexe présente une analyse annuelle plus détaillée pour la période de 2020 à 2030. Les mêmes coefficients d'émission servent pendant toute la période, et c'est pourquoi les émissions de GES varient peu pour une production donnée de gaz naturel.

Le B.C. Shale Scenario Tool

En 2015, l'institut Pembina a rendu public son *B.C. Shale Scenario Tool* (l'outil Pembina) (3), un modèle qui projette les émissions de GES en amont provenant d'installations de GNL et contient tout un éventail d'intrants particuliers à des projets. Les coefficients d'émission utilisés reposent sur des travaux effectués par Clearstone Engineering Ltd. (8) et le modèle GHGenius (12). L'outil Pembina, mis au point avec l'aide en modélisation de Navius Research, établit une composition des sources d'approvisionnement en gaz par défaut (c.-à-d. les bassins de gaz naturel qui alimentent le projet de GNL, comme le bassin Montney ou celui de la rivière Horn) et permet à l'utilisateur de modifier divers facteurs, comme les scénarios stratégiques ou les sources d'approvisionnement en gaz brut qui produisent diverses concentrations de CO₂. L'outil Pembina utilise un potentiel de réchauffement planétaire de 21 tandis que la prévision d'ECCC sur les GES utilise un potentiel de réchauffement planétaire de 25. L'outil Pembina peut tenir compte d'un ensemble de n'importe quel nombre d'installations de GNL qui entrent en service à différents moments (13).

Dans son rapport *Pacific NorthWest LNG Implications*, l'institut Pembina a utilisé son outil pour calculer les émissions en amont associées au projet (11). L'institut conclut qu'en 2030, le niveau des émissions atteindra 6,5 Mt d'éq. CO₂ par année. Après ajustement pour tenir compte des plus récentes valeurs de production, ces émissions sont de 6,9 Mt d'éq. CO₂ par année. L'institut ne fournit pas de ventilation des émissions attribuables à la production, au traitement ou au transport. L'ECCC a reproduit cette analyse en utilisant l'outil Pembina et en vérifiant les résultats. Dans son analyse, ECCC suppose un mélange d'approvisionnement en gaz naturel en 2030 de 65 %, 20 % et 15 % provenant respectivement du bassin Montney, du bassin de la

rivière Horn et de sources classiques. Il fournit aussi un autre scénario qui suppose des améliorations importantes des technologies et des pratiques environnementales comme l'électrification ou le captage et stockage du carbone en amont. Dans ce scénario, les émissions en amont à l'horizon 2030 atteignent environ la moitié de celles issues du scénario du statu quo. Aux fins de la présente analyse, ECCC a pris en compte l'état actuel des technologies et des pratiques environnementales.

Le promoteur a fourni à ECCC de l'information indiquant qu'il est probable que le gaz fourni au projet proviendrait en grande partie ou en totalité du bassin Montney, qui produit moins de CO₂ que d'autres bassins. Les facteurs d'émission utilisés par ECCC sont basés sur des données provinciales et ne peuvent s'utiliser à l'échelle d'un bassin de production. C'est donc l'institut Pembina qui, sur demande d'ECCC, a fait les estimations d'émissions prévoyant que le gaz proviendrait en totalité du bassin Montney. Dans ce scénario, les émissions de GES en amont estimées en 2030 atteindraient 5,6 Mt d'éq. CO₂ par année (après ajustement pour tenir compte des plus récentes valeurs de production). L'annexe présente les émissions annuelles pour ce scénario. Il convient toutefois de signaler que si l'électrification de la production à Montney se produit, les émissions seront réduites davantage.

Le rapport *British Columbia LNG GHG Life Cycle Analysis*

Au début de 2014, le Secrétariat des changements climatiques du ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique a publié un rapport d'analyse du cycle de vie des GES provenant du GNL préparé pour le Secrétariat par GLOBE Advisors (4). L'étude visait à expliquer l'impact des usines de liquéfaction de la Colombie-Britannique à l'échelon international afin de réduire les émissions de GES. On a utilisé le modèle GHGenius (12) pour estimer les émissions de GES, modèle qui pose des hypothèses au sujet de la composition des sources d'approvisionnement en gaz naturel semblables à celles qu'utilise l'outil Pembina.

Les émissions provenant du traitement du gaz naturel ont été regroupées avec celles que produisent les installations de liquéfaction, et c'est pourquoi ECCC a rajusté les coefficients d'émission pour extraire les émissions découlant du traitement du gaz au cours du stade en amont de celles qui se produisent à l'installation de GNL afin d'assurer une uniformité avec les autres méthodes. À cause du rajustement nécessaire ci-dessus, cette étude convient moins comme outil de référence à une analyse des émissions en amont seulement. Les renseignements quant à la ventilation des émissions attribuables à la production, au traitement et au transport ne sont pas clairement présentés dans l'étude. Étant donné le rajustement effectué par ECCC pour permettre le calcul d'un stade en amont seulement, la ventilation par sous-secteur du gaz naturel est moins certaine et n'est donc pas incluse. Après rajustement, on estime que les émissions en amont qui en découlent atteignent 7,2 Mt d'éq. CO₂ par année.

Après ajustement pour tenir compte des plus récentes valeurs de production, les estimations des émissions seraient de 7,7 Mt d'éq. CO₂ par année. Le modèle GHGenius étant basé sur des données provenant d'installations existantes et n'incluant pas de projection des émissions, il n'y a donc pas de données d'une année à l'autre disponibles.

Bibliographie

1. **Gouvernement du Canada.** Mesures provisoires pour l'examen des projets de pipelines. Gouvernement du Canada. [Disponible en ligne] 27 janvier 2016. [Cité le 6 septembre 2016.] <http://news.gc.ca/web/article-fr.do?nid=1029989>.
2. **Gouvernement du Canada.** *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques.* Environnement et Changement climatique Canada. [Disponible en ligne] 10 février 2016. [Cité le 6 septembre 2016.] <https://www.ec.gc.ca/GES-GHG/default.asp?lang=Fr&n=02D095CB-1>.
3. **Institut Pembina.** *B.C. Shale Scenario Tool.* Pembina Institute. [Disponible en ligne] 15 juin 2015. [Cité le 6 septembre 2016.] <http://www.pembina.org/pub/BCShaleTool>.
4. **GLOBE Advisors.** *British Columbia LNG Greenhouse Gas (GHG) Life Cycle Analysis.* s.l. Ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, Secrétariat des changements climatiques, 2014.
5. **Gouvernement du Canada.** Réduction des émissions de méthane produites par le secteur pétrolier et gazier.] Environnement et Changement climatique Canada. [Disponible en ligne] 10 mars 2016. [Cité le 6 septembre 2016.] http://nouvelles.gc.ca/web/article-fr.do?nid=1039219&_ga=1.213357330.709614581.1463487097.
6. **Gouvernement de la Colombie Britannique.** Climate Leadership Plan. *Climate Leadership - Government of British Columbia.* [Disponible en ligne] [Cité le 6 septembre 2016.] <http://climate.gov.bc.ca/tile/read-bcs-climate-leadership-plan/>.
7. **Office national de l'énergie.** *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040.* Office national de l'énergie. [Disponible en ligne] Janvier 2016. [Cité le 6 septembre 2016.] <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016/index-fra.html>.
8. **Clearstone Engineering Ltd.** *UOG Emissions Inventory - Volume 4 - Compendium of Factors and Terminology.* 2014. v3.1.
9. **Gouvernement de l'Alberta.** Climate Leadership Plan. *Government Projects, Priorities and Consultations.* [Disponible en ligne] [Cité le 6 septembre 2016.] <http://www.alberta.ca/climate-leadership-plan.cfm>.
10. **Secrétariat des conférences intergouvernementales canadiennes.** *Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques.* [Disponible en ligne] [Cité le 6 septembre 2016.] <http://www.scics.gc.ca/francais/conferences.asp?a=viewdocument&id=2401>.
11. **Institut Pembina.** *Pacific Northwest LNG Implications.* s.l.: Pembina Institute, 2015.
12. **(S&T)2 Consultants Inc.** *GHGenius - A model for lifecycle assessment of transportation fuels.* [Disponible en ligne] (S&T)2 Consultants Inc. [Cité le 6 septembre 2016.] <http://www.ghgenius.ca/>.

13. **Kniewasser, Maximilian et Matt Horne.** *B.C. Shale Scenario Tool: Technical report.* s.l.: Pembina Institute, 2015.

Annexe — Coefficients d'émission par stade en amont et variabilité interannuelle des estimations d'émissions d'ECCC

Stade en amont	Coefficients d'émission (tonnes d'éq. CO ₂ par tonne de GNL produit)				Rapport B.C. LNG GHG LCA
	Prévisions d'émissions d'ECCC	Prévisions d'émissions d'ECCC	Outil Pembina	Outil Pembina	
	Approv. en gaz: C.-B.	Approv. en gaz: Alberta	65% Montney 20% rivière Horn 15% classique	100% Montney	
Production de gaz	0,16	0,26	<i>Ventilation non disponible</i>		
Traitement de gaz	0,21	0,20			
Transport de gaz	0,02	0,04			
Total en amont	0,39	0,50	0,33	0,27	0,35*

*rajusté pour inclure le traitement de gaz au stade amont

Année	Émissions en amont par année (Mt d'éq. CO ₂)			
	Prévision d'émissions d'ECCC	Prévision d'émissions d'ECCC	Outil Pembina	Outil Pembina
	Approv. en gaz: 100% C.-B.	Approv. en gaz: 75% C.-B. 25% AB	Approv. en gaz: 65% Montney 20% rivière Horn 15% classique	Approv. en gaz: 100% Montney
2020	5,9	6,3	3,8	3,2
2021	5,9	6,2	3,8	3,2
2022	8,8	9,3	5,9	4,8
2023	8,8	9,3	6,0	4,9
2024	8,8	9,3	6,1	5,0
2025	8,8	9,3	6,2	5,0
2026	8,8	9,3	6,3	5,1
2027	8,8	9,3	6,5	5,2
2028	8,8	9,3	6,6	5,3
2029	8,8	9,3	6,7	5,5
2030	8,8	9,3	6,9	5,6

**Émissions en amont par année
(Mt d'éq. CO₂)**

Year	Prévision d'émissions d'ECCC			Prévision d'émissions d'ECCC		
	Production	Traitement	Transport	Production	Traitement	Transport
	Approv. en gaz: 100% C.-B.			Approv. en gaz: 75% C.-B. 25% AB		
2020	2,4	3,1	0,4	2,8	3,0	0,4
2021	2,4	3,1	0,4	2,8	3,0	0,4
2022	3,6	4,6	0,5	4,2	4,5	0,6
2023	3,6	4,6	0,5	4,2	4,5	0,6
2024	3,6	4,6	0,5	4,2	4,5	0,6
2025	3,6	4,6	0,5	4,2	4,5	0,6
2026	3,6	4,6	0,5	4,2	4,5	0,6
2027	3,6	4,6	0,5	4,2	4,5	0,6
2028	3,7	4,6	0,5	4,2	4,6	0,6
2029	3,7	4,6	0,5	4,2	4,6	0,6
2030	3,7	4,6	0,5	4,2	4,6	0,6