



CIRAIG^{MC}

Centre international de référence sur le
cycle de vie des produits, procédés et services

RAPPORT TECHNIQUE FINAL

NOVEMBRE 2020

PROFIL ENVIRONNEMENTAL DE LA GÉNÉRATION DE CHALEUR INDUSTRIELLE SUR LA CÔTE-NORD : COMPARAISON DU MAZOUT ET DE QUATRE SCÉNARIOS DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

Préparé pour :

Transition énergétique Québec

À l'attention de Mme Sarah Cacoub

Consultante, Direction des stratégies énergétiques

800, rue du Square-Victoria, bureau 710

Montréal (Québec) H4Z 1C3



**POLYTECHNIQUE
MONTREAL**

UNIVERSITÉ
D'INGÉNIERIE

Ce rapport a été préparé par le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits procédés et services (CIRAIG).

Fondé en 2001, le CIRAIG a été mis sur pied afin d'offrir aux entreprises et aux gouvernements une expertise universitaire de pointe sur les outils du développement durable. Le CIRAIG est un des plus importants centres d'expertise en cycle de vie sur le plan international. Il collabore avec de nombreux centres de recherche à travers le monde et participe activement à l'Initiative sur le cycle de vie du Programme des Nations Unies sur l'Environnement (PNUE) et de la Société de Toxicologie et de Chimie de l'Environnement (SETAC).

Le CIRAIG a développé une expertise reconnue en matière d'outils du cycle de vie incluant l'analyse environnementale du cycle de vie (ACV) et l'analyse sociale du cycle de vie (ASCV). Complétant cette expertise, ses travaux de recherche portent également sur l'analyse des coûts du cycle de vie (ACCV) et d'autres outils incluant les empreintes carbone et eau. Ses activités comprennent des projets de recherche appliquée touchant plusieurs secteurs d'activités clés dont l'énergie, l'aéronautique, l'agroalimentaire, la gestion des matières résiduelles, les pâtes et papiers, les mines et métaux, les produits chimiques, les télécommunications, le secteur financier, la gestion des infrastructures urbaines, le transport ainsi que de la conception de produits « verts ».

AVERTISSEMENT

Les auteurs sont responsables du choix et de la présentation des résultats. Les opinions exprimées dans ce document sont celles des membres de l'équipe de projet et n'engagent aucunement le CIRAIG, Polytechnique Montréal ou l'ESG-UQÀM.

À l'exception des documents du CIRAIG, comme le présent rapport, toute utilisation du nom du CIRAIG, de Polytechnique Montréal ou de l'ESG-UQÀM lors de communication destinée à une divulgation publique associée à ce rapport doit faire l'objet d'un consentement préalable écrit d'un représentant dûment mandaté du CIRAIG, de Polytechnique Montréal ou de l'ESG-UQÀM.

CIRAIG

Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services
Polytechnique Montréal
Département de génie chimique
3333 Chemin Queen-Mary, suite 310
Montréal (Québec) Canada
H3V 1A2

www.ciraig.org

Équipe de travail

Réalisation

Estelle Louineau, M. Ing.

Rédaction du rapport et modélisation

Pierre-Olivier Roy, Ph.D., Lead Energy

Modélisation et rédaction du rapport

Jean-François Ménard, B. Ing

Support technique et révision

Collaboration

Sophie Fallaha, ing., M. Sc.A

Directrice exécutive, CIRAIG

Coordination du projet

Direction de projet

Pr Réjean Samson, ing., Ph.D.

Directeur général, CIRAIG

Sommaire

La Côte-Nord est actuellement une région industrielle importante du Québec qui n'est pas desservie en gaz naturel. Par ailleurs, les technologies électriques disponibles à l'heure actuelle ne permettent pas de subvenir aux besoins énergétiques de toutes les activités industrielles. En conséquence, la consommation en produits pétroliers, notamment en mazout, est importante sur la Côte-Nord.

Puisqu'il a été mis en évidence que le mazout (léger et lourd) est l'une des sources d'énergie générant le plus de gaz à effet de serre, en particulier lors de sa combustion (CIRAIG, 2014), des solutions alternatives sont envisagées. Dans cette optique, un appel à projets a été lancé en 2018¹ afin de trouver des fournisseurs qui seraient en mesure de desservir la région en gaz naturel liquéfié. Quatre fournisseurs potentiels ont été retenus à la suite de cet appel à projets² : Avenir LNG, Cryopeak, Énergir et Solutions de Gaz Décentralisées Canada (DGSC).

L'objectif de cette étude est de comparer les profils environnementaux du cycle de vie de la génération de chaleur industrielle sur la Côte-Nord via les quatre scénarios de gaz naturel liquéfié (GNL) envisagés, ainsi qu'à partir du mazout léger et lourd actuellement utilisé.

Cette étude **ne peut en aucun cas être utilisée pour conclure que** : i) le gaz naturel est une énergie de transition, ii) le GNL est la meilleure alternative au mazout sur la Côte-Nord, ni que 3) le GNL devrait remplacer le mazout sur la Côte-Nord. Cette étude n'est en effet qu'un des éléments à prendre en compte sur la question de la transition énergétique de la Côte-Nord. Afin de statuer sur ces questions, des notions économiques, sociales, techniques, réglementaires, etc., devraient également être prises en considération.

L'analyse du cycle de vie (ACV) est une méthode encadrée par ISO (ISO 14040 :14044). Il s'agit essentiellement d'un exercice comptable faisant le bilan des entrants et sortants de matière et d'énergie, les émissions à l'atmosphère, à l'eau et aux sols ainsi que les matières résiduelles. Ce bilan est réalisé sur l'ensemble des processus constituant le cycle de vie d'un produit, d'un service ou d'un procédé (c'est-à-dire de l'extraction des matières premières jusqu'à la fin de vie). Il est ensuite traduit, à l'aide de modèles environnementaux, en divers résultats d'indicateurs environnementaux du cycle de vie. L'ACV est généralement utilisée dans un objectif de comparaison où la base de comparaison est la fonction (quantifiée en une unité fonctionnelle) remplie par le produit, service ou procédé.

Dans le cadre de cette étude, l'unité fonctionnelle (UF) servant de base à la comparaison environnementale est formulée comme suit :

« Fournir 1 MJ de chaleur industrielle sur la Côte-Nord du Québec en 2020 »

Il est à noter que l'ACV établit ainsi un bilan des GES sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Il s'agit d'une pratique avec laquelle les parties prenantes de la société sont encore peu familières lorsqu'il est question de statuer sur la valeur environnementale de projets d'envergure. En effet,

¹ Communiqué de presse : <https://mern.gouv.qc.ca/appel-projets-approvisionnement-cote-nord-gaz-naturel-liquefie/>

² Communiqué de presse : <https://mern.gouv.qc.ca/quebec-devoile-resultats-appel-projets-approvisionnement-cote-nord-gaz-naturel-liquefie-2019-05-30/>

les bilans provinciaux et nationaux de GES ne considèrent que les émissions directes qui ont lieu sur leur territoire. Par conséquent, contrairement à l'ACV, les bilans nationaux excluent toutes les sources d'émissions ayant lieu hors du territoire, notamment les émissions issues des procédés d'extraction et de transport des hydrocarbures liquides et du gaz naturel jusqu'à leur lieu d'utilisation.

Les résultats pour l'ensemble des indicateurs environnementaux de la méthode IMPACT World+ sont rassemblés dans le Tableau S-1 pour les indicateurs de niveau « problèmes » (midpoints) et dans le Tableau S-2 pour les indicateurs de niveau « dommages » (endpoints). Les indicateurs de niveau « problèmes » traduisent l'effet de l'utilisation des ressources naturelles et des émissions dans l'environnement sur des enjeux spécifiques comme le changement climatique ou l'écotoxicité aquatique. Les résultats associés sont exprimés dans des unités différentes, spécifiques aux enjeux modélisés (par exemple les kilogrammes d'équivalent CO₂ pour le changement climatique). Ces indicateurs sont relativement nombreux (18). Pour faciliter l'interprétation, les résultats sont donc également présentés au niveau des dommages. Les indicateurs de dommages traduisent les impacts potentiels des indicateurs de niveau « problèmes » sur les indicateurs de la *Santé humaine* et de la *Qualité des écosystèmes*. Les résultats associés sont exprimés respectivement en DALY (« Disability Adjusted Life Years », soit des années de vie en bonne santé perdues) et en PDF.m2.an (PDF voulant dire « Potentially Disappeared Fraction of species », donc l'unité correspond à la fraction d'espèces potentiellement disparues sur une certaine surface de terres pendant une année).

L'ACV préconise une approche « moyenne » (c'est-à-dire considérant la situation la plus probable, et non des cas extrêmes très favorables ou très défavorables). Elle conserve cependant l'information associée aux variabilités intrinsèques des diverses activités formant le cycle de vie (dont les émissions fugitives de méthane³) ce qui lui permet de réaliser des analyses de l'incertitude et de sensibilité (l'équivalent de scénarios « et si ? ». Dans le cas du gaz naturel, le sujet des émissions fugitives de méthane est particulièrement sensible puisqu'il peut altérer considérablement le bilan carbone. En effet, le méthane est le constituant majoritaire du gaz naturel et un gaz à effet de serre (GES) au potentiel de réchauffement global (PRG) 86 ou 36 fois plus élevé que celui du CO₂, selon s'il est calculé sur un horizon de 20 ou 100 ans respectivement. **Dans ce rapport, les émissions fugitives ont été évaluées à partir de données de la littérature identifiées par Alvarèz et coll. (2018) selon une approche par mesures directes (« bottom-up ») en raison du biais méthodologique possible de l'approche par mesure de la concentration atmosphérique.** Il est à noter qu'une telle pratique permet d'identifier une valeur moyenne des émissions fugitives et n'occulte en aucune manière l'existence de « supers émetteurs », de sources d'incertitudes potentielles, de pratiques variables sur le terrain et du travail encore à réaliser pour minimiser les émissions fugitives de méthane. **Afin de tenir compte de l'ensemble de ces variabilités, une analyse de sensibilité portant sur les taux d'émissions fugitives de méthane (durant la production, après la fermeture des puits, etc.) a été réalisée. Le taux d'émissions fugitives requis pour inverser les conclusions de l'étude a également été évalué.**

³ les émissions intentionnelles et non intentionnelles des systèmes d'extraction, de traitement et de livraison des combustibles fossiles » (US EPA, 2010a).

Tableau S-1 : Résultats obtenus sur les indicateurs de niveau « problèmes » – méthode IMPACT World+ version 1.28
UF : Fournir 1 MJ de chaleur industrielle sur la Côte-Nord du Québec en 2020 (orange = résultat maximal, vert = résultat minimal)

Catégorie	Unité	Mazout léger	Mazout lourd	Avenir LNG	Cryopeak	Énergir	DGSC
Changement climatique, court terme	kg éq. CO ₂	1,03E-01	1,07E-01	9,13E-02	9,31E-02	9,05E-02	8,45E-02
	% différence au scénario max	4%	0%	15%	13%	15%	21%
Changement climatique, long terme	kg éq. CO ₂	1,02E-01	1,06E-01	8,67E-02	8,63E-02	8,38E-02	8,02E-02
	% différence au scénario max	4%	0%	18%	19%	21%	24%
Utilisation d'énergie fossile et nucléaire	MJ primaire	1,12E+00	1,07E+00	1,67E+00	1,73E+00	1,71E+00	1,63E+00
	% différence au scénario max	35%	38%	3%	0%	1%	6%
Utilisation des ressources minérales	kg indisponible	3,24E-04	3,12E-04	1,14E-03	1,21E-03	1,16E-03	1,04E-03
	% différence au scénario max	73%	74%	6%	0%	4%	14%
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. COVNM	1,24E-04	2,02E-04	8,26E-05	1,03E-04	8,98E-05	8,72E-05
	% différence au scénario max	39%	0%	59%	49%	56%	57%
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,77E-08	1,68E-08	9,42E-10	1,76E-09	1,09E-09	1,27E-09
	% différence au scénario max	0%	5%	95%	90%	94%	93%
Écotoxicité aquatique	UCTe	5,52E+01	5,40E+01	5,02E+01	6,53E+01	6,15E+01	6,23E+01
	% différence au scénario max	15%	17%	23%	0%	6%	5%
Toxicité humaine, effets cancérigènes	UCTh	9,72E-10	1,02E-09	2,18E-09	2,39E-09	2,32E-09	2,13E-09
	% différence au scénario max	59%	57%	9%	0%	3%	11%
Toxicité humaine, effets non cancérigènes	UCTh	2,90E-09	4,97E-09	3,00E-09	3,43E-09	3,18E-09	3,01E-09
	% différence au scénario max	42%	0%	40%	31%	36%	39%
Rareté de l'eau	m ³ éq. mondial	3,34E-03	3,46E-03	3,63E-03	3,89E-03	3,63E-03	5,63E-03
	% différence au scénario max	41%	39%	36%	31%	36%	0%
Acidification aquatique	kg éq. SO ₂	4,18E-10	1,48E-09	1,40E-10	1,79E-10	1,57E-10	1,54E-10
	% différence au scénario max	72%	0%	91%	88%	89%	90%
Acidification terrestre	kg éq. SO ₂	3,37E-07	1,17E-06	1,18E-07	1,50E-07	1,32E-07	1,29E-07
	% différence au scénario max	71%	0%	90%	87%	89%	89%
Eutrophisation aquatique (eau douce)	kg éq. PO ₄ P-lim	6,56E-07	5,55E-07	2,08E-07	3,28E-07	2,25E-07	2,50E-07
	% différence au scénario max	0%	15%	68%	50%	66%	62%
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,52E-06	3,29E-06	1,56E-06	1,89E-06	1,65E-06	1,62E-06
	% différence au scénario max	23%	0%	53%	43%	50%	51%

Catégorie	Unité	Mazout léger	Mazout lourd	Avenir LNG	Cryopeak	Énergir	DGSC
Transformation des terres, biodiversité	m ² éq. terre arable	7,73E-06	9,26E-06	8,82E-06	9,58E-06	8,94E-06	2,20E-05
	% différence au scénario max	65%	58%	60%	56%	59%	0%
Occupation des terres, biodiversité	m ² éq. terre arable*an	2,15E-04	4,13E-04	4,12E-04	5,23E-04	4,39E-04	1,74E-03
	% différence au scénario max	88%	76%	76%	70%	75%	0%
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,18E-05	4,91E-05	6,63E-06	6,90E-06	5,89E-06	5,82E-06
	% différence au scénario max	76%	0%	86%	86%	88%	88%
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,46E-01	1,38E-01	8,78E-02	7,32E-02	5,29E-02	6,75E-02
	% différence au scénario max	0%	5%	40%	50%	64%	54%

Note : La catégorie *Changement climatique, court terme* évalue les émissions de gaz à effet de serre (GES) sur la totalité du cycle de vie (de l'extraction des ressources à leur combustion) en se basant sur le pouvoir de réchauffement global sur un horizon de 100 ans (PRG 100). Ce PRG 100 est l'indicateur communément utilisé pour les évaluations d'empreintes carbone. La catégorie *Changement climatique, long terme* évalue quant à elle les effets à plus long terme, en se basant sur l'augmentation potentielle de température moyenne globale sur un horizon de 100 ans (PTG 100). Le PTG 100 est en effet recommandé comme proxy pour l'évaluation des effets à long terme, afin de remplacer le PRG présentant des incertitudes importantes sur les horizons de temps éloignés.

Pour plus de détails, consulter la documentation de la méthode IMPACT World+ à l'adresse : <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-019-01583-0>

Tableau S-2 : Résultats obtenus sur les indicateurs de dommages – méthode IMPACT World+ version 1.46

UF : Fournir 1 MJ de chaleur industrielle sur la Côte-Nord du Québec en 2020 (orange = résultat maximal, vert = résultat minimal)

Catégorie	Unité	Mazout léger	Mazout lourd	Avenir LNG	Cryopeak	Énergir	DGSC
Santé humaine	DALY	4,01E-07	4,64E-07	3,44E-07	3,44E-07	3,32E-07	3,19E-07
	% différence au scénario max	14%	0%	26%	26%	28%	31%
Qualité des écosystèmes	PDF.m2.an	1,35E-01	1,45E-01	1,16E-01	1,25E-01	1,20E-01	1,22E-01
	% différence au scénario max	7%	0%	20%	14%	17%	16%

Il apparaît qu'aucun scénario n'obtient le résultat le plus faible (ni le plus élevé) sur la totalité des indicateurs. Il n'est donc pas possible d'identifier de scénario environnementalement préférable sur la totalité des enjeux environnementaux évalués.

Sur la plupart des catégories (13 des 18 indicateurs de niveau « problèmes » ainsi que les deux indicateurs de dommages étudiés), les résultats obtenus par les scénarios se différencient selon s'ils utilisent le mazout (léger ou lourd) ou le GNL comme source d'énergie :

- Pour 10 des 18 indicateurs de niveau « problèmes », les résultats des scénarios de GNL sont inférieurs à ceux des scénarios de mazout
- Pour 3 des indicateurs de niveau « problèmes » étudiés, les scénarios de mazout obtiennent des résultats inférieurs à ceux des scénarios de GNL
- Pour les deux indicateurs de dommages, les résultats des scénarios de GNL sont inférieurs à ceux des scénarios de mazout. Ceci montrant que les indicateurs de niveau « problèmes » favorisant le mazout ne contribuent pas autant aux impacts environnementaux sur la *Santé humaine* et la *Qualité des écosystèmes* que les ceux favorisant le GNL.

Puisqu'une attention particulière est portée sur les empreintes carbone par le mandataire, des analyses de contribution ont été effectuées afin de détailler les émissions de gaz à effet de serre (GES) pour les différentes étapes du cycle de vie. La Figure S-1 présente l'analyse de contribution normalisée pour les six scénarios à l'étude.

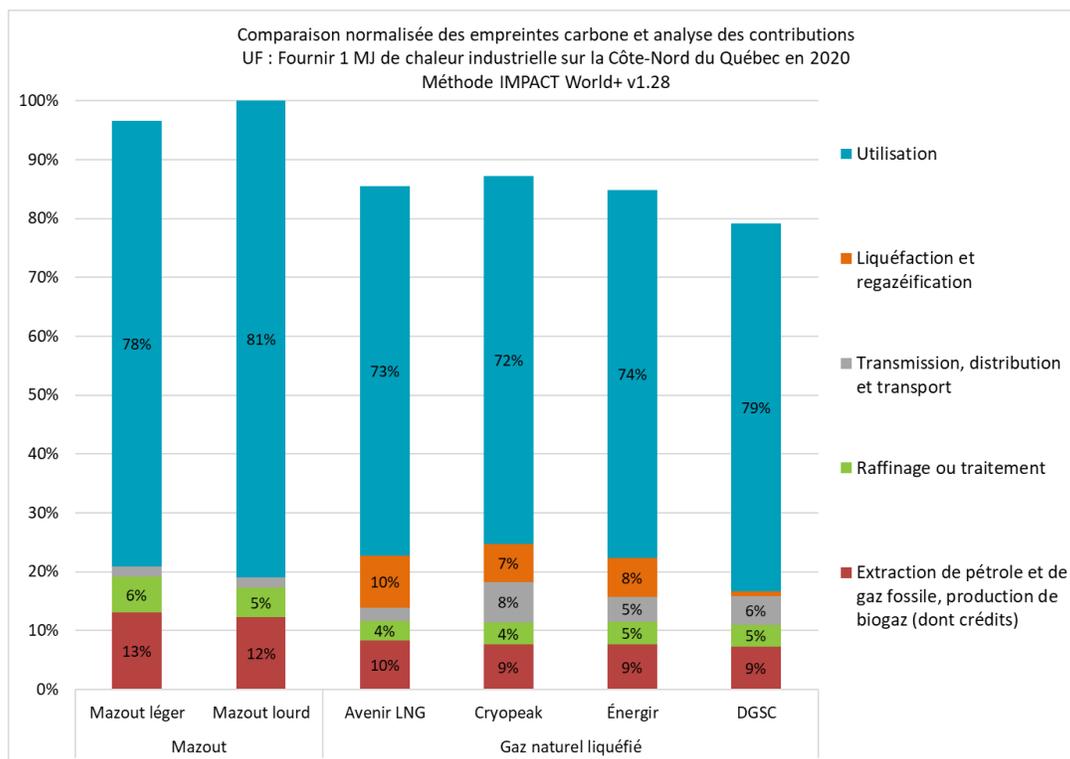


Figure S-1 : Analyse de contribution normalisée des empreintes carbone obtenues

Note : La valeur d'efficacité utilisée pour la phase d'utilisation est de 92% pour tous les scénarios, d'après les valeurs fournies par le mandataire de l'étude. Il est à noter que la littérature rapporte des valeurs comprises entre 80% à 90%.

La figure illustre que :

- Les empreintes carbone des scénarios Avenir LNG, Cryopeak et Énergir sont très peu différenciées (3% de différence).
- L'empreinte carbone du scénario DGSC est 7% à 9% plus faible que celle des autres scénarios de GNL.
- Les empreintes carbone des scénarios de mazout sont très peu différenciées (3% de différence).
- Le passage d'un scénario de mazout à un scénario de GNL permet de réduire l'empreinte carbone de 10%⁴ à 21%⁵, selon les cas étudiés.

Lors des analyses de sensibilité, il a ensuite été mis en évidence que certaines variations dans les paramètres du modèle pouvaient remettre ces observations en cause. Ces situations limites sont les suivantes :

- Une réduction de l'efficacité des systèmes de GNL à 83% (contre 92% dans le cas de base) induirait des empreintes carbone équivalentes pour les scénarios de mazout et ceux de GNL.
- Une réduction de l'efficacité des systèmes de mazout léger et lourd augmenterait l'avantage des scénarios de GNL (dans le cas de base, l'efficacité de tous les systèmes est de 92% et l'avantage des systèmes de GNL est compris entre 10% et 21%). Cet avantage serait respectivement de 15% à 25% et de 20% à 30% si l'efficacité des systèmes de mazout était respectivement de 85% et 80% (et l'efficacité des systèmes de gaz naturel maintenue à 92%).
- Sur un horizon temporel de 20 ans (contrairement à 100 ans dans le cas de base), seul le scénario DGSC présente une empreinte carbone inférieure (de 14%) à celle des scénarios de mazout léger et lourd.
- Une augmentation des émissions fugitives de méthane à un taux de 2% induirait des empreintes carbone peu différenciées à l'exception de DGSC, qui obtiendrait une empreinte carbone 10% à 13% plus faible que celle des scénarios de mazout. Pour un taux d'émissions fugitives de 3%, les empreintes carbone de tous les scénarios sont peu différenciées. Une augmentation des émissions fugitives à des taux supérieurs à 3% induirait une inversion des conclusions de l'étude.
- Une variation combinée de l'efficacité du transfert de chaleur (entre 50% et 100%), de l'approvisionnement en gaz naturel fossile (entre les gisements des États-Unis et du Canada) et des émissions fugitives (entre 1% et 5%) induit une forte variation des résultats (de -14% à +185% selon le scénario et l'horizon temporel considérés). Cette analyse de sensibilité a montré qu'un cas défavorable aux systèmes de gaz naturel (i.e. efficacité de 50%, émissions fugitives de 5% et approvisionnement à 100% auprès du gisement le moins productif) combiné à un cas favorable aux systèmes de mazout (i.e. efficacité de 100%) éliminait l'avantage du gaz naturel vis-à-vis du mazout obtenu dans le scénario de base.

⁴ Les empreintes carbone des scénarios de mazout léger et de Cryopeak présentent 10% de différence.

⁵ Les empreintes carbone des scénarios de mazout lourd et de DGSC présentent 21% de différence.

Les conclusions de l'étude dépendent ainsi de plusieurs paramètres et hypothèses. Si ces valeurs et hypothèses venaient à changer, les conclusions apportées au cas de base ne pourraient pas être maintenues.

Les principales limites de cette étude incluent le fait qu'elle se concentre sur certains systèmes de gaz naturel liquéfié et de mazout, pour une utilisation spécifique, sur la Côte-Nord. Les résultats ne doivent donc pas être extrapolés à d'autres systèmes, ni d'autres utilisations, ni d'autres contextes géographiques. D'autre part, les résultats d'indicateurs environnementaux mentionnés sont globaux, ne se substituent en aucun cas à une analyse de risque et ne renseignent pas sur les incidents potentiels ni sur les problématiques spécifiques locales. Enfin, ce rapport étudie uniquement les impacts environnementaux et ne considère pas de questions économiques, sociales ou techniques. La section 3.9.6 « Limitations de l'étude » présente la liste complète des limitations de l'étude.

Table des matières

ÉQUIPE DE TRAVAIL	3
SOMMAIRE	4
LISTE DES TABLEAUX	14
LISTE DES FIGURES	15
LISTE DES ACRONYMES ET ABBRÉVIATIONS	17
1 INTRODUCTION	19
2 NOTIONS PRÉALABLES	20
2.1 GAZ NATUREL FOSSILE, BIOGAZ ET GAZ NATUREL RENOUVELABLE	20
2.1.1 Définition des différents types de gaz naturel fossile	20
2.1.2 Extraction du gaz naturel fossile conventionnel terrestre et marin	21
2.1.3 Extraction du gaz naturel fossile non conventionnel : gaz de schiste (« shale gas »).....	21
2.1.4 Extraction du gaz naturel fossile non conventionnel : gaz de réservoir étanche (« tight gas »)	21
2.1.5 Extraction du gaz naturel fossile non conventionnel : méthane de houille (« coalbed methane »	21
ou CBM)	21
2.1.6 Production de biogaz et de gaz naturel renouvelable (GNR).....	22
2.1.7 Traitement du gaz naturel fossile	22
2.1.8 Transmission du gaz naturel.....	23
2.1.9 Liquéfaction du gaz naturel	23
2.1.10 Stockage et transport du gaz naturel liquéfié (GNL)	24
2.1.11 Regazéification du GNL	24
2.2 PRODUITS PÉTROLIERS.....	25
2.2.1 Extraction du pétrole brut conventionnel terrestre et maritime.....	25
2.2.2 Extraction du pétrole brut provenant des sables bitumineux (« oil sands »).....	25
2.2.3 Raffinage du pétrole brut	26
2.3 ÉMISSIONS FUGITIVES DE MÉTHANE DE L'INDUSTRIE GAZIÈRE	28
2.3.1 Définition des émissions fugitives de méthane.....	28
2.3.2 Évaluation des taux d'émissions fugitives de méthane	29
2.3.3 Cas des émissions post-fermeture	31
3 OBJECTIF ET CHAMP DE L'ÉTUDE	34
3.1 RAPPEL DU CONTEXTE DE L'ÉTUDE	34
3.2 OBJECTIFS DE L'ÉTUDE ET APPLICATION ENVISAGÉE	34
3.3 FONCTION ET UNITÉ FONCTIONNELLE	35
3.4 TRAITEMENT DES FONCTIONS SECONDAIRES ET RÈGLES D'IMPUTATION.....	35
3.5 PROCESSUS DE COLLECTE DE DONNÉES	36

3.6	FRONTIÈRES GÉOGRAPHIQUES ET TEMPORELLES	37
3.7	DESCRIPTION SOMMAIRE DES SYSTÈMES	37
3.8	ÉVALUATION DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DU CYCLE DE VIE (ÉICV).....	46
3.9	INTERPRÉTATION.....	48
3.9.1	<i>Analyse de l'inventaire</i>	48
3.9.2	<i>Évaluation de la qualité des données d'inventaire</i>	48
3.9.3	<i>Analyse de cohérence et de complétude</i>	49
3.9.4	<i>Analyse d'incertitude</i>	50
3.9.5	<i>Analyses de sensibilité</i>	50
3.9.6	<i>Limitations de l'étude</i>	51
3.10	REVUE CRITIQUE	51
4	DONNÉES ET HYPOTHÈSES PRINCIPALES.....	53
4.1	PROVENANCE ET TYPE DE GAZ NATUREL UTILISÉ DANS LE SCÉNARIO AVENIR LNG	53
4.2	ESTIMATION DES ÉMISSIONS FUGITIVES DE MÉTHANE PAR GISEMENT	56
4.3	PROVENANCE ET TYPE DE GAZ NATUREL DISTRIBUÉ AU QUÉBEC	59
4.3.1	<i>Provenance du gaz naturel distribué au Québec</i>	59
4.3.2	<i>Types de gaz naturel fossile extrait au Canada</i>	64
4.3.3	<i>Modélisation de la production de biogaz</i>	65
4.4	ÉVALUATION DE L'APPROVISIONNEMENT EN MAZOUT SUR LA CÔTE-NORD DU QUÉBEC.....	68
4.4.1	<i>Provenance du mazout</i>	68
4.4.2	<i>Provenance du pétrole brut raffiné au Québec</i>	69
4.4.3	<i>Provenance du mazout importé</i>	71
4.4.4	<i>Provenance et type de pétrole raffiné aux États-Unis</i>	71
4.4.5	<i>Provenance et type de pétrole raffiné en Europe</i>	73
4.5	DONNÉES ET HYPOTHÈSES PRINCIPALES UTILISÉES	74
5	RÉSULTATS OBTENUS	77
5.1	RÉSULTATS OBTENUS SUR L'ENSEMBLE DES INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX	77
5.2	ANALYSE DES CONTRIBUTIONS POUR L'ENSEMBLE DES INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX	84
5.2.1	<i>Substances les plus contributrices aux résultats obtenus par les deux systèmes de mazout</i> ..	88
5.2.2	<i>Substances les plus contributrices aux résultats obtenus par les quatre systèmes de gaz naturel</i> 88	
5.3	COMPARAISON DÉTAILLÉE DES EMPREINTES CARBONE	90
5.4	ANALYSES DE CONTRIBUTION DÉTAILLÉES POUR L'EMPREINTE CARBONE	93
5.4.1	<i>Analyse de contribution des scénarios de mazout</i>	93
5.4.2	<i>Analyse de contribution des scénarios de GNL</i>	94
6	ANALYSES DE SENSIBILITÉ.....	96

6.1	ANALYSE DE SENSIBILITE SUR LA METHODE D'ÉVALUATION DES IMPACTS.....	96
6.2	ANALYSE DE SENSIBILITE SUR L'HORIZON TEMPOREL	100
6.3	ANALYSE DE SENSIBILITE SUR L'EFFICACITE DU TRANSFERT DE CHALEUR	100
6.4	ANALYSE DE SENSIBILITE SUR L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL FOSSILE.....	102
6.5	ANALYSE DE SENSIBILITE SUR LES EMISSIONS FUGITIVES DE METHANE (INCLUANT LES EMISSIONS POST-FERMETURE) 104	
6.6	ANALYSE DE SENSIBILITE DES DIFFERENTS PARAMETRES COMBINES	106
7	QUALITÉ DES DONNÉES ET RECOMMANDATIONS	109
7.1	ANALYSE DE LA QUALITÉ DES DONNÉES	109
7.2	RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES.....	110
8	CONCLUSIONS	112
9	RÉFÉRENCES	114
	ANNEXE A – MÉTHODOLOGIE ACV	119
	ANNEXE B – DESCRIPTION DE LA MÉTHODE IMPACT WORLD+.....	120
	ANNEXE C – INVENTAIRE.....	121
	ANNEXE D – QUALITÉ DES DONNÉES.....	122
	ANNEXE E – RÉSULTATS	123
	ANNEXE F – VARIABILITÉ DE LA COMPOSITION DU GAZ NATUREL DANS LE MONDE.....	124
	ANNEXE G – DÉTAIL DES DONNÉES UTILISÉES POUR LA MODÉLISATION	125
	ANNEXE H – GRILLE DE COMMENTAIRES DES RÉVISEURS ET RÉPONSES DES AUTEURS	137

Liste des tableaux

Tableau S-1 : Résultats obtenus sur les indicateurs de niveau « problèmes » – méthode IMPACT World+ version 1.28	6
Tableau S-2 : Résultats obtenus sur les indicateurs de dommages – méthode IMPACT World+ version 1.46	7
Tableau 3-1 : Membres du comité de revue critique	52
Tableau 4-1 : Évaluation des émissions fugitives régionalisées pour les systèmes de gaz naturel fossile non conventionnel	57
Tableau 4-2 : Variation historique des points d’achat de gaz naturel pour Énergir (Énergir, 2019)	62
Tableau 4-3 : Évaluation du mix gazier américain alimentant le carrefour de Dawn	63
Tableau 4-4 : Estimation de l’approvisionnement gazier québécois en 2018	63
Tableau 4-5 : Volumes et provenance du mazout déchargé aux ports de la Côte-Nord du Québec en 2011	68
Tableau 4-6 : Origine et type de pétrole raffiné aux États-Unis	73
Tableau 4-7 : Modélisation de l’origine du pétrole raffiné en Europe en 2018	74
Tableau 4-8 : Récapitulatif des principales données utilisées pour les systèmes de GNL	75
Tableau 4-9 : Récapitulatif des principales données utilisées pour les systèmes de mazout	76
Tableau 5-1 : Résultats obtenus sur les indicateurs de niveau « problèmes » – méthode IMPACT World+ version 1.28 UF : Fournir 1 MJ de chaleur industrielle sur la Côte-Nord du Québec en 2020 (orange = résultat maximal, vert = résultat minimal)	78
Tableau 5-2 : Résultats obtenus sur les indicateurs de dommages – méthode IMPACT World+ version 1.46 UF : Fournir 1 MJ de chaleur industrielle sur la Côte-Nord du Québec en 2020 (orange = résultat maximal, vert = résultat minimal)	82
Tableau 5-3 : Contributions minimales et maximales des étapes du cycle de vie aux résultats obtenus par les scénarios de GNL	85
Tableau 5-4 : Contributions minimales et maximales des étapes du cycle de vie aux résultats obtenus par les scénarios de mazout léger et lourd	86
Tableau 5-5 : Résultats d’empreinte carbone obtenus	90

Tableau 6-1 : Résultats d'indicateurs environnementaux normalisés – méthode ReCiPe version 2016 1.02 Hiérarchiste (orange = résultat d'indicateur maximal, vert = résultat d'indicateur minimal)	97
Tableau 6-2 : Résultats normalisés de l'analyse de sensibilité sur l'horizon temporel	100
Tableau 6-3 : Évaluation des émissions fugitives post-fermeture	104
Tableau 7-1 : Qualité des données des principaux processus contributeurs	109
Tableau F-1 : Variabilité de la composition du gaz naturel	124

Liste des figures

Figure S-1 : Analyse de contribution normalisée des empreintes carbone obtenues	8
Figure 1-1 : Résultats pour l'indicateur <i>Changement climatique</i> , basés sur les valeurs de PRG ₁₀₀ du GIEC provenant du rapport AR-4 (2007) (ESU-services ltd, 2011)	19
Figure 2-1 : Géologie des différents types de ressources en gaz naturel fossile. Source : Office national de l'énergie du Canada.	20
Figure 2-2 : Exemple de processus de raffinage.....	27
Figure 2-3 : Réconciliation des approches par mesures directes (bottom-up) et par mesures de concentration atmosphérique (top-down) (Alvarez et coll., 2018).....	30
Figure 2-4 : Variation temporelles des émissions fugitives selon une approche par mesures directes (bottom-up) et la fenêtre d'échantillonnage associée à la prise de mesures par concentration atmosphérique (top-down) (Alvarez et coll., 2018).....	31
Figure 2-5 : Illustration d'un niveau de production mensuel de gaz naturel à un puits non-conventionnel	33
Figure 3-1 : Illustration des différentes étapes des scénarios de GNL étudiés	38
Figure 3-2 : Frontières des systèmes pour l'approvisionnement en gaz naturel fossile.....	40
Figure 3-3 : Frontières des systèmes pour l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable	41
Figure 3-4 : Frontières des systèmes pour l'approvisionnement en biogaz issu de lieux d'enfouissement	42
Figure 3-5 : Frontières des systèmes de gaz naturel liquéfié, à la suite de l'approvisionnement	43
Figure 3-6 : Illustration des différentes étapes des scénarios de mazout étudiés.....	44

Figure 3-7 : Frontières des systèmes pour l’approvisionnement des raffineries en mazout léger et lourd.....	45
Figure 3-8 : Frontières des systèmes de mazout, à la suite de l’approvisionnement	46
Figure 4-1 : Flux de gaz naturel aux États-Unis anticipés pour la période 2013-2025	54
Figure 4-2 : Localisation des bassins de gaz naturel non-conventionnel d’Amérique du Nord et de l’unité de liquéfaction du scénario Avenir LNG.....	55
Figure 4-3 : Sources d’approvisionnement gazier au Québec Source : État de l’Énergie au Québec, 2019.	60
Figure 4-4 : Flux de gaz naturel aux États-Unis anticipés pour la période 2013-2025.	61
Figure 4-5 : Production de gaz naturel journalière en 2018 (Régie de l’énergie du Canada, 2019).	64
Figure 4-6 : Frontières de l’étape de production pour le GNR issu de matières organiques résidentielles.....	66
Figure 4-7 : Frontières de l’étape de production pour le GNR issu des eaux usées.....	67
Figure 4-8 : Évolution de la provenance des importations de pétrole brut du Québec, entre 1990 et 2018 (HEC Montréal, 2020).	69
Figure 4-9 : Approvisionnement des raffineries du Québec par type de brut en 2018 (Régie de l’énergie du Canada, 2019).	70
Figure 4-10 : Parts de pétrole issues de la production domestique et issues d’importations entrant dans les raffineries des États-Unis entre 2011 et 2018 (EIA, 2020).....	71
Figure 5-1 : Comparaison normalisée des empreintes carbone obtenues.....	91
Figure 5-2 : Analyse de contribution des scénarios de mazout.....	93
Figure 5-3 : Analyse de contribution des scénarios de GNL.....	94
Figure 6-1 : Analyse de sensibilité sur l’efficacité du transfert de chaleur	101
Figure 6-2 : Analyse de sensibilité sur le gisement d’origine du gaz naturel fossile	103
Figure 6-3 : Analyse de sensibilité sur les émissions fugitives de méthane	105
Figure 6-4 : Analyse de sensibilité combinée sur un horizon temporel de 100 ans.....	107
Figure 6-5 : Analyse de sensibilité combinée sur un horizon temporel de 20 ans.....	108

Liste des acronymes et abréviations

ACV	Analyse du Cycle de Vie
CBM	Méthane de houille (CoalBed Methane)
COVNM	Composés organiques volatils non méthaniques
CSS	Stimulation cyclique de la vapeur (Cyclic Steam Simulation)
DALY	Années de vie en bonne santé perdues (Disability Adjusted Life Years)
DGSC	Solutions de Gaz Décentralisées Canada (Distributed Gas Solutions Canada)
É.-U.	États-Unis
EIA	Energy Information Agency
g éq. CO ₂	Gramme d'équivalent CO ₂
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GNC	Gaz naturel comprimé
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNR	Gaz naturel renouvelable
kg éq. CO ₂	Kilogramme d'équivalent CO ₂
LGN	Liquides de gaz naturel
MERN	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec
MJ	Mégajoule
NO _x	Oxydes d'azote (NO ₂ par exemple)
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
PDF	Fraction d'espèces potentiellement disparues (Potentially Disappeared Fraction of species)
PRG	Potentiel de Réchauffement Global
PTG	Augmentation potentielle de température moyenne globale
SAGD	Drainage par gravité assisté par la vapeur (Steam-Assisted Gravity Drainage)

SOx	Oxydes de soufre (SO ₂ par exemple)
tkm	Tonne-kilomètre
UCT	Unité comparative de toxicité (Comparative Toxic Unit). On parle de UCTe et UCTh selon si on s'intéresse au potentiel de toxicité sur les écosystèmes ou sur l'humain.
US EPA	Agence de protection de l'environnement des États-Unis

1 Introduction

La Côte-Nord est actuellement une région industrielle importante du Québec qui n'est pas desservie en gaz naturel. Par ailleurs, les technologies électriques disponibles à l'heure actuelle ne permettent pas de subvenir aux besoins énergétiques de toutes les activités industrielles, que ce soit pour des raisons strictement technologiques, d'approvisionnement ou de coûts. En conséquence, la consommation en produits pétroliers, notamment en mazout, est importante sur la Côte-Nord.

Puisqu'il a été mis en évidence que le mazout est l'une des sources d'énergie générant le plus de gaz à effet de serre, en particulier lors de sa combustion (voir Figure 1-1), des solutions alternatives sont envisagées.

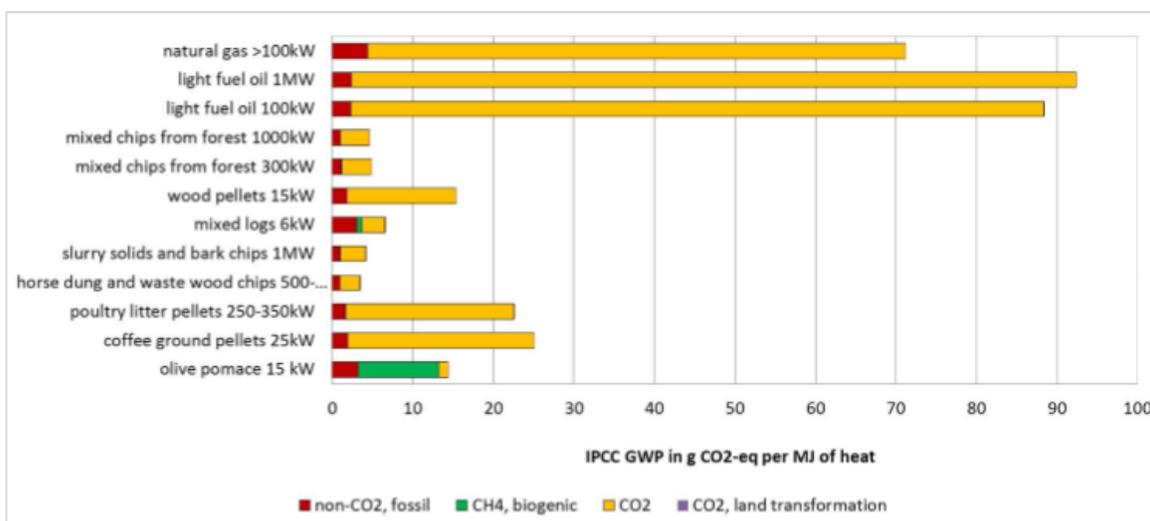


Figure 1-1 : Résultats pour l'indicateur *Changement climatique*, basés sur les valeurs de PRG₁₀₀ du GIEC provenant du rapport AR-4 (2007) (ESU-services ltd, 2011)

Dans cette optique, un appel à projets a été lancé en 2018⁶ afin de trouver des fournisseurs qui seraient en mesure de desservir la région en gaz naturel liquéfié. Quatre fournisseurs potentiels ont été retenus à la suite de cet appel à projets⁷ : Avenir LNG, Cryopeak, Énergir et Solutions de Gaz Décentralisées Canada (DGSC).

L'objectif de cette étude est de comparer les profils environnementaux sur l'ensemble du cycle de vie pour la génération de chaleur industrielle sur la Côte-Nord via les quatre scénarios de gaz naturel liquéfié (GNL) envisagés, ainsi qu'à partir du mazout léger et lourd actuellement utilisé.

⁶ Communiqué de presse : <https://mern.gouv.qc.ca/appel-projets-approvisionnement-cote-nord-gaz-naturel-liquefie/>

⁷ Communiqué de presse : <https://mern.gouv.qc.ca/quebec-devoile-resultats-appel-projets-approvisionnement-cote-nord-gaz-naturel-liquefie-2019-05-30/>

2 Notions préalables

Cette section fournit des clés de compréhension concernant certaines activités spécifiques telles que l'extraction ou le traitement du gaz naturel ainsi que les émissions de gaz à effet de serre (GES) qu'elles induisent. Cette section vise à clarifier les sujets spécifiques abordés.

2.1 Gaz naturel fossile, biogaz et gaz naturel renouvelable

2.1.1 Définition des différents types de gaz naturel fossile

Le gaz naturel fossile est un hydrocarbure formé il y a des milliers d'années, suite à la décomposition des plantes et des animaux. La chaleur intense et la pression causées par l'enfouissement de ces matières organiques a conduit à la création de gaz naturel fossile. Ces processus sont très lents et s'accomplissent sur plusieurs milliers (voir millions) d'années.

Le gaz naturel fossile est appelé « conventionnel » lorsqu'il peut être extrait soit sous l'effet naturel de la pression, soit par des mécanismes de pompage. Cela s'oppose aux sources de gaz naturel dites « non conventionnelles » comme le gaz de schiste (« shale gas »), le gaz de réservoir étanche (« tight gas ») et le méthane de houille (« coalbed methane » ou « CBM ») qui nécessitent des technologies et techniques complexes (par exemple la fracturation hydraulique) pour leur extraction.

Tous ces types de gaz naturel sont illustrés sur la figure ci-dessous.

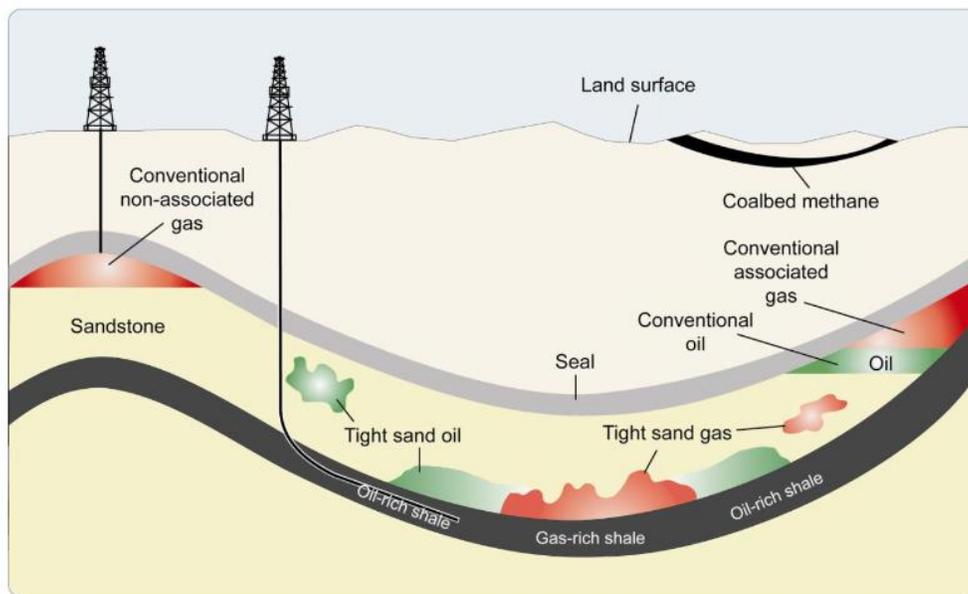


Figure 2-1 : Géologie des différents types de ressources en gaz naturel fossile.
Source : Office national de l'énergie du Canada⁸.

⁸ Source : <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ststc/crd/ndprlmpdct/rprt/tgtdvlpmntwscb2011/tgtdvlpmntwscb2011-eng.pdf>

2.1.2 Extraction du gaz naturel fossile conventionnel terrestre et marin

Pour extraire le gaz naturel d'un puits conventionnel, il est nécessaire de forer la croûte terrestre jusqu'au réservoir de gaz naturel. Le réservoir de gaz naturel est une poche naturelle localisée dans une formation rocheuse dans laquelle des processus biologiques et géologiques ont créé du gaz naturel et/ou du pétrole au fil du temps. Une fois le réservoir percé, des tuyaux sont posés dans le puits et sont entourés de béton pour empêcher la contamination du sol et de l'eau en cas de rupture de la conduite. Au début de l'exploitation, le gaz naturel remonte vers la surface simplement du fait de la différence de pression entre le réservoir et la surface. Avec le temps, il peut être nécessaire d'installer des pompes pour extraire davantage de gaz naturel.

Le gaz naturel peut se trouver dans un réservoir contenant également du pétrole. On dit alors que le gaz naturel est associé.

2.1.3 Extraction du gaz naturel fossile non conventionnel : gaz de schiste (« shale gas »)

Le gaz de schiste est du gaz naturel qui a été piégé, non pas dans un réservoir, mais plutôt dans les pores d'une structure géologique appelée le schiste. Les techniques ont été raffinées au cours des dernières années pour accéder à ce gaz naturel par fracturation hydraulique.

La fracturation hydraulique consiste à percer un puits vertical, puis, à partir d'une certaine profondeur, un puits horizontal. Des tuyaux sont déposés dans le puits et sont ensuite entourés de béton pour empêcher la contamination du sol et de l'eau en cas de rupture de la conduite. L'extrémité de cette dernière est détruite (par des explosifs, des pré-perforations, ou autres). Des liquides de fracturation hautement pressurisés, généralement constitués d'eau, de sable et de certains agents chimiques, sont ensuite injectés dans la conduite, ouvrant ainsi les pores de la formation rocheuse et permettant la circulation du gaz de schiste vers la surface. Le sable et les agents chimiques sont utilisés pour maintenir les pores ouverts. Au début de l'exploitation, le gaz de schiste remonte à la surface du fait de la différence de pression entre la formation rocheuse et la surface. Avec le temps, une refracturation peut être nécessaire pour extraire plus de gaz de schiste.

Le gaz naturel peut se retrouver en présence de pétrole. On dit alors que le gaz naturel est associé.

2.1.4 Extraction du gaz naturel fossile non conventionnel : gaz de réservoir étanche (« tight gas »)

Le gaz de réservoir étanche est extrait de la même façon que le gaz de schiste. Seule la formation géologique où est « emprisonné » le gaz naturel diffère. En effet, le gaz de réservoir étanche se retrouve plutôt dans du sable colmaté ou du calcaire.

Le gaz naturel peut se retrouver en présence de pétrole. On dit alors que le gaz naturel est associé.

2.1.5 Extraction du gaz naturel fossile non conventionnel : méthane de houille (« coalbed methane » ou CBM)

Le méthane de houille est extrait de la même façon que le gaz de schiste. Seule la formation géologique où est « emprisonné » le gaz naturel diffère. En effet, le méthane de houille se trouve généralement plus près de la surface et en présence de charbon.

Ce charbon peut être extrait ou non. L'extraction du méthane de houille peut être vue comme une mesure de sécurité avant l'extraction du charbon puisqu'elle permet d'éviter les coups de grisou.

2.1.6 Production de biogaz et de gaz naturel renouvelable (GNR)

Le biogaz est généré par la décomposition (accélérée ou non) de matière organique sous conditions anaérobies (c'est-à-dire en l'absence d'oxygène). Le biogaz est actuellement produit partir de boues d'épuration des eaux usées, de matières organiques résidentielles (résidus alimentaires domestiques), de matières résiduelles de lieux d'enfouissement ou de fumier animal. Les résidus forestiers sont également considérés comme une source de matières organiques à moyen ou long terme, mais la production de GNR se fait dans ce cas par gazification puis méthanation (processus non évalué dans cette étude) et non par digestion anaérobie.

Le biogaz est majoritairement constitué de méthane (CH₄) et de dioxyde de carbone (CO₂). À la différence du gaz naturel fossile et renouvelable qui sont composés à plus de 95% de méthane, le biogaz a une teneur en méthane d'environ 45%. Le biogaz peut donc être brûlé en l'état ou traité pour en augmenter le taux de méthane en retirant le CO₂ du mélange, augmentant ainsi son pouvoir calorifique. Le résultat de ce traitement est appelé « gaz naturel renouvelable » (GNR) ou encore « biométhane ». Dans le cas où il est traité, le biogaz peut ainsi être considéré comme un produit intermédiaire du GNR.

Le biogaz et le gaz naturel renouvelable sont généralement produits localement et peuvent être utilisés directement comme source énergétique ou injectés dans le réseau gazier. Aucun forage et aucune contamination des eaux n'est attribuable à ce type de gaz naturel.

La particularité du biogaz et du gaz naturel renouvelable est que le carbone émis lors de leur combustion est dit « biogénique » (et non fossile comme c'est le cas pour la combustion de gaz naturel fossile). Ce terme fait référence au fait qu'au cours de sa vie, la biomasse absorbe et séquestre une certaine quantité de CO₂ déjà présente dans l'atmosphère. Lorsque cette biomasse est brûlée ou se décompose, on peut alors considérer que ce CO₂, dit biogénique, est simplement renvoyé à l'atmosphère. D'un point de vue calculatoire, il est alors considéré que l'émission de ce CO₂ biogénique ne contribue pas au changement climatique : son résultat pour l'indicateur *Changement climatique, court terme* (donc sur un horizon temporel de 100 ans) est nul.

Le gaz naturel renouvelable n'est donc pas produit conjointement au pétrole.

2.1.7 Traitement du gaz naturel fossile

Le gaz naturel extrait peut être constitué d'un mélange de méthane, de propane, d'éthane, de butane, de pentane, d'hexane, de dioxyde de carbone, d'azote, de sulfure d'hydrogène et d'eau.

L'Annexe F présente la composition du gaz naturel retrouvé dans diverses régions du monde. Dans le cadre de cette étude, les compositions albertaine et américaine sont utilisées. L'annexe présente également la composition du gaz naturel issu d'autres régions du monde afin d'en illustrer la variabilité.

Parmi les substances contenues dans le gaz naturel, certaines doivent être éliminées afin d'obtenir du gaz naturel standardisé (EIA, 2006). Pour ce faire, les usines de traitement du gaz naturel sont généralement construites dans les régions productrices de gaz. Une usine peut traiter le gaz provenant de plusieurs puits d'une même région (EIA, 2006). Le gaz naturel est transporté des sites d'extraction aux usines de traitement par l'intermédiaire d'un réseau de gazoducs à basse pression et de faible diamètre.

À l'usine de traitement, la vapeur d'eau est d'abord éliminée du gaz en utilisant des méthodes d'absorption ou d'adsorption. La déshydratation au glycol est un exemple d'absorption, pour lequel l'affinité chimique du glycol pour l'eau est utilisée afin d'absorber la vapeur.

Le gaz naturel est ensuite traité pour éliminer le soufre et le dioxyde de carbone. Le gaz naturel provenant des puits contient souvent de grandes quantités de ces deux composés (il est alors appelé « gaz acide »). L'élimination du soufre et du dioxyde de carbone du gaz est similaire au processus d'absorption précédemment décrit.

Le gaz naturel est enfin traité pour éliminer les autres hydrocarbures, plus lourds que le méthane (c'est-à-dire l'éthane, le propane, le butane, le pentane et l'hexane). La récupération de ces derniers, appelés liquides de gaz naturel (LGN), est généralement effectuée avec la méthode d'absorption ou par le procédé d'expansion cryogénique. La méthode d'absorption est similaire à la méthode d'absorption d'eau. La méthode d'expansion cryogénique consiste à faire chuter la température du gaz afin de provoquer la condensation des autres hydrocarbures pour qu'ils puissent être séparés du gaz naturel. La méthode d'absorption est généralement utilisée pour éliminer les hydrocarbures les plus lourds, tandis que les hydrocarbures les plus légers sont éliminés en utilisant le processus d'expansion cryogénique.

2.1.8 Transmission du gaz naturel

Le transport du gaz naturel entre les zones de production et d'utilisation est réalisé au moyen de gazoducs à haute pression. Les exigences de pression dans les gazoducs sont maintenues par des stations de compression. L'énergie requise au fonctionnement des compresseurs est généralement tirée d'une petite quantité de gaz naturel prélevée à même le gazoduc. L'électrification des compresseurs est également possible.

2.1.9 Liquéfaction du gaz naturel

L'objectif de la liquéfaction du gaz naturel est d'en faciliter le transport et le stockage, pour les zones n'étant pas reliées à un réseau de distribution. En effet, la liquéfaction permet de réduire d'un facteur de l'ordre de 600⁹ le volume du gaz naturel. Le gaz naturel est à son état liquide à une température d'environ -160°C¹⁰.

Une unité de liquéfaction est souvent composée de plusieurs sous-unités successives appelées « trains de liquéfaction ». Un train de liquéfaction contient une unité de traitement préliminaire et des échangeurs cryogéniques. Le pré-traitement a pour objectif de retirer les composants qui se solidifieraient à -160°C, c'est-à-dire le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène, l'eau, l'azote et le mercure¹¹. Il permet de purifier le gaz naturel à des niveaux plus élevés que le traitement du gaz naturel (voir plus haut). À la suite de ce traitement préliminaire, le gaz naturel subit plusieurs refroidissements successifs permettant d'abaisser sa température à -160°C. Au fur et à mesure de ces étapes, les hydrocarbures plus lourds que le méthane se condensent et sont séparés pour être vendus comme sous-produits.

⁹ Source : <https://www.rncan.gc.ca/energie/sources-denergie-et-reseau-de-distribution/gaz-naturel/le-gaz-naturel-liquefie/5680>

¹⁰ Source : <https://www.rncan.gc.ca/energie/sources-denergie-et-reseau-de-distribution/gaz-naturel/le-gaz-naturel-liquefie/5680>

¹¹ Source principale : https://energiesaguenay.com/media/cms_page_media/27/GNL%20101%20-%20Initiation%20au%20Gaz%20Naturel%20Lique%CC%81fie%CC%81.pdf

Le fonctionnement des échangeurs cryogéniques nécessite qu'une importante quantité d'énergie soit fournie aux compresseurs (Bruno et al., 2017). Les unités en service utilisent généralement une partie du gaz naturel entrant comme source d'énergie pour leurs compresseurs¹². Cela génère des « pertes » de gaz naturel comprises entre 8% et 14% d'après la littérature scientifique. Cette quantité de pertes varie avec la température extérieure¹³ : dans les climats plus froids, les pertes sont moins importantes. La perspective d'utiliser des compresseurs électriques est actuellement évoquée par les industries en vue de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre (GES).

2.1.10 Stockage et transport du gaz naturel liquéfié (GNL)

Après sa liquéfaction et avant d'être regazéifié, le GNL est stocké dans les réservoirs dits cryogéniques. Il s'agit de cuves à doubles parois métalliques¹⁴ (généralement en acier). La présence de vide entre les deux parois permet l'isolation de la cuve (il n'y a donc pas de présence de liquide réfrigérant).

Le transport entre la liquéfaction et la regazéification peut être réalisé par camion-citerne, par méthanier ou combiner ces deux solutions. Les camions-citernes, tout comme les cuves de stockage, assurent l'isolation du GNL par une couche de vide entre leurs parois intérieure et extérieure.

Certains conteneurs appelés « iso-conteneurs » sont conçus de façon à être facilement utilisables à la fois pour le transport routier et maritime. Ils facilitent ainsi le transfert du GNL dans les cas où les deux modes de transport sont utilisés.

2.1.11 Regazéification du GNL

La regazéification est généralement réalisée à proximité du lieu d'utilisation du gaz naturel.

Le GNL circule alors dans plusieurs échangeurs de chaleur successifs afin de rehausser progressivement sa température jusqu'à une valeur positive¹⁵. L'eau de mer est souvent utilisée comme source de chaleur dans les échangeurs de chaleur (Bruno et al., 2017). Le cas échéant, de l'électricité ou une partie du GNL est utilisée afin de générer la chaleur requise.

Si le temps n'est pas un enjeu, la regazéification peut simplement se faire au contact du milieu ambiant. La consommation énergétique est alors plus faible, puisque seul un pompage dans un réservoir est requis.

Une fois regazéifié, le GNL a les mêmes propriétés qu'un gaz naturel n'ayant pas été liquéfié (en particulier un contenu énergétique de l'ordre de 35 MJ/m³). En revanche, sa composition peut différer puisque le gaz a été traité lors de l'étape de liquéfaction¹⁶.

¹² Source : <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2017/10-01Ingprjcts-eng.html>

¹³ Source : <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2017/10-01Ingprjcts-eng.html>

¹⁴ Source : https://energiesaguenay.com/media/cms_page_media/27/GNL%20101%20-%20Initiation%20au%20Gaz%20Naturel%20Lique%CC%81fie%CC%81.pdf

¹⁵ Source : <https://www.2b1stconsulting.com/regasification/>

¹⁶ Le taux de méthane étant particulièrement élevé dans le gaz naturel distribué au Québec, tout comme dans le GNL du fait de son traitement pré-liquéfaction, cette variation négligeable du pouvoir calorifique

Bien que ce soit actuellement rarement le cas, plusieurs techniques sont envisagées afin de récupérer l'« énergie froide » du GNL lors de sa regazéification (Bruno et al., 2017).

2.2 Produits pétroliers

Les produits pétroliers tels que l'essence, le diesel, le mazout léger, le mazout lourd, le naphta, etc. sont tous issus du raffinage du pétrole brut provenant de la décomposition de la biomasse (végétale et animale) préhistorique selon divers processus géophysiques.

2.2.1 Extraction du pétrole brut conventionnel terrestre et maritime

Pour extraire le pétrole brut d'un puits conventionnel, il est nécessaire de forer la croûte terrestre jusqu'au réservoir de pétrole. Le réservoir de pétrole est une poche naturelle localisée dans une formation rocheuse dans laquelle des processus biologiques et géologiques ont créé du gaz naturel et/ou du pétrole au fil du temps. Ce processus est très lent et s'accomplit sur plusieurs milliers (voir millions) d'années. Une fois le réservoir percé, des tuyaux sont posés dans le puits et sont entourés de béton pour empêcher la contamination du sol et de l'eau en cas de rupture de la conduite. Au début de l'exploitation, le pétrole remonte vers la surface simplement du fait de la différence de pression entre le réservoir et la surface. Avec le temps, il peut être nécessaire d'installer des pompes, ou d'injecter du CO₂ ou de l'eau sous haute pression et température pour extraire davantage de pétrole. Le pétrole peut se trouver dans un réservoir contenant également du gaz naturel. On dit alors que le pétrole est associé.

2.2.2 Extraction du pétrole brut provenant des sables bitumineux (« oil sands »)

Les sables bitumineux sont un mélange naturel de sable, d'eau et de bitume¹⁷. Au Canada, on trouve des sables bitumineux dans trois régions d'Alberta et de Saskatchewan : Athabasca, Cold Lake et Peace River. Ces trois régions couvrent une superficie totale de plus de 142 000 kilomètres carrés. Les sables bitumineux sont situés en surface près de Fort McMurray, mais plus profondément sous terre dans d'autres régions. Par conséquent, diverses techniques sont employées pour extraire le pétrole brut.

Environ 20% des réserves de sables bitumineux sont localisées près de la surface. Dans ces cas, il est possible de les extraire à l'aide de pelles mécaniques et de camions. Cette technique se nomme « mine de surface ».

Le reste des réserves est situé trop en profondeur pour pouvoir être extrait par des moyens mécaniques. Deux méthodes dites « in situ » sont alors employées : le drainage par gravité assistée par la vapeur (SAGD) et la stimulation cyclique de la vapeur (CSS). La méthode SAGD consiste à pomper la vapeur sous terre à travers un puits horizontal pour liquéfier le bitume, qui est ensuite pompé à la surface par un deuxième puits de récupération. Avec le CSS, la vapeur est envoyée dans un puits vertical pour tremper ou liquéfier le bitume, qui est ensuite pompé à la surface via le même puits. Cette technique est répétée jusqu'à ce que le pétrole brut soit retiré.

n'a pas été considérée dans l'étude (le pouvoir calorifique est considéré identique avant et après la liquéfaction).

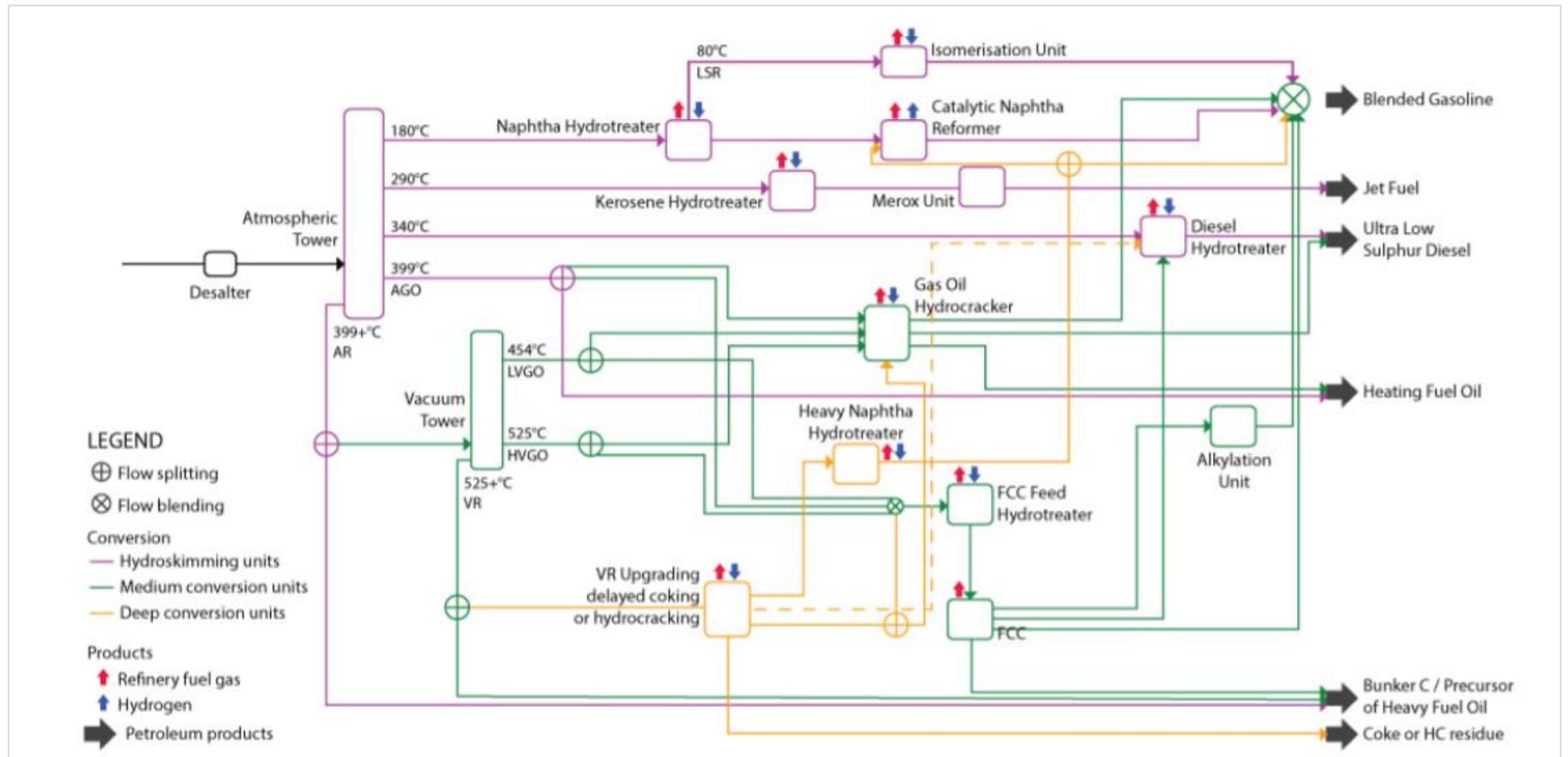
¹⁷ Le bitume est un pétrole trop lourd ou épais pour s'écouler naturellement.

Toutefois, le bitume (pétrole brut) issu des sables bitumineux s'avère corrosif pour le réseau de transmission. En conséquence, il doit être dilué (généralement avec du naphta) ou recevoir un premier traitement (« upgrading ») sur le terrain afin d'obtenir du pétrole brut synthétique.

2.2.3 Raffinage du pétrole brut

Une fois le pétrole brut récolté et transporté dans une raffinerie, il subit généralement trois processus : la séparation, la conversion et la purification.

Le processus de séparation débute dans des tours de distillation où le pétrole brut est chauffé. Les produits se séparent alors en fonction des différences de température entre le bas et le haut de la tour. Les produits obtenus sont du propane près du sommet, du diesel au milieu et des lubrifiants en bas de la tour. Par la suite, divers processus (présentés à la Figure 2-2) permettent le traitement en divers produits pétroliers.

Figure 2-2 : Exemple de processus de raffinage¹⁸¹⁸ Source : <https://www.ucalgary.ca/lcaost/files/lcaost/prelim-v1.4-documentation.pdf>

2.3 Émissions fugitives de méthane de l'industrie gazière

2.3.1 Définition des émissions fugitives de méthane

Les émissions de gaz à effet de serre sont la plupart du temps considérées comme étant la problématique environnementale la plus importante lorsqu'il est question de l'industrie gazière (fossile).

Le gaz naturel fossile est certes reconnu pour être le combustible fossile aux plus faibles émissions de GES lors de sa combustion, mais une attention est portée aux émissions fugitives de méthane sur le cycle de vie complet du gaz naturel, soit de son extraction jusqu'à sa combustion.

Les émissions fugitives sont définies par l'Agence de protection de l'environnement américaine (US EPA) comme :

« *les émissions intentionnelles et non intentionnelles des systèmes d'extraction, de traitement et de livraison des combustibles fossiles* » (US EPA, 2010a).

- Les émissions *intentionnelles* désignent les émissions liées au fonctionnement d'un équipement ou d'un système (p. ex. une valve de sécurité relâchant du gaz si la pression est trop élevée) (US EPA, 2010a).
- Les émissions *non intentionnelles* résultent de l'usure, d'une rupture ou d'un dommage encouru par une pièce d'équipement (US EPA, 2010a).
- Les émissions intentionnelles sont généralement plus importantes que les émissions non intentionnelles (US EPA, 2010a).

L'attention particulière accordée aux émissions fugitives de méthane provient du fait que celui-ci est un gaz à effet de serre dont le potentiel de réchauffement global est plus important que celui du dioxyde de carbone (CO₂).

Le potentiel de réchauffement global (PRG) est un indicateur développé pour permettre la comparaison, sur une base commune, des impacts de différents gaz à effet de serre (GES) sur le réchauffement climatique. Le PRG d'une certaine quantité de GES est exprimé en kilogrammes d'équivalent CO₂ (kg éq. CO₂) et représente l'impact de cette quantité de gaz sur le réchauffement climatique, par rapport à l'impact d'un kilogramme de CO₂. La conversion en kilogrammes d'équivalent CO₂ permet ainsi de regrouper les émissions des différents GES sous une même unité et donc de comparer des systèmes ayant des émissions différentes.

La période habituellement considérée pour les calculs du potentiel de réchauffement global est de 100 ans. Le PRG 100, comme il est communément appelé, a été adopté par consensus politique lors des premières discussions sur le climat dans les années 90. Il suscite toutefois des débats aujourd'hui au sein de la communauté scientifique. En effet, les GES qui ont une courte durée de vie atmosphérique ont des PRG 100 faibles puisque leur effet se termine avant la fin de la période. Le PRG 100 ne met alors pas en évidence le fait que leur présence dans l'atmosphère a accéléré les phénomènes associés aux changements climatiques. Pour ces GES à courte durée de vie, certains considèrent qu'un horizon de 20 ans serait préférable. Par exemple, pour le méthane (CH₄), le PRG 100 est évalué entre 28 et 36 kg éq. CO₂/kg CH₄, soit beaucoup moins que son PRG sur 20 ans (PRG 20) qui est de 84 à 87 kg éq. CO₂ /kg CH₄ (GIEC, 2013).

2.3.2 Évaluation des taux d'émissions fugitives de méthane

Plusieurs études sur les émissions fugitives de méthane ont été réalisées, généralement aux États-Unis et basées sur les informations disponibles au moment où elles ont été réalisées. Cependant, la méthodologie ayant rapidement évolué, ces études ont produit des résultats et des conclusions divergents, en particulier en ce qui concerne les taux d'émissions fugitives de méthane. En effet, en près de 10 ans, quatre grandes tendances en matière d'estimation des émissions fugitives peuvent être retracées. Elles montrent une évolution vers une phase de réconciliation des différentes approches.

- **Les premières études (2010-2012)** : Une série d'études basées sur l'étude publiée par l'Agence de Protection Environnementale des États-Unis (EPA, 2010). Cette étude utilisait des données provenant de quatre puits de gaz de schiste américains avec divers niveaux de production et des pratiques sur le terrain différentes (donc présentant des pourcentages de gaz torché et de gaz émis à l'atmosphère différents). Pour combler le manque de données ou pour tenter de représenter une réalité, les études de cette période émettent une série d'hypothèses sur divers paramètres. Les niveaux d'émissions fugitives sur le cycle de vie alors obtenus varient entre 2% et 9% de la production d'un puits/site. **Ces études ont permis de mettre en lumière une problématique potentielle qui se devait d'être étudiée.**
- **Les mesures de terrain (2012-2015)** : En raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études (menée notamment par le Environmental Defense Fund aux États-Unis) a permis d'obtenir des mesures et des informations sur les pratiques de terrain de multiples sites aux États-Unis. **Les résultats de ces études révisaient généralement à la baisse les premières estimations d'émissions fugitives de méthane.** Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie évalué par ces études se situe généralement entre 1 et 2%, avec un niveau d'émissions sur le site d'extraction de près de 0,5% de la production de gaz naturel.
- **Les études par mesure de la concentration atmosphérique et/ou observations satellites (2012-2016)** : En raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études (menée notamment par le National Oceanic and Atmospheric Administration américain (NOAA)) basées sur des mesures de la concentration atmosphérique a été réalisée. Contrairement à l'approche par mesures directes de terrain, ces études mesurent la concentration atmosphérique aux environs d'un site d'extraction (ou d'opération) et tentent d'attribuer la responsabilité des concentrations atmosphériques mesurées aux divers sites selon des modèles atmosphériques. **Les résultats de ces études révisaient généralement à la hausse les premières estimations d'émissions fugitives de méthane.** Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie moyen évalué par ces études se situe aux alentours de 9% à 12%.
- **Dichotomie et réconciliation entre les mesures de terrain et les mesures de concentration atmosphérique (2015-maintenant)** : Qui dit vrai ? Les études basées sur la concentration atmosphérique sont-elles trop incertaines en attribuant de façon erronée la responsabilité des émissions de méthane mesurées à des sites d'extraction de gaz naturel ? Captent-elles au contraire des émissions non considérées par l'approche basée sur des mesures directes auprès de sources d'émissions identifiées au préalable ? Pendant plusieurs années la question est demeurée sans réponse, alimentant l'incertitude sur la question du gaz naturel. **Ce n'est que fin 2017 qu'une étude de Penn State University (2017) (voir Barkley et coll., 2017) dans le bassin du**

Marcellus obtient une réconciliation des deux approches au profit des études basées sur les mesures directes sur le terrain. Ensuite, en juin 2018, Alvarez et coll. (en partenariat avec le « Environmental Defense Fund ») ont publié une étude réconciliant les deux approches de façon statistique. Leur étude met en évidence que la variation relative entre les approches se situe dans un intervalle de $\pm 10\%$ à l'exception des bassins Uinta et West Arokoma (voir Figure 2-4).

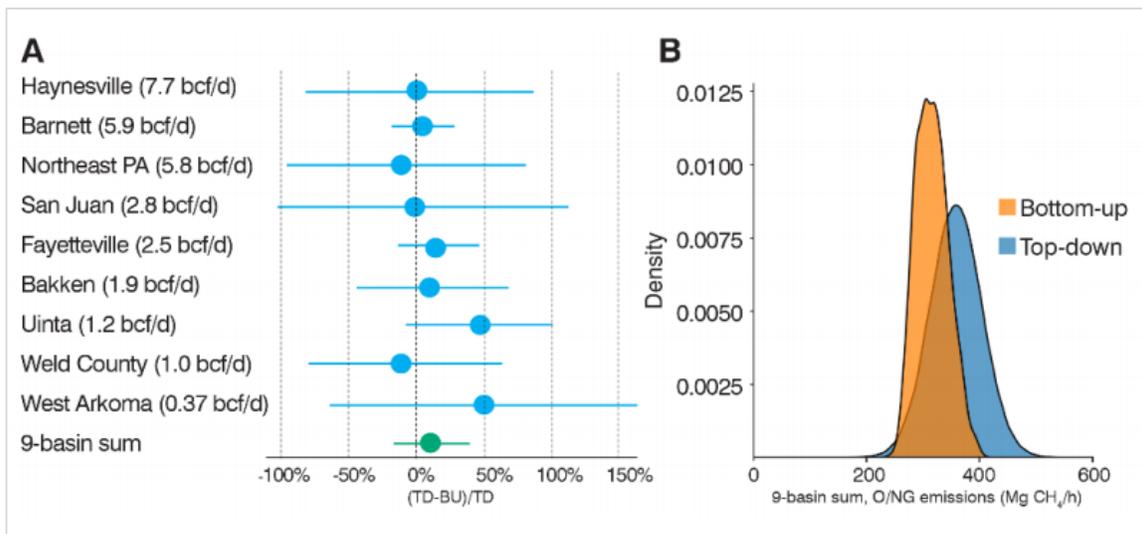


Figure 2-3 : Réconciliation des approches par mesures directes (bottom-up) et par mesures de concentration atmosphérique (top-down) (Alvarez et coll., 2018)

En ce sens, ces travaux permettent une réconciliation vers l'approche bottom-up plutôt que vers l'approche top-down. Bien qu'il existe encore des différences entre les approches, en moyenne **les émissions fugitives par l'approche top-down ne devraient plus être considérées entre 8 et 12 % mais plutôt aux alentours de 2 % (2,3 % dans le corps de l'article mais 1,8 % dans les données fournies dans les « supporting information » de l'article)**. En contrepartie, en moyenne **les émissions fugitives selon l'approche bottom-up sont évaluées entre 1 et 1,5 % (selon le gisement)**.

Pourquoi est-ce que les études par mesures de la concentration atmosphérique fournissent encore des valeurs supérieures aux mesures directes ?

L'étude de Vaughn et coll, (2018) a permis une meilleure compréhension du biais méthodologique potentiel de l'approche par mesures de la concentration atmosphérique. En effet, l'échantillonnage de la concentration atmosphérique a été fait à des moments où les émissions évaluées par mesures directes étaient plus élevées que la moyenne sur l'ensemble de la période (voir Figure 2-4), car c'est à ces moments-là que les conditions aériennes étaient optimales. **Par conséquent, une fois extrapolé dans le temps, le taux d'émissions fugitives obtenu par les mesures de concentrations atmosphériques est plus élevé que celui des études par mesures directes.**

Face à ce biais méthodologique de l'approche par mesures de la concentration atmosphérique, l'évaluation des émissions fugitives de méthane de ce rapport a privilégié l'approche par mesures directes en se basant sur les sources de données fournies par Alvarez et coll. (2018). Une analyse de sensibilité sur les taux d'émissions fugitives de méthane est également réalisée

(voir section 6.5) et considère des taux d'émissions fugitives sur l'ensemble du cycle de vie allant jusqu'à 5%. Le taux d'émissions fugitives requis pour inverser les conclusions de l'étude a également été évalué (voir section 6.5).

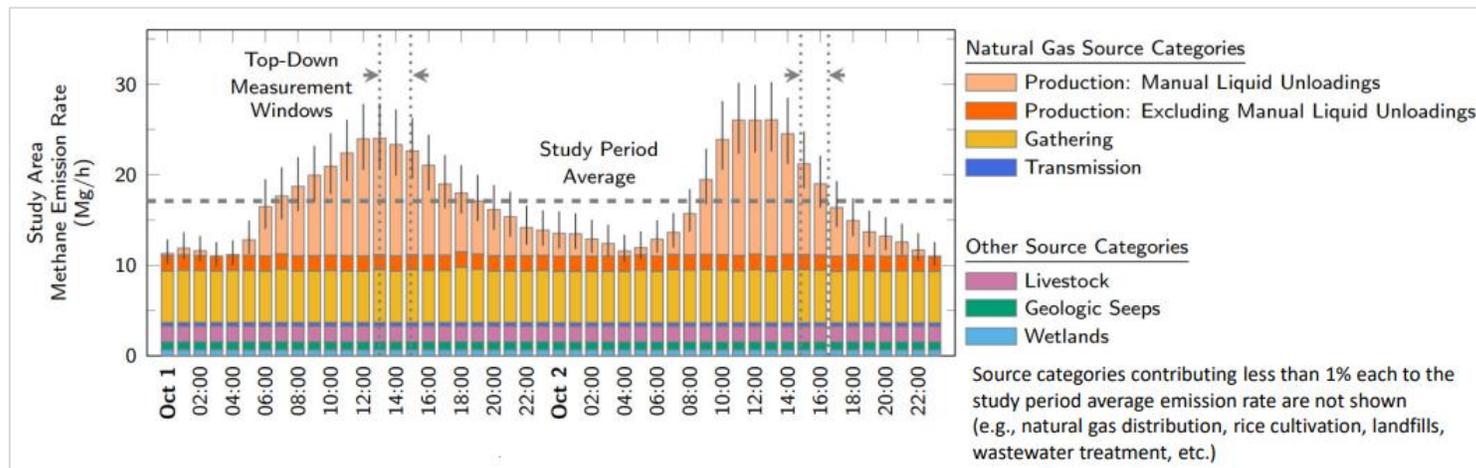


Figure 2-4 : Variation temporelle des émissions fugitives selon une approche par mesures directes (bottom-up) et la fenêtre d'échantillonnage associée à la prise de mesures par concentration atmosphérique (top-down) (Alvarez et coll., 2018)

Il est important de noter que les valeurs moyennes (par gisement; voir section 4.2) d'émissions fugitives utilisées dans ce rapport n'occulent d'aucune manière la présence de « supers émetteurs », de sources d'incertitudes, de pratiques variables sur le terrain et du travail encore à réaliser pour minimiser les émissions fugitives de méthane.

Cependant, les plus récents travaux laissent sous-entendre que les émissions de GES du gaz non conventionnel sont globalement similaires à celles du gaz naturel conventionnel.

2.3.3 Cas des émissions post-fermeture

Les émissions fugitives de méthane après la fermeture des puits de gaz naturel fossile (émissions post-fermeture) représentent un cas spécifique de la problématique associée aux émissions fugitives.

En effet, à l'heure actuelle ces émissions sont considérées comme étant associées à un puits qui n'aurait pas été fermé définitivement (contrairement aux bonnes pratiques actuelles) ou à une fermeture définitive défectueuse. Dans ce dernier cas, d'un point de vue méthodologique, l'ACV ne doit pas considérer les accidents/incidents dans l'analyse sauf si ces derniers s'avèrent systématiques.

Ainsi, afin d'évaluer l'effet des émissions post-fermeture dans le scénario de base de l'ACV, il faudrait établir, à partir de ***preuves scientifiquement crédibles*** :

- que les émissions post-fermeture sont systématiques, et
- déterminer le taux d'émission et l'évolution dans le temps de ce taux d'émission.

À l'heure actuelle, les informations disponibles ne permettent pas d'établir que tel est le cas puisque les informations sont disparates. En voici les grandes lignes :

- En 2013, le Ministère des Ressources naturelles du Québec a mené une étude¹⁹ sur les puits de gaz de schiste forés au Québec entre 2006 et 2010 et dont l'opération a été suspendue (à ce moment temporairement). Cette étude a révélé que sur les 31 puits recensés, 19 d'entre eux (soit 61%) présentaient des fuites et que ces fuites étaient attribuables à de mauvaises pratiques notamment liées au délai entre le début de la cimentation et le moment où la cimentation d'un puits est efficace. Selon cette étude, les fuites détectées à un puits de gaz temporairement fermé variaient entre 2 et 190 m³ de gaz / jour.
- Aux États-Unis, l'EPA²⁰ traque depuis 1990 les puits abandonnés et recense que 30% d'entre eux ont été fermés définitivement. Dans un tel contexte, le taux d'émission de méthane moyen a été évalué à moins de 1 kg de CH₄/puits/an tandis que les puits laissés à l'abandon présentaient des fuites de 100 kg de CH₄/puits/an en moyenne. Les variations sont notamment dues au contexte législatif des états américains qui imposent ou non la fermeture définitive des puits. L'EPA ne fournit pas de raisons pouvant expliquer pourquoi ces émissions post-fermeture avaient lieu sur les sites fermés définitivement.
- Une publication scientifique de 2019²¹ investiguant les fuites post-fermeture en Colombie-Britannique recensait des fuites post-fermeture sur 11% des puits investigués. Cette étude recense des fuites d'ampleur variable, et n'indique pas si les puits présentant ces fuites étaient fermés temporairement ou définitivement. Elle ne fournit pas d'explications quant à la cause de ces émissions post-fermeture. Dans ces conditions, un taux de fuite total équivalent à 75000 tonnes/an a été mentionné (soit l'équivalent de 3484 kg CH₄/an/puits : 75000 tonnes/an ÷ 21525 puits recensés).

Par conséquent, aucune de ces publications n'a démontré la systématité des fuites dans le cas de fermetures définitives ET n'a également pas statué sur l'évolution des fuites post-fermeture.

D'autre part, certains prétendent qu'avec le temps, le ciment/béton utilisé pour fermer définitivement le puits se dégradera laissant le méthane fuir de façon exponentielle. Cette affirmation est contraire aux courbes de production des puits de gaz rapportées dans la littérature.

En effet, avec les compresseurs sur place, l'Agence de l'Énergie Américaine (EIA) établit les courbes de production mensuelle approximative aux puits en fonction du temps (voir Figure 2-5).

¹⁹ Le rapport du sondage est actuellement indisponible sur le site du MERN mais les informations principales sont reprises dans la "Revue de littérature sur les impacts environnementaux du développement des hydrocarbures au Québec" (Roy et al., 2014)

²⁰ Source : (EPA, 2018). Lien : https://www.epa.gov/sites/production/files/2018-01/documents/2018_complete_report.pdf

²¹ Source : (PNAS, 2019). Lien : <https://www.pnas.org/content/117/2/913>

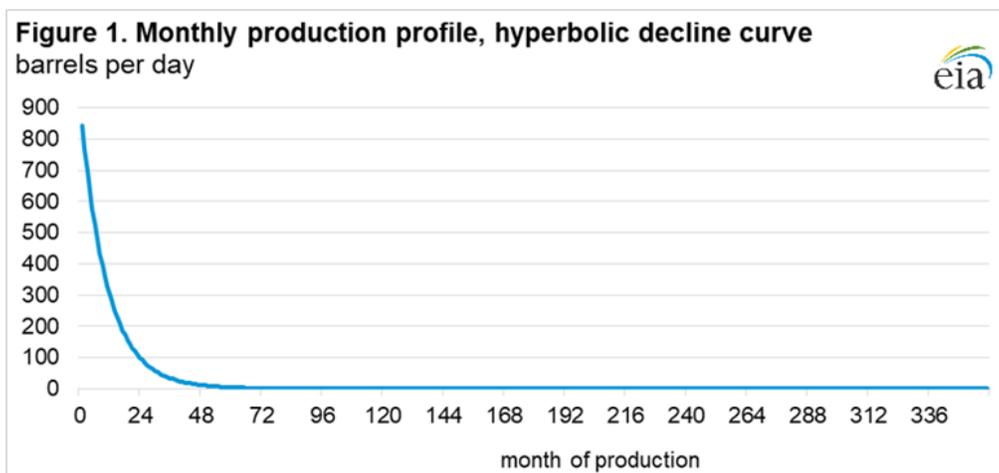


Figure 2-5 : Illustration d'un niveau de production mensuel de gaz naturel à un puits non-conventionnel²²

On y observe une production très forte au départ et s'étiolant avec le temps. Ceci s'explique par le fait que les pores du schiste (pour le gaz de schiste) ou du sable colmaté (pour le « tight gas ») se referment naturellement bloquant ainsi les chemins vers la surface. Il est important de noter que ces courbes de production sont faites en considérant l'utilisation de compresseurs. Ces compresseurs étant absents une fois le puits complètement fermé, le gaz a encore plus de difficulté à remonter à la surface.

Par conséquent, **dans son scénario de base le présent rapport considère que le puits est fermé définitivement – conformément aux bonnes pratiques – et que le coffrage n'est pas déficient.** En conséquence, les émissions post-fermeture n'ont pas lieu. Ce choix est fait puisque la démonstration de l'existence d'une déficience systématique du coffrage n'a pas été réalisée.

Toutefois, **un taux d'émission post-fermeture est considéré en analyse de sensibilité** pour palier à la possibilité que la démonstration de cette systématité soit faite un jour (voir section 6.5). Cette analyse de sensibilité évalue un cas de figure où une défectuosité de la cimentation ferait en sorte que le puits fuirait après sa fermeture.

²² Source : (EIA, 2020) Lien : https://www.eia.gov/analysis/drilling/curve_analysis/

3 Objectif et champ de l'étude

Ce chapitre présente le modèle d'étude définissant le cadre méthodologique auquel doivent se conformer les phases subséquentes de l'analyse du cycle de vie (ACV).

3.1 Rappel du contexte de l'étude

La Côte-Nord est actuellement une région industrielle importante du Québec qui n'est pas desservie en gaz naturel. Par ailleurs, les technologies électriques disponibles à l'heure actuelle ne permettent pas de subvenir aux besoins énergétiques de toutes les activités industrielles. En conséquence, la consommation en produits pétroliers, notamment en mazout, est importante sur la Côte-Nord du Québec.

Le mazout étant identifié comme l'une des sources d'énergie générant le plus de gaz à effet de serre, en particulier lors de la combustion, des solutions alternatives sont envisagées. Dans cette optique, un appel à projets a été lancé en 2018²³ afin de trouver des fournisseurs qui seraient en mesure de desservir la région en gaz naturel liquéfié. Quatre fournisseurs potentiels ont été retenus suite à cet appel à projets²⁴ : Avenir LNG, Cryopeak, Énergir et Solutions de Gaz Décentralisées Canada (DGSC).

3.2 Objectifs de l'étude et application envisagée

L'objectif de cette étude est de comparer les profils environnementaux sur l'ensemble du cycle de vie pour la génération de chaleur industrielle sur la Côte-Nord du Québec, via les quatre scénarios de gaz naturel liquéfié (GNL) envisagés, ainsi qu'à partir du mazout léger et lourd actuellement utilisé.

Cette étude **ne peut en aucun cas être utilisée pour conclure que** : i) le gaz naturel est une énergie de transition, ii) le GNL est la meilleure alternative au mazout sur la Côte-Nord, ni 3) le GNL devrait remplacer le mazout sur la Côte-Nord. Cette étude n'est en effet qu'un des éléments à prendre en compte sur la question de la transition énergétique de la Côte-Nord. Afin de statuer sur ces questions, des notions économiques, sociales, techniques, réglementaires, etc., devraient être prises en considération.

La description des systèmes étudiés est présentée à la section 3.7.

Les sections subséquentes de ce rapport contiennent ainsi :

- Les données et hypothèses principales utilisées, en particulier dans l'évaluation des approvisionnements en gaz naturel et en mazout
- Une comparaison des résultats d'indicateurs environnementaux obtenus par les six scénarios à l'étude

²³ Communiqué de presse : <https://mern.gouv.qc.ca/appel-projets-approvisionnement-cote-nord-gaz-naturel-liquefie/>

²⁴ Communiqué de presse : <https://mern.gouv.qc.ca/quebec-devoile-resultats-appel-projets-approvisionnement-cote-nord-gaz-naturel-liquefie-2019-05-30/>

- L'analyse des contributions aux résultats d'indicateurs environnementaux des six scénarios à l'étude
- Une comparaison des empreintes carbone obtenues
- L'analyse détaillée des contributions des différentes étapes du cycle de vie aux empreintes carbone obtenues
- Des analyses de sensibilité.

Les résultats de cette étude serviront à renseigner davantage le mandataire sur les résultats d'indicateurs environnementaux des scénarios envisagés, en vue d'une évaluation de l'approvisionnement énergétique de la région. Ces résultats feront l'objet d'une divulgation publique.

3.3 Fonction et unité fonctionnelle

Afin de pallier les différences de caractéristiques de performance des systèmes étudiés, une ACV réalise la comparaison sur la base de la ou les fonctions remplies par ces systèmes.

Dans le cas présent, les systèmes étudiés remplissent la **fonction** : « fournir de l'énergie sous forme de chaleur pour l'industrie ».

L'**unité fonctionnelle**, c'est-à-dire la quantité de cette fonction à laquelle se rapportent les calculs de l'inventaire et l'évaluation des impacts du cycle de vie, a été définie comme suit :

« Fournir 1 MJ de chaleur industrielle sur la Côte-Nord du Québec en 2020 »

Le gaz naturel fossile considéré présente, sous forme gazeuse, un contenu énergétique égal à 35,5 MJ/m³ (pouvoir calorifique inférieur)²⁵.

3.4 Traitement des fonctions secondaires et règles d'imputation

La présence de processus multifonctionnels dans un système doit être traitée avec précaution puisque ceux-ci affectent la performance fonctionnelle globale du système et l'équivalence fonctionnelle des systèmes comparés. L'équivalence fonctionnelle est une condition nécessaire à la comparaison de ces derniers sur une même base.

Lorsqu'un processus est multifonctionnel (p. ex. il génère plus d'un produit ou il participe au recyclage de matières résiduelles menant à la mise sur le marché de matières secondaires), il est nécessaire de répartir ses entrants et sortants entre ses différentes fonctions. Il s'agit en quelque sorte d'attribuer à chaque fonction sa part de responsabilité quant aux entrants et sortants du processus.

Il est à noter qu'aucune règle d'imputation particulière n'a été employée à l'exception des du raffinage des produits pétroliers et de l'extraction du gaz naturel associé pour lesquels les règles d'imputation de la base de données *ecoinvent* (www.ecoinvent.org/) ont été considérées.

- Pour les produits pétroliers : *ecoinvent* considère une allocation massique de l'impact global du raffinage de 1 kg de pétrole brut entre les différents produits pétroliers : mazout

²⁵ Voir Annexe G. Le pouvoir calorifique inférieur est utilisé par souci de cohérence avec les bases de données d'inventaire du cycle de vie.

léger (29%), essence sans plomb (23%), mazout lourd (19%), diesel (11%), kerosène (7%), naphtha (7%), propane/butane (3%) et bitume (0,1%). Cette allocation est la méthode désignée par la hiérarchie du traitement des systèmes multifonctionnels pour produire un flux sortant unique.

- Pour le gaz naturel associé : *ecoinvent* considère une allocation énergétique de l'impact de l'extraction du gaz naturel associé. Cette allocation est la façon de faire désignée par la hiérarchie du traitement des systèmes multifonctionnels pour produire un flux sortant unique.

Le traitement par défaut des aspects de multifonctionnalité présents dans la base de données d'inventaire du cycle de vie *ecoinvent* a donc été conservé.

De plus, pour être cohérent avec les processus *ecoinvent*, une allocation massique a été considérée sur le traitement du gaz naturel qui produit également de l'éthane, du propane et du butane. La masse de chaque composé a été évaluée à partir de bilans de masse et de la composition du gaz naturel entrant et sortant.

3.5 Processus de collecte de données

Les données requises à l'ACV concernent les matières premières utilisées, l'énergie consommée ainsi que les rejets, incluant les émissions directes à l'environnement, générés à chaque étape du cycle de vie.

Cette étude a été réalisée de manière à privilégier les **données primaires**, représentant les processus spécifiques impliqués, disponibles et facilement accessibles. Les informations suivantes proviennent de données primaires :

- Le détail des scénarios de GNL à l'étude
- L'efficacité du transfert de chaleur²⁶ selon l'équipement utilisé (chaudière ou four industriel)

Les données manquantes, incomplètes ou non facilement accessibles ont quant à elles été complétées par des **données secondaires**, c'est-à-dire issues de la base de données d'inventaire du cycle de vie *ecoinvent*, de la base de données interne du CIRAIG, de bases de données publiques, d'une revue de littérature et de l'avis d'experts.

La modélisation des processus a été réalisée au moyen de données secondaires tirées de la base de données d'inventaire du cycle de vie *ecoinvent* version 3.4 (approche cut-off) (www.ecoinvent.org/). Cette base de données est particulièrement reconnue par la communauté scientifique internationale, car elle surpasse de loin les autres bases de données commerciales tant du point de vue quantitatif (nombre de processus inclus) que qualitatif (qualité des procédés de validation, complétude des données, etc.).

²⁶ L'étude considère la chaleur réellement fournie au processus industriel l'utilisant (et non la chaleur produite). Le facteur permettant de passer de la quantité de chaleur produite à la quantité de chaleur fournie est appelé « efficacité du transfert de chaleur ».

Mentionnons aussi que toutes les données utilisées ont été :

- 1) Évaluées quant à leur représentativité temporelle, géographique et technologique ;
- 2) Collectées de manière à ce qu'elles soient les moins agrégées possible ;
- 3) Documentées conformément aux meilleures pratiques disponibles ; les sources de données originales des informations utilisées sont retraçables, qu'elles proviennent du mandataire, de la littérature ou de la base de données *ecoinvent*.

3.6 Frontières géographiques et temporelles

Conformément à l'unité fonctionnelle sélectionnée, la présente étude constitue une ACV représentative des contextes américain et canadien pour l'extraction et le transport du gaz naturel et des produits pétroliers (c.-à-d., mazout lourd et léger), ainsi que du contexte québécois pour l'utilisation.

Par ailleurs, il est à noter que tous les processus nécessaires à la réalisation de l'unité fonctionnelle sont compris dans les frontières des systèmes, peu importe où et quand ils se déroulent.

3.7 Description sommaire des systèmes

Les frontières des systèmes servent à identifier les étapes, processus et flux considérés dans l'ACV. Elles incluent toutes les activités pertinentes à l'atteinte des objectifs de l'étude et donc, nécessaires à la réalisation de la fonction étudiée.

Le détail de la modélisation (quantification des flux et jeux de données utilisés) est également fourni à l'Annexe C du présent rapport. Le détail des hypothèses et données utilisées est également fourni à l'annexe G.

Mentionnons également que les divers processus directement associés au cycle de vie des produits étudiés forment l'**avant-plan** des systèmes, tandis que tous les processus d'approvisionnement et de gestion des rejets impliqués par les processus d'avant-plan constituent l'**arrière-plan**.

Pour tous les systèmes, les processus « amont » identifiables sont inclus de manière à fournir la vue la plus complète possible. Par exemple, dans le cas d'un transport, non seulement les émissions liées à la combustion de carburant sont considérées, mais aussi les processus et matières nécessaires à la production de ce carburant. De cette manière, les chaînes de production de tous les entrants sont remontées jusqu'à l'extraction des ressources naturelles.

Le logiciel SimaPro 8.5, développé par PRé Consultants (<https://www.pre-sustainability.com/>), a été utilisé pour faire la modélisation des systèmes et réaliser le calcul de l'inventaire du cycle de vie.

La Figure 3-1 illustre les étapes incluses dans les scénarios de GNL étudiés.

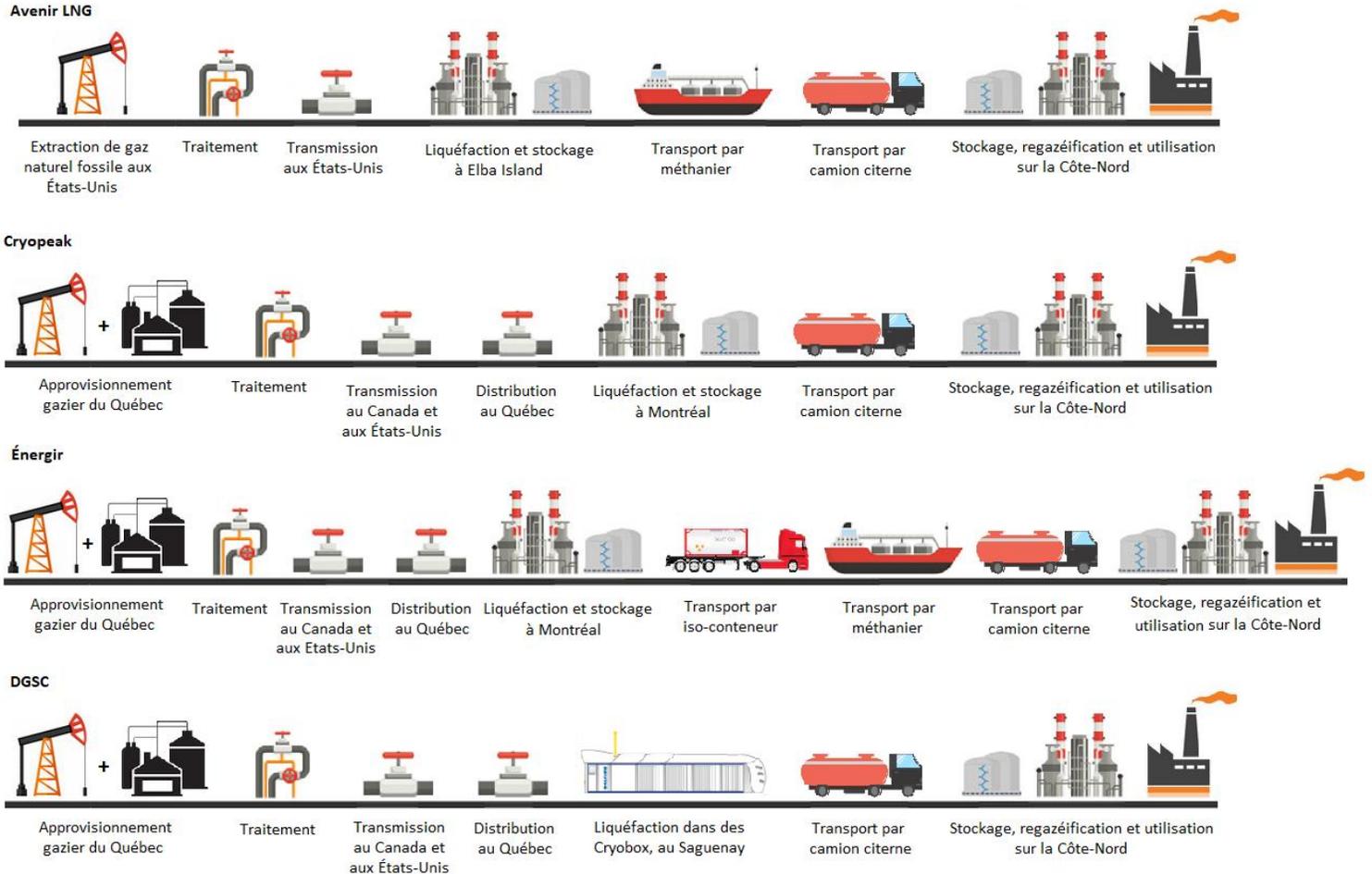


Figure 3-1 : Illustration des différentes étapes des scénarios de GNL étudiés

L'étape d'extraction du gaz naturel fossile inclut les étapes de travaux préliminaires, d'exploration et d'extraction.

Les scénarios de Cryopeak, Énergir et DGSC utilisant le gaz naturel du réseau de distribution québécois, celui-ci contient 0,54% de gaz naturel issu de biogaz (voir section 4.3.1). La production du biogaz est comptabilisée dans le modèle et inclut des crédits représentant les activités évitées du fait de la production de ce biogaz (voir la section 4.3.3 pour plus de détails sur la modélisation). Il est à noter que parmi les 0,54% de biogaz produit, 0,50% sont injectés tels quels dans le réseau de distribution et les 0,04% restants sont traités pour obtenir du GNR avant d'être injectés dans le réseau (ce traitement est comptabilisé dans l'étape « Traitement »).

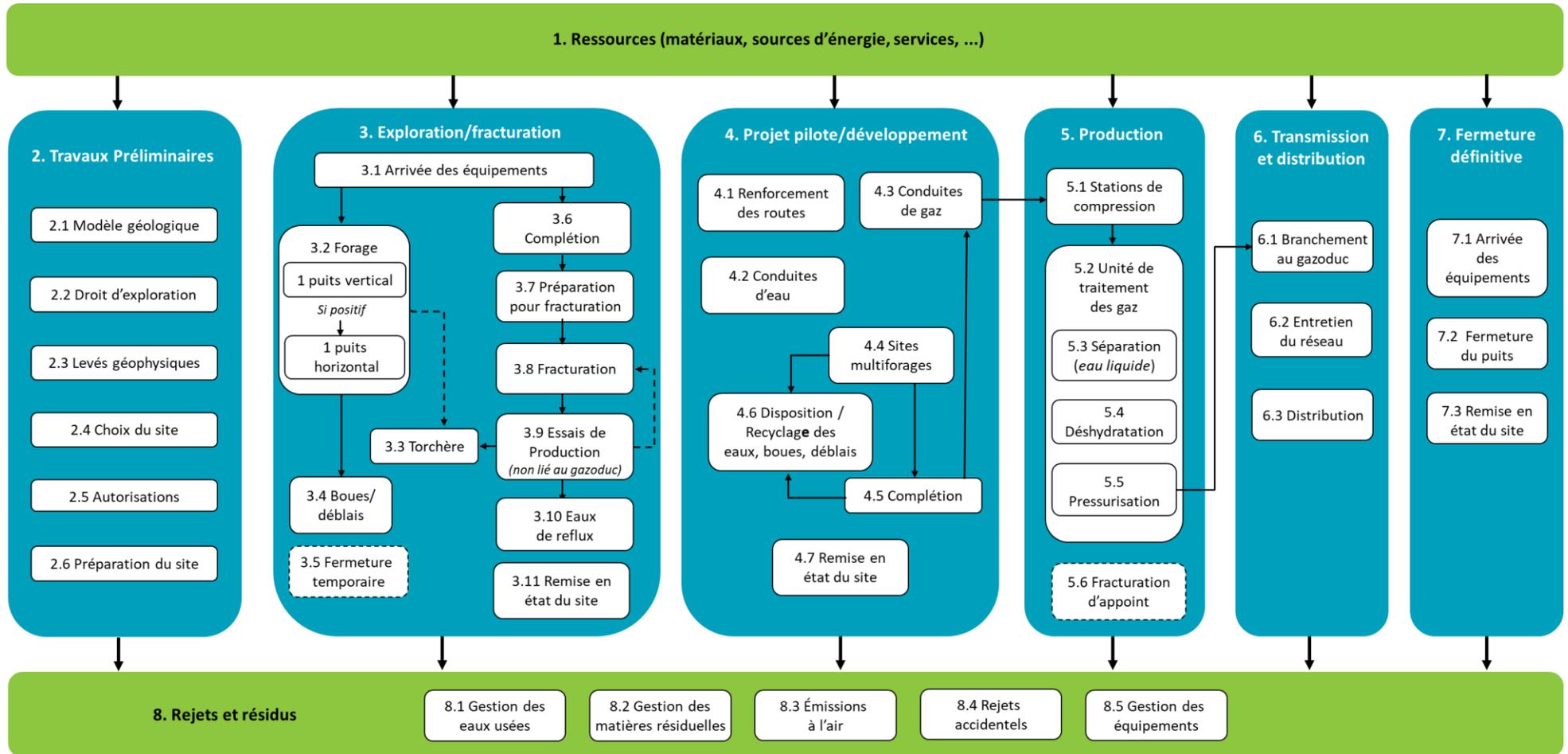
Les étapes de traitement, de transmission, de distribution, de liquéfaction, de transport et de regazéification sont distinguées. Il est à noter que le scénario de DGSC ne fait pas intervenir une

unité de liquéfaction « classique » mais des « Cryobox²⁷ ». Il s'agit de petites unités de liquéfaction modulaires, composées d'un moteur et d'un compresseur électriques.

Il est également à noter que l'étape d'utilisation inclut le transfert thermique de la chaleur produite vers le processus industriel utilisant cette chaleur. Ce faisant, elle fait intervenir le facteur d'efficacité du transfert thermique (en plus du facteur d'efficacité de la combustion). Cette étape d'utilisation inclut également l'utilisation des infrastructures.

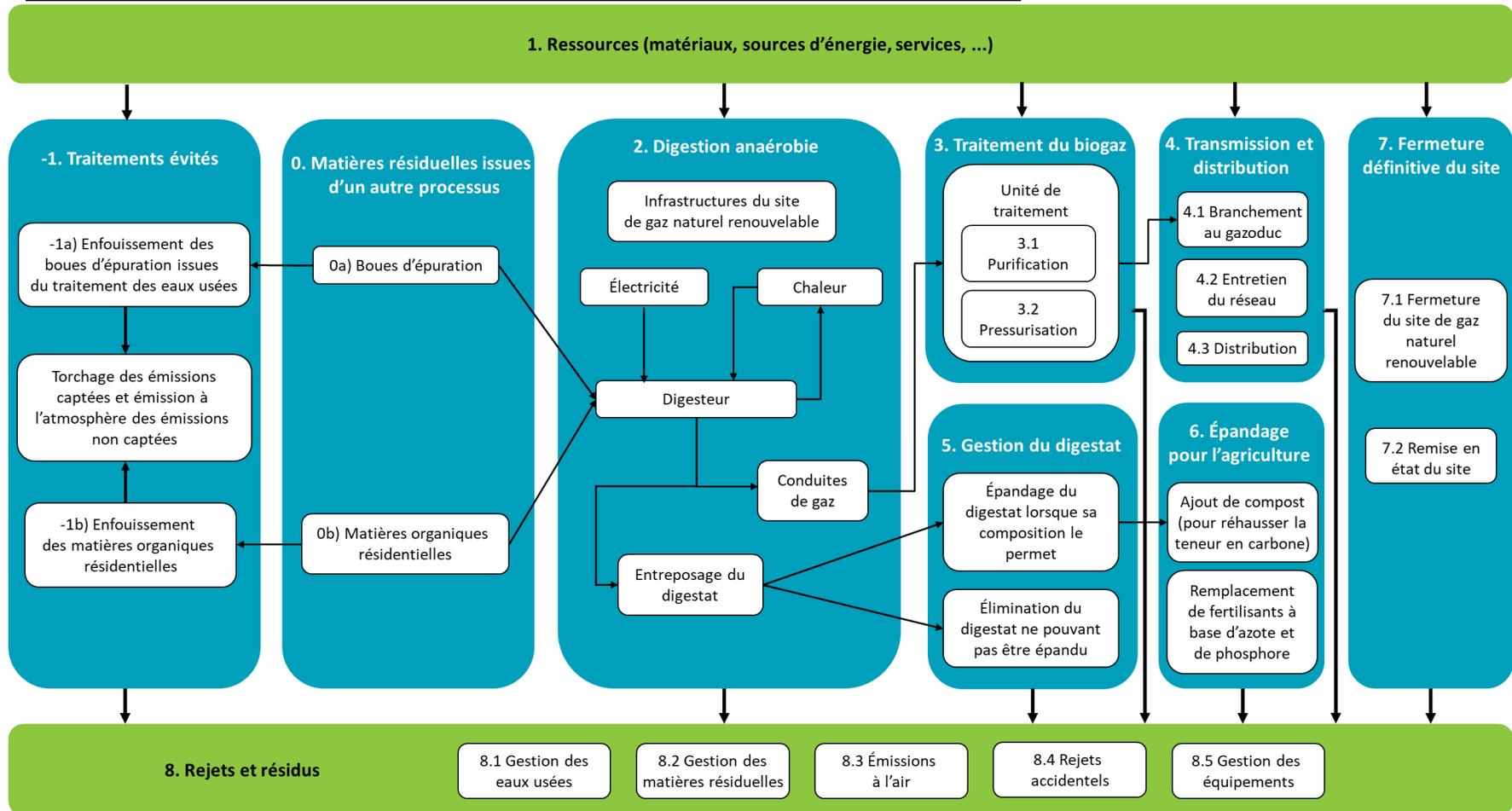
Le détail des frontières des systèmes pour l'approvisionnement en gaz naturel fossile, gaz naturel renouvelable et biogaz est présenté aux figures Figure 3-2, Figure 3-3 et Figure 3-4. La Figure 3-5 détaille ensuite les frontières des étapes faisant suite à l'approvisionnement. Pour les distinctions selon le scénario, se référer aux illustrations de la Figure 3-1.

²⁷ Source : <https://www.galileoar.com/en/small-scale-distributed-lng-production/>



Légende : —→ flux de matière ou d'énergie inclus □ activité ou élément inclus(e) dans la modélisation
 - - -> flux de matière ou d'énergie exclu □ activité ou élément exclu(e) de la modélisation
 □ 2.2 activité faisant suite à l'élément 2.1
 ■ ressources entrantes et déchets sortants ■ étapes du cycle de vie modélisées

Figure 3-2 : Frontières des systèmes pour l’approvisionnement en gaz naturel fossile



Légende : —> flux de matière ou d'énergie

1a)

activité incluse uniquement dans le scenario a)

ressources entrantes et déchets sortants

activité ou élément inclus(e) dans la modélisation

3.2

activité faisant suite à l'élément 3.1

étapes du cycle de vie modélisées

Figure 3-3 : Frontières des systèmes pour l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable

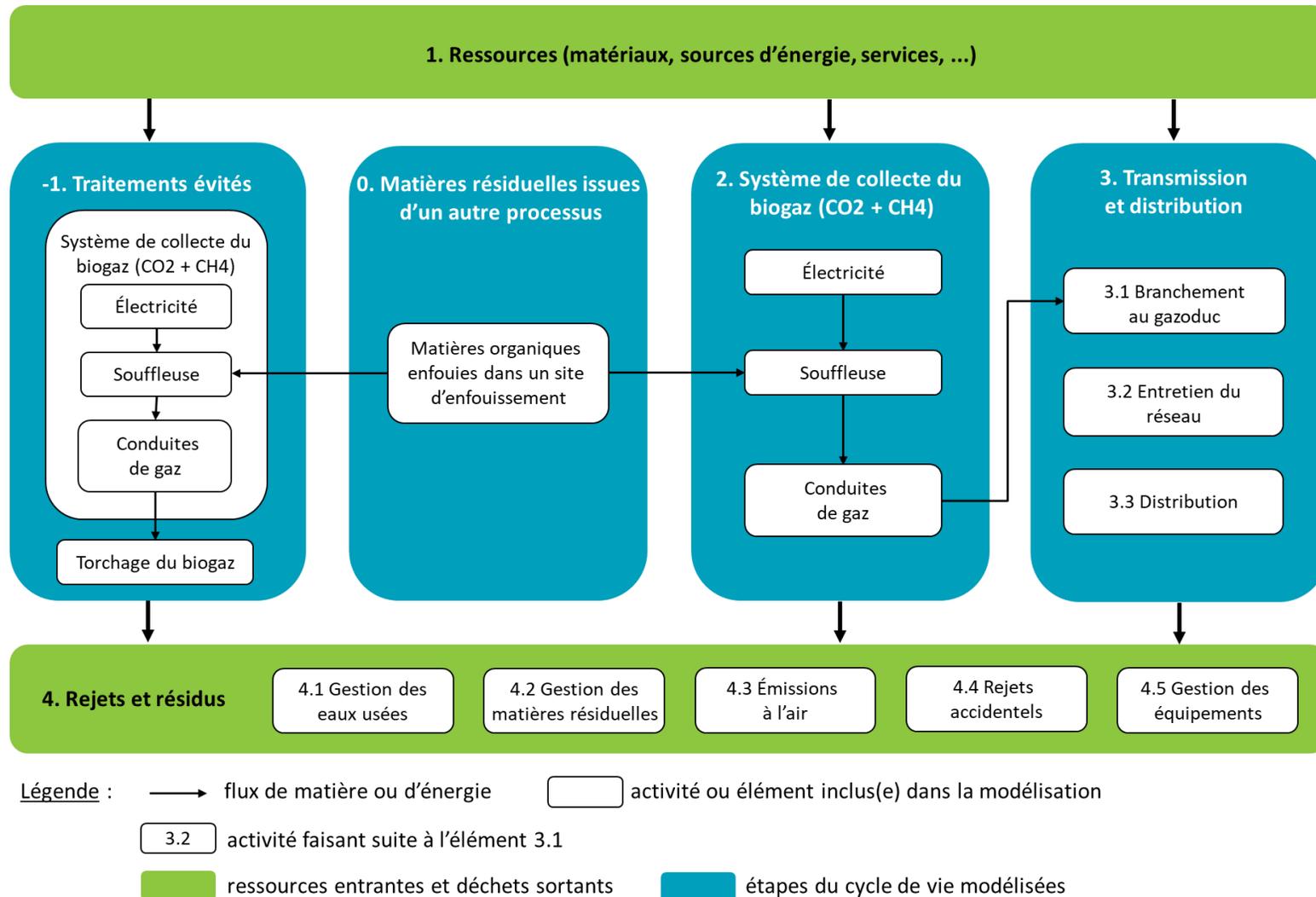


Figure 3-4 : Frontières des systèmes pour l’approvisionnement en biogaz issu de lieux d’enfouissement

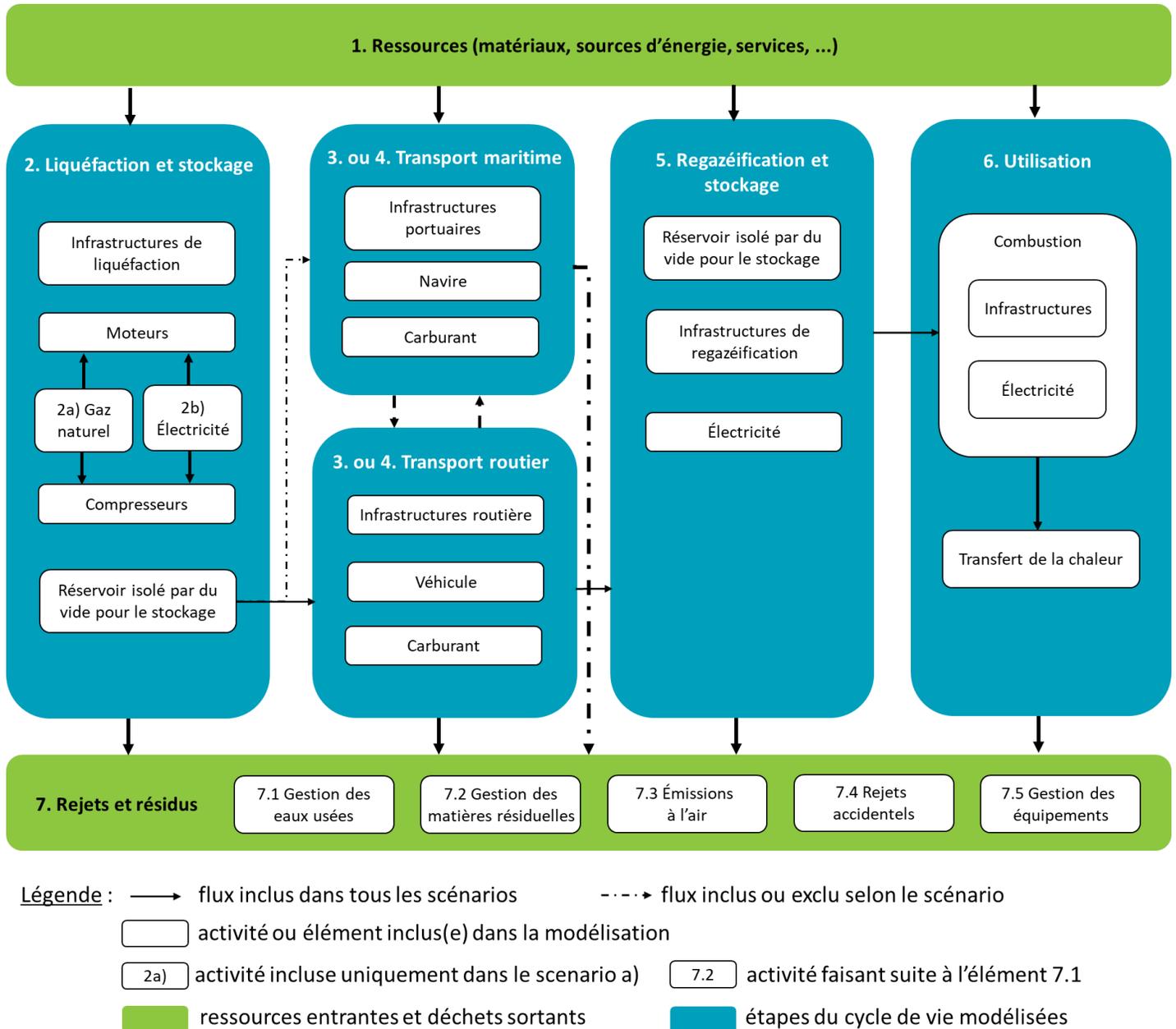


Figure 3-5 : Frontières des systèmes de gaz naturel liquéfié, à la suite de l'approvisionnement

La Figure 3-6 offre une représentation générique des scénarios de mazout.

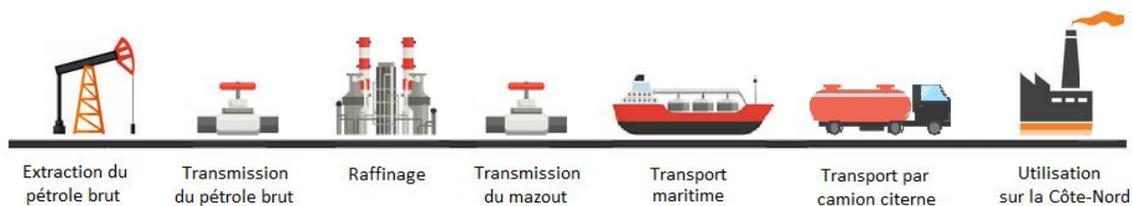


Figure 3-6 : Illustration des différentes étapes des scénarios de mazout étudiés

Note : La « transmission » du mazout entre le raffinage et le transport maritime n'est potentiellement pas le terme exact. En effet, il existe une distance variable (de quelques kilomètres) de pompage entre le quai et les réservoirs de cargaisons²⁸. Cette étape a été modélisée par un oléoduc - le pompage requérant essentiellement une conduite avec une ou une série de pompes/compresseurs pour faire passer les produits pétroliers du point A au point B.

Des détails sur la provenance du mazout et du pétrole à partir duquel il est raffiné seront cependant apportés à la section 4.4. Cet approvisionnement est supposé identique pour le mazout léger et le mazout lourd. Dans le cas du pétrole raffiné en Europe, une étape de transport maritime du pétrole brut est ajoutée entre l'extraction du pétrole et sa transmission en Europe.

Les scénarios de mazout léger et lourd diffèrent principalement par leur raffinage, par les émissions induites lors de leur combustion, et par leur contenu énergétique.

De même que pour les scénarios de GNL, l'étape d'utilisation inclut le transfert thermique de la chaleur produite vers le processus industriel utilisant cette chaleur. Elle fait donc intervenir le facteur d'efficacité du transfert thermique (en plus du facteur d'efficacité de la combustion). Cette étape d'utilisation inclut également l'utilisation des infrastructures.

La Figure 3-7 présente le détail des frontières des systèmes de mazout pour l'approvisionnement, et la Figure 3-8 détaille les frontières des étapes suivantes. Pour les distinctions selon le scénario, se référer aux illustrations de la Figure 3-6.

²⁸ (<https://www.suncor.com/~media/Files/PDF/Contractors/Marine>)

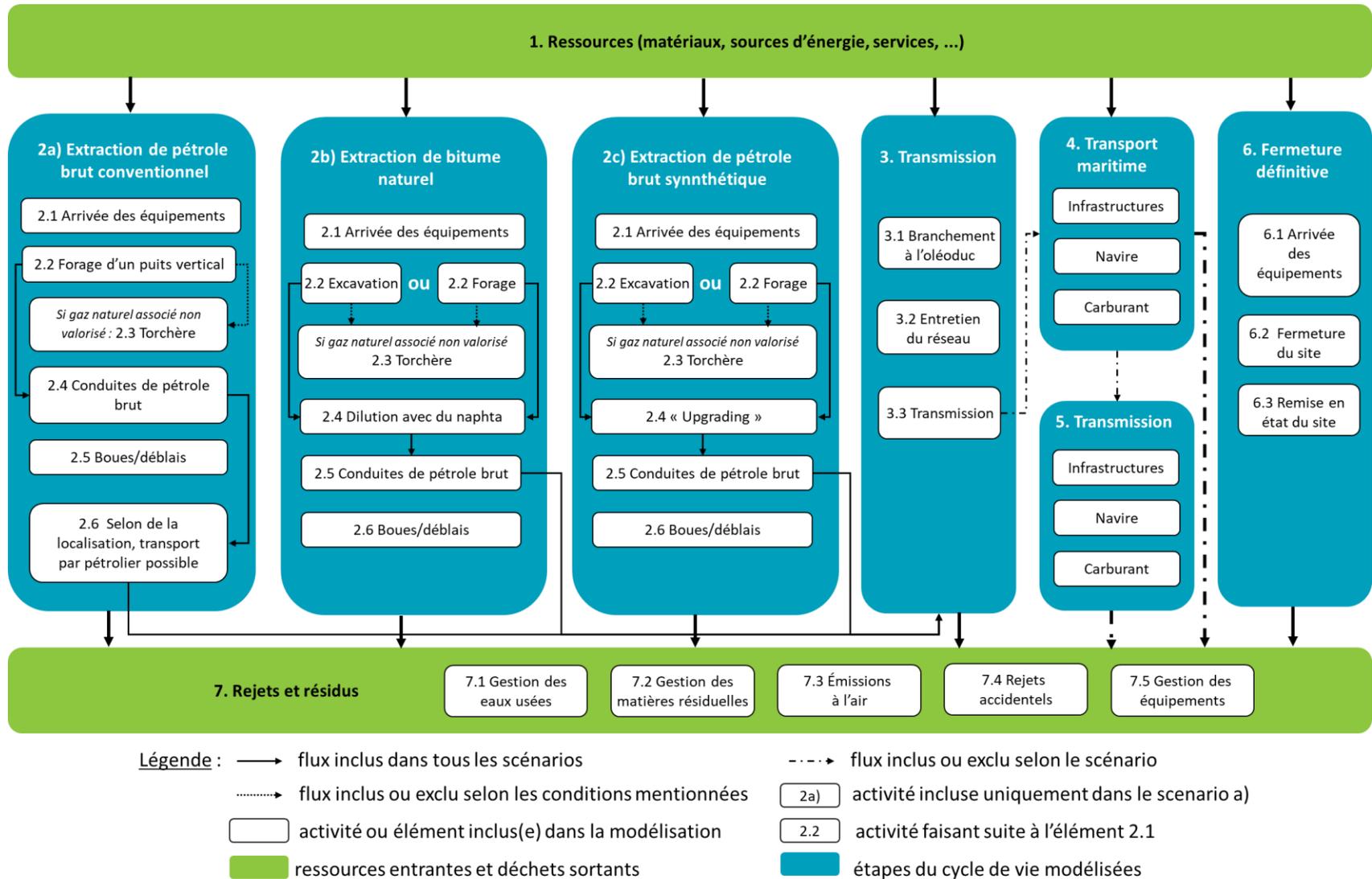


Figure 3-7 : Frontières des systèmes pour l'approvisionnement des raffineries en mazout léger et lourd

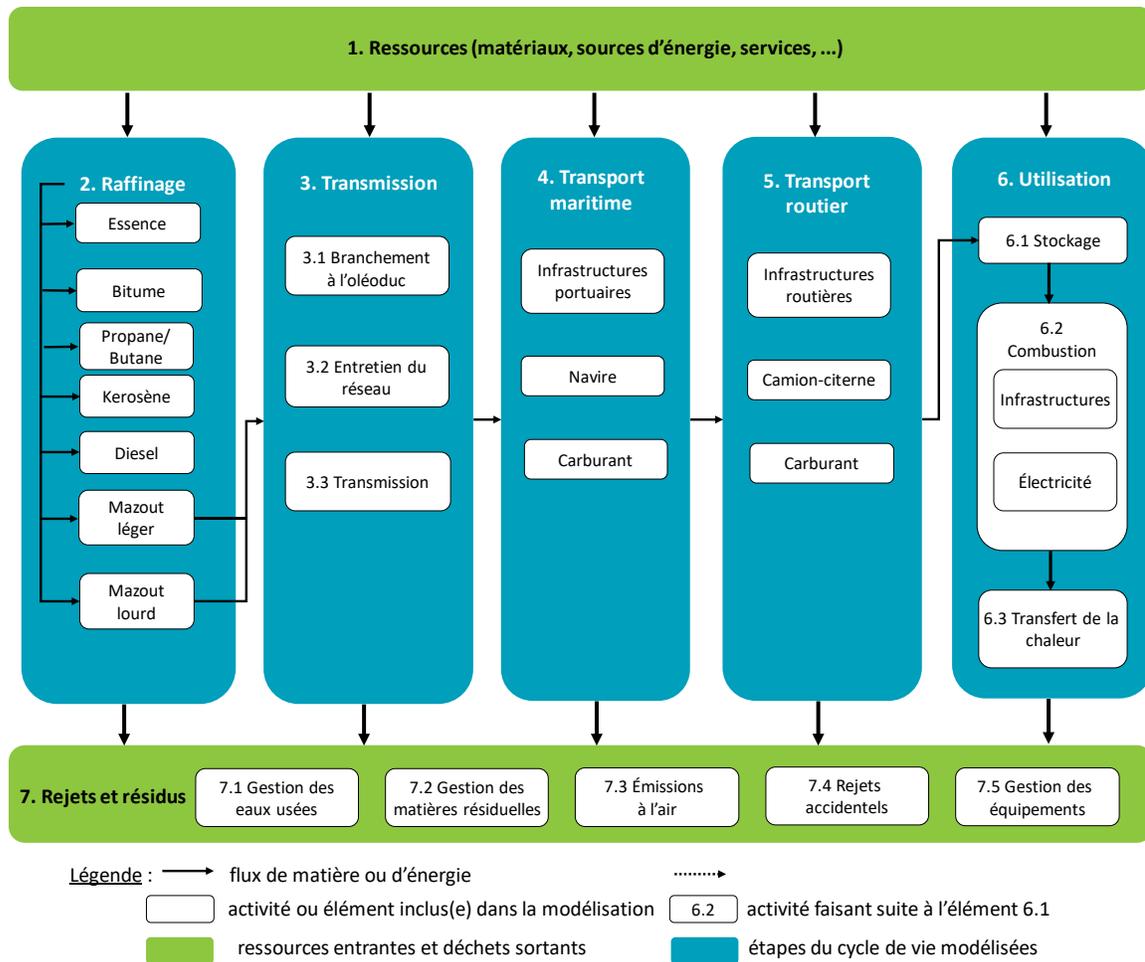


Figure 3-8 : Frontières des systèmes de mazout, à la suite de l'approvisionnement

3.8 Évaluation des impacts environnementaux du cycle de vie (ÉICV)

La méthode appliquée pour évaluer les impacts environnementaux potentiels des systèmes étudiés est la méthode IMPACT World+, qui intègre plusieurs développements de pointe. Cette méthode est la mise à jour des méthodes IMPACT 2002+, LUCAS et EDIP. La méthode est régionalisée contrairement aux méthodes d'évaluation d'impact ReCiPe, CML ou ILCD qui tiennent plutôt compte du contexte européen.

La méthode IMPACT World+ offre plusieurs niveaux d'indicateurs : des indicateurs de niveau « problèmes » (ou « midpoints » en anglais) et des indicateurs de niveau « dommages » (ou « endpoints »). Les indicateurs de niveau « problèmes » traduisent l'effet de l'utilisation des ressources naturelles et des émissions dans l'environnement sur des enjeux spécifiques comme le changement climatique ou l'écotoxicité aquatique. Les résultats associés sont exprimés dans des unités différentes, spécifiques aux enjeux modélisés (par exemple les kilogrammes d'équivalent CO₂ pour le changement climatique). Les indicateurs de dommages traduisent les impacts potentiels des indicateurs de niveau « problèmes » sur les indicateurs de la *Santé humaine* et de la *Qualité des écosystèmes*. Les résultats associés sont exprimés respectivement en DALY (« Disability Adjusted Life Years », soit des années de vie en bonne santé perdues) et en

PDF.m2.an (PDF voulant dire « Potentially Disappeared Fraction of species », donc l'unité correspond à la fraction d'espèces potentiellement disparues sur une certaine surface de terres pendant une année).

La présente étude se penche particulièrement sur le potentiel de réchauffement global (PRG) à un horizon de 100 ans (c'est-à-dire l'indicateur nommé *Changement climatique, court terme* dans les tableaux et figures de l'étude). Les PRG 100 du méthane fossile et biogénique sont respectivement de 36 et 34 kg éq. CO₂ / kg CH₄. Il est à noter que l'indicateur *Changement climatique, long terme* de la méthode IMPACT World+ correspond au PTG 100, représentant l'augmentation potentielle de température moyenne globale à un horizon de 100 ans. Le PTG 100 est en effet considéré représentatif des effets à long terme puisqu'il est environ proportionnel au PRG 500 et bien moins incertain que ce dernier²⁹.

Une analyse de sensibilité considèrera par la suite un horizon de 20 ans. Il est à noter que les PRG20 du méthane fossile et biogénique sont respectivement de 86 et 84 kg éq. CO₂ / kg CH₄.

Mentionnons que :

- **Les résultats de l'ÉICV représentent des impacts environnementaux potentiels et non réels. Il s'agit d'expressions relatives (à l'unité fonctionnelle notamment) qui ne permettent pas de prédire les impacts finaux, ni le risque sur les milieux récepteurs, ni le dépassement de normes ou de seuils de sécurité. Les résultats d'indicateurs ne se substituent en aucun cas à une analyse de risque et ne renseignent pas sur les incidents potentiels ou les dangers associés.**
- Ces indicateurs ne couvrent pas tous les impacts environnementaux possibles associés aux activités humaines. **Plusieurs types d'impacts, dont ceux liés aux nuisances sonores et olfactives, aux espèces en voie de disparition, à la qualité de l'air intérieur et aux champs électromagnétiques ne font pas partie de la présente analyse.**
- Aucune normalisation des résultats vis-à-vis d'une base de référence n'a été effectuée. Une évaluation aux catégories de dommages ou aux aires de protection n'a pas été effectuée. De même, aucune pondération des catégories de dommages pour agréger les résultats en un score unique n'a été réalisée (voir Annexe A pour plus de détail sur les notions de normalisation et de pondération).
- L'ACV établit un bilan des GES sur l'ensemble de la chaîne de valeur ; une approche différente des bilans provinciaux et nationaux de GES qui ne considèrent que les émissions directes qui ont lieu sur leur territoire. Par conséquent, contrairement à l'ACV, les bilans nationaux excluent toutes les sources d'émissions ayant lieu hors du territoire, notamment les émissions issues des procédés d'extraction et de transport des hydrocarbures liquides et du gaz naturel.

Tout comme pour l'inventaire, le logiciel SimaPro 8.5 a été utilisé pour faire le calcul des impacts potentiels associés aux émissions inventoriées. C'est lui qui procède à la classification des flux élémentaires entre les diverses catégories d'impacts et au calcul des résultats d'indicateurs.

²⁹ Tel qu'illustré par la Table 2 de la documentation de la méthode IMPACT World+ disponible à l'adresse : <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-019-01583-0>

3.9 Interprétation

Cette dernière phase de l'ACV permet de discuter les résultats obtenus à la suite de l'évaluation des indicateurs d'impacts du cycle de vie et de les mettre en perspective. Les résultats présentés sont appuyés sur une analyse complète et approfondie des données d'inventaire et de l'évaluation des indicateurs d'impacts du cycle de vie. Cela comprend notamment :

- Une évaluation de la qualité des données ;
- Une analyse de cohérence et de complétude ;
- Des analyses de sensibilité.

La méthodologie employée pour l'analyse et l'interprétation des données est résumée dans les sous-sections qui suivent. Une précision est préalablement donnée quant à l'analyse de l'inventaire.

3.9.1 Analyse de l'inventaire

Les résultats d'inventaire en termes de quantités de matière et d'énergie associées à chacun des systèmes à l'étude ne sont pas présentés dans le corps de ce rapport, car une telle analyse exhaustive des entrants et sortants n'améliore généralement pas la compréhension des enjeux. En effet, les résultats d'inventaire (disponibles à l'annexe E) contiennent trop d'informations et ne permettent pas en soi de conclure. Pour que l'AICV soit pertinente, elle doit être faite en parallèle avec l'évaluation des impacts. Ainsi, en accord avec la norme ISO 14 044, l'ÉICV présentée et discutée au chapitre 5 constitue l'interprétation des résultats d'ICV, en ayant pour but de mieux en comprendre la portée environnementale. Une analyse de contribution permet également d'identifier les flux d'inventaire à l'origine des impacts prédominants.

3.9.2 Évaluation de la qualité des données d'inventaire

La fiabilité des résultats et des conclusions de la modélisation du cycle de vie dépend de la qualité des données d'inventaire. Il est important de veiller à ce que les informations répondent à certaines exigences conformes aux objectifs de l'étude.

Bien que l'ISO ne propose pas de méthode d'évaluation de la qualité des données, nous avons suivi une approche similaire à celle utilisée par *ecoinvent*. Cette approche possède cinq critères pour décrire l'incertitude / la qualité des données. Chacun de ces critères est ensuite subdivisé en cinq niveaux d'évaluation de la qualité :

Fiabilité

- 1) Données vérifiées sur la base de mesures
- 2) Données vérifiées sur la base d'hypothèses ou de données non vérifiées basées sur des mesures
- 3) Données non vérifiées partiellement basées sur des estimations qualifiées
- 4) Estimation qualifiée (par exemple par un expert industriel)
- 5) Estimation non qualifiée

Complétude

- 1) Données représentatives de tous les sites pour le marché considéré
- 2) Données représentatives de > 50% des sites pertinents pour le marché considéré
- 3) Données représentatives de certains (<< 50%) sites pertinents pour le marché considéré
- 4) Données représentatives d'un seul site pertinent pour le marché considéré
- 5) Représentativité inconnue

Corrélation temporelle

- 1) Données de moins de 3 ans
- 2) Données de moins de 6 ans
- 3) Données de moins de 10 ans
- 4) Données de moins de 15 ans
- 5) Âge inconnu ou de plus de 15 ans

Corrélation géographique

- 1) Données de la zone étudiée
- 2) Données moyennes d'une zone dans laquelle la zone étudiée est incluse
- 3) Données d'une zone avec des conditions de production similaires
- 4) Données d'une zone avec des conditions de production légèrement similaires
- 5) Données provenant de zones inconnues ou distinctement différentes

Corrélation technologique

- 1) Données des entreprises, des processus et des matériaux à l'étude
- 2) Données provenant de processus et de matériel à l'étude, mais provenant de différentes entreprises
- 3) Données provenant de processus et de matériel à l'étude, mais de technologies différentes
- 4) Données sur les processus ou les matériaux associés
- 5) Données sur les processus connexes à l'échelle du laboratoire ou de différentes technologies

Une donnée de la plus haute qualité n'obtiendrait que des "1" pour tous les critères, tandis qu'une donnée de la qualité la plus basse n'obtiendrait que des "5".

Afin de fournir un score sur la qualité des données :

- Lorsqu'un processus est basé sur des données *ecoinvent*, l'évaluation des critères faite par *ecoinvent* a été conservée sauf pour le critère de corrélation géographique si des données « européennes » ou du « reste du monde » ont été adaptées pour le Québec.
- Lorsqu'un nouveau processus est créé, la qualité des données a été évaluée grâce au jugement expert du praticien.

Parallèlement à l'évaluation de la qualité des données, une estimation de la contribution des processus (c'est-à-dire dans quelle mesure le processus modélisé contribue au score d'impact global du système étudié) a été effectuée. Des données de basse qualité peuvent être appropriées dans le cas d'un processus dont la contribution est minimale. Au contraire, des données de haute qualité devraient être collectées pour les processus ayant une grande influence sur les conclusions de l'étude.

3.9.3 Analyse de cohérence et de complétude

Tout au long de l'étude, une attention a été portée à ce que les systèmes soient représentés d'une manière compatible avec l'objectif et la portée de l'étude. En outre, lors de la collecte des données et de la définition et la modélisation des systèmes, les hypothèses et les méthodes ont été appliquées de manière similaire à tous les systèmes. Il existe une cohérence entre les systèmes étudiés en ce qui concerne les sources de données, leur précision et leur représentativité technologique, temporelle et géographique.

La complétude a été assurée grâce à une définition minutieuse des frontières des systèmes analysés. En l'absence de données, des analyses de sensibilité ont été réalisées pour vérifier l'effet des hypothèses et des approximations utilisées.

3.9.4 Analyse d'incertitude

Cette étude ne présente pas d'analyse d'incertitude de Monte Carlo. En revanche, les paramètres identifiés comme plus variables et/ou les plus incertains ont été étudiés dans les analyses de sensibilité présentées à la section 6.

3.9.5 Analyses de sensibilité

Plusieurs paramètres ont été utilisés pour modéliser les systèmes étudiés. Chacun des paramètres présente un certain degré d'incertitude, notamment en ce qui concerne les hypothèses et les choix méthodologiques. Les résultats obtenus sont liés à ces paramètres et leur incertitude est transférée aux conclusions.

Des analyses de sensibilité ont été effectuées sur les paramètres suivants :

- **Méthode d'évaluation des impacts du cycle de vie** : Une deuxième évaluation basée sur la méthode ReCiPe (Goedkoop *et coll.*, 2009), version 2016 1.02, a été réalisée dans le but de vérifier si la variabilité des modèles de caractérisation avait une influence significative sur les conclusions.
- **Horizon temporel de l'indicateur environnemental** : Une évaluation avec les PRG 20, présentés dans le cinquième rapport du GIEC (2013), a également été réalisée. Il est à noter que le PRG 20 du méthane fossile est de 86 kg éq. CO₂/kg et son PRG 100 de 36 kg éq. CO₂/kg (pour le méthane biogénique ils sont respectivement de 84 et 34 kg éq. CO₂/kg).
- **Variation de l'efficacité lors de l'utilisation** : La modélisation considère une efficacité moyenne de combustion et de transfert de chaleur de 92% pour tous les scénarios (valeurs fournies par le mandataire). Les résultats d'indicateurs environnementaux augmentant lorsque cette efficacité diminue, l'objectif de cette analyse est de déterminer sous quelles conditions d'efficacité du transfert thermique les conclusions de l'étude sont maintenues ainsi que de déterminer la différence entre les systèmes si l'efficacité venait à diminuer.
- **Variation de l'approvisionnement en gaz naturel** : L'estimation des gisements d'origine du gaz naturel utilisé dans les scénarios de GNL est excessivement incertaine et tributaire d'une série d'hypothèses basées sur la littérature (puisque une fois sur le réseau gazier il est impossible de retracer l'origine du gaz naturel). Les émissions de GES de l'extraction, du traitement et de la transmission du gaz naturel varient selon le gisement d'origine³⁰. Par conséquent, cette analyse de sensibilité évalue les résultats qui seraient obtenus si la totalité du gaz naturel provenait des gisements ayant respectivement les plus faibles et les plus grandes émissions par mètre cube de gaz produit.
- **Émissions fugitives de méthane** : Les données d'émissions fugitives utilisées dans ce rapport représentent les taux d'émissions les plus probables. Cependant, certains

³⁰ Les variations d'émissions d'un gisement à l'autre s'expliquent principalement par leurs niveaux de production, leurs taux d'émissions fugitives et la composition du gaz qui en est extrait (nécessitant une intensité de traitement plus ou moins élevée).

producteurs ont annoncé des taux d'émissions fugitives supérieurs. L'analyse de sensibilité considère donc des taux d'émissions variant jusqu'à 5%.

Enfin, une analyse de sensibilité dite « combinée » fait varier à la fois l'efficacité du transfert de chaleur, l'origine du gaz naturel fossile et les émissions fugitives de méthane.

3.9.6 Limitations de l'étude

Cette étude **ne peut en aucun cas être utilisée pour conclure que** : i) le gaz naturel est une énergie de transition, ii) le GNL est la meilleure alternative au mazout sur la Côte-Nord, ni 3) le GNL devrait remplacer le mazout sur la Côte-Nord. Cette étude n'est en effet qu'un des éléments à prendre en compte sur la question de la transition énergétique de la Côte-Nord. Afin de statuer sur ces questions, des notions économiques, sociales, techniques, réglementaires, etc., devraient être prises en considération.

Les principales limites de cette étude sont les suivantes :

- Les résultats d'indicateurs sont des expressions relatives et ne permettent pas de prévoir les impacts réels, le dépassement des seuils, les marges de sécurité ou les risques ;
- Les résultats d'indicateurs environnementaux ne se substituent en aucun cas à une analyse de risque et ne renseignent pas sur les incidents potentiels ou les dangers associés aux systèmes. En ce sens, les risques spécifiques aux espèces en voies de disparition ne sont pas pris en compte.
- Contrairement à une évaluation des risques environnementaux menée dans un contexte réglementaire et utilisant une approche conservatrice, cette étude cherche à fournir la meilleure estimation possible (Udo de Haes et coll., 2002). Elle essaie donc de représenter l'occurrence la plus probable, et les modèles utilisés ne tentent pas de maximiser l'exposition et les dommages environnementaux ;
- Les catégories d'impacts environnementaux représentent une évaluation globale. Toutefois, il est possible que localement ou régionalement, il y ait une augmentation des impacts environnementaux comparativement à ce qu'ils étaient auparavant.
- L'étude se limite aux systèmes étudiés. Les résultats ne doivent pas être extrapolés à d'autres contextes géographiques ;
- L'interprétation des résultats d'indicateurs ne peut être basée que sur les résultats obtenus, c'est-à-dire les substances pour lesquelles un facteur de caractérisation existe dans la méthode d'évaluation des impacts du cycle de vie ;
- L'indicateur de la rareté de l'eau n'a pas été régionalisé dans ce rapport. Une régionalisation des flux d'eau fournirait un meilleur aperçu de l'impact associé à cet indicateur. En l'état, l'indicateur représente un prélèvement d'eau sans qu'il soit associé à un endroit particulier sur la planète.

3.10 Revue critique

Conformément aux normes ISO, les revues critiques d'ACV sont facultatives lorsque les résultats sont voués à un usage interne par le mandataire. Cependant, une telle revue est une étape importante et obligatoire pour assurer la validité des résultats avant certaines communications publiques, telle que les déclarations environnementales de produits, suivant les normes ISO 14 020, ou les affirmations comparatives rendues publiques, suivant les normes ISO 14 040.

En ce qui a trait à cette étude, une revue critique a été réalisée par un expert ACV externe et/ou un comité d'experts.

Le comité de revue critique était composé des membres suivants (Tableau 3-1).

Tableau 3-1 : Membres du comité de revue critique

Nom	Organisme d'attache	Implication / Champ d'expertise
Ben Amor	LIRIDE	Président du comité de revue critique
Annie Levasseur	ÉTS	Experte en ACV et calcul d'empreinte carbone
Bruno Gagnon	Ressources naturelles Canada	Expert en ACV et analyste de politiques

Conformément aux normes ISO 14 040 et 14 044 (2006a, b), les objectifs de la revue critique étaient d'assurer que :

- Les méthodes utilisées par le CIRAIG pour réaliser l'analyse du cycle de vie sont :
 - Cohérentes avec les normes internationales ISO 14040 ;
 - Valables d'un point de vue technique et scientifique ;
 - Appropriées et raisonnables par rapport à l'objectif de l'étude ;
- Les interprétations du CIRAIG reflètent les limitations identifiées et l'objectif de l'étude ;
- Le rapport détaillé est transparent et cohérent.

La grille contenant les commentaires des réviseurs et les réponses des auteurs est présentée à l'Annexe H de ce rapport.

4 Données et hypothèses principales

La modélisation des différents scénarios à l'étude requiert l'utilisation d'un ensemble de données et hypothèses. En particulier, une évaluation des approvisionnements en gaz naturel et en mazout doit être faite. Les deux premières sous-sections de ce chapitre détaillent donc la démarche mise en place pour évaluer les approvisionnements. La sous-section suivante présente un récapitulatif des données et hypothèses utilisées pour les différents scénarios.

4.1 Provenance et type de gaz naturel utilisé dans le scénario Avenir LNG

Concernant le scénario Avenir LNG, le mandataire de l'étude indique que l'unité de liquéfaction se trouve à Elba Island, en Géorgie. Il est donc supposé que la totalité du gaz naturel utilisé dans ce scénario serait extrait aux États-Unis.

Afin de déterminer plus précisément l'origine du gaz naturel utilisé, les flux de gaz naturel aux États-Unis et la localisation des différents bassins de gaz naturel non conventionnel sont utilisés (voir figures ci-dessous où l'emplacement approximatif de l'unité de liquéfaction est illustré par un point rouge).

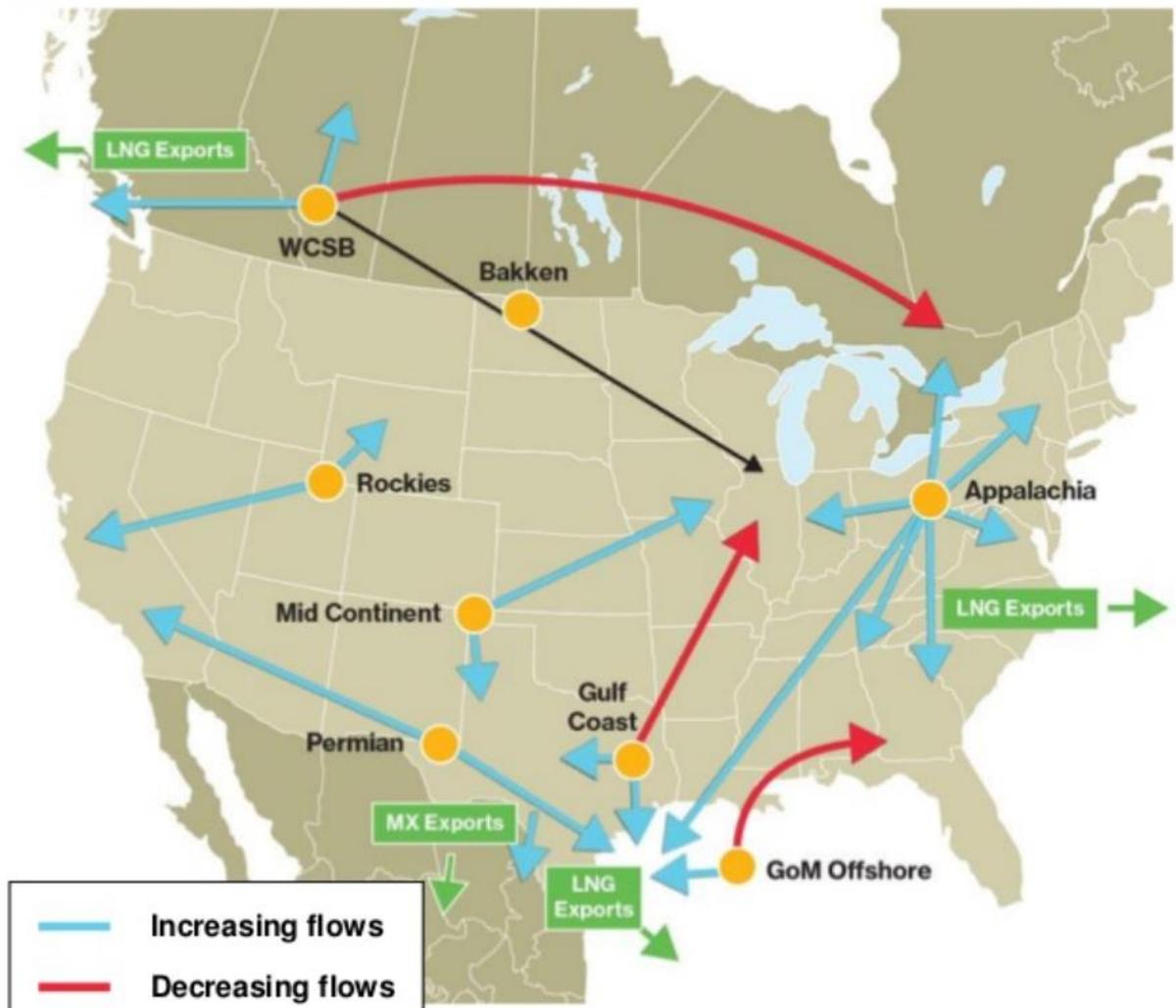


Figure 4-1 : Flux de gaz naturel aux États-Unis anticipés pour la période 2013-2025



Figure 4-2 : Localisation des bassins de gaz naturel non-conventionnel d'Amérique du Nord et de l'unité de liquéfaction du scénario Avenir LNG

On suppose que le gaz naturel liquéfié à Elba Island provient du bassin du Marcellus. L'analyse considère donc un approvisionnement gazier issu à 100% du gaz non-conventionnel extrait au Marcellus (plus de détails sur la modélisation sont fournis à l'Annexe G). Une analyse de sensibilité sera effectuée dans les sections à venir pour évaluer l'incidence de cette hypothèse sur les résultats d'indicateurs et les conclusions de l'étude.

4.2 Estimation des émissions fugitives de méthane par gisement

Dans ce rapport, les émissions fugitives ont été évalués à partir de données de la littérature identifiées par Alvarèz et coll. (2018). L'inventaire d'émissions fugitives est construit selon une approche par mesures directes (bottom-up) en raison du biais méthodologique potentiel de l'approche par mesures de la concentration atmosphérique (voir section 2.3.2 « Évaluation des émissions fugitives de méthane » pour plus de détails).

Il est à noter qu'une telle pratique permet d'identifier une valeur moyenne des émissions fugitives et n'occulte en aucune manière l'existence de « supers émetteurs », de sources d'incertitudes potentielles, de pratiques variables sur le terrain et du travail encore à réaliser pour minimiser les émissions fugitives de méthane. **Par conséquent, une analyse de sensibilité portant sur divers taux d'émissions fugitives de méthane a été réalisée (voir section 6.5). Le taux d'émissions fugitives requis pour inverser les conclusions entre de l'étude a également été évalué.**

Le tableau suivant présente l'estimation des émissions fugitives de méthane moyennes, ainsi que leur plage de variabilité, par gisement (américain ou canadien) telles que rapportées dans la littérature par la méthode de « mesures directes » (« bottom-up »).

Tableau 4-1 : Évaluation des émissions fugitives régionalisées pour les systèmes de gaz naturel fossile non conventionnel

Origine du gaz	Gaz naturel fossile américain						Gaz naturel fossile canadien		Références
	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodford	Autres	Alberta	Colombie - Britannique	
Production de gaz naturel non conventionnel									
Production par puits (Mm ³)	60	45	110	50	75	50	50	50	Basée sur les données de l'étude de O'Sullivan et Paltsev (2012) pour les bassins du Marcellus, Barnett, Fayetteville, Woodford et Haynesville. Les autres données utilisées ont été calculées à l'aide de la production moyenne des puits et le nombre de puits par gisements considéré par l'étude de O'Sullivan et Paltsev (2012)
Distance de transport pour la transmission									
Distance parcourue aux États-Unis (km)	700	2300	2300	2300	2300	2300	-	-	Distance approximative calculée à l'aide de Google Maps pour un approvisionnement québécois
Distance parcourue au Canada (km)	830	830	830	830	830	830	3600	3800	Distance approximative calculée à l'aide de Canada Distance Calculator ³¹ pour un approvisionnement québécois
Émissions fugitives par étape du cycle de vie (% de la Récupération Ultime Estimée)									
Forage	0,11% (0,03-0,26%)	0,15% (0,04-0,35%)	0,06% (0,02-0,14%)	0,13% (0,04-0,31%)	0,09% (0,02-0,21%)	0,13% (0,04-0,31%)	0,13% (0,04-0,31%)	0,13% (0,04-0,31%)	Basé sur l'étude de Caulton et coll. (2014), sur le temps requis pour forer un puits (van Durme et coll., 2012) et exprimé selon la production d'un puits
Torchère	0,06%	0,08%	0,03%	0,07%	0,05%	0,07%	0,07%	0,07%	Basé sur les niveaux de torchage évalué lors de l'évaluation environnementale stratégique sur le az de schiste (van Durme et coll. 2012)

³¹ Ressource en ligne : https://distancecalculator.globefeed.com/Canada_Distance_Calculator.asp

Origine du gaz	Gaz naturel fossile américain						Gaz naturel fossile canadien		Références
	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodford	Autres	Alberta	Colombie - Britannique	
Exploration (équipements)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Basé sur le niveau de production des puits ET les données de Allen et coll. (2013) pour les régions du nord-est des États-Unis, des montagnes Rocheuses, du Golfe du Mexique et du milieu du continent (« mid-continent ») - utilisé par l'EDF
Extraction (équipements)	0,17% [0,03-0,49]	0,63% [0,03-2,63]	0,26% [0,02-2,63]	0,33% [0,07-0,73]	0,21% [0,05-0,73]	0,31% [0,03-1,15]	0,31% [0,03-1,15]	0,31% [0,03-1,15]	
« Gathering »	0,2%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	Basé sur les données de Mitchell (2015) – utilisé par l'EDF
Traitement	0,15% [0,1 – 0,26]								Basé sur les données de l'EPA, citée par Burnham et coll. (2012) et validé par diverses études du Environmental defense fund (EDF) (voir Alvarez et coll., 2018)
Transmission aux États-Unis	0,0952% [0,0952-0,21]								Basée sur les données GHGenius du système de transmission global aux États-Unis
Transmission au Canada	0,04% [0,04-0,09]								Basée sur les données d'une étude détaillée de MarcoGas et validé par GHGenius pour le système de transmission global du Canada
Transmission distance totale	0,07% [0,07-0,12]	0,08% [0,08]	0,08% [0,08-0,16]	0,08% [0,08-0,16]	0,08% [0,08-0,16]	0,08% [0,08-0,17]	0,04% [0,04-0,09]	0,04% [0,04-0,09]	Proportion calculée en fonction de la transmission de chaque gisement et la distance parcourue
Distribution qu Québec	0,044% [0,041-0,048]								Données provenant d'Énergir. Note : une valeur de 0.22% (basé sur des données américaines) est généralement rapportée dans diverses études portant sur le gaz naturel
Total	0,80% [0,6-1,44%]	1,44% [0,64-3,87%]	0,92% [0,64-3,57%]	1,00% [0,64-1,77%]	0,82% [0,54-1,67%]	1,12% [0,66%-2,42%]	0,94% [0,5-2,1%]	0,94% [0,5-2,1%]	Somme des valeurs précédentes

Note : Pour le réseau de transmission, les valeurs de 0,1% et de 0,04% se rapportent à l'ensemble du réseau de transmission, respectivement américain et canadien. Toutefois, dans la modélisation en tant que telle, les émissions fugitives de méthane sont considérées en fonction des distances de transport, de façon à atteindre les valeurs ci-haut sur la longueur totale du réseau. Ces valeurs sont de 620 kg CH₄/km au Canada et de 1493 kg CH₄/km aux États-Unis. Cette distinction n'a pu être faite sur le réseau de distribution d'Énergir, et les émissions sur l'ensemble du réseau de distribution ont donc été considérées.

4.3 Provenance et type de gaz naturel distribué au Québec

Les scénarios de Cryopeak, Énergir et DGSC utilisent le gaz naturel du réseau de distribution québécois. Cette section illustre les hypothèses associées à la provenance et au type de gaz naturel utilisé pour ces scénarios.

4.3.1 Provenance du gaz naturel distribué au Québec

Une fois dans le réseau, le gaz naturel produit à divers endroits se mélange et il devient impossible de retracer l'origine géographique et le type du gaz naturel. Par conséquent, il est nécessaire de réaliser un certain nombre d'hypothèses en se basant sur la littérature afin d'avoir un aperçu de l'approvisionnement en gaz naturel du Québec.

Note : Cette évaluation de l'approvisionnement de gaz naturel du réseau de distribution québécois est excessivement incertaine. Les conséquences d'un changement d'approvisionnement du gaz naturel sur l'empreinte carbone des scénarios de GNL sont illustrées à l'aide d'une analyse de sensibilité (voir section 6.4).

D'après les données de Ressources Naturelles Canada³² pour 2017, 97% des importations canadiennes de gaz proviennent des États-Unis et 20% de la consommation canadienne de gaz naturel provient des États-Unis.

- Par conséquent, cette étude considère que 20% du gaz naturel consommé au Canada provient des États-Unis et que 80% provient du Canada. Il est également supposé que ces proportions sont applicables à l'échelle du Québec.

Les données de la Régie de l'énergie du Canada³³ indiquent de plus que 98% du gaz produit au Canada en 2018 provient de l'Ouest canadien : 65% d'Alberta et 32% de Colombie-Britannique. Pour simplifier les calculs, les 2% de production restants sont répartis proportionnellement entre l'Alberta et la Colombie-Britannique.

- Par conséquent, cette étude considère que 67% de la production gazière canadienne provient de l'Alberta et que 33% provient de la Colombie-Britannique.

Pour déterminer les gisements d'origine du gaz naturel importé des États-Unis, la localisation du point d'entrée du gaz naturel est croisée avec les informations de flux gaziers d'Amérique du Nord.

³² Source : <https://www.rncan.gc.ca/science-donnees/donnees-analyse/donnees-analyse-energetiques/faits-saillants-sur-lenergie/faits-gaz-naturel/20078>

³³ Source : <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/stt/mrktblntrlgsprdctn-fra.html>

Énergir³⁴ s’approvisionne aux carrefours de Dawn, Parkway et Empress. Comme illustré par la Figure 4-3, le carrefour gazier d’Empress est connecté aux bassins d’approvisionnement en gaz naturel fossile de l’Ouest canadien. Le carrefour gazier de Dawn est quant à lui connecté à plusieurs grands bassins d’approvisionnement en Amérique du Nord. Le carrefour gazier de Parkway permet le passage du gaz naturel provenant de Dawn ou d’Empress vers le Québec.

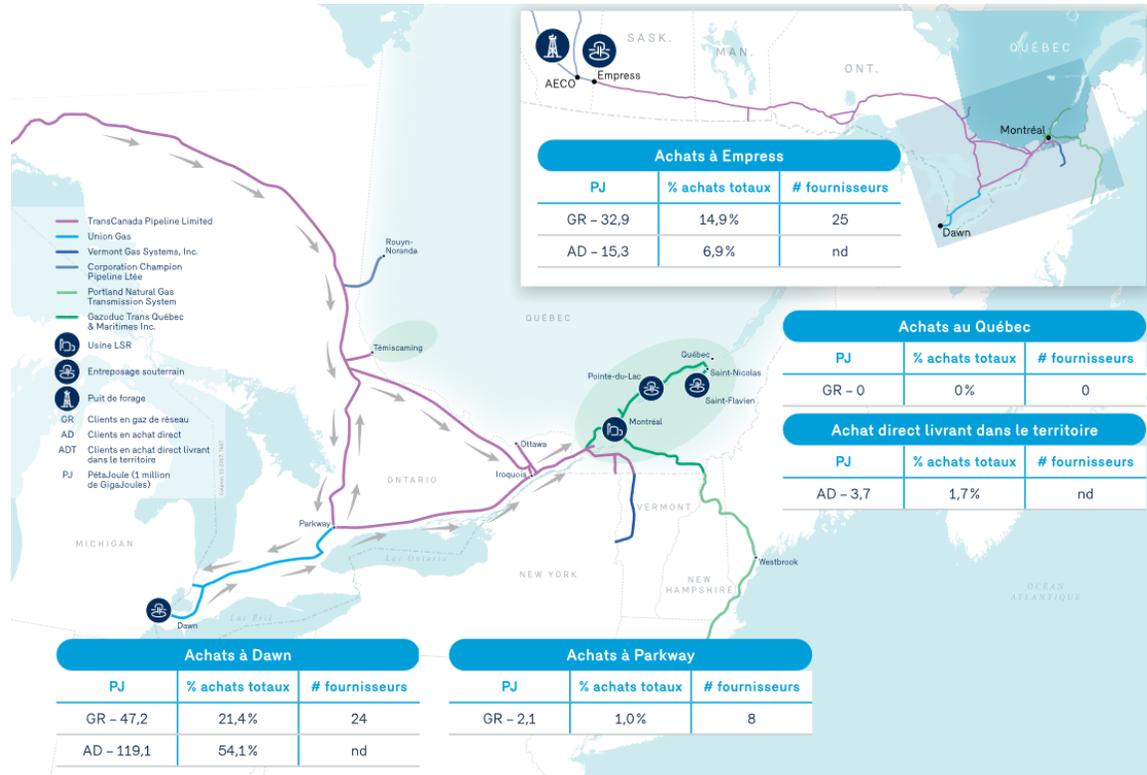


Figure 4-3 : Sources d’approvisionnement gazier au Québec
Source : État de l’Énergie au Québec, 2019³⁵.

Le gaz naturel produit aux États-Unis et utilisé au Québec transite donc par le carrefour de Dawn.

³⁴ Énergir distribue près de 97 % du gaz naturel consommé au Québec, ses données sont donc utilisées pour en modéliser l’approvisionnement.

³⁵ Source : https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2018/12/EEQ2019_WEB.pdf

Les projections de flux gaziers d'Enbridge sont utilisées pour déterminer quels gisements alimentent ce carrefour (voir Figure 4-4).



Figure 4-4 : Flux de gaz naturel aux États-Unis anticipés pour la période 2013-2025³⁶.

Selon ces prévisions, seul le gaz naturel des bassins des Rocheuses américaines (Niobrara-Codell dans la région du Colorado) et le gaz naturel en milieu marin provenant du Golfe du Mexique et du Permian ne remonterait pas vers le Nord pour approvisionner la région du carrefour gazier de Dawn.

- Par conséquent, cette étude considère que les données de production américaine reflètent l'approvisionnement américain du carrefour de Dawn, à l'exception des gisements de la région du Golfe du Mexique, des Rocheuses (notamment du gisement de Niobrara) et du Permian qui sont exclus de la modélisation.
- Ces régions exclues étant les plus susceptibles de produire du gaz naturel conventionnel (particulièrement du Golfe du Mexique et du Texas)³⁷, cette étude considère que la totalité du gaz naturel provenant des États-Unis a été extrait par des méthodes non-conventionnelles.

³⁶ Source : <https://www.slideshare.net/Enbridge/2014-enbridge-day-gas-pipelines-and-processing>

³⁷ En 2018, 78% de la production gazière des États-Unis était du gaz de schiste ou de réservoir étanche (Source : <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/where-our-natural-gas-comes-from.php>). La part de gaz naturel conventionnel dans la production des États-Unis provient principalement des régions du Texas et du Golfe du Mexique, et est par ailleurs en forte décroissance (Source : https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_FGG_mmcf_m.htm)

Les travaux de l'EIA (Energy Information Agency) fournissant la production gazière de chacun des gisements de gaz de schiste du pays pour l'année 2019³⁸ sont utilisés pour déterminer la part de chacun des gisements dans l'approvisionnement se rendant au carrefour de Dawn (voir Tableau 4-3).

À cet approvisionnement fossile sont finalement ajoutées les parts de gaz naturel provenant de biogaz et de gaz naturel renouvelable (GNR). En effet, comme illustré par le tableau ci-dessous, en 2018, 0,5% du gaz naturel distribué par Énergir provenait de biogaz issu de lieux d'enfouissement, 0,02% était du GNR issu des eaux usées, et 0,02% était du GNR issu de matières organiques résidentielles (c'est-à-dire de résidus alimentaires domestiques). Ces informations ont été directement fournies par Énergir.

Tableau 4-2 : Variation historique des points d'achat de gaz naturel pour Énergir (Énergir, 2019)

Point d'achat	Type d'achat	2014	2015	2016	2017	2018	Moyenne historique	Moyenne historique par point d'achat
Empress (%)	Réseau ³⁹	6,1	15,4	13,6	14,9	12,2	12,44	49,18
	Achat direct ⁴⁰	55	58,7	63,1	6,9	0,0	36,74	
Dawn (%)	Réseau	33,6	23,6	21,8	21,4	26,3	25,34	48,04
	Achat direct	0	0	0	54,1	59,4	22,7	
Parkway (%)	Réseau	0	0	0	1	0,8	0,36	0,36
	Achat direct	0	0	0	0	0	0	
Territoire Énergir (%)	Réseau	0,1	0	0	0	0	0	2,38
	GNR réseau ⁴¹	N/A	0,1	0,1	0,01	0,04	0,03	
	Achat direct – fossile	5,20	1,68	0,90	1,18	0,65	1,92	
	Achat direct – biogaz ⁴²	N/A	0,6	0,5	0,5	0,5	0,42	

Note : Il se peut que la somme annuelle ne soit pas être égale à 100% du fait des valeurs arrondies fournies par Énergir.

³⁸ Source : <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#production>

³⁹ Le type d'achat « réseau » fait référence au gaz naturel acheté par Énergir auprès de courtiers et distribué sur son réseau de distribution.

⁴⁰ Le type d'achat « achat direct » fait référence au gaz naturel acheté par un consommateur (généralement industriel) directement auprès d'un producteur de gaz naturel. Énergir n'intervient alors pas dans l'achat du gaz et se contente de le livrer depuis le producteur vers le consommateur.

⁴¹ En 2018, le GNR distribué provenait d'une usine produisant du GNR à partir d'eaux usées et de résidus alimentaires (nommées matières organiques résidentielles dans la suite du rapport). Par hypothèse, il a été considéré que les deux intrants étaient utilisés à la hauteur de 50% chaque.

⁴² En 2018, 100% du biogaz acheté provenait de lieux d'enfouissement.

Tableau 4-3 : Évaluation du mix gazier américain alimentant le carrefour de Dawn

	Production américaine par gisement	Production pouvant potentiellement alimenter le carrefour gazier de Dawn	Production des États-Unis utilisée dans la modélisation (mise à l'échelle)
Marcellus	32%	32%	39%
Permian	14%	0%	0%
Utica	11%	11%	13%
Haynesville	13%	13%	16%
Eagle Ford	6%	6%	8%
Barnett	3%	3%	4%
Woodford	4%	4%	5%
Bakken	3%	3%	3%
Niobrara-Codell	3%	0%	0%
Mississippian	4%	4%	5%
Fayetteville	2%	2%	2%
Autres	4%	4%	4%
Total	100%	82%	100%

L'estimation finale de l'origine du gaz naturel utilisé dans les scénarios Cryopeak, Énergir et DGSC est présentée au Tableau 4-4.

Tableau 4-4 : Estimation de l'approvisionnement gazier québécois en 2018

Origine du gaz naturel	Part dans l'approvisionnement gazier d'Énergir évalué pour 2018
Alberta	53,40%
Colombie-Britannique	26,06%
Marcellus	7,75%
Utica	2,69%
Haynesville	3,20%
Eagle Ford	1,54%
Barnett	0,81%
Woodford	1,06%
Bakken	0,68%
Mississippian	0,98%
Fayetteville	0,43%
Autres gisements fossiles américains	0,86%
GNR provenant des eaux usées	0,02%
GNR provenant de résidus alimentaires	0,02%
Biogaz provenant de lieux d'enfouissement	0,50%
Total	100%

4.3.2 Types de gaz naturel fossile extrait au Canada

Pour ce qui est des types de gaz naturel, la Figure 4-5 présente la production journalière de gaz naturel au Canada en 2018. Ces informations sont issues des données de la Régie de l'énergie du Canada⁴³.

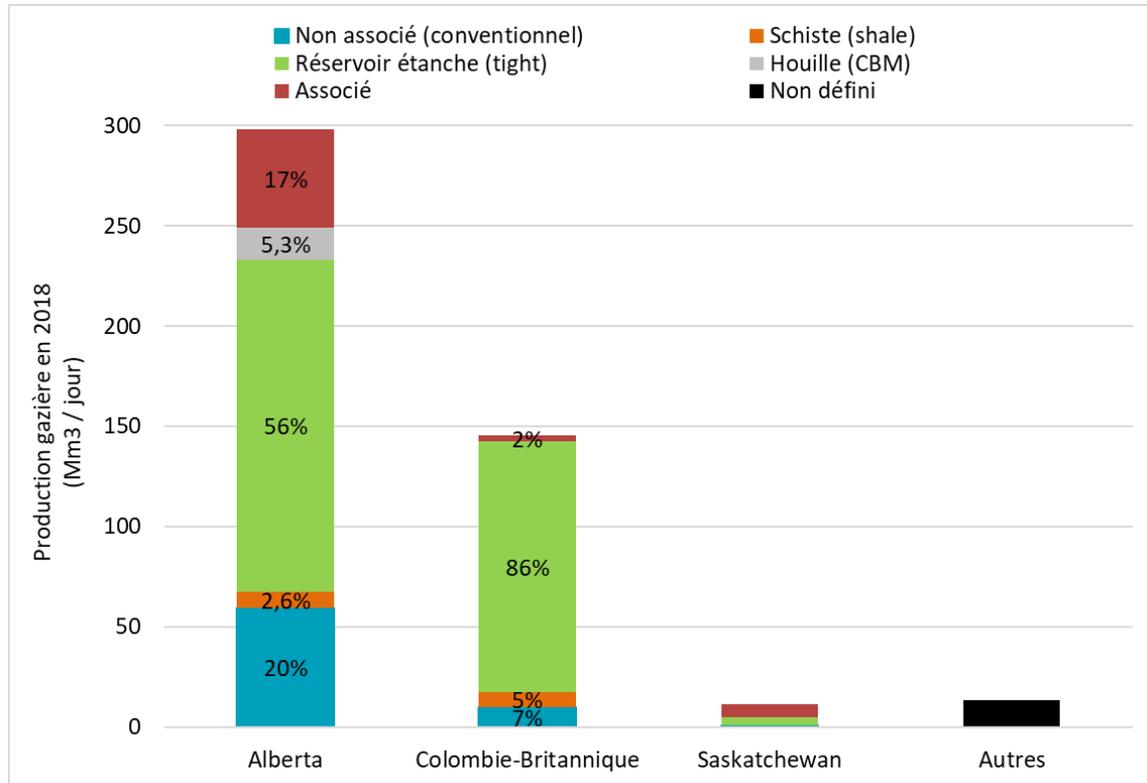


Figure 4-5 : Production de gaz naturel journalière en 2018 (Régie de l'énergie du Canada, 2019).

Note : Le gaz de schiste (shale), de réservoir étanche (tight) et de houille (CBM) sont considérés comme du gaz non conventionnel. Le gaz non associé représente du gaz conventionnel tandis que le gaz associé à la production pétrolière peut être un gaz naturel conventionnel ou non-conventionnel.

Tel que mis en évidence sur la Figure 4-5 :

- L'Alberta et la Colombie-Britannique représentent la presque totalité de la production gazière canadienne.
- L'Alberta produit environ 63% de gaz naturel non conventionnel, dont la majorité (56%) est du gaz de réservoir étanche. L'Alberta produit également du gaz naturel conventionnel (non associé) à hauteur de près de 20%. Considérant la grande proportion de gaz naturel non conventionnel dans le gaz naturel non associé, on peut supposer que le gaz naturel associé provient également de sources non conventionnelles.

⁴³ Source : <https://apps.cer-rec.gc.ca/ftppndc/dflt.aspx?GoCTemplateCulture=en-CA>

- La Colombie-Britannique produit environ 93% de gaz naturel non conventionnel, dont la majorité (86%) est du gaz de réservoir étanche. La part de gaz naturel conventionnel dans la production de Colombie-Britannique est donc estimée à 7%.
- Les autres provinces sont des producteurs gaziers de faible importance.

4.3.3 Modélisation de la production de biogaz

Les scénarios de Cryopeak, Énergir et DGSC utilisant le gaz naturel du réseau de distribution québécois, celui-ci contient 0,54% de gaz naturel issu de biogaz (dont 0,04% sont traités afin de produire du GNR et 0,50% sont directement injectés dans le réseau, voir section 4.3.1). La production de ce biogaz est modélisée selon s'il est produit à partir de lieux d'enfouissement, d'eaux usées ou de matières organiques résidentielles.

Dans le cas des lieux d'enfouissement, aucune activité spécifique n'est mise en place pour produire le biogaz puisque les sites d'enfouissement disposent d'un système de captage. En revanche, plutôt que d'être torché, ce biogaz est injecté dans le réseau gazier. Le modèle comptabilise l'impact du captage de ce biogaz, mais attribue un crédit (des émissions comptées négativement) pour traduire le captage et le torchage évités (par conséquent, l'impact du captage est annulé).

Pour les eaux usées et les matières organiques résidentielles, la production du biogaz est réalisée par une digestion anaérobie. Le digestat obtenu par la digestion anaérobie est ensuite mélangé à du compost (afin d'en réhausser le taux de carbone) puis épandu si sa composition le permet, et enfoui sinon⁴⁴. La production de ce biogaz permet d'éviter l'enfouissement de boues d'épuration et des matières organiques résidentielles. Cet enfouissement évité aurait généré des émissions de biogaz, qui auraient été en partie captées puis torchées, et en partie non captées donc émises à l'atmosphère (selon l'efficacité du système de captage). Afin que les deux scénarios soient fonctionnellement équivalents, l'épandage de fertilisant est considéré dans le scénario d'enfouissement. Dans le cas des eaux usées, une partie des boues usées aurait été incinérée⁴⁵. Cette incinération évitée est également incluse dans le crédit considéré. Les figures Figure 4-6 et Figure 4-7 représentent ces scénarios évité et réalisé. Les éléments indiqués en rouge sont ceux dont les émissions sont comptabilisées positivement, tandis que celles des éléments en vert sont comptabilisées négativement (crédits). Plus de détails sur les données et hypothèses utilisées sont disponibles à l'Annexe G.

⁴⁴ Note : La teneur en carbone du digestat enfoui étant faible voire nulle, il est considéré que son enfouissement ne générera pas d'émissions de GES.

⁴⁵ Source : <http://www.environnement.gouv.qc.ca/matieres/articles/boues-epuration/faq-recyclage-municipales.htm>

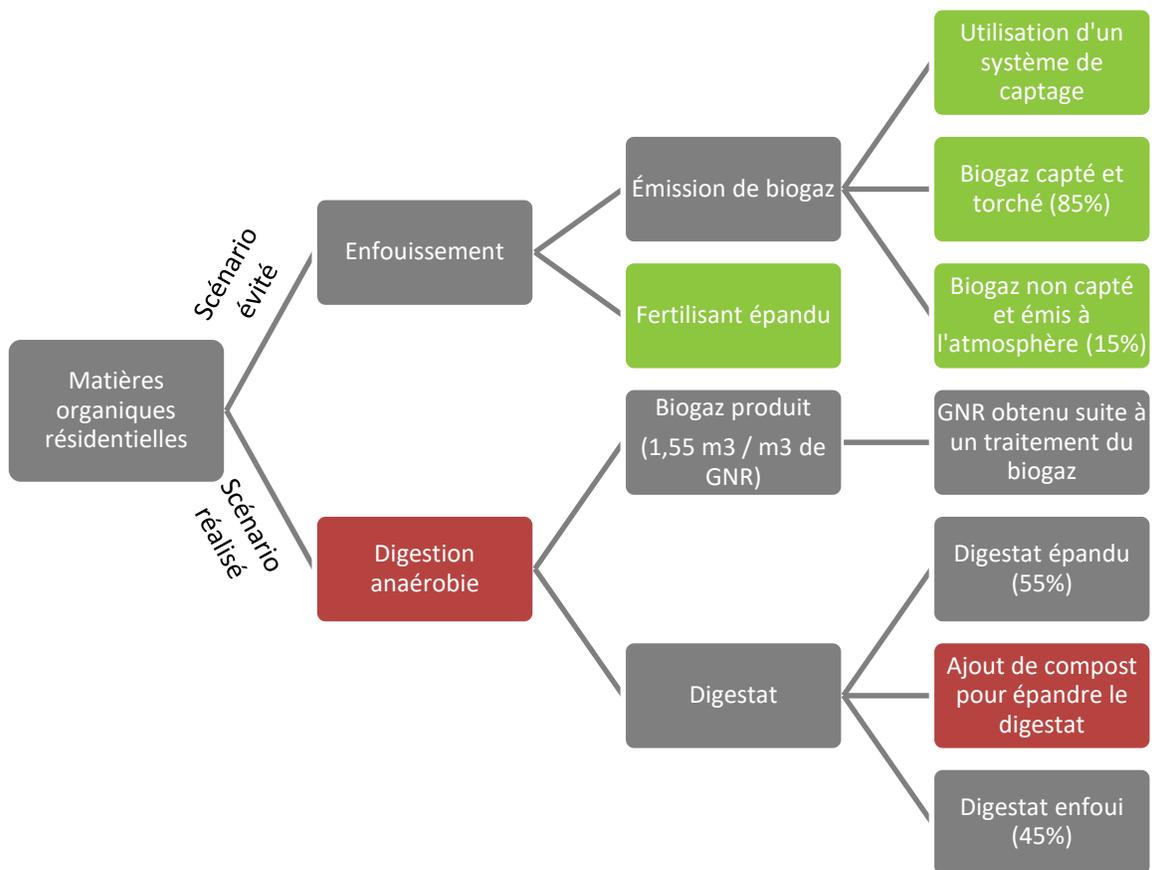


Figure 4-6 : Frontières de l'étape de production pour le GNR issu de matières organiques résidentielles



Figure 4-7 : Frontières de l'étape de production pour le GNR issu des eaux usées

4.4 Évaluation de l'approvisionnement en mazout sur la Côte-Nord du Québec

Cette section décrit la provenance du mazout consommé sur la Côte-Nord du Québec ainsi que l'origine et le type de pétrole à partir duquel il est raffiné.

4.4.1 Provenance du mazout

Le mazout consommé sur la Côte-Nord du Québec peut être raffiné au Québec ou importé depuis des raffineries situées en dehors du Québec. Dans tous les cas, le mazout est acheminé sur la Côte-Nord depuis les ports de Port-Cartier ou de Sept-Îles.

Statistiques Canada a produit plusieurs rapports sur les activités portuaires. Le plus récent fournit les données pour 2011⁴⁶ présentées au tableau suivant. En l'absence de données plus récentes, ces valeurs sont utilisées pour la modélisation. On suppose ainsi qu'il n'y a pas eu de modifications majeures à ces données entre temps.

Tableau 4-5 : Volumes et provenance du mazout déchargé aux ports de la Côte-Nord du Québec en 2011

Port	Port-Cartier	Sept-Îles	Source
Volume déchargé en provenance du Québec (milliers de tonnes)	118,9	235,1	Statistique Canada
Volume déchargé en provenance de l'extérieur du Québec (milliers de tonnes)	0	61	Statistique Canada
Volume déchargé en provenance du Québec (%)	100%	79%	Calculé
Volume déchargé en provenance de l'extérieur du Québec (%)	0%	21%	Calculé
Volume total déchargé (milliers de tonnes)	118,9	296,1	Statistique Canada
Contribution de chaque port dans l'approvisionnement de la région (%)	29%	71%	Calculé

Comme illustré, en 2011 la totalité du mazout déchargé à Port-Cartier et 79% du mazout déchargé au port de Sept-Îles provenait du Québec. Considérant que ces ports ont accueilli respectivement 29% et 71% du mazout arrivant dans la région, on en conclut qu'en 2011, **85% du mazout consommé sur la Côte-Nord du Québec provenait de raffineries du Québec tandis que 15% provenait de raffineries situées en dehors du Québec.**

⁴⁶ Source : <https://www150.statcan.gc.ca/n1/fr/catalogue/54-205-X>

4.4.2 Provenance du pétrole brut raffiné au Québec

Le Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles⁴⁷ (MERN) indique qu'en 2018, le pétrole brut raffiné au Québec provenait à :

- 58 % des États-Unis,
- 39 % de l'Ouest canadien,
- 3 % d'autres pays (essentiellement l'Algérie).

Par ailleurs, les États de l'Énergie du Québec de 2019 et 2020, publiés par la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, fournissent les bilans énergétiques du Québec pour les années 2018 et 2019. Ces bilans montrent que la contribution de l'Algérie dans l'approvisionnement en pétrole brut du Québec a disparu entre les années 2018 et 2019. Ainsi, en 2019, 62% du pétrole brut consommé au Québec provenait des États-Unis et 38% provenait de l'Ouest canadien (voir figure ci-dessous).

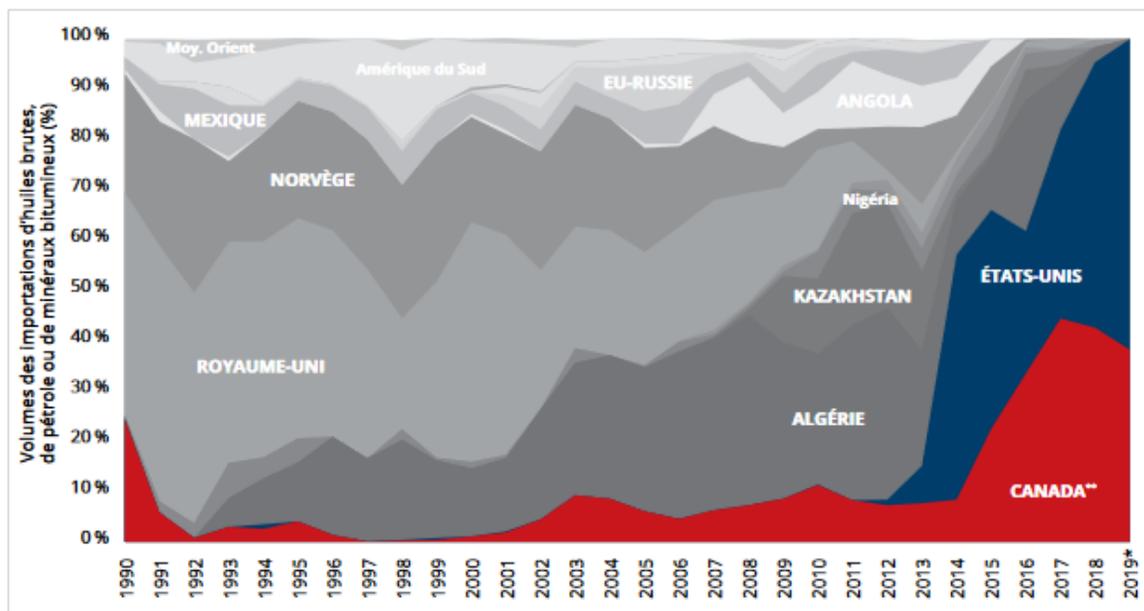


Figure 4-8 : Évolution de la provenance des importations de pétrole brut du Québec, entre 1990 et 2018 (HEC Montréal, 2020).

Il est par conséquent supposé qu'en 2019, l'approvisionnement en pétrole brut des raffineries du Québec provenait environ à :

- 60% des États-Unis
- 40% de l'Ouest canadien

⁴⁷ Source : <https://mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques-energetiques/importations-exportations-petrole-brut/>

D'autre part, la Régie de l'énergie du Canada fournit une estimation des types de pétrole entrant dans les raffineries québécoises pour l'année 2018 (voir Figure 4-9).

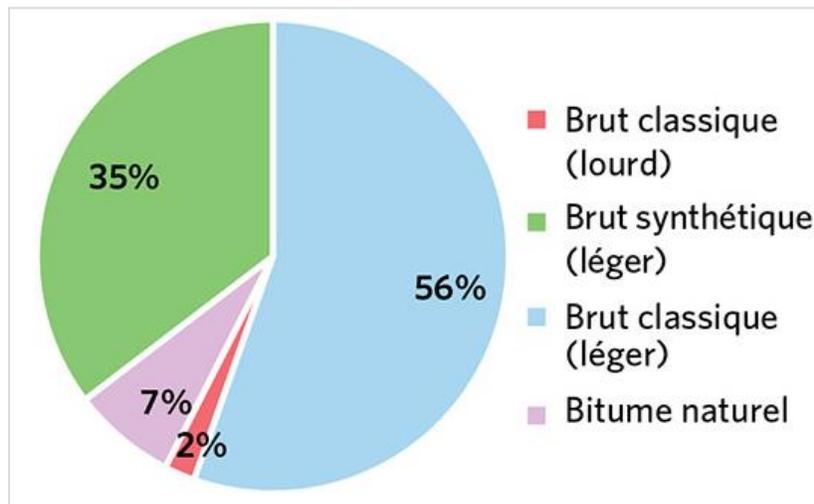


Figure 4-9 : Approvisionnement des raffineries du Québec par type de brut en 2018 (Régie de l'énergie du Canada, 2019).

Afin de combiner les données sur l'origine géographique et le type de pétrole raffiné au Québec, des informations sur la production pétrolière du Canada et des États-Unis sont utilisées.

En effet, au Canada, en 2019, la production de pétrole brut est estimée par la Régie de l'énergie du Canada à : 39% de pétrole provenant des sables bitumineux sans « upgrading » (essentiellement du bitume naturel), 24% du pétrole provenant de sable bitumineux avec « upgrading » (essentiellement du brut synthétique), 17% de pétrole brut conventionnel léger, 11% de pétrole brut conventionnel lourd et 9% de condensats.

Aux États-Unis, en mai 2019, 69% du pétrole produit était du pétrole de schiste (« shale oil »), dont la composition se rapproche du pétrole léger conventionnel, 15,7% de la production venait du golfe du Mexique, 7,6% étaient catégorisés comme « Autres », 3,9% venaient de l'Alaska et 3,7% de la Californie (Oil sands magazine, 2019a). La production totale des États-Unis est ainsi évaluée à 88% de pétrole brut léger et 12% de pétrole brut intermédiaire (EIA, 2015).

En combinant ces informations avec celles relatives à la production de pétrole présentées plus tôt, il est possible de construire un approvisionnement à la fois par type de pétrole et selon la provenance du pétrole brut :

- Considérant l'absence de pétrole brut lourd dans la production pétrolière des États-Unis, on suppose que la totalité du pétrole brut lourd entrant dans les raffineries québécoises (soit 2% des entrants) provient de l'Ouest canadien.
- Considérant l'absence de pétrole brut en provenance des sables bitumineux dans la production pétrolière États-Unis, on suppose que les produits qui en sont issus – soit le brut synthétique (35%) et le bitume naturel (7%) – proviennent également de l'Ouest canadien.
- Enfin, la provenance du pétrole brut classique (léger) est déterminée de sorte à respecter l'évaluation de l'origine géographique du pétrole raffiné présentée plus tôt. La totalité (56%) du pétrole brut classique est ainsi supposée provenir des États-Unis.

4.4.3 Provenance du mazout importé

Pour ce qui est du mazout importé, il n'existe pas de données spécifiques au mazout, mais Ressources Naturelles Canada⁴⁸ (NRCAN) indique que les produits raffinés importés par le Canada proviennent à :

- 71% des États-Unis
- 8% des Pays-Bas
- 3% du Royaume-Uni
- 2% de la Belgique
- 16% d'autres pays non cités

En l'absence de donnée plus spécifique, ces informations sont supposées valides pour le cas du Québec. Une fois mises à l'échelle, la provenance du mazout importé est estimée à :

- 85% des États-Unis
- 15% d'Europe

4.4.4 Provenance et type de pétrole raffiné aux États-Unis

L'Agence d'information sur l'énergie américaine⁴⁹ (EIA) fournit un portrait de l'origine géographique du pétrole raffiné aux États-Unis (voir figure ci-dessous).

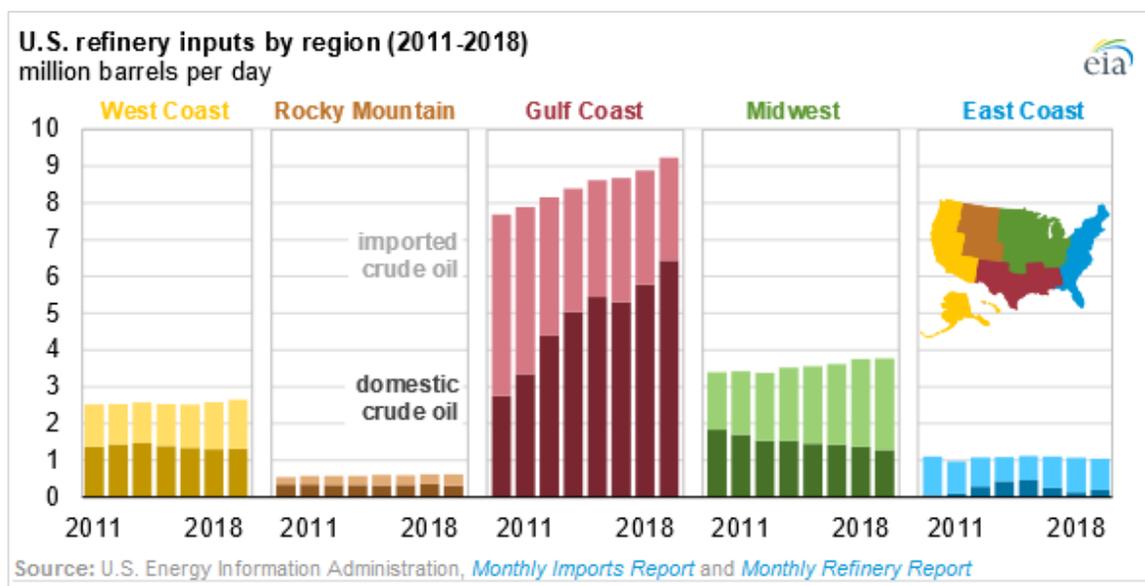


Figure 4-10 : Parts de pétrole issues de la production domestique et issues d'importations entrant dans les raffineries des États-Unis entre 2011 et 2018 (EIA, 2020)

Les couleurs sombres représentent le pétrole produit aux États-Unis, et les couleurs plus claires le pétrole importé.

⁴⁸ Source : <https://www.rncan.gc.ca/science-donnees/donnees-analyse/donnees-analyse-energetiques/faits-saillants-sur-lenergie/faits-produits-petroliers/20076>

⁴⁹ Source : <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41653>

Tel qu'observé, en moyenne sur les différentes régions, environ 50% du pétrole brut raffiné aux États-Unis est importé.

D'après la même source d'information, 99% de ces importations viennent du Canada.

Le pétrole entrant dans les raffineries des États-Unis est ainsi supposé provenir à :

- 50% des États-Unis
- 50% du Canada.

Le pétrole extrait aux États-Unis a été modélisé par du pétrole brut conventionnel, en l'absence d'autres informations dans la base de données ecoinvent.

Aux États-Unis, la dépendance au pétrole non conventionnel peut être importante (elle est évaluée à près de 69% (Oil sands magazine, 2019a)). Des résultats récents du National Agronne Laboratory (2015) ont conclu que les émissions de GES associées à la production de pétrole de schiste dans les gisements du Bakken et d'Eagle Ford étaient semblables à celles générées dans les réserves de pétrole brut conventionnelles. Ces résultats ont été corroborés par Laurenzi et coll. (2016) qui ont conclu que les émissions de GES du cycle de vie de Bakken sont comparables à celles d'autres pétroles bruts raffinés aux États-Unis puisque les émissions de GES associées au torchage sont largement compensées par un processus de raffinage moins intensif (en raison des propriétés physiques de ce pétrole de schiste). Par conséquent, la modélisation du pétrole de schiste par du pétrole conventionnel n'influe pas significativement sur les résultats d'indicateurs environnementaux (à tout le moins pour les GES).

Pour le pétrole extrait au Canada, les données de production de la Régie de l'énergie du Canada⁵⁰ sont utilisées.

L'origine et le type de pétrole raffiné aux États-Unis sont ainsi évalués comme suit :

Tableau 4-6 : Origine et type de pétrole raffiné aux États-Unis

Type de pétrole modélisé	Lieu d'extraction	Part dans la production canadienne (%)	Part entrante dans les raffineries des États-Unis (%)
Pétrole brut conventionnel	Ouest canadien	11%	6%
Bitume dilué	Ouest canadien	20%	10%
Gaz de pétrole liquéfié (LPG)	Ouest canadien	8%	4%
Bitume in situ CSS	Ouest canadien	7%	3%
Bitume in situ SAGD	Ouest canadien	20%	10%
Bitume enrichi (SCO)	Ouest canadien	34%	17%
Pétrole brut conventionnel	États-Unis	N/A	50%

4.4.5 Provenance et type de pétrole raffiné en Europe

Afin de déterminer l'origine du pétrole raffiné en Europe, les données d'Eurostat⁵¹ sont utilisées. Celles-ci fournissent les volumes de pétrole brut importés par l'Europe en 2018 (incluant le pétrole extrait dans les pays européens).

Il s'avère qu'en 2018, 50 pays ont fourni du pétrole brut à l'Europe. Afin de simplifier la modélisation, seuls les pays représentant plus de 3% des importations sont modélisés.

Le tableau suivant illustre les données utilisées, les contributions évaluées partir de ces données et la localisation *ecoinvent* utilisée pour représenter chaque part de l'approvisionnement.

⁵⁰ Source : <https://apps.cer-rec.gc.ca/ftppndc/dflt.aspx?GoCTemplateCulture=en-CA>

⁵¹ Source : <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html>

Tableau 4-7 : Modélisation de l'origine du pétrole raffiné en Europe en 2018

Pays d'origine	Milliers de tonnes importées en 2018	Contribution aux importations de 2018	Contribution mise à l'échelle pour les contributions supérieures à 3%	Proxy ecoinvent
Total	512 532,379	-	-	-
Russie	151 648,915	30%	35%	RU - Russia
Iraq	43 998,103	9%	10%	RME - Middle East
Arabie Saoudite	37 774,543	7%	9%	RME - Middle East
Norvège	36 724,353	7%	8%	NO - Norway
Kazakhstan	36 488,354	7%	8%	RME - Middle East
Nigeria	35 904,121	7%	8%	NG - Nigeria
Libye	31 182,472	6%	7%	RAF - Africa
Azerbaïdjan	23 332,176	5%	5%	RME - Middle East
Iran	19 974,811	4%	5%	RME - Middle East
Royaume-Uni	19 972,126	4%	5%	GB - United Kingdom

4.5 Données et hypothèses principales utilisées

Les données principales utilisées pour la modélisation sont données dans les deux tableaux de cette section. Plus de détails sur les données et hypothèses sont présentés à l'Annexe G. L'Annexe C, quant à elle, présente les processus *ecoinvent* employés pour modéliser les systèmes.

Les principales informations associées aux systèmes de gaz naturel font référence à l'origine du gaz naturel permettant d'ajuster la production du gaz naturel et les émissions fugitives de méthane tout au long du cycle de vie ainsi que l'efficacité de la combustion du gaz naturel.

En ce qui concerne le *gaz naturel consommé pour la liquéfaction*, il est à noter que cette valeur représente la fraction de gaz entrante utilisée pour faire fonctionner les équipements de liquéfaction. La valeur utilisée pour l'unité de liquéfaction de Montréal a été obtenue d'Énergir. Celle pour Elba Island provient de la valeur générique de la base de données *ecoinvent*. Enfin, dans le cas des Cryobox, puisque les équipements sont électriques, la valeur est nulle.

Les principales informations associées aux systèmes de mazout font référence à l'origine du pétrole brut permettant d'ajuster l'extraction du pétrole brut et le raffinage ainsi que l'efficacité de la combustion du mazout.

Tableau 4-8 : Récapitulatif des principales données utilisées pour les systèmes de GNL

Étape	Information	Avenir LNG	Cryopeak	Énergir	DGSC
Approvisionnement	Gisement d'origine	50% Haynesville + 50% Marcellus	Voir tableau sur l'origine du gaz distribué au Québec		
	Émissions fugitives	Voir Tableau 4-1			
Transmission	Distance	Voir tableau sur les distances de transmission selon le gisement d'origine			
	Émissions fugitives	Voir Tableau 4-1			
Distribution	Distance	Pas de distribution	Voir tableau sur les distances de distribution selon le gisement d'origine		
	Émissions fugitives		Voir Tableau 4-1		
Liquéfaction	Lieu	Elba Island (Géorgie)	Montréal	Montréal	Saguenay
	Technologie	Conventionnelle	Conventionnelle	Conventionnelle	Cryobox (moteur électrique)
	GN consommé pour la liquéfaction	13%	4%	4%	aucune
	Stockage	3 jours en réservoir cryogénique			
Transport	Moyen de transport	Méthanier + Camion-citerne	Camion-citerne	Iso-conteneurs + Méthanier + Camion-citerne	Camion-citerne
	Distance parcourue en iso-conteneur	N/A	N/A	250 km (Montréal → Québec)	N/A
	Distance parcourue en méthanier	3200 km (Elba Island → Port-Cartier)	N/A	500 km (Québec → Port-Cartier ou Sept-îles)	N/A
	Distance parcourue en camion-citerne	30 km (Port-Cartier → Regazéification)	900 km (Montréal → Regazéification)	30 km (Port-Cartier ou Sept-îles → Regazéification)	500 km (Saguenay → Regazéification)
Regazéification	Lieu	Côte-Nord, localisation supposée à égale distance (30 km) de Port-Cartier et du port de Sept-îles			
	Stockage	3 jours en réservoir cryogénique			
	Pertes	aucune			
Utilisation	Lieu	Côte-Nord, localisation supposée à égale distance (30 km) de Port-Cartier et du port de Sept-îles			
	Technologie	Moyenne québécoise pour la génération de chaleur industrielle			
	Efficacité du transfert de chaleur	80% pour les chaudières ; 60% pour les fours industriels			

Tableau 4-9 : Récapitulatif des principales données utilisées pour les systèmes de mazout

Étape	Information	Mazout léger	Mazout lourd
Approvisionnement	Part de mazout raffiné au Québec	85%	
	Part de mazout importé des États-Unis	13%	
	Part de mazout importé d'Europe	2%	
	Origine du pétrole pour le mazout raffiné au Québec	Voir section 4.3.2	
	Origine du pétrole pour le mazout importé des États-Unis	Voir Tableau 4-4	
	Origine du pétrole pour le mazout importé d'Europe	Voir Tableau 4-5	
Transmission du pétrole brut	Distance pour le mazout raffiné au Québec	2700 km au Canada + 1900 km aux États-Unis pour le pétrole de l'Ouest canadien ; 2000 km aux États-Unis + 200 km au Québec pour le pétrole des États-Unis	
	Distance pour le mazout importé des États-Unis	10 km aux États-Unis	
	Distance pour le mazout importé d'Europe	1195 km hors Europe (moyenne selon l'approvisionnement) + 1500 km en Europe	
	Pertes	aucune	
Transport maritime du pétrole brut	Distance pour le mazout raffiné au Québec	0 km	
	Distance pour le mazout importé des États-Unis	0 km	
	Distance pour le mazout importé d'Europe	1543 km (moyenne selon l'approvisionnement)	
	Pertes	aucune	
Raffinage	Technologie	Raffinage de mazout léger	Raffinage de mazout lourd
	Pertes	aucune	
Transmission du mazout	Distance pour le mazout raffiné au Québec	10 km au Québec	
	Distance pour le mazout importé des États-Unis	2000 km aux États-Unis + 200 km au Québec	
	Distance pour le mazout importé d'Europe	10 km en Europe	
	Pertes	aucune	
Transport maritime du mazout	Distance pour le mazout raffiné au Québec	700 km	
	Distance pour le mazout importé des États-Unis	700 km	
	Distance pour le mazout importé d'Europe	5200 km	
	Pertes	aucune	
Transport routier du mazout	Distance	30 km	
	Pertes	aucune	
Utilisation du mazout	Technologie	Four industriel conventionnel (émissions de combustion du mazout léger)	Four industriel conventionnel (émissions de combustion du mazout lourd)
	Efficacité (combustion et transfert de chaleur)	92% (valeur fournie par le mandataire)	
	Lieu	Localisation supposée à égale distance (30 km) de Port-Cartier et du port de Sept-îles	

5 Résultats obtenus

Cette section présente la comparaison des résultats d'indicateurs environnementaux et détaille les différentes contributions à ces résultats.

5.1 Résultats obtenus sur l'ensemble des indicateurs environnementaux

Les tableaux Tableau 5-1 et Tableau 5-2 présentent l'ensemble des résultats d'indicateurs environnementaux obtenus pour les six scénarios à l'étude. La méthode d'évaluation des impacts utilisée est IMPACT World+.

Afin de faciliter l'interprétation de ces résultats, le Tableau 5-4 présente les résultats normalisés. Pour chacune des lignes du tableau (c'est-à-dire chacun des indicateurs), une valeur de 100% est attribuée au résultat maximal, et les autres résultats obtenus sont exprimés en pourcentage de ce résultat maximal.

Tableau 5-1 : Résultats obtenus sur les indicateurs de niveau « problèmes » – méthode IMPACT World+ version 1.28
UF : Fournir 1 MJ de chaleur industrielle sur la Côte-Nord du Québec en 2020 (orange = résultat maximal, vert = résultat minimal)

Catégorie	Unité	Mazout léger	Mazout lourd	Avenir LNG	Cryopeak	Énergir	DGSC
Changement climatique, court terme	kg éq. CO ₂	1,03E-01	1,07E-01	9,13E-02	9,31E-02	9,05E-02	8,45E-02
	% différence au scénario max	4%	0%	15%	13%	15%	21%
Changement climatique, long terme	kg éq. CO ₂	1,02E-01	1,06E-01	8,67E-02	8,63E-02	8,38E-02	8,02E-02
	% différence au scénario max	4%	0%	18%	19%	21%	24%
Utilisation d'énergie fossile et nucléaire	MJ primaire	1,12E+00	1,07E+00	1,67E+00	1,73E+00	1,71E+00	1,63E+00
	% différence au scénario max	35%	38%	3%	0%	1%	6%
Utilisation des ressources minérales	kg indisponible	3,24E-04	3,12E-04	1,14E-03	1,21E-03	1,16E-03	1,04E-03
	% différence au scénario max	73%	74%	6%	0%	4%	14%
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. COVNM	1,24E-04	2,02E-04	8,26E-05	1,03E-04	8,98E-05	8,72E-05
	% différence au scénario max	39%	0%	59%	49%	56%	57%
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,77E-08	1,68E-08	9,42E-10	1,76E-09	1,09E-09	1,27E-09
	% différence au scénario max	0%	5%	95%	90%	94%	93%
Écotoxicité aquatique	UCTe	5,52E+01	5,40E+01	5,02E+01	6,53E+01	6,15E+01	6,23E+01
	% différence au scénario max	15%	17%	23%	0%	6%	5%
Toxicité humaine, effets cancérigènes	UCTh	9,72E-10	1,02E-09	2,18E-09	2,39E-09	2,32E-09	2,13E-09
	% différence au scénario max	59%	57%	9%	0%	3%	11%
Toxicité humaine, effets non cancérigènes	UCTh	2,90E-09	4,97E-09	3,00E-09	3,43E-09	3,18E-09	3,01E-09
	% différence au scénario max	42%	0%	40%	31%	36%	39%
Rareté de l'eau	m ³ éq. mondial	3,34E-03	3,46E-03	3,63E-03	3,89E-03	3,63E-03	5,63E-03
	% différence au scénario max	41%	39%	36%	31%	36%	0%
Acidification aquatique	kg éq. SO ₂	4,18E-10	1,48E-09	1,40E-10	1,79E-10	1,57E-10	1,54E-10
	% différence au scénario max	72%	0%	91%	88%	89%	90%
Acidification terrestre	kg éq. SO ₂	3,37E-07	1,17E-06	1,18E-07	1,50E-07	1,32E-07	1,29E-07
	% différence au scénario max	71%	0%	90%	87%	89%	89%
Eutrophisation aquatique (eau douce)	kg éq. PO ₄ P-lim	6,56E-07	5,55E-07	2,08E-07	3,28E-07	2,25E-07	2,50E-07
	% différence au scénario max	0%	15%	68%	50%	66%	62%
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,52E-06	3,29E-06	1,56E-06	1,89E-06	1,65E-06	1,62E-06
	% différence au scénario max	23%	0%	53%	43%	50%	51%

Catégorie	Unité	Mazout léger	Mazout lourd	Avenir LNG	Cryopeak	Énergir	DGSC
Transformation des terres, biodiversité	m ² éq. terre arable	7,73E-06	9,26E-06	8,82E-06	9,58E-06	8,94E-06	2,20E-05
	% différence au scénario max	65%	58%	60%	56%	59%	0%
Occupation des terres, biodiversité	m ² éq. terre arable*an	2,15E-04	4,13E-04	4,12E-04	5,23E-04	4,39E-04	1,74E-03
	% différence au scénario max	88%	76%	76%	70%	75%	0%
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,18E-05	4,91E-05	6,63E-06	6,90E-06	5,89E-06	5,82E-06
	% différence au scénario max	76%	0%	86%	86%	88%	88%
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,46E-01	1,38E-01	8,78E-02	7,32E-02	5,29E-02	6,75E-02
	% différence au scénario max	0%	5%	40%	50%	64%	54%

Note : La catégorie *Changement climatique, court terme* évalue les émissions de gaz à effet de serre (GES) sur la totalité du cycle de vie (de l'extraction des ressources à leur combustion) en se basant sur le pouvoir de réchauffement global sur un horizon de 100 ans (PRG 100). Ce PRG 100 est l'indicateur communément utilisé pour les évaluations d'empreintes carbone. La catégorie *Changement climatique, long terme* évalue quant à elle les effets à plus long terme, en se basant sur l'augmentation potentielle de température moyenne globale sur un horizon de 100 ans (PTG 100). Le PTG 100 est en effet recommandé comme proxy pour l'évaluation des effets à long terme, afin de remplacer le PRG présentant des incertitudes importantes sur les horizons de temps éloignés.

Pour plus de détails, consulter la documentation de la méthode IMPACT World+ à l'adresse : <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-019-01583-0>.

Comme illustré au tableau précédent, aucun scénario n'obtient le résultat le plus faible sur la totalité des indicateurs. Aucun scénario n'obtient non plus le résultat maximal sur la totalité des indicateurs.

En revanche, il est possible d'observer que pour la plupart des indicateurs, les résultats se distinguent en deux plages de valeurs selon s'il s'agit d'un scénario de mazout ou de GNL.

Note : Les résultats détaillés présentés à l'Annexe E illustrent les remarques faites ci-après.

En effet, les résultats obtenus par les scénarios de GNL sont plus faibles que ceux des obtenus par les scénarios de mazout pour les indicateurs de niveau « problèmes » suivants :

- *Changement climatique court terme et long terme* (résultats de GNL environ 20% plus faibles), principalement du fait des émissions de GES (très majoritairement du dioxyde de carbone) lors de la combustion, plus importantes pour le mazout que pour le gaz naturel
- *Formation d'oxydant photochimique* (résultats de GNL environ 40% plus faibles), principalement car la combustion du mazout émet plus d'oxydes d'azote que la combustion du GNL. En effet, pour le mazout lourd, l'utilisation représente 72% du résultat sur cet indicateur, dont 90% sont dus aux oxydes d'azote émis.
- *Appauvrissement de la couche d'ozone* (résultats de GNL environ 10 fois plus faibles), majoritairement du fait que les scénarios de mazout induisent des émissions de bromotrifluorométhane (un halon) lors de l'extraction du pétrole brut.
- *Acidification aquatique et Acidification terrestre* (résultats de GNL environ 90% plus faibles), pour lesquels la combustion du mazout est le principal contributeur, en raison de l'absence ou presque d'émissions de dioxyde de soufre lors de la combustion du gaz naturel. La même tendance s'observe sur l'indicateur *Formation de particules*, mais les résultats de GNL sont moins différenciés de celui du mazout léger (environ 12% de différence).
- *Eutrophisation de l'eau douce* (résultats de GNL plus faibles de 50% (Cryopeak) à 68% (Avenir LNG)) du fait des émissions de phosphore moins élevées sur la totalité des scénarios de GNL. Pour les scénarios de GNL, ces émissions ont lieu pour l'extraction du gaz naturel fossile (50% à 80% du résultat selon le scénario GNL) et pour le transport (10% à 50% selon le scénario GNL). Pour les scénarios de mazout, les étapes responsables des émissions sont l'extraction (environ 60%) et le raffinage (environ 30%).
- *Eutrophisation marine* (résultats de GNL environ 50% plus faibles), principalement du fait des émissions d'oxydes d'azote plus élevées lors de la combustion du mazout
- *Formation de particules* (résultats de GNL 86% plus faibles que le résultat du mazout lourd et 41% plus faibles que le résultat du mazout léger) : le résultat du mazout lourd est expliqué à 90% par l'utilisation, pour laquelle les émissions directes de SO₂, de particules, et de NOx (oxydes d'azote) représentent respectivement 62%, 35% et 3% du résultat.
- *Radiations ionisantes* (résultats de GNL environ 50% plus faibles). Cet indicateur traduit principalement la présence d'énergie nucléaire dans l'électricité consommée. La variation s'explique donc par l'absence d'énergie nucléaire (à l'exception des importations provenant des provinces et états voisins – notamment l'Ontario) dans le mix électrique québécois, contrairement à l'Europe et aux États-Unis.

À l'inverse, les scénarios de mazout obtiennent des résultats inférieurs à ceux des scénarios de GNL pour les indicateurs de niveau « problèmes » :

- *Utilisation d'énergie fossile et nucléaire* (résultats de mazout environ 30% plus faibles). Pour tous les scénarios, plus de 90% du résultat est dû à l'extraction des ressources fossiles. Le reste a trait au raffinage pour le mazout, et au transport et à la transmission pour le GNL. Le résultat obtenu est plus élevé pour le scénario Cryopeak car au-delà de l'impact de l'extraction du gaz fossile, la totalité du transport est réalisé par camion-citerne (dont la consommation énergétique est plus élevée que celle des méthaniers).
- *Utilisation de ressources minérales* (résultats de mazout 70% plus faibles), suivant les mêmes tendances que l'indicateur *Utilisation d'énergie fossile et nucléaire*. Pour les scénarios de GNL, 53% à 62% du résultat est dû à l'étape d'extraction, en particulier du fait de l'utilisation de fer lors des travaux miniers. Le résultat obtenu par le scénario Cryopeak est le plus élevé car ce scénario utilise beaucoup plus de transport routier (camion-citerne et iso-conteneur) que les autres, or la production d'un camion rapportée à une tonne-kilomètre transportée induit davantage l'utilisation de ressources minérales (fer en particulier) que la production d'un méthanier rapportée à une tonne-kilomètre transportée.
- *Toxicité humaine, effets cancérigènes* (résultats de mazout 50% plus faibles) pour lequel l'extraction des ressources fossiles est responsable de la moitié du résultat, pour les six scénarios. Le premier contributeur (30%) aux résultats d'extraction pour les scénarios de GNL est l'enfouissement des scories (résidus solides de métallurgie).

La distinction entre les scénarios de GNL et ceux de mazout est en revanche moins franche sur les indicateurs :

- *Écotoxicité aquatique* (12% de différence entre les scénarios, à l'exception d'Avenir LNG). Le résultat plus faible obtenu par Avenir LNG est en partie dû au fait qu'il n'utilise pas de transport routier (mais uniquement du transport par méthanier). Il est à noter que les résultats obtenus sur cet indicateur reflètent principalement des émissions à très long terme de particules présentes dans l'air qui se déposeraient ultimement dans l'eau. Exclure ces émissions à long terme peut réduire drastiquement les résultats obtenus sur cet indicateur (par exemple, pour l'extraction de pétrole brut, le résultat est réduit d'un facteur 15).
- *Rareté de l'eau, Transformation des terres et Occupation des terres* (moins de 15% de différence à l'exception de DGSC). Le résultat plus élevé du scénario DGSC s'explique par son utilisation d'électricité québécoise (donc d'hydroélectricité) pour la liquéfaction.
- *Toxicité humaine, effets non cancérigènes*, (moins de 10% de différence, à l'exception du mazout lourd). Dans le cas du mazout lourd, les émissions de plomb lors de la combustion sont responsables de 77% du résultat de l'utilisation soit 49% du résultat total.

Ainsi, l'interprétation des résultats au niveau « problèmes » est relativement complexe du fait du nombre important d'indicateurs considérés. Le Tableau 5-2 présente donc les résultats obtenus sur les deux indicateurs de niveau « dommages » de la méthode IMPACTWorld+ : *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes*.

Tableau 5-2 : Résultats obtenus sur les indicateurs de dommages – méthode IMPACT World+ version 1.46
UF : Fournir 1 MJ de chaleur industrielle sur la Côte-Nord du Québec en 2020
 (orange = résultat maximal, vert = résultat minimal)

Catégorie	Unité	Mazout léger	Mazout lourd	Avenir LNG	Cryopeak	Énergir	DGSC
Santé humaine	DALY	4,01E-07	4,64E-07	3,44E-07	3,44E-07	3,32E-07	3,19E-07
	% différence au scénario max	14%	0%	26%	26%	28%	31%
Qualité des écosystèmes	PDF.m2.an	1,35E-01	1,45E-01	1,16E-01	1,25E-01	1,20E-01	1,22E-01
	% différence au scénario max	7%	0%	20%	14%	17%	16%

Sur les deux indicateurs de niveau « dommages », les résultats obtenus se distinguent en deux plages de valeurs selon s'il s'agit d'un scénario de mazout ou de GNL.

En effet, les résultats obtenus par les scénarios de mazout (léger et lourd) présentent une différence de 14% et 7%, respectivement pour les indicateurs *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes*. Les résultats des scénarios de GNL sont quant à eux différenciés de 7% et 8%, respectivement pour les indicateurs *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes*.

Lorsqu'on compare les résultats de GNL à ceux des mazouts, pour l'indicateur *Santé humaine* les résultats obtenus par les scénarios de GNL sont 14% à 31% (selon les scénarios comparés) plus faibles que ceux des scénarios de mazout. Pour l'indicateur *Qualité des écosystèmes*, les résultats obtenus par les scénarios de GNL sont 7% à 20% (selon les scénarios comparés) plus faibles que ceux des scénarios de mazout.

Conclusions sur la comparaison des résultats d'indicateurs environnementaux :

- Aucun scénario ne présente un résultat minimal sur l'ensemble des indicateurs
- Aucun scénario ne présente un résultat maximal sur l'ensemble des indicateurs
- Pour 11 des 18 indicateurs de niveau problèmes et les deux indicateurs de dommages, le résultat minimal est obtenu par l'un des scénarios de GNL
- Pour 7 des 18 indicateurs de niveau problèmes, le résultat minimal est obtenu par l'un des scénarios de mazout
- Puisqu'il n'existe pas de façon objective de pondérer les différents indicateurs entre eux, cette étude ne peut pas conclure qu'une des sources d'énergie étudiées (soit le GNL ou le mazout) est préférable à l'autre ni que l'un des six scénarios étudiés est préférable aux autres

5.2 Analyse des contributions pour l'ensemble des indicateurs environnementaux

Afin d'approfondir la comparaison des résultats d'indicateurs environnementaux, les tableaux Tableau 5-3 et Tableau 5-4 présentent les contributions des différentes étapes du cycle de vie aux résultats d'indicateurs. Le Tableau 5-3 présente les contributions des scénarios de GNL tandis que le Tableau 5-4 présente celles des scénarios de mazout. Afin d'illustrer la variabilité des contributions entre les différents scénarios utilisant une même source d'énergie, les contributions minimales et maximales sont présentées.

Tableau 5-3 : Contributions minimales et maximales des étapes du cycle de vie aux résultats obtenus par les scénarios de GNL

Catégorie	Extraction de gaz fossile		Traitement		Transmission		Distribution		Liquéfaction et stockage		Transport		Regazéification et stockage		Utilisation		
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	
Problèmes	Changement climatique, court terme	9%	10%	4%	5%	1%	3%	0%	1%	0%	10%	1%	5%	0%	0%	72%	79%
	Changement climatique, long terme	6%	7%	3%	4%	1%	3%	0%	0%	0%	10%	2%	5%	0%	0%	77%	83%
	Utilisation d'énergie fossile et nucléaire	93%	96%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	4%	0%	0%	0%	0%
	Utilisation des ressources minérales	53%	62%	8%	9%	4%	9%	0%	3%	3%	12%	1%	8%	9%	11%	1%	1%
	Formation d'oxydant photochimique	39%	45%	6%	7%	2%	4%	0%	1%	1%	11%	6%	21%	2%	2%	23%	28%
	Appauvrissement de la couche d'ozone	31%	61%	6%	15%	2%	4%	0%	1%	1%	3%	15%	57%	1%	3%	0%	0%
	Écotoxicité aquatique	33%	44%	40%	48%	2%	3%	0%	1%	4%	7%	3%	10%	4%	5%	1%	1%
	Toxicité humaine, effets cancérigènes	54%	64%	13%	17%	3%	7%	0%	2%	2%	9%	1%	6%	6%	7%	2%	2%
	Toxicité humaine, effets non cancér.	46%	56%	22%	25%	2%	4%	0%	1%	3%	9%	3%	12%	5%	5%	3%	3%
	Rareté de l'eau	37%	64%	6%	10%	2%	5%	0%	2%	3%	38%	2%	11%	6%	9%	6%	9%
	Acidification aquatique	42%	48%	13%	15%	2%	3%	0%	1%	1%	7%	9%	21%	2%	3%	15%	17%
	Acidification terrestre	41%	48%	13%	15%	2%	3%	0%	1%	2%	8%	9%	21%	2%	3%	15%	18%
	Eutrophisation aquatique (eau douce)	46%	81%	2%	4%	1%	3%	0%	1%	1%	2%	11%	48%	1%	1%	0%	0%
	Eutrophisation marine	41%	48%	5%	6%	2%	3%	0%	1%	1%	9%	5%	21%	1%	2%	24%	28%
	Transformation des terres, biodiversité	23%	57%	2%	6%	0%	1%	0%	0%	1%	57%	2%	10%	6%	14%	9%	20%
	Occupation des terres, biodiversité	6%	25%	1%	5%	0%	1%	0%	0%	1%	70%	2%	20%	7%	26%	11%	37%
Formation de particules	39%	48%	12%	21%	2%	5%	0%	2%	2%	13%	11%	25%	4%	4%	9%	11%	
Radiations ionisantes	28%	42%	15%	56%	1%	4%	0%	1%	3%	17%	6%	42%	4%	6%	2%	4%	
Dommages	Santé humaine	10%	10%	3%	4%	1%	3%	0%	0%	1%	10%	2%	6%	1%	1%	72%	77%
	Qualité des écosystèmes	15%	17%	12%	18%	1%	3%	0%	1%	4%	9%	2%	7%	2%	2%	52%	57%

Note : L'étape d'extraction de gaz naturel fossile inclut la production de biogaz et les crédits associés à la production de biogaz. Le biogaz et le gaz naturel produit à partir de biogaz représentant 0,54% de l'approvisionnement des scénarios Cryopeak, Énergir et DGSC, et étant absent du scénario Avenir LNG, les résultats de cette étape sont tout de même majoritairement dus à l'extraction de gaz naturel fossile.

Tableau 5-4 : Contributions minimales et maximales des étapes du cycle de vie aux résultats obtenus par les scénarios de mazout léger et lourd

Catégorie	Extraction du pétrole brut		Transmission du pétrole brut		Transport maritime du pétrole brut		Raffinage		Transmission du mazout		Transport maritime du mazout		Transport routier du mazout		Utilisation du mazout		
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	
Problèmes	Changement climatique, court terme	12%	13%	1%	1%	0%	0%	5%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	78%	81%
	Changement climatique, long terme	12%	13%	1%	1%	0%	0%	5%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	79%	82%
	Utilisation d'énergie fossile et nucléaire	87%	88%	2%	2%	0%	0%	9%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Utilisation des ressources minérales	44%	45%	34%	35%	0%	0%	8%	10%	3%	3%	1%	1%	1%	1%	8%	8%
	Formation d'oxydant photochimique	16%	28%	3%	5%	0%	0%	8%	16%	0%	0%	1%	1%	0%	1%	49%	72%
	Appauvrissement de la couche d'ozone	89%	90%	1%	1%	0%	0%	9%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	Écotoxicité aquatique	59%	62%	20%	21%	0%	0%	6%	14%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	4%	9%
	Toxicité humaine, effets cancérigènes	45%	51%	27%	30%	0%	0%	5%	8%	2%	3%	0%	0%	1%	1%	11%	17%
	Toxicité humaine, effets non cancér.	22%	41%	7%	12%	0%	0%	5%	12%	1%	1%	0%	0%	0%	1%	33%	64%
	Rareté de l'eau	18%	20%	13%	14%	0%	0%	60%	63%	1%	1%	0%	0%	0%	1%	4%	5%
	Acidification aquatique	4%	16%	1%	3%	0%	0%	5%	29%	0%	0%	0%	2%	0%	0%	49%	90%
	Acidification Terrestre	4%	16%	1%	3%	0%	0%	5%	28%	0%	0%	0%	2%	0%	0%	49%	89%
	Eutrophisation aquatique (eau douce)	59%	66%	2%	2%	0%	0%	30%	37%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
	Eutrophisation marine	16%	22%	3%	4%	0%	0%	10%	26%	0%	0%	1%	1%	0%	1%	46%	70%
	Transformation des terres, biodiversité	50%	64%	2%	2%	0%	0%	22%	38%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	9%	11%
	Occupation des terres, biodiversité	8%	17%	6%	12%	0%	0%	29%	64%	1%	1%	0%	1%	1%	2%	19%	37%
	Formation de particules	3%	13%	2%	8%	0%	0%	5%	40%	0%	1%	0%	1%	0%	1%	36%	90%
Radiations ionisantes	35%	35%	30%	30%	0%	0%	30%	30%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	
Dommages	Santé humaine	11%	13%	2%	2%	0%	0%	5%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	76%	82%
	Qualité des écosystèmes	22%	25%	5%	6%	0%	0%	7%	7%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	61%	64%

Pour les scénarios de GNL, on observe que l'extraction de gaz naturel fossile est le premier contributeur aux résultats obtenus sur 11 à 14 (selon le scénario) des 18 indicateurs de niveau « problèmes » étudiés. L'extraction du gaz naturel fossile est par ailleurs parmi les trois premiers contributeurs pour 17 à 18 des indicateurs, selon le scénario étudié.

L'utilisation du GNL (c'est-à-dire sa combustion et la récupération de la chaleur) est l'un des trois premiers contributeurs pour 7 à 9 des 18 indicateurs de niveau « problèmes » étudiés, ainsi que pour les deux indicateurs de dommages.

À elles deux, les étapes d'extraction et d'utilisation représentent plus de 50% du résultat pour 12 à 16 (selon le scénario) des 18 indicateurs de niveau « problèmes » étudiés, ainsi que pour les deux indicateurs de dommages.

Le traitement, la liquéfaction et le transport contribuent de façon variable aux résultats d'indicateurs de niveau « problèmes ». En effet, la contribution du traitement varie entre 1% et 56%, celle de la liquéfaction entre 0,2% et 70% et celle du transport entre 1% et 57%. Au niveau des dommages, la contribution de l'étape de traitement varie entre 3% et 18% (selon l'indicateur et le scénario) et les contributions des étapes de liquéfaction et de transport sont inférieures à 10%.

Pour l'ensemble des indicateurs de niveau « problèmes » étudiés, la contribution des étapes de transmission, de distribution et de regazéification n'est jamais parmi les trois plus importantes. En effet, la transmission contribue à moins de 9%, la distribution à moins de 3% et la regazéification à moins de 26% au résultat (cette valeur de 26% n'étant obtenue que pour un indicateur, pour tous les autres la contribution de la regazéification est inférieure à 15%). Au niveau des dommages, la contribution des étapes de transmission, de distribution et de regazéification est inférieure ou égale à 3%.

Note : Le premier contributeur aux résultats obtenus sur la catégorie *Utilisation d'énergie fossile et nucléaire* est l'étape d'extraction du gaz naturel, car la base de données ecoinvent considère que la contribution à l'épuisement de la ressource a lieu lors de son extraction.

Dans le cas des scénarios de mazout, pour tous les indicateurs étudiés, le premier contributeur est soit l'extraction du pétrole brut (c'est le cas pour 8 à 9 des indicateurs de niveau « problèmes » selon le type de mazout), le raffinage (premier contributeur pour 2 des indicateurs de niveau « problèmes ») ou l'utilisation (apparaissant comme le premier contributeur sur 7 à 8 des 20 indicateurs de niveau « problèmes », selon le type de mazout, ainsi que les deux indicateurs de dommages).

À elles trois, ces étapes représentent 60% à 99% des résultats d'indicateurs obtenus sur les scénarios de mazout.

Toujours pour les scénarios de mazout, la contribution de l'étape de transmission du pétrole brut (entre son extraction et le raffinage) contribue de façon variable aux résultats, puisque sa contribution se situe entre 1% et 35% selon l'indicateur et le type de mazout utilisé.

Les contributions des étapes de transmission et de transport du mazout raffiné représentent moins de 5% des résultats, et ce même si elles sont agrégées.

Il est également intéressant d'analyser les variations de contributions, par catégorie d'impact, entre les systèmes de mazout et de gaz naturel.

5.2.1 Substances les plus contributrices aux résultats obtenus par les deux systèmes de mazout

Les indicateurs *Changement climatique, court terme, Changement climatique, long terme, Utilisation d'énergie fossile et nucléaire, Utilisation des ressources minérales, Appauvrissement de la couche d'ozone, Toxicité humaine, effets cancérigènes, Écotoxicité aquatique, Rareté de l'eau, et Radiations ionisantes* présentent essentiellement les mêmes contributions. Par conséquent, les mêmes substances contributrices se retrouvent dans les deux systèmes de mazout.

Pour *Formation d'oxydant photochimique, Acidification aquatique, Acidification terrestre, Eutrophisation marine et Formation de particules*, les deux systèmes de mazout se différencient particulièrement à la phase d'utilisation. En effet :

- *l'Eutrophisation marine* n'a qu'une seule substance contributrice : les NOx (oxydes d'azote)
- pour la *Formation de particules*, les NOx, les SOx (oxydes de soufre) et les particules sont les substances les plus contributrices
- pour *l'Acidification*, les NOx et SOx sont également les substances les plus contributrices
- il en va également de même pour la *Formation d'oxydant photochimique*.

Toute différence au niveau des émissions contribuant à chacun de ces indicateurs entraîne ainsi une variation de résultat pour ces catégories d'impact. Puisque le mazout lourd émet plus de NOx que le mazout léger (et plus que tous les systèmes de GNL), les résultats d'indicateurs obtenus sont plus élevés pour le mazout lourd pour ces catégories.

Pour l'indicateur *Eutrophisation aquatique (eau douce)*, les deux systèmes de mazout se différencient au niveau de la phase d'extraction et du transport. Cette catégorie d'impact n'a qu'une seule substance contributrice : le phosphore. Toute différence au niveau des émissions de phosphore entraîne ainsi une variation de résultat pour cette catégorie d'impact.

En ce qui concerne l'indicateur *Toxicité humaine, effets non cancérigène*, la différence entre le mazout léger et le mazout lourd s'explique par des émissions de combustion du mazout lourd à plus forte teneur en métaux, notamment en plomb, en mercure et en arsenic.

Enfin, pour les indicateurs *Transformation des terres, biodiversité et Occupation des terres, biodiversité*, les scénarios de mazout se différencient principalement à l'étape de raffinage.

5.2.2 Substances les plus contributrices aux résultats obtenus par les quatre systèmes de gaz naturel

Pour les indicateurs *Changement climatique, court terme, Changement climatique, long terme, Utilisation d'énergie fossile et nucléaire* et *Utilisation des ressources minérales* les mêmes contributions aux résultats d'indicateur sont similaires. Ceci est dû au fait que les mêmes substances contributrices se retrouvent dans tous les systèmes du gaz naturel.

Pour *Ecotoxicité aquatique, toxicité humaine, cancer et toxicité humaine, non-cancer*, les résultats diffèrent pour la phase d'extraction et de traitement. De façon générale, les systèmes de gaz

naturel sont essentiellement différenciés par les taux de production des gisements, la composition du gaz naturel (signifiant un traitement potentiellement plus intensif) et les émissions fugitives. Les émissions fugitives de méthane n'ayant pas de contribution à ces catégories d'impact, il est donc possible de conclure que les différences de contributions observées sont dues aux niveaux de production et à l'intensité du traitement, bien que les mêmes substances contribuent aux impacts.

Concernant les indicateurs *Formation d'oxydant photochimique*, *Appauvrissement de la couche d'ozone* et *Émissions de particules*, les résultats présentent des différences pour la phase d'extraction. Les systèmes de GNL se différencient essentiellement par le taux de production des gisements et les émissions fugitives. Les émissions fugitives de méthane n'ayant pas de contribution à ces catégories d'impact, il est donc possible de conclure que les mêmes substances contribuent aux impacts mais, sont influencés dans leur contribution par le niveau de production.

Pour *Rareté de l'eau*, *Transformation des terres, biodiversité* et *Occupation des terres, biodiversité*, la différence entre les systèmes de gaz naturel vient essentiellement de l'étape de liquéfaction. En effet, le système Cryobox requiert de l'électricité québécoise reposant essentiellement sur l'hydroélectricité qui a transformé et occupe de vastes territoires (plus que les autres systèmes à tout le moins) et où il y a une plus grande évaporation de l'eau.

Pour les indicateurs *Acidification aquatique*, *Acidification terrestre* et *Eutrophisation marine*, les résultats sont principalement influencés par les émissions de NOx. Les divergences entre les systèmes de GNL pour le transport du GNL expliquent les différences observées à ce niveau.

En ce qui concerne l'indicateur *Eutrophisation d'eau douce*, les résultats dépendent principalement des émissions de phosphore. Les divergences entre les systèmes de GNL pour transporter le GNL expliquent ainsi les différences observées à ce niveau.

Enfin, pour *Radiations ionisantes* seule l'électricité générée à partir d'énergie nucléaire affecte les résultats. Par conséquent, la plus ou moins grande part de nucléaire dans les bouquets électriques d'arrière-plan des systèmes est responsable de la variation observée.

Conclusions sur l'analyse des contributions aux résultats d'indicateurs environnementaux :

Pour les scénarios de mazout :

- Le premier contributeur aux résultats est toujours soit l'extraction du pétrole, soit le raffinage, soit l'utilisation
- À elles trois ces étapes représentent plus de 60% des résultats obtenus sur tous les indicateurs
- La contribution du transport du pétrole brut entre son extraction et son raffinage est variable (1% à 35%) selon l'indicateur étudié
- La contribution du transport du mazout raffiné est inférieure à 5% sur la totalité des indicateurs étudiés

Pour les scénarios de GNL :

- Les étapes d'extraction du gaz naturel fossile et d'utilisation apparaissent de façon récurrente (mais non systématique) comme des contributeurs importants aux résultats
- Le traitement, la liquéfaction et le transport contribuent de façon très variable (entre 0,2% et 70%) selon l'indicateur et le scénario
- La contribution des étapes de transmission, de distribution et de regazéification n'est jamais parmi les trois plus importantes. Dans la majorité des cas, leur contribution (individuelle) est inférieure à 10%

5.3 Comparaison détaillée des empreintes carbone

Les résultats obtenus par l'analyse du cycle de vie sont les suivants :

Tableau 5-5 : Résultats d'empreinte carbone obtenus

Scénario	Mazout léger	Mazout lourd	Avenir LNG	Cryopeak	Énergir	DGSC
Empreinte carbone (g éq. CO ₂ / MJ de chaleur fournie)	103	107	91	93	91	84

Note : Une empreinte carbone évalue les émissions de gaz à effet de serre (GES) sur la totalité du cycle de vie (de l'extraction des ressources à leur combustion) et considère la chaleur réellement fournie (et non la chaleur produite – le facteur permettant de passer de l'une à l'autre est appelé « efficacité du transfert de chaleur » dans cette étude).

Note : La valeur d'efficacité utilisée pour la phase d'utilisation est de 92% pour tous les scénarios, d'après les valeurs fournies par le mandataire de l'étude. Il est à noter que la littérature rapporte plutôt des valeurs comprises entre 80% à 90%. Les valeurs d'efficacité de cette étude se basent

sur les pouvoirs calorifiques inférieurs (PCI) à des fins de cohérence avec les bases de données d'inventaire du cycle de vie.

Les résultats normalisés par rapport au résultat le plus élevé, ainsi que les contributions à ces résultats sont les suivants :

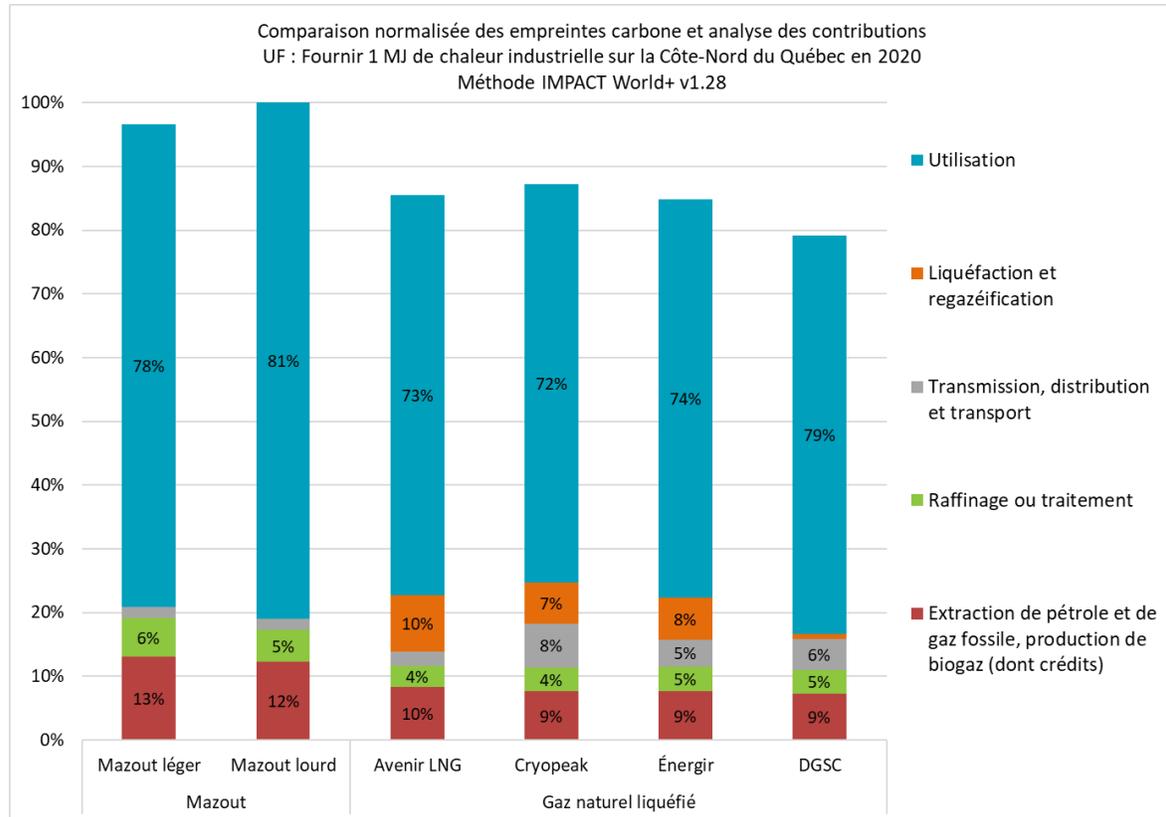


Figure 5-1 : Comparaison normalisée des empreintes carbone obtenues

Note : La légende de la figure fait un parallèle entre certaines étapes du cycle de vie des systèmes de mazout et de GNL. En particulier, l'extraction du pétrole des scénarios de mazout est représentée de la même couleur que l'extraction de gaz naturel fossile et la production de biogaz des systèmes de GNL car ces étapes représentent l'acquisition des ressources énergétiques dans tous les cas. De la même façon, le raffinage du pétrole des scénarios de mazout est représenté de la même couleur que le traitement du gaz naturel fossile et du biogaz (pour en faire du GNR) car elles représentent la transformation de la ressource énergétique en une ressource utilisable.

La figure permet ainsi d'illustrer que parmi les scénarios étudiés, l'empreinte carbone d'un scénario de GNL est 10% à 21% plus faible que celle d'un scénario de mazout.

En revanche, les empreintes carbone des deux scénarios de mazout présentent seulement 3% de différence, et celles des scénarios de GNL présentent 9% de différence. Les empreintes carbone des scénarios Avenir LNG, Cryopeak et Énergir sont très peu différenciées (3% de différence). L'empreinte carbone du scénario DGSC est 7% à 9% plus faible que celle des autres scénarios de GNL.

L'utilisation domine les résultats pour tous les scénarios, puisqu'elle représente 72% à 81% de l'empreinte carbone selon le scénario étudié.

L'étape d'extraction de pétrole, ou d'extraction gaz naturel et de production du biogaz représente 9% à 13% de l'empreinte carbone.

Le raffinage du pétrole ou le traitement du gaz naturel représentent entre 4% et 6% du résultat.

La transmission, la distribution et le transport combinés représentent entre 2% et 8% du résultat.

La présence d'étapes de liquéfaction et de regazéification dans les scénarios de GNL contribue de 1% à 10% à leur empreinte carbone. Cette variation est principalement due à la source d'énergie utilisée : dans le scénario d'Avenir LNG une unité de liquéfaction « conventionnelle » au gaz naturel est utilisée, les scénarios Cryopeak et Énergir sont basés sur les valeurs d'émissions de l'usine de liquéfaction d'Énergir comprenant des émissions de compresseurs, d'incinérateur et de combustion d'équipements fixes tandis que le scénario de DGSC utilise des Cryobox fonctionnant à l'électricité, obtenant ainsi un résultat bien plus faible (environ 20 fois). Enfin, il est à noter que la donnée de liquéfaction aux États-Unis (utilisée pour le scénario Avenir LNG) est issue de la base de données ecoinvent tandis que la donnée de l'usine de liquéfaction située à Montréal (utilisée pour les scénarios Cryopeak et Énergir) provient d'Énergir. Il est à noter que la donnée du terminal de liquéfaction fournie par *ecoinvent* résulte en un bilan carbone similaire au standard de l'industrie (Delphi Group, 2013)⁵².

Conclusions sur la comparaison des empreintes carbone :

- Les deux scénarios de mazout sont très peu différenciés (3% de différence)
- Les empreintes carbone des quatre scénarios de GNL présentent un maximum de 9% de différence, selon les scénarios comparés
- L'empreinte carbone des scénarios de GNL est 10% à 21% plus faible que celle des scénarios de mazout

⁵² Source : https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/environment/climate-change/ind/lng/lng_production_in_british_columbia_-_ghg_emissions_assessment_and_benchmarking_-_may_2013.pdf

5.4 Analyses de contribution détaillées pour l’empreinte carbone

Cette sous-section apporte un plus grand niveau de détail sur les contributions aux empreintes carbone.

5.4.1 Analyse de contribution des scénarios de mazout

La Figure 5-2 illustre la contribution de chaque étape du cycle de vie au résultat obtenu par les scénarios de mazout.

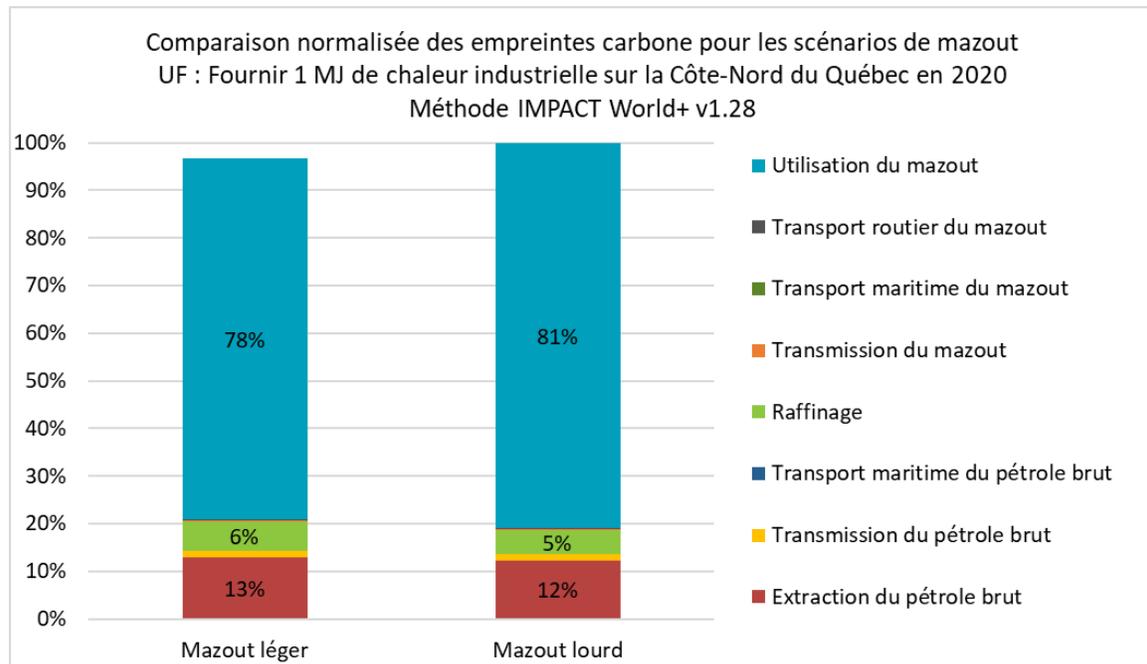


Figure 5-2 : Analyse de contribution des scénarios de mazout

Comme mentionné plus tôt, les deux scénarios de mazout sont très peu différenciés puisque la différence d’empreinte carbone est de 3%.

L’utilisation représente 78% à 81% de l’empreinte carbone. Ce résultat inclut les émissions directes de la combustion ainsi que les émissions associées à l’utilisation des infrastructures (bien que ces dernières soient négligeables face aux émissions directes). Ces émissions directes dépendent du type de mazout brûlé et de la quantité qui est brûlée. Le résultat obtenu est environ 6% plus faible pour le mazout léger bien qu’il faille brûler environ 5% de mazout de plus puisque le pouvoir calorifique du mazout léger est inférieur à celui du mazout lourd.

Le second contributeur à l’empreinte carbone est l’extraction du pétrole, représentant 12% à 13% du résultat total. L’origine géographique du pétrole et les techniques d’extraction sont supposées identiques pour les deux scénarios. La différence de résultat à cette étape est due à la quantité de pétrole extraite, plus élevée dans le cas du mazout léger (puisque son pouvoir calorifique est plus faible).

Le troisième contributeur est l’étape de raffinage, qui représente 5% à 6% de l’empreinte carbone. Le procédé de raffinage du mazout diffère selon s’il s’agit de mazout léger ou de mazout lourd. Le résultat obtenu par le mazout léger est ainsi environ 20% plus élevé que celui du mazout lourd pour cette étape.

Les contributions des étapes de transmission et de transport sont toutes inférieures à 2% et ce même si elles sont agrégées en une seule et même contribution.

5.4.2 Analyse de contribution des scénarios de GNL

La figure ci-dessous illustre la contribution de chaque étape du cycle de vie au résultat obtenu par chaque scénario de GNL.

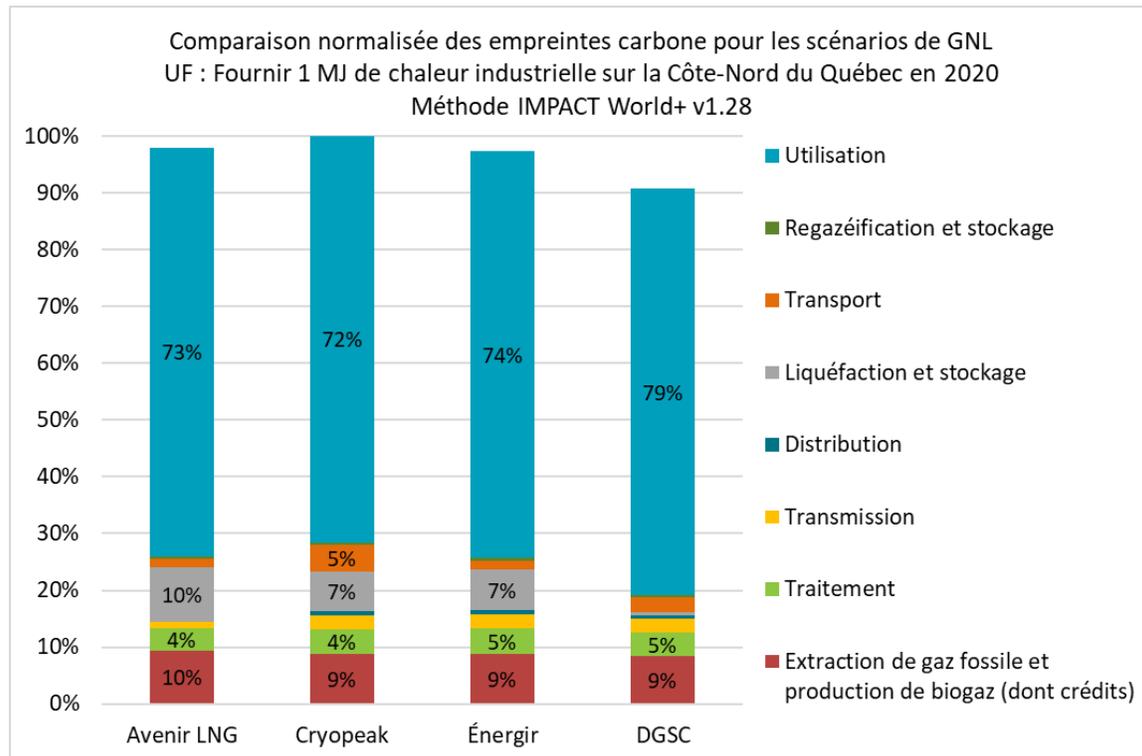


Figure 5-3 : Analyse de contribution des scénarios de GNL

Tel qu'illustré précédemment, les résultats obtenus sont peu différenciés (moins de 10% de différence).

L'étape d'utilisation représente 72% à 79% de l'empreinte carbone des scénarios de GNL. Ce résultat inclut les émissions directes de la combustion ainsi que les émissions associées à l'utilisation des infrastructures (bien que ces dernières soient négligeables face aux émissions directes). Le résultat de cette étape est presque identique pour tous les scénarios, la seule différence résidant dans le fait qu'une partie du carbone émis est biogénique pour les trois scénarios utilisant le gaz naturel du réseau de distribution québécois. En effet et comme mentionné plus tôt, le gaz naturel distribué au Québec contient 0,5% de biogaz et 0,04% de gaz naturel renouvelable (GNR). Le facteur d'émission du CO₂ biogénique de l'indicateur *Changement climatique* (court terme ou long terme) étant nul, cela a tendance à réduire le résultat obtenu sur l'étape d'utilisation (de 0,54% dans notre cas).

Note : La quantité de gaz naturel requise en entrée de l'étape d'utilisation est évaluée en fonction du pouvoir calorifique inférieur (évalué à 35,5 MJ/m³ pour le gaz naturel fossile) et des différents facteurs d'efficacité entrant en jeu (dont l'efficacité du transfert de chaleur).

Pour tous les scénarios, l'extraction du gaz naturel fossile et la production de biogaz contribue à hauteur de 9% à 10% (la part d'approvisionnement issu de biogaz étant de 0,54%, la contribution de cette étape du cycle de vie est majoritairement due à l'extraction de gaz naturel fossile). Il s'agit du deuxième plus important contributeur pour les scénarios Cryopeak, Énergir et DGSC, et du troisième contributeur pour Avenir LNG.

Pour tous les scénarios à l'exception de DGSC, la liquéfaction est parmi les trois premiers contributeurs et représente 7% à 10% de l'empreinte carbone. La différence observée entre le résultat de liquéfaction du scénario Avenir LNG et celui des scénarios Cryopeak et Énergir provient de la consommation de gaz naturel lors de la liquéfaction (respectivement de 13% et 4%). Ces « pertes » représentent la quantité de gaz entrante dans l'unité de liquéfaction et utilisée pour le fonctionnement des compresseurs. Dans le cas de DGSC, le résultat de liquéfaction est beaucoup plus faible car ce sont des équipements électriques qui sont utilisés (Cryobox).

Le résultat de l'étape de transport (camion-citerne, méthanier et iso-conteneur confondus) représente moins de 3% de l'empreinte carbone, à l'exception du scénario Cryopeak où il atteint 5%. Cela est dû au fait que ce scénario fait appel au transport routier sur une bien plus longue distance (900 km contre 30km à 500km pour les autres scénarios). Le facteur d'émission du transport routier (par kilomètre parcouru et par quantité de gaz transporté) est en effet plus élevé que celui du transport par méthanier.

Le résultat de transmission est plus faible dans le scénario Avenir LNG que dans les autres car la distance parcourue l'est également. Dans tous les cas la contribution de la transmission ne dépasse pas 3%.

Les contributions de la distribution et de la regazéification à l'empreinte carbone totale sont inférieures à 1% pour tous les scénarios.

Conclusions sur l'analyse des contributions aux empreintes carbone :

- L'utilisation (c'est-à-dire la combustion et la récupération de la chaleur) est responsable de 72% à 81% des empreintes carbone obtenues.
- Le second contributeur à l'empreinte carbone est l'extraction du pétrole brut pour les scénarios de mazout et l'extraction du gaz naturel fossile pour les scénarios de GNL. Ces étapes représentent 9% à 13% des empreintes carbone.
- Le troisième contributeur à l'empreinte carbone est le raffinage pour les scénarios de mazout (représentant 5% à 6% de l'empreinte), et la liquéfaction (7% à 10% pour les scénarios Avenir LNG, Cryopeak et Énergir) à l'exception du scénario DGSC pour lequel il s'agit du traitement du gaz (5% de l'empreinte).

6 Analyses de sensibilité

L'objectif des analyses de sensibilité est de s'assurer qu'une variation de certains paramètres clefs de l'étude ne remettrait pas en cause ses conclusions. Si les conclusions peuvent être remises en cause, l'objectif est alors de déterminer quelles situations seraient critiques.

Les paramètres testés ici sont :

- La méthode d'évaluation des impacts
- L'horizon temporel de l'indicateur environnemental
- L'efficacité du transfert de chaleur
- L'origine du gaz naturel fossile
- Les émissions fugitives de méthane

Enfin, une analyse de sensibilité dite « combinée » fait varier à la fois l'efficacité du transfert de chaleur, l'origine du gaz naturel fossile et les émissions fugitives de méthane.

Dans toute cette section, la mention du « cas de base » réfère aux résultats de la section 5.

6.1 Analyse de sensibilité sur la méthode d'évaluation des impacts

La méthode d'évaluation utilisée dans le cas de base est IMPACT World+.

Cette analyse évalue et compare les résultats d'indicateurs de la méthode ReCiPe (version 2016 1.02 Hiérarchiste). L'ensemble des résultats normalisés (par rapport au résultat maximal obtenu sur chaque indicateur) obtenus par chacune des méthodes est présenté au Tableau 6-1.

Note : À l'exception de l'indicateur *Changement climatique, court terme*, les deux méthodes diffèrent par les catégories d'impact que les deux méthodes couvrent, les modèles environnementaux sous-jacent, les substances d'inventaire du cycle de vie considérées et l'implantation dans le logiciel ACV Simapro.

Il est à noter que seules les catégories d'impact trouvant un pendant similaire dans les deux méthodes ont été comparées. En effet, certains indicateurs ne trouvent pas leur équivalent d'une méthode à l'autre. Les indicateurs pour lesquels il n'est pas possible d'apporter une comparaison sont ainsi *Acidification de l'eau douce*, *Transformation des terres* pour IMPACT World+, ainsi que *l'Écotoxicité terrestre*, *l'Écotoxicité marine* et *Formation d'ozone*, *Qualité des écosystèmes* pour ReCiPe.

En raison des nombreuses variations possibles (modèles, substances caractérisées, implantation dans le logiciel), une analyse des valeurs obtenues ne serait pas une plus-value pour la compréhension du lecteur. Par conséquent, seules les conclusions générales obtenues avec les deux méthodes sont analysées et discutées.

Note : Les résultats normalisés obtenus sur l'indicateur *Réchauffement climatique* de la méthode ReCiPe sont identiques à ceux obtenus avec IMPACT World+ sur l'indicateur *Changement climatique, court terme*. En effet, les deux méthodes utilisent les pouvoirs de réchauffement globaux issus de la même source de la littérature.

Tableau 6-1 : Résultats d'indicateurs environnementaux normalisés – méthode ReCiPe version 2016 1.02 Hiérarchiste
 (orange = résultat d'indicateur maximal, vert = résultat d'indicateur minimal)

Catégorie d'impact	Méthode	Mazout léger	Mazout lourd	Avenir LNG	Cryopeak	Énergir	DGSC
Réchauffement climatique	ReCiPe	97%	100%	86%	88%	85%	79%
	IW+	97%	100%	86%	87%	85%	79%
Appauvrissement de l'ozone stratosphérique	ReCiPe	93%	100%	19%	25%	20%	24%
	IW+	100%	95%	5%	10%	6%	7%
Radiations ionisantes	ReCiPe	93%	100%	99%	57%	48%	59%
	IW+	100%	95%	60%	50%	36%	46%
Formation d'ozone, santé humaine	ReCiPe	67%	100%	45%	56%	49%	48%
	IW+	61%	100%	41%	51%	44%	43%
Formation de particules fines	ReCiPe	29%	100%	16%	17%	15%	14%
	IW+	24%	100%	14%	14%	12%	12%
Acidification Terrestre	ReCiPe	28%	100%	9%	12%	10%	10%
	IW+	29%	100%	10%	13%	11%	11%
Eutrophisation de l'eau douce	ReCiPe	92%	92%	66%	100%	97%	92%
	IW+	100%	85%	32%	50%	34%	38%
Eutrophisation marine	ReCiPe	100%	91%	62%	89%	86%	82%
	IW+	77%	100%	47%	58%	50%	49%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	ReCiPe	41%	50%	91%	100%	97%	89%
	IW+	41%	43%	91%	100%	97%	89%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	ReCiPe	94%	83%	75%	100%	87%	88%
	IW+	58%	100%	60%	69%	64%	61%
Utilisation des terres	ReCiPe	24%	28%	56%	86%	64%	100%
	IW+	12%	24%	24%	30%	25%	100%
Rareté des ressources minérales	ReCiPe	26%	25%	93%	100%	96%	86%
	IW+	27%	26%	93%	100%	96%	86%
Rareté des ressources fossiles	ReCiPe	66%	63%	95%	100%	98%	94%
	IW+	65%	62%	96%	100%	98%	94%
Consommation d'eau	ReCiPe	48%	56%	30%	32%	31%	100%
	IW+	59%	61%	64%	69%	65%	100%

Il est possible d'observer que les conclusions générales (c'est-à-dire l'identification des scénarios présentant les résultats d'indicateurs maximaux et minimaux) sont maintenues pour les catégories suivantes :

- *Réchauffement climatique, court et long terme*
- *Formation d'ozone, Santé humaine,*
- *Formation de particules fines,*
- *Acidification terrestre,*
- *Écotoxicité de l'eau douce,*
- *Toxicité humaine, substances cancérigènes,*
- *Toxicité humaine, substances non cancérigènes,*
- *Utilisation des terres,*
- *Rareté des ressources minérales,*
- *Rareté des ressources fossiles*

Considérant que les conclusions sont maintenues, une analyse et discussion complémentaire n'est pas jugée nécessaire.

Pour les autres indicateurs, pour lesquels les conclusions générales diffèrent, plusieurs observations peuvent être faites :

- *Appauvrissement de l'ozone stratosphérique* : les deux méthodes considèrent les mêmes substances à l'exception du N₂O que ReCiPe considère, contrairement à IMPACT World+, comme une substance appauvrissante de la couche d'ozone ;
- *Radiation ionisante* : ReCiPe couvre 70 substances contributrices à cette catégorie d'impact alors qu'IMPACT World+ en compte 49 ;
- *Eutrophisation de l'eau douce* : les deux méthodes considèrent les émissions de phosphore comme étant le principal responsable des résultats de cette catégorie d'impact. Toutefois, contrairement à IMPACT World+, ReCiPe n'offre pas de facteur de caractérisation pour la BOD et la COD ;
- *Eutrophisation marine* : les deux méthodes considèrent les émissions d'azote comme étant le principal responsable de cette catégorie d'impact. Toutefois, ReCiPe, contrairement à IMPACT World+, ne considère pas le devenir de l'azote dans l'atmosphère se déposant dans les zones marines à risque ;
- *Consommation d'eau* : ReCiPe ne considère qu'une hypothèse sommaire à savoir que toute eau consommée a un impact, tandis qu'IMPACT World+ utilise la méthode AWARE qui considère un impact différent, pour une même quantité d'eau prélevée, selon la rareté de l'eau à l'endroit où elle est puisée.

Seules deux variations non négligeables sont en effet observées sur ces indicateurs. La première est l'augmentation du résultat normalisé du scénario Avenir LNG sur l'indicateur *Radiation ionisante* qui atteint 99% du résultat maximal avec ReCiPe contre 60% avec IMPACT World+. La seconde variation est une différenciation plus nette des scénarios de mazout et de GNL sur les problématiques d'utilisation des terres. En effet, alors qu'aucune distinction franche ne ressortait avec IMPACT World+, ReCiPe évalue les scores des scénarios de mazout 28% à 76% inférieurs à ceux de GNL.

Conclusions sur l'analyse de sensibilité sur la méthode d'évaluation des impacts :

- Sur les 18 indicateurs de la méthode ReCiPe, 16 peuvent être comparés relativement directement avec des indicateurs de niveau « problèmes » d'IMPACT World+ - bien que les modèles environnementaux sous-jacents soient généralement différents.
- Seules deux observations sur la comparaison des résultats normalisés diffèrent selon la méthode
- Aucune observation ne remet en cause les observations générales formulées précédemment
- Les conclusions sur la comparaison des résultats d'indicateurs environnementaux sont donc maintenues

6.2 Analyse de sensibilité sur l'horizon temporel

En ce qui concerne l'horizon temporel, celui du cas de base était de 100 ans (l'indicateur utilisé était le PRG100), il est ici de 20 ans (PRG20).

Les résultats obtenus sont les suivants :

Tableau 6-2 : Résultats normalisés de l'analyse de sensibilité sur l'horizon temporel

		Cas de base PRG 100	Analyse de sensibilité PRG 20
Mazout	Mazout léger	97%	96%
	Mazout lourd	100%	100%
Gaz naturel liquéfié	Avenir LNG	86%	95%
	Cryopeak	87%	99%
	Énergir	85%	97%
	DGSC	79%	86%

En réduisant l'horizon temporel de 100 ans à 20 ans, les résultats augmentent de 2% à 16% du fait de l'augmentation de l'importance relative du méthane par rapport au CO₂. En effet le pouvoir de réchauffement global du méthane passe de 36 (horizon 100 ans) à 86 (horizon 20 ans) kg éq. CO₂/kg pour le méthane fossile et de 34 (horizon 100 ans) à 84 (horizon 20 ans) kg éq. CO₂/kg pour le méthane biogénique.

Sur un horizon temporel de 20 ans, et à l'exception de DGSC, les empreintes carbone obtenues présentent moins de 5% de différence entre elles. Le scénario DGSC présente une empreinte carbone 14% plus faible que l'empreinte maximale (obtenue par le mazout lourd, comme dans le cas de base).

Conclusions sur l'analyse de sensibilité sur l'horizon temporel :

- Lors du passage d'un horizon temporel de 100 ans à un horizon de 20 ans, les conclusions sur la comparaison des empreintes carbone sont modifiées :
 - À l'exception du scénario DGSC, les empreintes carbone obtenues présentent moins de 5% de différence entre elles
 - Le scénario DGSC présente une empreinte carbone 14% plus faible que l'empreinte maximale (obtenue par le mazout lourd)

6.3 Analyse de sensibilité sur l'efficacité du transfert de chaleur

Comme mentionné plus tôt, le champ d'étude inclut le transfert de la chaleur produite vers le procédé industriel l'utilisant. Dans le cas de base, l'efficacité de ce transfert de chaleur est de 92% pour tous les scénarios (valeur fournie par le mandataire et basée sur le pouvoir calorifique inférieur). Toujours dans ce cas de base, les scénarios de mazout obtiennent des résultats plus élevés que ceux de GNL. Cependant, si l'efficacité du transfert de chaleur des systèmes de mazout venait à augmenter et/ou si celle des systèmes de GNL venait à réduire, les empreintes carbone

pourraient se valoir. Les conclusions de l'étude pourraient même s'inverser. Cette analyse de sensibilité vise à cerner ces cas de figure.

La figure ci-dessous présente ainsi l'évolution du résultat de mazout le plus faible (soit celui du mazout léger) et le résultat de GNL le plus élevé (soit celui de Cryopeak) en fonction de l'évolution de l'efficacité du transfert de chaleur dans un intervalle de 50% à 100%.

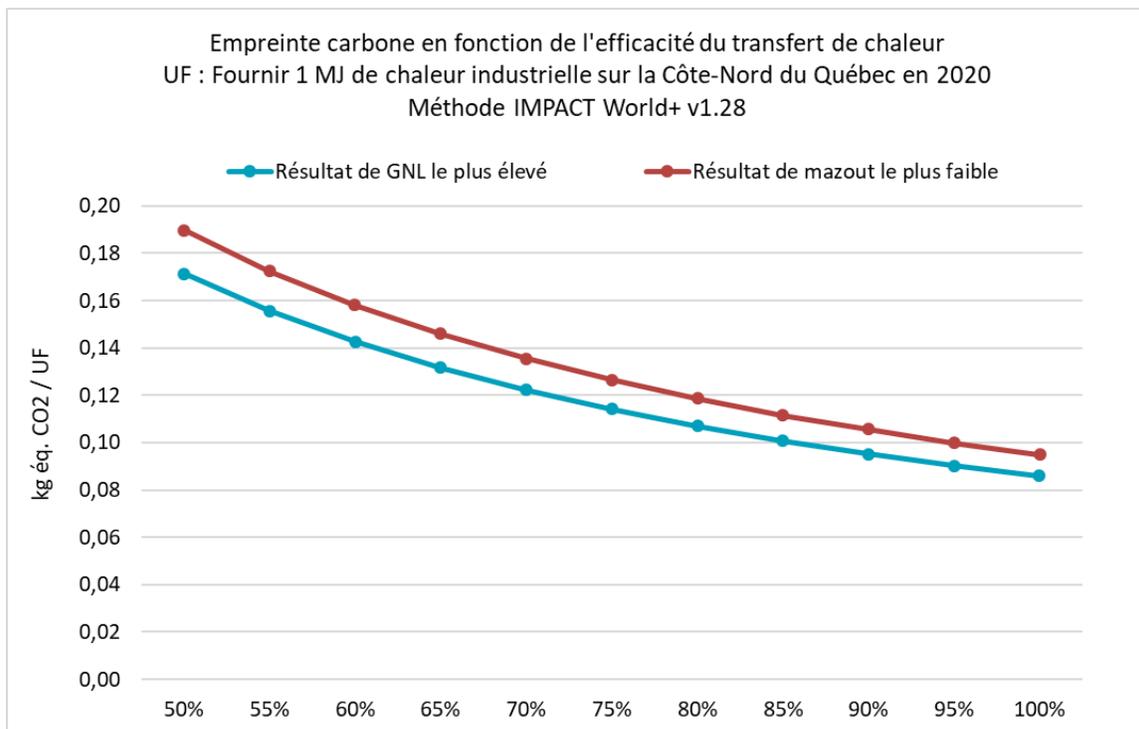


Figure 6-1 : Analyse de sensibilité sur l'efficacité du transfert de chaleur

Note : La valeur d'efficacité utilisée dans le cas de base est de 92% pour tous les scénarios, d'après les valeurs fournies par le mandataire de l'étude. Il est à noter que la littérature rapporte des valeurs comprises entre 80% à 90%. Les valeurs d'efficacité de cette étude se basent sur les pouvoirs calorifiques inférieurs (PCI) à des fins de cohérence avec les bases de données d'inventaire du cycle de vie.

De manière générale, on observe qu'augmenter l'efficacité du transfert de chaleur de 5% réduit les empreintes carbone obtenues de 5% à 10% selon l'efficacité originelle.

Des empreintes carbone équivalentes peuvent être atteintes par les systèmes de mazout et de GNL si l'efficacité du transfert de chaleur du système de mazout est 5%⁵³ à 16%⁵⁴ plus élevée que celle du système de GNL.

⁵³ En se plaçant aux efficacités les plus faibles (donc à gauche du graphique), une différence d'efficacité de 5% permet d'obtenir les mêmes empreintes carbone.

⁵⁴ En se plaçant aux efficacités les plus élevées (donc à droite du graphique), une différence d'efficacité de 16% permet d'obtenir les mêmes empreintes carbone.

Vis-à-vis des résultats du cas de base :

- Une réduction de l'efficacité des systèmes de mazout léger et lourd augmenterait l'avantage des scénarios de GNL (dans le cas de base, l'efficacité de tous les systèmes est de 92% et l'avantage des systèmes de GNL est compris entre 10% et 21%). Cet avantage serait respectivement de 15% à 25% et de 20% à 30% si l'efficacité des systèmes de mazout était respectivement de 85% et 80% (et l'efficacité des systèmes de gaz naturel maintenue à 92%).
- Même si l'efficacité des systèmes de mazout atteignait 100%, leur empreinte carbone resterait supérieure (95 g éq. CO₂ / UF pour le mazout léger) à celle des systèmes de GNL dans le cas de base (93 g éq. CO₂ / UF pour Cryopeak, avec une efficacité de 92%).
- Si l'efficacité des systèmes de GNL était de 83% (et celle des systèmes de mazout de 92%), alors les empreintes carbone seraient équivalentes (103 g éq. CO₂ / UF pour le mazout léger et Cryopeak).

Il existe donc bien des cas de figures pour lesquels les conclusions de l'étude pourraient s'inverser. Ces efficacités doivent donc être évaluées avec précaution avant de pouvoir conclure.

Conclusions sur l'analyse de sensibilité sur l'efficacité du transfert de chaleur :

- Des variations de l'efficacité du transfert de chaleur peuvent remettre en cause les conclusions formulées sur la comparaison des empreintes carbone
- Vis-à-vis du cas de base évalué précédemment, si l'efficacité des systèmes de mazout était maintenue à 92% et que celle des systèmes de GNL était réduite à 83%, alors les empreintes carbone des différents systèmes seraient équivalentes.

6.4 Analyse de sensibilité sur l'approvisionnement en gaz naturel fossile

Tel que mentionné à la section 4, l'évaluation des gisements d'origine du gaz naturel fossile utilisé est très incertaine puisqu'une fois dans le réseau de distribution, les molécules de gaz sont intraçables. Le gisement d'origine du gaz naturel influe sur les émissions de l'extraction (dépendant principalement du taux de production et du taux d'émissions fugitives), du traitement (puisque la composition du gaz naturel diffère d'un gisement à l'autre et nécessite ainsi un traitement plus ou moins intense) et de la transmission (variant avec les distances parcourues et les taux d'émission fugitives selon le pays où a lieu la transmission).

Cette analyse a pour objectif de vérifier que les conclusions de l'étude seraient maintenues lorsque les gisements d'origine du gaz naturel fossile varient. Dans le cas du scénario Avenir LNG, pour lequel la liquéfaction est réalisée en Géorgie, seuls les gisements américains sont envisagés. Pour les trois autres scénarios, utilisant le gaz naturel distribué au Québec, les gisements des États-Unis, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique sont étudiés. La part de GNR (0,04%) et de biogaz (0,5%) dans le gaz distribué au Québec est inchangée, seule la provenance du gaz naturel fossile est à l'étude.

Après évaluation des résultats pour tous les scénarios d’approvisionnement envisagés, il apparaît que les résultats les plus faibles sont obtenus lorsque l’approvisionnement se fait au gisement d’Haynesville, et les plus élevés lorsqu’il se fait au gisement de Barnett (et ce pour les quatre scénarios de GNL).

Les résultats obtenus sur la totalité du cycle de vie, avec les approvisionnements du cas de base, les approvisionnements à 100% auprès du gisement de Barnett, et les approvisionnements à 100% auprès du gisement d’Haynesville sont illustrés par la Figure 6-2.

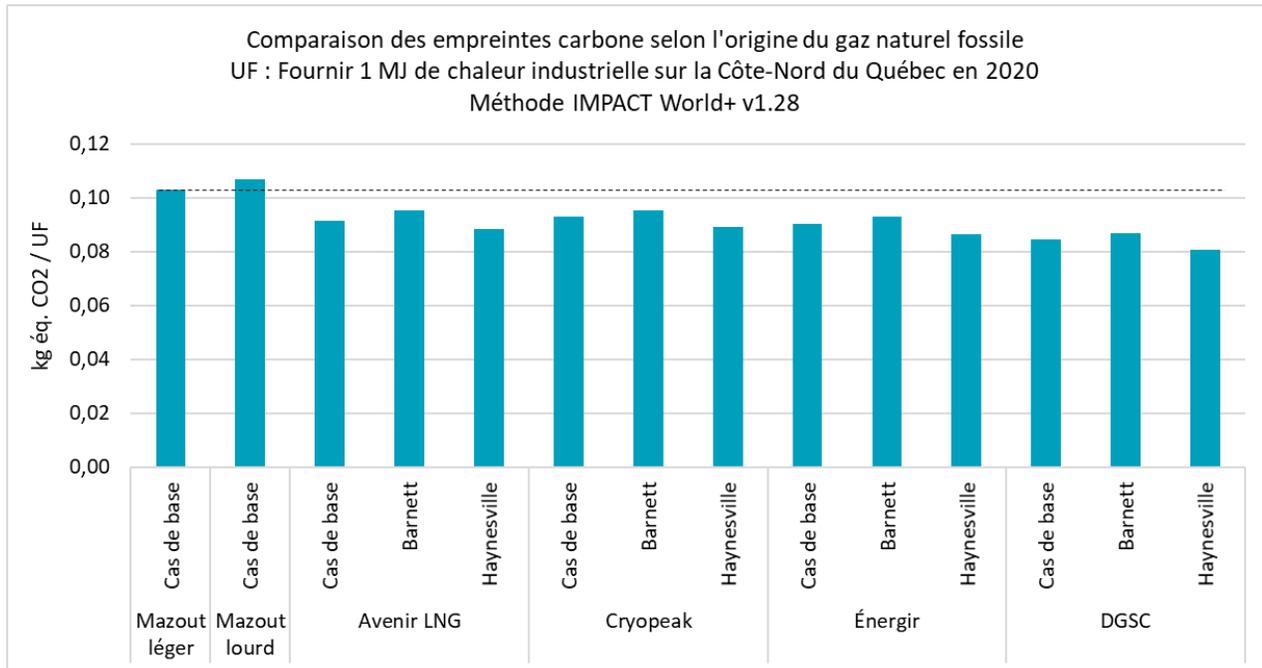


Figure 6-2 : Analyse de sensibilité sur le gisement d’origine du gaz naturel fossile

Ainsi, l’origine du gaz naturel fossile induit des variations de l’empreinte carbone des scénarios de GNL de +4% à -5%. Ces variations étant plus faibles que la différence entre les systèmes de GNL et du mazout, les conclusions de l’étude sont maintenues.

Conclusions sur l’analyse de sensibilité sur l’approvisionnement en gaz naturel fossile :

- Une variation de l’approvisionnement en gaz naturel fossile des scénarios de GNL induit une variation des empreintes carbone de +/- 5%
- Les conclusions sur la comparaison des empreintes carbone sont maintenues.

6.5 Analyse de sensibilité sur les émissions fugitives de méthane (incluant les émissions post-fermeture)

Les émissions fugitives étant un sujet récurrent lorsqu'on traite du gaz naturel, cette analyse évalue l'influence d'une augmentation des émissions fugitives jusqu'à 5%, sachant qu'elles sont d'environ 1% dans le cas de base (valeur étant évaluée comme la plus probable). Les résultats sont illustrés à la Figure 6-3.

Il est à noter que cette analyse de sensibilité permet d'inclure l'influence des émissions post-fermeture. En effet, en considérant :

- un taux d'émissions post-fermeture de 96 m³/jour/puits (ce qui est la valeur centrale de l'intervalle contenant les valeurs d'émissions rapportées par l'étude du MERN⁵⁵ pour une fermeture temporaire d'un puits de gaz de schiste au Québec) soit l'équivalent de près de 24 528 kg CH₄/puits/an, et
- que ce taux d'émissions sera constant dans le temps et que les émissions auront lieu pendant 20 ans après la fermeture du puits (ce qui correspond au temps nécessaire pour que les pores se referment naturellement ou qu'une action soit posée pour (re)sceller le puits). Cette durée de 20 ans est une hypothèse basée sur l'évolution de la production des puits présentées par l'Agence de l'Énergie Américaine (EIA, 2020) et sur les travaux de O'Sullivan et coll. (2012);

On obtient des émissions fugitives post-fermeture totales de 700 800 m³, soit de l'ordre de 1,4% de la production d'un puits (voir Tableau 6-3). Sachant que le scénario de base estime que la valeur d'émissions fugitives la plus probable est de l'ordre de 1% de la production, et que cette analyse de sensibilité évalue des scénarios où les émissions fugitives atteignent jusqu'à 5% de la production, on peut ainsi considérer que la question des émissions fugitives post-fermeture est incluse dans la Figure 6-3 et l'analyse qui en découle.

Tableau 6-3 : Évaluation des émissions fugitives post-fermeture

Grandeur évaluée	Détail des calculs
Émissions fugitives supplémentaires après la fermeture [m ³]	96 m ³ /jour x 365 jours/an x 20 ans = 700 800 m ³
Production d'un puits [m ³]	50 000 000 m ³
Émissions fugitives supplémentaires après la fermeture [% de la production]	1,4%

Note : Bien que la durée de 20 ans après la fermeture soit posée relativement arbitrairement, mais mentionnée en toute transparence, cette évaluation des émissions post-fermeture suppose des émissions post-fermetures bien plus élevées que ce qui peut être rapporté dans la littérature. En effet, d'une part le taux d'émissions post-fermeture est supposé constant alors qu'il devrait

⁵⁵ Le rapport du sondage est actuellement indisponible sur le site du MERN mais les informations principales sont reprises dans la "Revue de littérature sur les impacts environnementaux du développement des hydrocarbures au Québec" (Roy et al., 2014).

diminuer avec le temps (voir Figure 2-5) et d'autre part le taux d'émissions post-fermeture obtenu est près de 7 fois plus élevé que celui rapporté par une étude réalisée en Colombie-Britannique en 2019 et 24 528 fois plus élevé que ce qui a été rapporté par l'EPA dans de telles circonstances. En conséquence, il peut être considéré que l'incertitude sur la durée des émissions post-fermeture est couverte par l'hypothèse d'un taux élevé et constant.

Note : Cette analyse de sensibilité n'est pertinente que pour l'indicateur *Changement climatique* (court ou long terme). Nous présentons ici les résultats de l'indicateur *Changement climatique, court terme* (100 ans).

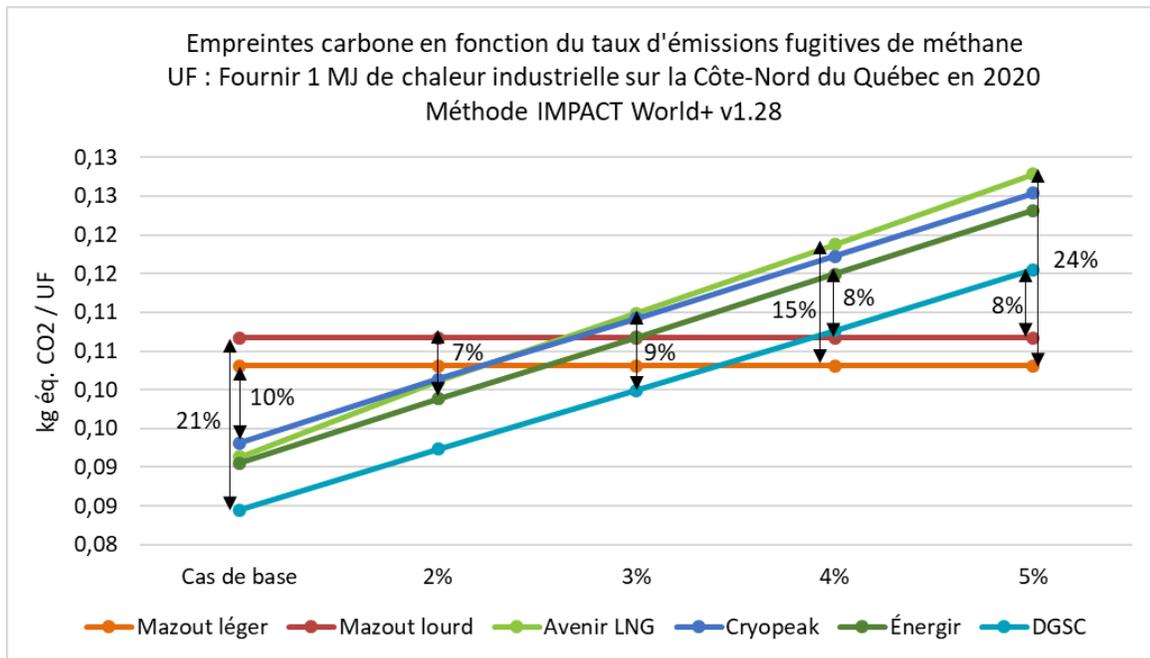


Figure 6-3 : Analyse de sensibilité sur les émissions fugitives de méthane

Comme mentionné à la section 5, dans le cas de base la différence entre l'empreinte carbone d'un scénario de mazout et celle d'un scénario de GNL est comprise entre 10% et 21% selon les scénarios comparés).

Lorsque les émissions fugitives sont augmentées à 2% (comparativement à environ 1% pour le cas de base – essentiellement un cas de figure avec des émissions post-fermeture), les empreintes carbonées des scénarios présentent moins de 7% de différence entre elles, à l'exception de DGSC. L'empreinte carbone du scénario DGSC est quant à elle respectivement 10% et 13% plus faible que celles obtenues par le mazout léger et le mazout lourd.

Pour un taux d'émissions fugitives atteignant 3%, l'ensemble des empreintes carbonées obtenues présentent moins de 9% de différence entre elles.

Si les émissions fugitives atteignent 4%, l'empreinte carbone du scénario DGSC est équivalente à celle obtenue par le mazout lourd. Pour les trois autres scénarios de GNL, les conclusions sont alors inversées : les scénarios de GNL obtiennent des empreintes carbonées 8% à 15% plus élevées que les scénarios de mazout.

Pour un taux d'émissions fugitives de 5%, l'ensemble des scénarios de GNL obtiennent des empreintes carbone 8% à 24% plus élevées que les scénarios de mazout léger et lourd. Il est cependant à noter que le taux d'émissions fugitives de 5% utilisé comme maximum dans cette analyse de sensibilité est très éloigné de la valeur moyenne ou même des valeurs maximales rapportées dans la littérature récente et représenterait une situation catastrophique.

Conclusions sur l'analyse de sensibilité sur les émissions fugitives de méthane :

- Une augmentation des émissions fugitives de méthane à un taux de 2% induit des empreintes carbone peu différenciées à l'exception de DGSC, obtenant une empreinte carbone 10% à 13% plus faible que celle des scénarios de mazout.
- Pour un taux d'émissions fugitives de 3%, l'ensemble des empreintes carbone est peu différencié.
- Une augmentation des émissions fugitives à des taux supérieurs à 3% induit une inversion des conclusions de l'étude.

6.6 Analyse de sensibilité des différents paramètres combinés

L'objectif de cette dernière analyse de sensibilité est de combiner les variations de paramètres étudiés précédemment afin de comparer les résultats les plus favorables et les plus défavorables (en termes d'empreintes carbone) obtenus pour le GNL et pour le mazout.

Les paramètres étudiés précédemment sont :

- La méthode d'évaluation des impacts
- L'horizon temporel de l'indicateur environnemental
- L'efficacité du transfert de chaleur
- L'origine du gaz naturel fossile
- Les émissions fugitives de méthane

Puisque, comme illustré auparavant, l'indicateur de *Changement climatique* est identique dans les méthodes IMPACT World+ et ReCiPe, il n'est pas nécessaire de dédoubler l'analyse selon les deux méthodes, les résultats seront les mêmes dans les deux cas.

Puisqu'il ne serait pas cohérent de comparer certains scénarios sur un horizon de 100 ans et d'autres sur un horizon de 20 ans, la comparaison est faite sur les deux horizons temporels, séparément.

Les paramètres variant dans cette analyse sont ainsi :

- L'efficacité du transfert de chaleur
- L'origine du gaz naturel fossile
- Les émissions fugitives de méthane

Les valeurs utilisées sont choisies en cohérences avec les analyses de sensibilité précédentes, et sont rassemblées dans le tableau ci-dessous.

	Approvisionnement fossile	Efficacité du transfert de chaleur	Émissions fugitives
Scénario le plus favorable	Haynesville	100%	Cas de base ⁵⁶ (environ 1%)
Scénario le plus défavorable	Barnett	50%	5%

Il est à noter que les résultats des scénarios de GNL varient en fonction des trois paramètres, tandis que les scénarios de mazout ne sont concernés que par la variation d'efficacité du transfert de chaleur.

Les résultats d'empreinte carbone normalisés obtenus sont illustrés sur les figures Figure 6-4 et Figure 6-5.

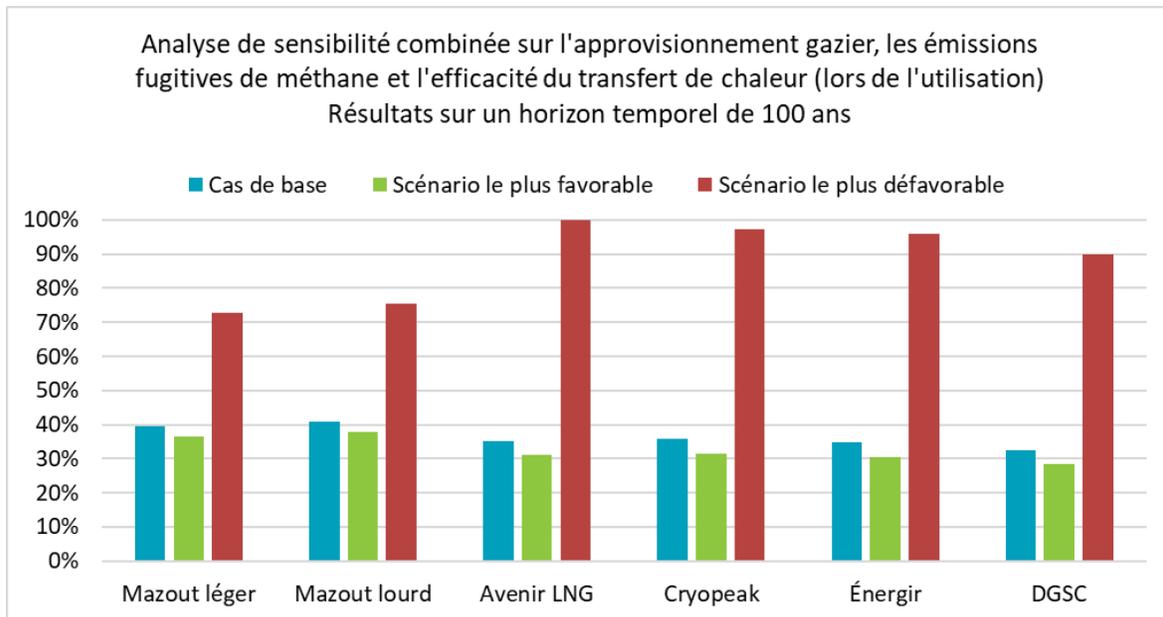


Figure 6-4 : Analyse de sensibilité combinée sur un horizon temporel de 100 ans

⁵⁶ Le cas de base est utilisé comme situation favorable, mais les taux d'émissions fugitives qu'il utilise représentent les taux les plus probables et non des valeurs optimistes.

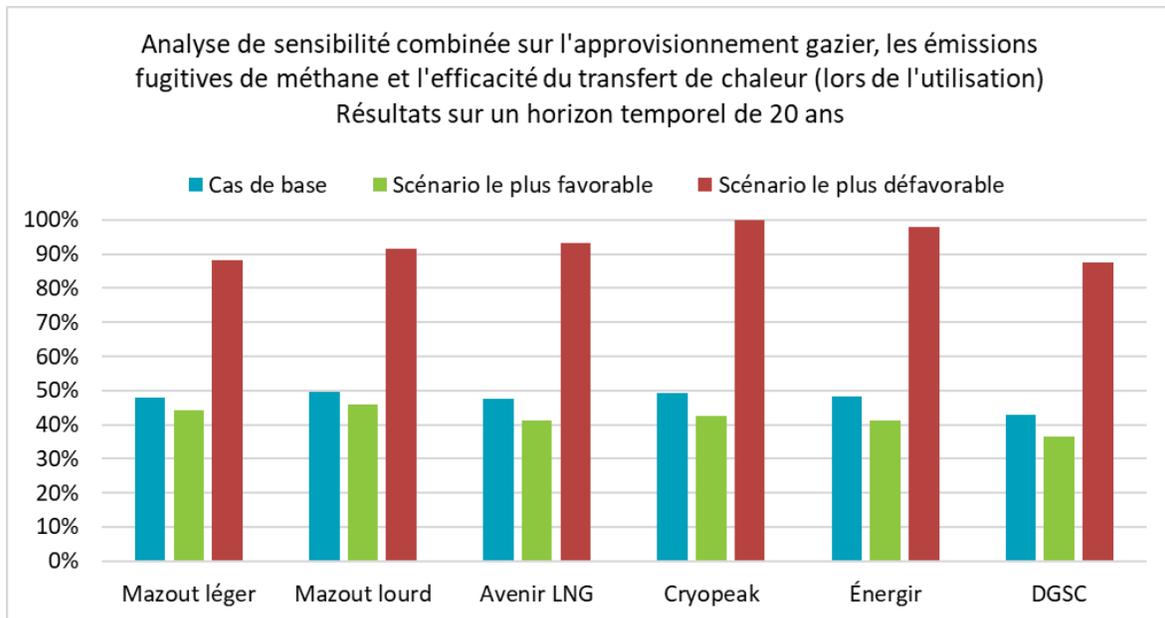


Figure 6-5 : Analyse de sensibilité combinée sur un horizon temporel de 20 ans

Sur les deux horizons temporels, on observe une forte variabilité des résultats en comparaison avec le cas de base : -12% à +185% pour le GNL sur un horizon de 100 ans, -8% à +84% pour le mazout sur un horizon de 100 ans, -14% à +104% pour le GNL sur un horizon de 20 ans, et -8% à +84% pour le mazout sur un horizon de 20 ans. La forte variabilité positive observée est principalement due au passage de l'efficacité du transfert de chaleur d'une valeur de 92% à 50%, induisant une variation de +84% à lui seul. La variabilité observée sur le mazout est moins importante puisque le seul paramètre affecté par cette analyse est l'efficacité du transfert de chaleur, tandis que pour les scénarios de GNL, l'efficacité du transfert de chaleur, l'approvisionnement en gaz naturel fossile et le taux d'émissions fugitives varient.

Conclusions sur l'analyse de sensibilité combinée sur l'efficacité du transfert de chaleur, l'approvisionnement en gaz naturel fossile et les émissions fugitives de méthane :

- Sur les deux horizons temporels (100 ans et 20 ans), considérant l'incertitude associée à la variation de tous les paramètres, il n'est plus possible de départager les systèmes entre eux.

7 Qualité des données et recommandations

7.1 Analyse de la qualité des données

Les résultats de l'analyse de la qualité des données sont présentés à l'Annexe D.

Les principaux contributeurs aux résultats d'indicateur d'impact et la qualité des données associées sont présentés au tableau suivant.

Tableau 7-1 : Qualité des données des principaux processus contributeurs

Processus	Contribution	Fiabilité	Complétude	Corrélation temporelle	Corrélation géographique	Corrélation technologique	Source
Mazout léger							
Extraction du pétrole brut	10%-75%	2	3	3	1	2	expertise CIRAIG
Génération de chaleur	0,03%-79%	3	3	2	1	2	ecoinvent
Mazout lourd							
Extraction du pétrole brut	10%-75%	2	3	3	1	2	expertise CIRAIG
Génération de chaleur	0,04%-82%	3	3	2	1	2	ecoinvent
Gaz naturel – Avenir LNG							
Extraction du gaz naturel	7%-96%	2	3	3	1	2	Expertise CIRAIG
Liquéfaction	1-12%	1	1	3	3	1	ecoinvent
Traitement du gaz naturel	2-56%	3	3	3	1	2	Expertise CIRAIG
Génération de chaleur	0.1%-77%	3	3	2	1	2	ecoinvent
Gaz naturel – Cryopeak							
Extraction du gaz naturel	6-93%	2	3	3	1	2	Expertise CIRAIG
Liquéfaction	0-11%	1	1	1	1	1	Expertise CIRAIG
Transport du gaz naturel liquéfié	4-57%	3	3	4	2	2	ecoinvent
Génération de chaleur	0.1%-77%	3	3	2	1	2	ecoinvent
Gaz naturel – Énergir							
Extraction du gaz naturel	6-95%	2	3	3	1	2	Expertise CIRAIG
Liquéfaction	0-11%	1	1	1	1	1	Expertise CIRAIG
Génération de chaleur	0.1%-79%	3	3	2	1	2	ecoinvent
Gaz naturel – DGSC							
Extraction du gaz naturel	6-95%	2	3	3	1	2	Expertise CIRAIG
Liquéfaction	0.2%-70%	4	4	1	1	2	ecoinvent
Génération de chaleur	0.1%-79%	3	3	2	1	2	ecoinvent

Rappel : Une donnée de la plus haute qualité n'obtiendrait que des "1" pour tous les critères, tandis qu'une donnée de la qualité la plus basse n'obtiendrait que des "5".

Il est à noter que les données associées au réseau de distribution de gaz naturel d'Énergir, au terminal de liquéfaction de la filière d'Énergir, ainsi que la composition du gaz naturel distribué par Énergir proviennent de données fournies par Énergir. La qualité des données est toutefois

identique pour l'extraction, le traitement et la transmission du gaz naturel entre les systèmes. La qualité de données est également similaire pour les systèmes d'extraction, de transport et de raffinage du pétrole brut. Les données de combustion pour le gaz naturel et pour le mazout proviennent toutes deux de la même source de données (la base de données *ecoinvent*) et, par conséquent, la qualité des données est similaire entre tous les systèmes comparés. À partir de cette analyse, il a été possible de conclure que dans l'ensemble, les données employées pour l'étude sont jugées acceptables.

Il apparaît que :

- Aucune donnée n'a mérité de « 5 »
- Quelques données ont obtenu des « 4 », notamment pour certains processus aux contributions importantes, du fait de la corrélation temporelle (données de moins de 15 ans). Une amélioration de la qualité de ces données ne pourrait être que bénéfique. Toutefois, aucune donnée provenant de la littérature n'a permis de remettre en cause les résultats de l'étude. Les données sont donc jugées de qualité suffisante pour répondre aux objectifs de cette étude.
- Des efforts supplémentaires de collecte de données pourraient être envisagés en particulier pour l'étape de liquéfaction du gaz naturel à partir de Cryobox. Les données de la littérature font référence à des données techniques et non à un inventaire (complet ou partiel) du cycle de vie. Par conséquent, nous considérons que les principaux éléments ont été considérés mais, il se pourrait que des éléments manquent à ce processus.
- Des efforts supplémentaires de collecte de données pourraient être envisagés en particulier pour l'étape de traitement du gaz naturel. Cependant, même si le processus est basé sur des données de qualité moyenne, cette étape contribue généralement peu aux résultats totaux d'indicateurs, particulièrement lorsque l'étape d'utilisation est incluse, et par conséquent, l'amélioration des données pour modéliser ces processus ne devrait pas modifier les conclusions générales de cette étude.

7.2 Recommandations et perspectives

Le CIRAIG est confiant dans la validité de l'évaluation pour la plupart des processus, soit parce que les données sont jugées de qualité satisfaisante, soit parce que les processus ont de faibles contributions aux résultats.

Lorsque l'on considère les processus en amont de l'étape d'utilisation, l'étape d'extraction est le contributeur le plus important aux résultats d'indicateurs pour les systèmes de gaz naturel et de mazout. Le CIRAIG estime que l'évaluation de ces processus est valide. Une certaine variabilité des résultats est attendue - notamment pour les taux d'émissions fugitives les niveaux de production des puits pour les systèmes de gaz naturel. Cette variabilité a cependant été prise en compte en analyse de sensibilité.

L'étape de traitement du gaz naturel repose sur un modèle théorique (basé sur la composition du gaz naturel) dont la modélisation pourrait être améliorée, en termes de complétude et de corrélation temporelle, par des mesures directes. Cependant, compte tenu de la faible contribution de ces activités, particulièrement lorsque l'étape d'utilisation est incluse, une modélisation basée sur des mesures directes ne devrait pas inverser les conclusions de cette étude.

Une collecte de données spécifiques pour les systèmes de liquéfaction Cryobox permettrait également d'augmenter la qualité des données pour ce processus.

8 Conclusions

L'objectif de l'étude était de comparer les profils environnementaux de la génération de chaleur industrielle sur la Côte-Nord du Québec via les quatre scénarios de gaz naturel liquéfié (GNL) envisagés, ainsi qu'à partir du mazout léger et lourd actuellement utilisé.

Cette étude **ne peut en aucun cas être utilisée pour conclure que** : i) le gaz naturel est une énergie de transition, ii) le GNL est la meilleure alternative au mazout sur la Côte-Nord, ni 3) le GNL devrait remplacer le mazout sur la Côte-Nord. Cette étude n'est en effet qu'un des éléments à prendre en compte sur la question de la transition énergétique de la Côte-Nord. Afin de statuer sur ces questions, des notions économiques, sociales, techniques, réglementaires, etc., devraient être prises en considération.

Les résultats ont été évalués avec la méthode IMPACT World+, contenant 18 indicateurs. Aucun scénario n'obtient le résultat le plus faible (ni le plus élevé) sur la totalité de ces indicateurs. Il n'est donc pas possible d'identifier de scénario environnementalement préférable sur la totalité des enjeux environnementaux évalués.

Sur la plupart des catégories (13 des 18 étudiées), les résultats obtenus par les scénarios se différencient selon s'ils utilisent le mazout ou le GNL comme source d'énergie :

- Pour 10 des 18 indicateurs étudiés les résultats des scénarios de GNL sont inférieurs à ceux des scénarios de mazout
- Pour 3 des indicateurs étudiés, les scénarios de mazout obtiennent des résultats inférieurs à ceux des scénarios de GNL
- Puisqu'il n'existe pas de façon objective de pondérer les différents indicateurs entre eux, cette étude ne peut pas conclure qu'une des sources d'énergie étudiées (soit le GNL et le mazout) est préférable à l'autre

Puisqu'une attention particulière est portée sur les empreintes carbone par le mandataire, les conclusions de l'étude qui en découlent pour cet indicateur peuvent être résumées comme suit :

- Les empreintes carbone des scénarios Avenir LNG, Cryopeak et Énergir sont très peu différenciées (3% de différence).
- L'empreinte carbone du scénario DGSC est 7% à 9% plus faible que celle des autres scénarios de GNL.
- Les empreintes carbone des scénarios de mazout sont très peu différenciées (3% de différence).
- Le passage d'un scénario de mazout à un scénario de GNL permet de réduire l'empreinte carbone de 10% à 21% dans le cas de base.
- Une réduction de l'efficacité des systèmes de GNL à 83% (contre 92% dans le cas de base) induirait des empreintes carbone équivalentes pour les scénarios de mazout et ceux de GNL.
- Une réduction de l'efficacité des systèmes de mazout léger et lourd augmenterait l'avantage des scénarios de GNL (dans le cas de base, l'efficacité de tous les systèmes est de 92% et l'avantage des systèmes de GNL est compris entre 10% et 21%). Cet avantage serait respectivement de 15% à 25% et de 20% à 30% si l'efficacité des systèmes de mazout était respectivement de 85% et 80% (et l'efficacité des systèmes de gaz naturel maintenue à 92%).

- Sur un horizon temporel de 20 ans (contrairement à 100 ans dans le cas de base), seul le scénario DGSC présente une empreinte carbone inférieure (de 14%) à celle des scénarios de mazout léger et lourd.
- Une augmentation des émissions fugitives de méthane à un taux de 2% induirait des empreintes carbone peu différenciées à l'exception de DGSC, qui obtiendrait une empreinte carbone 10% à 13% plus faible que celle des scénarios de mazout. Pour un taux d'émissions fugitives de 3%, les empreintes carbone de tous les scénarios sont peu différenciées. Une augmentation des émissions fugitives à des taux supérieurs à 3% induirait une inversion des conclusions de l'étude.
- Une variation combinée de l'efficacité du transfert de chaleur (entre 50% et 100%), de l'approvisionnement en gaz naturel fossile (entre les gisements des États-Unis et du Canada) et des émissions fugitives (entre 1% et 5%) induit une forte variation des résultats (de -14% à +185% selon le scénario et l'horizon temporel considérés). Cette analyse de sensibilité a montré qu'un cas défavorable aux systèmes de gaz naturel (i.e. efficacité de 50%, émissions fugitives de 5% et approvisionnement à 100% auprès du gisement le moins productif) combiné à un cas favorable aux systèmes de mazout (i.e. efficacité de 100%) éliminait l'avantage du gaz naturel vis-à-vis du mazout obtenu dans le scénario de base.

Les conclusions de l'étude dépendent ainsi de plusieurs paramètres et hypothèses. Si ces valeurs et hypothèses venaient à changer, les conclusions apportées au cas de base ne pourraient pas être maintenues.

9 Références

- ALBERTA ENERGY REGULATOR (2018) Natural gas methodology. <http://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/natural-gas-methodology>
- ALLEN, TORRES, THOMAS, SULLIVAN, HARRISON, HENDLER, HERNDON, KOLB, FRASER, HILL, LAMB, MISKIMINS, SAWYER, SEINFELD. (2013). Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States. PNAS
- ALVAREZ, et al. (2018) Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. *Science*
- BARKLEY, LAUVAUX, DAVIS, et coll. (2017). Quantifying methane emissions from natural gas production in north-eastern Pennsylvania. *Atmospheric Chemistry and Physics* 17(22): 13941-13966
- BRANDT, HEATH, KORT, O’SULLIVAN, PÉTRON, JORDAAN, TANS, WILCOX, GOPSTEIN, ARENT, WOFYSY, BROWN, BRADLEY, STUCKY, EARDLEY, HARRISS. (2014). Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. *Science*, 343, p. 733-735
- BULLE, C., MARGNI, M., PATOUILARD, L. et al. IMPACT World+: a globally regionalized life cycle impact assessment method. *Int J Life Cycle Assess* 24, 1653–1674 (2019). <https://doi.org/10.1007/s11367-019-01583-0>
- BULLIN, K., KROUSKOP, P., (2009). Composition variety complicates processing plans for US shale gas. [En ligne]. <http://www.bre.com/portals/0/technicalarticles/Keith%20Bullin%20-%20Composition%20Variety%20US%20Shale%20Gas.pdf>. [page consultée le 11 juin 2014]
- BURNHAM, A., HAN, J., CLARK, C. E., WANG, M., DUNN, J. B., PALOU-RIVERA, I. (2012). Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. *Environmental science & technology*, 46, p. 619-627.
- CALIFORNIA AIR RESOURCE BOARD (2018). LCFS pathway certified carbon intensities. <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-pathway-certified-carbon-intensities>
- CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS (2019). Données en ligne disponibles à l’adresse : <https://www.capp.ca/canadian-oil-and-natural-gas/oil-sands>
- CATHLES, L., BROWN, L., TAAM, M., HUNTER, A. (2012). A commentary on ‘The greenhouse gas footprint of natural gas in shale formations’ by R W Howarth, R Santoro, and Anthony Ingraffea *Climatic Change*, 113, p. 86-91.
- CAULTON, D.R., SHEPSON, P.B., SANTORO, R.L., SPARKS, J.P., HOWARTH, R.W., INGRAFFEA, A. R., CAMBALIZA, O.L., SWEENEY, C., KARION, A., DAVIS, K.J., STIRM B.H., MONTZKA, S.A., MILLER, B.R. (2014) Methane emission from a shale gas field. *Proceedings of the National Academy of Sciences* Apr 2014, 111 (17) 6237-6242
- COMITÉ DE L’ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE. (2014) Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. 292 p.
- DELOITTE et WSP. (2018). Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : un levier pour la transition énergétique – Évaluation du potentiel technico-économique au Québec

- (2018-2030). <https://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/sites/default/files/documents/etude-production-gaz-naturel-renouvelable.pdf>
- DELPHI GROUP (2013). LNG Production in British Columbia: Greenhouse Gas Emissions Assessment and Benchmarking. En ligne : https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/environment/climate-change/ind/lng/lng_production_in_british_columbia_-_ghg_emissions_assessment_and_benchmarking_-_may_2013.pdf
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). (2006). Natural Gas Processing: The Crucial Link Between Natural Gas Production and Its Transportation to Market. [Online] http://www.dnr.louisiana.gov/assets/docs/oilgas/naturalgas/ngprocess_20060131.pdf
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2015). U.S. Crude Oil Production to 2025: Updated Projection of Crude Types. En ligne : <https://www.eia.gov/analysis/petroleum/crudetypes/>
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2017). Données en lignes disponibles à l'adresse : <https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/>
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2018). Données en lignes disponibles à l'adresse : <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#production>
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2020). Production Decline Curve Analysis in the Annual Energy Outlook 2020. En ligne : https://www.eia.gov/analysis/drilling/curve_analysis/
- ENERGIR. (2019) Communications personnelles.
- ENGINEERING TOOLBOX (Internet). Fuels – Densities and Specific Volumes. En ligne : http://www.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html
- EPA (2010a). Greenhouse gas emissions reporting from the petroleum and natural gas industry - Background technical support document; United States Environmental Protection Agency, Climate Change Division, Washington DC. 144 pages. En ligne : http://www.epa.gov/ghgreporting/documents/pdf/2010/Subpart-W_TSD.pdf
- EPA (2018). Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks. En ligne : https://www.epa.gov/sites/production/files/2018-01/documents/2018_complete_report.pdf
- FUZI, A., BACENETTI, J., FIALA, M., AZAPAGIC, A. (2016) Life Cycle Environmental Impacts of Electricity from Biogas Produced by Anaerobic Digestion. Front. Bioeng. Biotechnol.
- GIEC (2013). Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change
- GOEDKOOOP, M., HEIJUNGS, R. HUIJBREGTS, M., DE SCHRYVER, A., STRUJIS, J., VAN ZELM, R. 2009. A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level.
- HEATH, G.A., O'DONOUGHUE, P.O., ARENT, D.J., BAZILIAN, M., (2014). Harmonization of shale gas LCAs. Proceedings of the National Academy of Sciences Aug 2014, 111 (31) E3167-E3176; DOI:10.1073/pnas.1309334111
- HEC MONTRÉAL (Chaire de gestion du secteur de l'énergie). (2019). État de l'énergie au Québec. En ligne : http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2018/12/EEQ2019_WEB.pdf

- HIJAZI, O., MUNRO, S., ZERHUSEN, B., EFFENBERGER, M., (2016) Review of life cycle assessment for biogas production in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 54. Pp 1291-1300
- HOWARTH, R., SANTORO, R., INGRAFFEA, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change letters*, 106(4), p 679-690.
- HOWARTH, R., SANTORO, R., INGRAFFEA, A. (2012). Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et coll. *Climatic Change*, 113(2), p 537-549.
- HUGHUES, J.D. (2011). Life cycle greenhouse gas emissions from shale gas compared to coal: an analysis of two conflicting studies, 23 pages.
- JIANG, M., GRIFFIN, M. W., HENDRICKSON, C., JARAMILLO, P., VANBRIESEN, J., VENKATESH, A. (2011). Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. *Environmental reasearch letter*. 6(3), p 9
- JIANG, M., HENDRICKSON, C.T., VANBRIESEN, J.M., (2014). Life Cycle Water Consumption and Wastewater Generation Impacts of a Marcellus Shale Gas Well. *Environmental Science & Technology*
- KARION, SWEENEY, PÉTRON, FROST, HARDESTY, KOFLER, MILLER, NEWBERGER, WOLTER, BANTA, BREWER, DLUGOKENCKY, LANG, MONTZKA, SCHNELL, TANS, TRAINER, ZAMORA. (2013). Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field. American Geophysical Union
- LABUTONG, N., MOSLYE, J., SMITH, R., WILLARD, J., (2012). Life-cycle modeling and environmental impact assessment of commercial-scale biogas production. https://deepblue.lib.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/90871/Swedish_Biogas_MP_2_012.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- LAMB, CAMBALIZA et al., (2016) Direct and indirect measurements and modeling of methane emissions in Indianapolis, Indiana. *Environ. Sci. Technol.* 50, 8910–8917 (2016). doi:10.1021/acs.est.6b01198
- MARCHESE, A.J., T. L. VAUGHN, D. J. ZIMMERLE, D. M. MARTINEZ, L. L. WILLIAMS, A. L. ROBINSON, A. L. MITCHELL, R. SUBRAMANIAN, D. S. TKACIK, J. R. ROSCIOLI, S. C. HERNDON (2015), Methane emissions from United States natural gas gathering and processing. *Environ. Sci. Technol.* 49, 10718–10727.
- MCKAIN et al., Methane emissions from natural gas infrastructure and use in the urban region of Boston, Massachusetts. 48 *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.* 112, 1941–1946 (2015). doi:10.1073/pnas.1416261112 Medline 15. B. K.
- MITCHELL et al., (2015) Measurements of methane emissions from natural gas gathering facilities and processing plants: Measurement results. *Environ. Sci. Technol.* 49, 3219–3227 doi:10.1021/es5052809
- MILLER, WOFYSY, MICHALAK, KORT, ANDREWS, BIRAUD, DLUGOKENCKY, ELUSZKIEWICZ, FISCHER, JANSSENS-MENHOUT, MILLER, MILLER, MONTZKA, NEHRKORN, SWEENEY, (2013) Anthropogenic emissions of methane in the United States. *Proceedings of the National Academies of Sciences*

- MILLS, N., PEARCE, P., FARROW, J., THORPE, R., KIRKBY, N. (?) Life cycle assessment of advanced anaerobic digestion process configurations for sewage sludge – a UK perspective. <https://pdfs.semanticscholar.org/f6ac/dad6479b130bf29f91ad05a29c66bef1ae4f.pdf>
- NATURAL RESOURCES CANADA (2017). Données en ligne disponibles à l'adresse : <https://www.nrcan.gc.ca/natural-gas-facts/20067#L5>
- NEB (2017). Canada's Energy Future 2017: Energy Supply and Demand Projections to 2040. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2017/index-eng.html>
- NREL. (2019). En ligne : <https://www.nrel.gov/news/press/2019/nrel-announces-new-projects-to-advance-medium-and-heavy-duty-natural-gas-vehicle-technologies.html>
- O'CONNOR, D. (2013). GHG Emissions and Life Cycle Analysis of the Shale Gas Industry. Présentation donnée à *Americana 2013*, 19-21 mars 2013, Montréal, Canada.
- O'SULLIVAN, F., PALTSEV, S. (2012). Shale gas production : potential versus actual greenhouse gas emissions. *Environmental reasearch letter*, 7(4). p. 6
- OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (2019). Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada. En ligne : <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdct/stt/stmtdprdctn-eng.html>
- OIL SANDS MAGAZINE (2019a). Données en ligne disponibles à l'adresse : <https://www.oilsandsmagazine.com/energy-statistics/usa#Inventories>
- OIL SANDS MAGAZINE (2019b). In-Situ Bitumen Extraction. En ligne : <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/in-situ>
- OIL SANDS MAGAZINE (2019c). Données en ligne disponibles à l'adresse : <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/thermal-in-situ#deposit>
- PEISCHL et al., Quantifying atmospheric methane emissions from the Haynesville, Fayetteville, and northeastern Marcellus shale gas production regions. *J. Geophys. Res. D Atmospheres* 120, 2119–2139 (2015). doi:10.1002/2014JD022697
- POESCHL, M., WARD, S., OWENDE, P., (2012) Environmental impacts of biogas deployment – Part I: life cycle inventory for evaluation of production process emissions to air. *Journal of Cleaner Production*. Volume 24, pp 168-183
- PNAS (Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America). (2019). A portrait of wellbore leakage in northeastern British Columbia, Canada. En ligne : <https://www.pnas.org/content/117/2/913>
- RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA. (2017) En ligne : <http://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2019/ssmptns/index-eng.html>
- RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA. (2019) En ligne : <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/index-fra.html>
- ROY, P.-O., MARTINEAU, G., MÉNARD, J.-F. (2013). Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec. Rapport déposée dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique du gaz de schiste au Québec.
- ROY, P.-O., MÉNARD, J.-F. (2014). Revue de littérature sur les impacts environnementaux du développement des hydrocarbures au québec. En ligne : <https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/Chantier-environnement.pdf>

- ROY, P-O, TIRADO-SECO, P. (2016). GHG emissions related to the life cycle of natural gas and coal in different geographical contexts. <http://ciraig.org/index.php/fr/lca-study/emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-sur-lensemble-du-cycle-de-vie-du-gaz-et-du-charbon-dans-differents-contextes-geographiques/>
- SCHNEISING et al., (2014), Remote sensing of fugitive methane emissions from oil and gas production in North American tight geologic formations. *Earth's Future*, 2: 548-558. doi:[10.1002/2014EF000265](https://doi.org/10.1002/2014EF000265)
- SKONE, T. J. (2011). Life Cycle Greenhouse Gas Analysis of Natural Gas Extraction & Delivery in the United States. National energy technology laboratory, Ed. US Department of Energy : Cornell University, May 12, 2011.p.45
- STEPHENSON, T.; VALLE, J. E.; RIERA-PALOU, X. (2011). Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production. *Environmental science & technology*, 45, p. 10757–10764.
- TURNER et al., (2016). A large increase in U.S. methane emissions over the past decade inferred from satellite data and surface observations, *Geophys. Res. Lett.*, 43, 2218–2224, doi: [10.1002/2016GL067987](https://doi.org/10.1002/2016GL067987).
- UDO-DE-HAES, H.A., FINNVEDEN, G. et GOEDKOOP, M. (2002). Life-Cycle Impact Assessment: Striving towards Best Practice, Society of Environmental Toxicology & Chemist, 272 p.
- UNION GAS (2014). Chemical composition of natural gas. [En ligne] www.uniongas.com/about-us/about-natural-gas/Chemical-Composition-of-Natural-Gas.
- VAN DURME, G., MARTINEAU, G., MICHAUD, R. (2012). Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec. Document synthèse réalisé par le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), Département de génie chimique, Polytechnique Montréal. Août 2012, 51 pages. En ligne : http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Pi116b_Rapport-Projet-type_avec-annexe-31aout2012.pdf
- WEBER, C. L.; CLAVIN, C. (2012). Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications. *Environmental science & technology*, 46, p. 5688-5695.
- WISEN, J., CHESNAUX, R., WERRING, J., WENDLING, G., BAUDRON, P., BARBECOT, F. (2019) A portrait of wellbore leakage in northeastern British Columbia, Canada. <https://www.pnas.org/content/117/2/913>
- XU, C., SHI W., HONG, J., ZHANG, F., CHEN, W. (2015). Life cycle assessment of food waste-based biogas generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 49 pp. 169-177
- YASAR, A., RASHEED, R., TABINDA, A. B., TAHIR, A., SARWAR, F. (2017) Life cycle assessment of a medium commercial scale biogas plant and nutritional assessment of effluent slurry. Volume 67, pp 364-371
- D. J. ZIMMERLE et al., (2015). Methane emissions from the natural gas transmission and storage system in the United States. *Environ. Sci. Technol.* 49, 9374–9383 (2015).

Annexe A – Méthodologie ACV

Voir le fichier « Annexe A – Méthodologie ACV.pdf » fourni avec le rapport.

Annexe B – Description de la méthode IMPACT World+

Voir le fichier « Annexe B – IMPACT World+.pdf » fourni avec le rapport.

Annexe C – Inventaire

Voir le fichier « Annexe C – Inventaire.xlsx » fourni avec le rapport.

Annexe D – Qualité des données

Voir le fichier « Annexe D – Qualité des données.xlsx » fourni avec le rapport.

Annexe E – Résultats

Voir le fichier « Annexe E – Résultats.xlsx » fourni avec le rapport.

Annexe F – Variabilité de la composition du gaz naturel dans le monde

Tableau F-1 : Variabilité de la composition du gaz naturel

Région	Bassin	Fraction (% mol)							Source
		Méthane	Éthane	Propane	CO ₂	N ₂	H ₂ S	Autres	
Alberta	N/A	82.8	4.5	2.7	10.0			≈ 0	Alberta Energy Regulator (2018)
Texas	Barnett	86.8	6.7	2.0	1.7	2.9	0	-	Bullin et coll. (2009)
New York, Pennsylvanie, Virginia	Marcellus	85.2	11.3	2.9	0.4	0.3	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Arkansas	Fayetteville	97.1	1.0	0.0	1.0	0.7	N/D	-	Bullin et al. (2009)
Illinois, Indiana, Kentucky	New Albany	89.9	1.1	1.1	7.9	0.0	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Michigan	Antrium	62.0	4.2	1.1	3.8	29.0	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Louisiane, Texas	Haynesville	95.0	0.1	0.0	4.8	0.1	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Utica américain	Utica	80.3	12.5	4.1	0.1	0.3	≈ 0	2.7	SEA (2014)
Utica du Québec	Utica	98.0	1.2	0.0	0.2	0.0	≈ 0	0	Van Durme et coll. (2012)
Mer du Nord	Alwynn	86.0	5.8	2.5	3.4	0.55	0	1.7	Roy et coll. (2016)
Coalbed methane Australien	N/A	95.1	0.05		1.2	3.65	0	0	Roy et coll. (2016)
Indonésie	South Mahakam	87.0	3.7	2.7	4.3	0.3	0	2.0	Roy et coll. (2016)
Yémen	N/A	90.1	5.7	2.5	0.3	0.1	0	1.4	Roy et coll. (2016)

Annexe G – Détail des données utilisées pour la modélisation

Données et hypothèses pour la modélisation du mix gazier distribué au Québec

La littérature contient des données de production et d'émissions fugitives pour un nombre limité de gisements gaziers. Par conséquent, l'approvisionnement gazier est modélisé à l'aide de proxys pour tenter de représenter du mieux possible les variations géographiques.

Du fait de leur proximité géographique, il est supposé que le niveau de production et les pratiques sur le terrain sont similaires entre les gisements de Barnett et de Eagle Ford. Pour des raisons similaires, le gisement d'Utica est modélisé comme celui Marcellus. Le tableau suivant résume la part de l'approvisionnement gazier tel que modélisé.

Tableau G-1 : Modélisation du mix gazier du réseau de distribution du Québec

Origine du gaz naturel	Part estimée dans l'approvisionnement	Disponibilité de données spécifiques au gisement non conventionnel ?	Gisement proxy	Part de l'approvisionnement gazier modélisé pour 2018
Alberta	53,40%	Non	Moyenne nord-américaine	53,40%
Colombie-Britannique	26,06%	Non	Moyenne nord-américaine	26,06%
Marcellus	7,75%	Oui	Marcellus	10,44%
Utica	2,69%	Non	Marcellus	(inclus dans Marcellus)
Haynesville	3,20%	Oui	Haynesville	3,20%
Eagle Ford	1,54%	Non	Barnett	(inclus dans Barnett)
Barnett	0,81%	Oui	Barnett	2,35%
Woodford	1,06%	Oui	Woodford	1,06%
Bakken	0,68%	Non	Considéré comme autre	(inclus dans Autres gisements américains)
Mississippian	0,98%	Non	Considéré comme autre	(inclus dans Autres gisements américains)
Fayetteville	0,43%	Oui	Fayetteville	0,43%
Autres gisements américains	0,86%	Non	Moyenne nord-américaine	2,53%
GNR provenant des eaux usées	0,02%	N/A	N/A	0,02%
GNR provenant de résidus alimentaires	0,02%	N/A	N/A	0,02%
Biogaz provenant de lieux d'enfouissement	0,50%	N/A	N/A	0,50%
Total	100%			100%

Données et hypothèses pour les systèmes de gaz naturel fossile

Le Tableau G-2 présente les **principales sources de données et hypothèses** qui ont servi à la modélisation du gaz naturel fossile distribué au Québec, et ce, quel que soit les régions d'exploitation. Toutes les données utilisées par la modélisation sont présentées à l'Annexe G.

Le Tableau G-3 présente les **principales sources de données et hypothèses** qui ont servi à la modélisation du gaz naturel fossile distribué au Québec en fonction des régions de production. Ce tableau résume les émissions fugitives considérées dans l'étude.

Tableau G-2 : Hypothèses et sources de données générales pour les systèmes de gaz naturel fossile non conventionnel (données non régionalisées). Note : les valeurs entre parenthèses présentent la variabilité.

	Valeur/source de donnée	Type de donnée	Commentaires
Gaz naturel non-conventionnel – étape d’exploration			
Nombre de puits par site (-)	2 (1-8)	Primaire	Basé sur des sondages réalisés dans le cadre de l’ÉES sur le gaz de schiste (Van Durme et coll., 2012)
Nombre de fracturation par puits (-)	3 (1-8)	Primaire	
Puits abandonnés (%)	2 (0-5)	Primaire	
Liquide de fracturation (m ³ /fracturation)	1670 (877-3377)	Primaire	
Recette des liquides de fracturation	Variée	Primaire	
Qualité de l’eau utilisée pour les liquides de fracturation	Eau recyclée sur le terrain	Hypothèse	
Boues de forage (kg/puits)	4,1×10 ⁵ (ÉT ² =1,09)	Primaire	
Recette des boues de forage	Variée	Primaire	
Retour des liquides (%/puits)	44 (27-73)	Primaire	
Gaz envoyé à la torchère lors de l’exploration (%)	100	Primaire	
Efficacité de la torchère (%)	98	Primaire	Données fournies par TOTAL (2016) Corroborées par les sondages réalisés dans le cadre de l’ÉES sur le gaz de schiste (van Durme et coll. 2012)
Explosifs (kg/puits)	4,4 (0,85-9,3)	Primaire	Basé sur des sondages réalisés dans le cadre de l’ÉES sur le gaz de schiste (van Durme et coll. 2012)
Gaz naturel non-conventionnel – étape d’extraction (valeurs différentes de l’étape d’exploration)			
Nombre de fracturation par puits (-)	12 (1-18)	Primaire	Basé sur des sondages réalisés dans le cadre de l’ÉES sur le gaz de schiste (van Durme et coll. 2012)
Nombre de puits additionnel sur site	6 (1-6)	Primaire	Basé sur des sondages réalisés dans le cadre de l’ÉES sur le gaz de schiste (van Durme et coll. 2012)
Gaz envoyé à la torchère lors de l’exploitation (%)	0,02	Hypothèse	Données fournies par TOTAL (2016) Corroborées par les sondages réalisés dans le cadre de l’ÉES sur le gaz de schiste (van Durme et coll. 2012)
Gaz envoyé au traitement (%)	99,98	Calculé	

	Valeur/source de donnée	Type de donnée	Commentaires
Gaz naturel non- conventionnel – étape de traitement			
Retrait saumure (barril/Mpi ³)	12,5 (5-20)	Littérature	(NY State department of environmental conservation, 2011)
Compresseurs	Basé sur les données du US EPA (rapport AP-42)	Littérature	Énergie et émissions associées à la pressurisation du gaz de 100-200 psi au puits jusqu'à 900 psi pour la transmission (van Durme et coll. 2012). Efficacité du compresseur estimé à 95 % (van Durme et coll. 2012)
Déshydratation	Basé sur des simulations publiées de ProSim	Littérature	Inclus la production de triethylene glycol, ses émissions et l'énergie requise Simulation ProSim (2015): Fraction d'eau en entrée est de 0,06% et en sortie 0,002%
Procédé amine	Basé sur des simulations publiées d'Aspentech	Littérature	Inclus électricité, production d'amine, chaleur et émissions. Simulation Aspentech (Aspentech, 2014) Basé sur la composition de CO ₂ à l'entrée et sortie CO ₂ retiré émis à l'atmosphère.
Procédé "Turbo-expander"	Basé sur des données GHGenius	Littérature	Électricité, chaleur, et émissions associées à l'extraction de l'azote
Transmission			
Compresseurs	Basé sur les données du US EPA (rapport AP-42)	Littérature	Énergie et émissions afin de maintenir la pression dans le gazoduc : compresseurs de 3590 hp (4 par station) avec efficacité de 95%. Une station est requise à tous les 120 km (en moyenne) et peut transporter près de 700 MMpc/jour ⁵⁷
Distribution			
Compresseurs	Basé sur les données du US EPA (rapport AP-42)	Littérature	Énergie et émissions afin de maintenir la pression dans le gazoduc : compresseurs de 3590 hp (4 par station) avec efficacité de 95%. Une station est requise à tous les 120 km (en moyenne) – distance approximative considérée sur le réseau : 1000 km

⁵⁷ Source : https://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngcompressor/ngcompressor.pdf

Tableau G-3 : Hypothèse, données et sources régionalisées pour les systèmes de gaz naturel fossile non conventionnel

Origine du gaz	Gaz naturel fossile américain						Gaz naturel fossile canadien		Références
	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodford	Autres	Alberta	Colombie - Britannique	
Production de gaz naturel non conventionnel									
Production par puits (Mm ³)	60	45	110	50	75	50	50	50	Basée sur les données de l'étude de O'Sullivan et Paltsev (2012) pour les bassins du Marcellus, Barnett, Fayetteville, Woodford et Haynesville. Les autres données utilisées ont été calculées à l'aide de la production moyenne des puits et le nombre de puits par gisements considéré par l'étude de O'Sullivan et Paltsev (2012)
Distance de transport pour la transmission									
Distance parcourue aux États-Unis (km)	700	2300	2300	2300	2300	2300	-	-	Distance approximative calculée à l'aide de Google Maps
Distance parcourue au Canada (km)	830	830	830	830	830	830	3600	3800	Distance approximative calculée à l'aide de Canada Distance Calculator ⁵⁸
Émissions fugitives par étape du cycle de vie (% de la Récupération Ultime Estimée)									
Forage	0,11% (0,03-0,26%)	0,15% (0,04-0,35%)	0,06% (0,02-0,14%)	0,13% (0,04-0,31%)	0,09% (0,02-0,21%)	0,13% (0,04-0,31%)	0,13% (0,04-0,31%)	0,13% (0,04-0,31%)	Basé sur l'étude de Caulton et coll. (2014), sur le temps requis pour forer un puits (van Durme et coll., 2012) et exprimé selon la production d'un puits
Torchère	0,06%	0,08%	0,03%	0,07%	0,05%	0,07%	0,07%	0,07%	Basé sur les niveaux de torchage évalué lors de l'évaluation environnementale stratégique sur le az de schiste (van Durme et coll. 2012)

⁵⁸ Ressource en ligne : https://distancecalculator.globefeed.com/Canada_Distance_Calculator.asp

Origine du gaz	Gaz naturel fossile américain						Gaz naturel fossile canadien		Références
	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodford	Autres	Alberta	Colombie - Britannique	
Exploration (équipements)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Basé sur le niveau de production des puits ET les données de Allen et coll. (2013) pour les régions du nord-est des États-Unis, des montagnes Rocheuses, du Golfe du Mexique et du milieu du continent (« mid-continent ») - utilisé par l'EDF
Extraction (équipements)	0,17% [0,03-0,49]	0,63% [0,03-2,63]	0,26% [0,02-2,63]	0,33% [0,07-0,73]	0,21% [0,05-0,73]	0,31% [0,03-1,15]	0,31% [0,03-1,15]	0,31% [0,03-1,15]	
« Gathering »	0,2%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	
Traitement	0,15% [0,1 – 0,26]								Basé sur les données de l'EPA, citée par Burnham et coll. (2012) et validé par diverses études du Environmental defense fund (EDF) (voir Alvarez et coll., 2018)
Transmission aux États-Unis	0,0952% [0,0952-0,21]								Basée sur les données GHGenius
Transmission au Canada	0,04% [0,04-0,09]								Basée sur les données d'une étude détaillée de MarcoGas et validé par GHGenius
Transmission distance totale	0,07% [0,07-0,12]	0,08% [0,08]	0,08% [0,08-0,16]	0,08% [0,08-0,16]	0,08% [0,08-0,16]	0,08% [0,08-0,17]	0,04% [0,04-0,09]	0,04% [0,04-0,09]	Proportion calculée en fonction de la transmission de chaque pays et la distance parcourue
Distribution	0,044% [0,041-0,048]								Données provenant d'Énergir. Note : une valeur de 0.22% (basé sur des données américaines) est généralement rapportée dans diverses études portant sur le gaz naturel
Total	0.80% (0.6-1.44%)	1.44% (0.64-3.87%)	0.92% (0.64-3.57%)	1.00% (0.64-1.77%)	0.82% (0.54-1.67%)	1.12% (0.666-2.42%)	0.94% (0.5-2.1%)	0.94% (0.5-2.1%)	Somme des valeurs précédentes

Données et hypothèses pour les systèmes de gaz naturel renouvelable

Le Tableau G-4 présente les propriétés générales associées au gaz naturel renouvelable.

Les données spécifiées dans les divers tableaux de cette section provenant de la littérature proviennent de ces publications :

- **Life Cycle Environmental Impacts of Electricity from Biogas Produced by Anaerobic Digestion (2016)**
- **Life cycle assessment of food waste-based biogas generation (2015)**
- **Life cycle assessment of advanced anaerobic digestion process configurations for sewage sludge – a UK perspective**
- **Review of life cycle assessment for biogas production in Europe (2016)**
- **Life-cycle modeling and environmental impact assessment of commercial-scale biogas production (2012)**
- **Life cycle assessment of a medium commercial scale biogas plant and nutritional assessment of effluent slurry (2017)**
- **Environmental impacts of biogas deployment – Part I: life cycle inventory for evaluation of production process emissions to air (2012)**

Tableau G-4 : Composition et pouvoir calorifique des systèmes de biogaz et de gaz naturel renouvelable

		Composition (% vol)	Pouvoir calorifique inférieur [MJ/m ³]	Pouvoir calorifique supérieur [MJ/m ³]
Biogaz issu de la digestion anaérobie	Référence	Swedish gas center, 2012	Engineering toolbox ⁵⁹⁶⁰	Engineering toolbox
	Méthane, biogénique	65 [60-70]	35,9	39,8
	Hydrogène	0	10.2	12.1
	Dioxyde de carbone, biogénique	35 [30-40]	-	-
	Diazote	0.2	-	-
	Oxygène	0	-	-
	Biogaz (total)	100%	23.3 [21-25]	25.8 [24-28]
Biogaz issu de lieux d'enfouissement	Référence	Swedish gas center, 2012	Engineering toolbox	Engineering toolbox
	Méthane, biogénique	45 [35-65]	35,9	39,8
	Hydrogène	0 [0-5]	10.2	12.1
	Dioxyde de carbone, biogénique	40 [15-40]	-	-
	Diazote	15 [5-40]	-	-
	Oxygène	1 [0-5]	-	-
	Biogaz (total)	100%	16.2 [13-23]	17.9 [14.5-26]
Gaz naturel renouvelable	Référence	Ressources Naturelles Canada, 2019	Engineering toolbox	Engineering toolbox
	Méthane, biogénique	97.46 [97.1-97.82]	35,9	39,8
	Hydrogène	-	10.2	12.1
	Dioxyde de carbone, biogénique	0.78 [0.3-1.26]	-	-
	Diazote	1.735 [0.91-2.56]	-	-
	Oxygène	0.02 [0.01-0.03]	-	-
	Gaz naturel renouvelable (total)	100%	35 [34.8 – 35.1]	38.8 [38.6-38.9]

Les Tableau G-5 et Tableau G-6 présentent respectivement, les données et hypothèses utilisées pour la production de biogaz et la production de gaz naturel renouvelable.

⁵⁹ Source : https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

⁶⁰ Source : https://www.engineeringtoolbox.com/heating-values-fuel-gases-d_823.html

Tableau G-5 : Principales données et hypothèses pour la production de biogaz.

		Valeur	Type de données	Commentaires	
Digesteur anaérobie	Fumier animal	Quantité de matière organique entrante (kg/m ³ de biogaz)	37,18	ecoinvent	N'affecte pas les résultats d'impact potentiel outre pour le calcul de la quantité de digestat produit
		Digestat produit (kg/m ³ de biogaz)	36.0	Calcul	Obtenu par calcul de bilan de masse
		Digestat épandu (%)	100	Hypothèse	Le fumier de l'étang à boue destiné à l'épandage (situation sans digestion anaérobie) n'est pas considéré significativement différent, en termes de contenu, du digestat provenant de la digestion anaérobie. Aucune perte significative n'est alors considérée.
		NaOH consommée (kg/ m ³ de biogaz)	0.000107	Littérature	Données provenant de 5 sites de Fuzi et coll. (2016)
		Électricité consommée (kWh/ m ³ de biogaz)	0.39	Littérature	Données provenant de 5 sites de Fuzi et coll. (2016) Électricité québécoise consommée
		Chaleur consommée (kWh/m ³)	1.51	Littérature	Données provenant de 5 sites de Fuzi et coll. (2016) Hypothèse d'autoconsommation via une unité de « Combined head and power » (CHP)
		Scénario évité : Émissions de méthane biogénique évité (m ³ CH ₄ /ton fumier)	2.45 [0.24-7.34]	Littérature	Émissions de méthane provenant d'étang à ciel ouvert. Les émissions de méthane varient en fonction du fumier de certains animaux et le temps de traitement du fumier. La valeur moyenne entre les vaches et les cochons et entre 180 et 270 jours a été considérés.
	Eaux usées	Quantité de matière organique entrante (kg/m ³ de gaz)	41,7	Littérature	Données provenant du modèle GREET (2016)
		Digestat produit (kg/m ³ de biogaz)	0.0022	Littérature	Données provenant du modèle GREET (2016) ⁶¹
		Digestat envoyé à l'enfouissement (%)	45%	Littérature	Le digestat peut être considéré comme étant soit un déchet à éliminer ou un co-produit tout dépendant de la qualité du digestat. Le modèle GREET (2016) considère que 55% du digestat sera appliquée aux champs et 45% sera transporté dans un lieu d'enfouissement
		Digestat épandu (%)	55%		
		NaOH consommée (kg/ m ³ de biogaz)	0.000107	Littérature	Données provenant de 5 sites de Fuzi et coll. (2016)
		Électricité consommée (kWh/ m ³ de biogaz)	0.44	Littérature	Données provenant du modèle GREET (2016) ⁶² Électricité québécoise consommée
		Chaleur consommée (kWh/m ³)	1.42	Littérature	Données provenant du modèle GREET (2016) Hypothèse d'autoconsommation via une unité de « Combined head and power » (CHP)
		Ajout d'additif : Ajout de compost (kg/MJ)	0.019	Littérature/calcul	Addition de compost. Le modèle GREET (2016) considère que le digestat comporte 35% de carbone.
	Scénario évité : Quantité de fertilisant azoté évité	5.0 x 10 ⁻⁵	Littérature/calcul	Substitution de fertilisant azoté sous ecoinvent évité. Le modèle GREET (2016) considère que le digestat comporte 4.1% d'azote.	
	Matières organiques résidentielles	Quantité de matière organique entrante (kg/m ³ de gaz)	4,9	Littérature	N'affecte pas les résultats d'impact potentiel outre pour le calcul de la quantité de digestat produit Basé sur les données du Swedish Gas center

⁶¹<https://greet.es.anl.gov/files/sludge-2016>

⁶²<https://greet.es.anl.gov/files/sludge-2016>

		Valeur	Type de données	Commentaires	
		Digestat produit (kg/m ³ de biogaz)	4.2	Littérature	Obtenu par calcul de bilan de masse
		Digestat envoyé à l'enfouissement (%)	45%	Littérature	Le digestat peut être considéré comme étant soit un déchet à éliminer ou un co-produit tout dépendant de la qualité du digestat. Le modèle GREET (2016) considère que 55% du digestat sera appliquée aux champs et 45% sera transporté dans un lieu d'enfouissement.
		Digestat épandu (%)	55%		
		NaOH consommée (kg/ m ³ de biogaz)	0.000107	Littérature	Données provenant de 5 sites de Fuzi et coll. (2016)
		Électricité consommée (kWh/ m ³ de biogaz)	0.36	Littérature	Données provenant de 5 sites de Fuzi et coll. (2016) Électricité québécoise consommée
		Chaleur consommée (kWh/m ³)	1.51	Littérature	Hypothèse d'autoconsommation via une unité de « Combined head and power » (CHP)
		Scénario évité : Quantité de fertilisant azoté évité (kg/m ³ biogaz)	0.0067	Littérature/calcul	Substitution de fertilisant azoté sous ecoinvent évité. Calcul basé sur des données Européenne stipulant que la quantité d'azote dans le digestat est généralement de 3 kg/m ³ de digestat. En assumant une masse volumique de 1030 kg/m ³ ⁶³ pour le digestat, nous calculons la quantité de fertilisant azoté.
		Ajout d'additif : Ajout de compost (kg/MJ GNR)	0.003	Littérature/calcul	Addition de compost. Le modèle GREET (2016) considère que le digestat comporte 35% de carbone.
		Scénario évité : production de biogaz dans un lieu d'enfouissement et envoyer à la torchère (m ³ de biogaz torché/m ³ de biogaz envoyé au traitement)	0,85	Calcul	L'alternative considérée pour le traitement des matières organiques résidentielles est l'enfouissement.
Scénario évité : production de biogaz dans un lieu d'enfouissement et émis à l'atmosphère (m ³ de biogaz émis à l'atmosphère/m ³ de biogaz envoyé au traitement)	0,15	Calcul	Recyc-Québec ⁶⁴ estime qu'un lieu d'enfouissement, même avec un système de captage du biogaz et de torchage, émettra tout de même près de 25% d'émissions fugitives. L'EPA ⁶⁵ estime quant à eux qu'un lieu d'enfouissement captera entre 60 et 90% dépendamment de la conception du système de capture. Une approche conservatrice a été considérée dans ce contexte et une efficacité relativement élevée du système de capture a été considérée (85%). Efficacité de la torchère est de 98%		
Biogaz	Lieux d'enfouissement	Quantité de matière organique entrante (kg/m ³ de gaz)	N/A	-	
		Consommation électrique	0.037 [0.025-0.049]	Littérature	Valeur moyenne entre deux sources de la littérature City of Albuquerque et modèle GREET Électricité québécoise consommée
		Scénario évité : Torchage (m ³ de biogaz torché/m ³ de biogaz envoyé au traitement)	1,0	Hypothèse	Chaque m ³ de biogaz qui est envoyé sur le réseau est un m ³ de biogaz qui n'aura pas été envoyé à la torchère Efficacité de la torchère est de 98%

⁶³ Source : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852415007348>

⁶⁴ Source : <https://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/municipalites/matieres-organiques/recyclage-residus-verts-alimentaires/implanter-optimiser-collecte/bilan-emissions-ges>

⁶⁵ Source : <https://www.epa.gov/lmop/benefits-landfill-gas-energy-projects>

Tableau G-6 : Principales données et hypothèses pour la production de gaz naturel renouvelable à partir du biogaz.

	Unité	Valeur	Type de données	Commentaires
Quantité de biogaz – Digestion anaérobie	m ³ /m ³ GNR	1.55 [1.5-3.92]	Littérature	
Biogaz entrante – LFG-based biogaz	m ³ /m ³ GNR	2.4 [1.5-3.92]	Littérature	
Électricité consommée	kWh/m ³ GNR	0.862 [0.5-1.38]	Littérature	Électricité québécoise consommée
Charbon activé	kg/m ³ GNR	0.001 [0-0.002]	Littérature	
Émissions méthane , biogénique	kg/m ³ GNR	$0.668 \text{ [kg/m}^3\text{]} \times (\text{Biogaz entrant [m}^3\text{]} \times \text{Méthane entrant [\%vol]} - \text{GNR sortante [m}^3\text{]} \times \text{Méthane sortant [\%vol]}) \times 0.005 \text{ [-]}$		<p>Formule basée sur la composition entrante et sortante du biogaz. De plus, par règlements, au Québec, il est défendu de ventiler du méthane directement à l'atmosphère. Par conséquent, les unités de traitement sont équipées d'oxydateur thermique qui sous haute température brûle et décompose les composés organiques volatils (COV) et le méthane en dioxyde de carbone et de l'eau. L'efficacité du processus est évaluée à 99,5% (Gulf Coast Environmental systems, 2019) signifiant que 0,5% des émissions possibles de méthane à l'atmosphère.</p> <p>Il est à noter que le processus opérant à haute température signifie que le procédé doit d'abord atteindre une température d'opération provenant de la combustion de biogaz ou d'une source externe de carburant. Il a été impossible de déterminer la quantité d'énergie nécessaire. Mais considérant qu'une fois en opération l'unité est en mesure de traité près de 60 000 scfm. Par conséquent, il est assumé que la quantité de biogaz ou de chaleur de sources externes est relativement faible lorsque ramenée à 1 m³ de GNR produit.</p> <p>La masse volumique provient du site web Engineering toolbox</p>
Émissions dioxyde de carbone, biogénique	kg/m ³ GNR	$1.842 \text{ [kg/m}^3\text{]} \times (\text{Biogaz entrant [m}^3\text{]} \times \text{Carbon dioxyde entrant [\%vol]} - \text{GNR sortante [m}^3\text{]} \times \text{Carbon dioxyde sortant [\%vol]}) + 0.668 \text{ [kg/m}^3\text{]} \times (\text{Biogaz entrant [m}^3\text{]} \times \text{Méthane entrant [\%vol]} - \text{GNR sortante [m}^3\text{]} \times \text{Méthane sortant [\%vol]}) \times 0.995 \text{ [-]}$		<p>Formule basée sur la composition entrante et sortante du biogaz La masse volumique provient du site web Engineering toolbox</p>
Émissions hydrogène	kg/m ³ GNR	$0.0899 \text{ [kg/m}^3\text{]} \times (\text{Biogaz entrant [m}^3\text{]} \times \text{Hydrogène entrant [\%vol]} - \text{GNR sortante [m}^3\text{]} \times \text{Hydrogène sortant [\%vol]})$		<p>Formule basée sur la composition entrante et sortante du biogaz La masse volumique provient du site web Engineering toolbox</p>
Émissions diazote	kg/m ³ GNR	$1.165 \text{ [kg/m}^3\text{]} \times (\text{Biogaz entrant [m}^3\text{]} \times \text{Diazote entrant [\%vol]} - \text{GNR sortante [m}^3\text{]} \times \text{Diazote sortant [\%vol]})$		<p>Formule basée sur la composition entrante et sortante du biogaz La masse volumique provient du site web Engineering toolbox</p>
Émissions, oxygène	kg/m ³ GNR	$1.331 \text{ [kg/m}^3\text{]} \times (\text{Biogaz entrant [m}^3\text{]} \times \text{Oxygène entrant [\%vol]} - \text{GNR sortante [m}^3\text{]} \times \text{Oxygène sortant [\%vol]})$		<p>Formule basée sur la composition entrante et sortante du biogaz La masse volumique provient du site web Engineering toolbox</p>

Données et hypothèses pour les systèmes de mazout

Le Tableau G-7 présente les principales propriétés des produits pétroliers. Le Tableau G-8 présente les principales hypothèses et données utilisées pour la modélisation des systèmes de mazout.

Tableau G-7 : Principales propriétés des mazouts

	Masse volumique [kg/m ³]	Pouvoir calorifique inférieur [MJ/L]	Pouvoir calorifique supérieur [MJ/L]
Référence	Ecoinvent, Engineering toolbox ⁶⁶	Ecoinvent	Transition Énergétique Québec ⁶⁷
Mazout lourd	950 [800-1010]	38,6	42,50
Mazout léger	840 [810-940]	35,9	38,64

⁶⁶ Source : https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html

⁶⁷ Source : <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/FacteursEmission.pdf>

Tableau G-8 : Principales données et hypothèses pour les systèmes de mazout

		Type de données	Commentaires
Technique pour la production des sables bitumineux			
Sable bitumineux de surface	20%	Littérature	(CAPP, 2019)
Sables bitumineux issus de méthodes in situ : « Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) »	75%	Calcul basé sur les régions et le niveau de production (voir commentaires)	Le choix entre le SAGD ou le CSS est dicté par la géologie du réservoir (Oil sands magazine, 2019b). Le réservoir de Cold Lake se prête généralement mieux au CSS tandis que la région de l'Athabasca répond mieux au SAGD (Oil sands magazine, 2019b). Considérant qu'en 2017, la région de l'Athabasca produisait 1 140 000 barils/jour et la région de Cold Lake produisait 373 000 barils/jour (Oil sands magazine, 2019c), on suppose que 75% du pétrole provenant des sables bitumineux in situ est produit à partir de SAGD et 25% à partir du CSS.
Sables bitumineux issus de méthodes in situ : « Cyclic Steam Stimulation (CSS) »	25%		
Production de sables bitumineux – sable bitumineux de surface			
Électricité consommée (kWh/m3 bitume)	60	Littérature	Paramètre d'entrées du modèle Ghost et Ghost-SE de l'université de Calgary (Sleep et coll., 2018)
Gaz naturel consommé (m3/m3 bitume)	50		
Diesel consommé (MJ/m3 bitume)	383		
Méthane émis (kg/m3 bitume)	0.4		
CO2 émis (kg/m3 bitume)	7.5	Littérature	Paramètre d'entrées du modèle Ghost et Ghost-SE de l'université de Calgary (Sleep et coll., 2018)
Processus de forage	Approximation	Hypothèse	Assumé comme étant similaire à celui pour un puits de gaz naturel non conventionnel – mis à l'échelle pour un profondeur de 80 m
Production de sables bitumineux – SAGD			
Électricité consommée (kWh/m3 bitume)	151	Littérature	Paramètre d'entrées du modèle Ghost et Ghost-SE de l'université de Calgary (Charpentier et coll., 2011; Orellana et coll., 2017)
Gaz naturel consommé (m3/m3 bitume)	117		
Eau consommée (kg/m3 bitume)	3.5		
Méthane émis (kg/m3 bitume)	0.026		
CO2 émis (kg/m3 bitume)	3.85		
Processus de forage	Approximation	Hypothèse	Assumé comme étant similaire à celui pour un puits de gaz naturel non conventionnel
Production de sables bitumineux – CSS			
Électricité consommée (kWh/m3 bitume)	187	Littérature	Paramètre d'entrées du modèle Ghost-SE de l'université de Calgary (Orellana et coll., 2017)
Gaz naturel consommé (m3/m3 bitume)	117		
Eau consommée (kg/m3 bitume)	3.5		
Méthane émis (kg/m3 bitume)	0.06		
CO2 émis (kg/m3 bitume)	3.25		
Processus de forage	Approximation	Hypothèse	Assumé comme étant similaire à celui pour un puits de gaz naturel non conventionnel
Production de produits pétroliers			
Production de mazout lourd	ecoinvent + modèle PRELIM	Base de données et modèle de raffinerie	PRELIM, développé par l'Université de Calgary, est un outil permettant de modéliser le processus de raffinerie. L'évaluation est réalisée via un bilan énergétique et massique, en se basant sur divers cocktails de brut pour diverses configurations de raffinerie. Les données de consommation énergétique (quantité et processus) de la raffinerie de la base de données <i>ecoinvent</i> ont été mises à jour suivant les résultats de ce modèle.
Production de mazout léger	ecoinvent + modèle PRELIM	Base de données et modèle de raffinerie	

Annexe H – Grille de commentaires des réviseurs et réponses des auteurs

Légende pour la grille présentée aux pages suivantes :

- En noir : commentaires et réponses de la première ronde de révision
- **En rouge** : commentaires et réponses de la seconde ronde de révision

ID	#	Page ou section	Paragraphe ou figure ou tableau	Commentaire du réviseur	Modification proposée	Réponse/décision des auteurs
BA	1	Pages 5, 66, 70, 71, 80	Tableaux de résultats par indicateur	Légende non explicite sur la manière dont elle a été faite. S'il y a forcément une hiérarchie/position par scénario ou si le palier change quand c'est 10-15% supplémentaire? Est-ce que le palier de changement de couleur est le même pour chaque indicateur environnementale (i.e. les nuances de couleur sont dues à un même écart par indicateur ou sont dues à un changement de position du scénario, etc.)?	Expliquer comment la légende de couleur a été faite	La légende de couleur a été modifiée (ou retirée) afin de présenter uniquement les scénarios min/max de chaque indicateur. Les différences relatives (lorsqu'elles n'étaient pas présentes) ont été ajoutées pour donner une évaluation de la proximité des résultats d'indicateurs.
BG	2	p.5		Il serait plus utile d'ajuster le code de couleur selon la variabilité en terme relatif (p. ex. vert pour -50% et rouge pour +50%. Pour certaines catégories, les résultats minimaux et maximaux sont peu différenciés, ce que la légende ne communique pas.	Ajuster la légende de couleur pour mieux illustrer les différences significatives.	Voir réponse au commentaire #1.
BG	3	p. 5		La note en bas de page décrit la catégorie changement climatique, court terme, mais non la catégorie changement climatique, long terme. De plus, il semble que la description ne soit pas cohérente avec ce qui se trouve plus loin dans le rapport (PRG 100 pour court terme).	Décrire les deux catégories (court terme et long terme) dans la note.	La description de l'indicateur long terme a été ajoutée. La cohérence a été vérifiée.

BG	4	p. 6 et section 3.8		L'interprétation des impacts sur le cycle de vie peut être facilitée par l'utilisation de catégories d'impact au niveau des dommages ou la normalisation.	Fournir les résultats d'impacts pour les catégories de dommages et/ou les résultats d'impact normalisés.	L'analyse au niveau dommage a été faite et abordée aux sections pertinentes.
BG	5	p. 7 et section X.X		L'efficacité de combustion et de transfert de chaleur a effectivement une influence sur les impacts environnementaux de l'utilisation des carburants fossiles. Toutefois, la discussion devrait aussi mettre de l'avant que pour un utilisateur industriel donné, des efficacités similaires sont normalement atteintes avec les trois types de carburants considérés (mazout léger, mazout lourd, gaz naturel).	Ajouter dans l'analyse de sensibilité sur l'efficacité que pour un utilisateur industriel typique, des efficacités similaires sont atteignables pour les trois types de carburants.	L'analyse de sensibilité présente déjà les cas où des efficacités similaires sont atteintes. Le cas de base considère également une efficacité équivalente entre les systèmes. L'objectif de l'analyse de sensibilité est de répondre à la question « que se passe-t-il si l'efficacité des différents systèmes n'est pas la même ? ». En ce sens, aucun changement n'a été apporté.
BG	6	p. 15		Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec	Naturelles avec un n minuscule.	La lettre a été mise en minuscule.
BG	7	p.15		US EPA Agence de protection de l'environnement des États-Unis	États-Unis préférable à américaine.	Modification apportée.

AL	8	16	Figure 1-1	Je vois plus ou moins la pertinence de cette figure. Elle illustre l'empreinte carbone de différents modes de production d'électricité et, comme le disent les auteurs dans la note précédant la figure, les conclusions ne peuvent pas s'appliquer à un cas de génération de chaleur. Il serait plus pertinent de donner des références d'études existantes pour la production de chaleur ou de présenter des facteurs d'émission génériques pour la production de chaleur si l'idée est de justifier pourquoi le gaz naturel est perçu comme une alternative à plus faible empreinte carbone que le mazout.	Éliminer la figure ou la remplacer par des références plus appropriées.	Une figure moins complète mais spécifique à la génération de chaleur a été utilisée pour remplacer la précédente.
BA	9	16	Figure 1-1	Pour les résultats d'Hydro-Québec, il est indiqué <i>Filières spécifiques à Hydro-Québec</i> mais est-ce leur bouquet ou juste la prise en compte de l'hydroélectricité produite par réservoir ou fil de l'eau ? Si ce n'est pas leur bouquet, qu'est-ce qui explique la différence d'Hydro-Québec fil de l'eau avec Hydroélectricité fil de l'eau (idem réservoir) ? Et d'où proviennent les données de ces autres sources d'hydroélectricité ? Il n'y a pas de référence dans la note ni la référence CIRAIG, 2014 dans la section des références.	Ajouter quelques précisions sur les références	Le commentaire n'a plus de raison d'être du fait des changements apportées au commentaire #8.

BG	10	p. 19 et suivantes		« des tuyaux sont posés dans le puits et sont entourés de ciment »	Remplacer « ciment » par « béton ».	Modification faite.
BG	11	p. 20		Le gaz naturel renouvelable à partir de résidus forestiers se ferait par gasification suivie de méthanation et non par digestion anaérobie.	Indiquer que les processus de production de GNR à partir de résidus forestiers est différent du processus de production de biogaz à partir des matières organiques mentionnées au début de la section 2.1.6.	Précision ajoutée.
BG	12	p. 21		« L'isolation entre les deux parois est assurée par du vide [...] »	Le vide entre les deux parois permet l'isolation des cuves.	Phrase modifiée.

BG	13	p. 25		« Les quatre tendances en matière d'estimation des émissions fugitives [...] »	Expliquer quelles sont ces quatre tendances.	Les tendances ont été explicitées.
BG	14	p. 26		<p>« les plus récents travaux laissent sous-entendre que les émissions de GES du gaz non conventionnel sont globalement similaires à celles du gaz naturel conventionnel. »</p> <p>Des études récentes indiquent également que l'estimation des émissions de méthane dues à la dispersion (<i>venting</i>), le brûlage à la torche (<i>flaring</i>) et les fuites (<i>leakage</i>) faites au niveau des équipements et utilisées pour les inventaires nationaux sous-estiment significativement les émissions réelles. Est-ce que les estimations des émissions associées à la production du gaz naturel (incluant les émissions fugitives) tiennent compte de ces études?</p> <p>Matthew R. Johnson, David R. Tyner, Stephen Conley, Stefan Schwietzke, and Daniel Zavala-Araiza (2017).</p>	Réviser les émissions dues à la production et à la transmission du gaz naturel selon les études proposées et/ou tenir compte de l'incertitude sur ces émissions dans l'analyse de sensibilité.	<p>La distinction méthodologique entre les approches « mesures directes » et « mesures de concentration atmosphérique » a été explicitée. Les biais méthodologiques potentiels sont mentionnés et discutés. Les trois études mentionnées par le réviseur font toutes références à une approche par « mesure directes » (à part l'étude, à notre souvenir, Alvarez et al. qui fait également une comparaison avec l'approche mesure directe).</p> <p>Bien que ces études remettent en question les inventaires nationaux, les différences d'estimation ont été fortement réduites lors de ré-évaluations. En effet, alors que les méthodes « top-down » évaluaient initialement les émissions fugitives autour d'un taux de 10%, la ré-évaluation de ces méthodes les estime maintenant aux alentours de 2%. Les méthodes « bottom-up » aboutissent quant à elles à des taux d'émissions fugitives de l'ordre de 1%. Ainsi, la remise en question n'est plus d'un facteur 10, comme elle l'avait été quelques années auparavant, mais d'un facteur 2. C'est pour cette raison que l'on parle d'une réconciliation des résultats des deux approches méthodologiques. Non pas qu'ils pointent vers le</p>

			<p>Comparisons of Airborne Measurements and Inventory Estimates of Methane Emissions in the Alberta Upstream Oil and Gas Sector. Environmental Science & Technology, 51 (21), 13008-13017. DOI: 10.1021/acs.est.7b03525</p> <p>Ramón A. Alvarez et al. (2018). Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. Science 13 Jul 2018: Vol. 361, Issue 6398, pp. 186-188. DOI: 10.1126/science.aar7204</p> <p>Z. R. Barkley et al. (2019). Forward Modeling and Optimization of Methane Emissions in the South Central United States Using Aircraft Transects Across Frontal Boundaries. Geophysical Research Letters, Volume 46, Issue 22, 28 November 2019,</p> <p>Pages 13564-13573. https://doi.org/10.1029/2019GL084495</p> <p>Les auteurs doivent être plus clairs dans leur réponse à propos de l'étude d'Alvarez et al. et si l'étude fait bel et bien la comparaison qui est faite entre les mesures de concentration</p>		<p>même chiffre exactement mais, vers des résultats d'un ordre de grandeur maintenant similaire.</p>
--	--	--	---	--	--

				<p>atmosphérique et les mesures directes de terrain.</p> <p>Si les études plus récentes indiquent que les émissions fugitives sont deux fois plus importantes qu'estimées auparavant (2% au lieu de 1%), cette valeur devrait être utilisée de manière conservatrice, à tout le moins pour la production de gaz de schiste.</p>		<p>Des explications supplémentaires ont été ajoutées au rapport en lien avec l'étude d'Alvarez et coll.. Des explications clarifiant pourquoi une approche par mesures directes a été priorisée sont maintenant fournies.</p> <p>En ce sens, nous considérons que nous avons bel et bien pris une approche conservatrice en i) faisant une évaluation de la valeur la plus probable, ii) réalisant des analyses de sensibilité sur les émissions fugitives de méthane et iii) déterminant le niveau d'émissions fugitives nécessaire pour infléchir les conclusions obtenues.</p>
BA	15	27	Chapitre 3	<p>Le mandataire de l'étude n'est pas nommé. Les raisons pour lesquelles l'étude a été faite semble claire mais il reste important de savoir pourquoi le mandataire vous a mandaté et pourquoi c'est lui qui l'a fait. Il manque la section <i>Public concerné</i> tel requis par les normes ISO 14044:2006.</p> <p>BG : Vu l'entente de confidentialité en place, le comité de revue doit pouvoir avoir accès à l'entièreté du rapport, incluant le nom du mandataire.</p>	Communiquer sur le mandataire de l'étude et le public concerné	<p>Pour des raisons contractuelles, Polytechnique Montréal somme le CIRAIG de ne pas mentionner, dans les documents en lien avec ce projet, le nom du mandataire. Le nom du mandataire de l'étude ne pourra être mentionné que sur la version qui sera restituée au mandataire mettant fin aux obligations contractuelles. Le public concerné est surtout le mandataire de l'étude. Cette précision a été ajoutée.</p> <p>Le CIRAIG ne brisera pas l'entente de confidentialité signée par Polytechnique Montréal et les clauses mises en place auprès de la sécurité informatique pour assurer une confidentialité complète du nom du mandataire.</p>

						Nous pouvons mentionner à ce stade que le mandataire est une entité gouvernementale (conseil de ville, MRC, ministère provincial ou fédéral ou société d'état) cherchant à en savoir plus sur les chaînes d'approvisionnement annoncées par le gouvernement du Québec comme susceptibles d'approvisionner la Côte-Nord en GNL.
BA	16	28	Section 3.2	Il est écrit « Ces résultats pourraient faire l'objet d'une divulgation publique. » C'est ce qui semble prévu par cette revue critique.	Rectifier la phrase mentionnée	Phrase modifiée.
BG	17	p. 28		« Il est à noter qu'aucune règle d'imputation particulière n'a été employée à l'exception des produits pétroliers pour lesquels les règles d'imputation de la base de données ecoinvent (www.ecoinvent.org/) ont été considérées. Le traitement par défaut des aspects de multifonctionnalité présents dans la base de données d'inventaire du cycle de vie ecoinvent a été conservé. » Il n'est pas suffisant de dire que les règles d'imputation d'ecoinvent ont été conservées. Il est requis selon ISO 14044	Décrire les règles d'imputation utilisées et justifier leur choix.	Plus de détails ont été fournis dans le corps du rapport. Seule l'allocation était possible en suivant la hiérarchie du traitement de la multi-fonctionnalité.

				de décrire ces règles dans le rapport d'ACV et de justifier leur choix dans le contexte de l'étude.		
BG	18	p. 29		« Mentionnons aussi que toutes les données utilisées ont été : [...] 3) Documentées conformément aux meilleures pratiques disponibles. » Quelles sont ces meilleures pratiques?	Expliquer en quoi la documentation des données utilisées suit les meilleures pratiques disponibles.	Une note à cet effet a été ajoutée.
BG	19	p. 31		« Il est à noter que parmi les 0,54% de biogaz produit, 0,50% sont injectés tels quels dans le réseau de distribution et les 0,04% restants sont traités pour obtenir du GNR avant d'être injectés dans le réseau. » Selon les documents d'Énergir, il semble que le biogaz doit être traité pour être converti en biométhane / gaz naturel renouvelable avant d'être injecté dans le réseau. De plus, certains utilisateurs peuvent se réserver une partie du biométhane injecté, par exemple car il vient de leurs opérations ou parce qu'ils paient une prime pour le GNR. En ce sens, ces	Valider avec Énergir les conditions selon laquelle il est possible d'injecter le biogaz / biométhane dans le réseau. Valider avec Énergir les volumes de GNR dont l'utilisation est déjà réservée.	Ces données proviennent directement d'Énergir (voir Tableau 4-2). Les valeurs présentées ont été validées par Énergir. Bien qu'il soit possible de « réserver » un approvisionnement à 100% de GNR/biogaz, il s'agit d'une procédure, pour le moment, marginale. De plus, la présence ou non de biogaz/GNR dans le réseau, avec les quantités actuelles, n'influence pas de manière notable les résultats d'indicateurs pour l'indicateur <i>Changement climatique</i> .

				<p>volumes ne sont plus disponibles pour les autres utilisateurs du réseau.</p> <p>Les auteurs réfèrent-ils au Tableau 4-1 ou 4-2 dans leur réponse?</p>		
AL	20	39	Figure 3-8	<p>Où est raffiné le pétrole permettant d’approvisionner la Côte-Nord en mazout? Au Québec, les raffineries sont situées au bord du St-Laurent et ont un port. Il n’y a donc pas d’oléoduc entre les raffineries et le transport maritime. Aussi, pourquoi retrouve-t-on seulement le procédé d’hydrocraquage dans la section raffinage? La production du mazout implique beaucoup plus de procédés que seulement un hydrocraqueur. Je comprends qu’on ne puisse pas tous les mettre ici. Il vaudrait alors mieux seulement indiquer raffinage.</p>	<p>Ajouter les précisions concernant l’endroit où a lieu le raffinage. Expliquer la présence de l’oléoduc dans le système. Corriger la figure pour la section raffinage.</p>	<p>L’oléoduc est présent essentiellement pour le transfert depuis la raffinerie vers le port et depuis le port vers un lieu de stockage pour une distance totale (probablement légèrement surestimée) estimée à 10 km (voir tableau 4-8).</p> <p>De plus, le raffinage ne fait pas uniquement référence à l’hydrocraquage. Le texte a été légèrement modifié pour être certain qu’il n’y ait plus d’ambiguïté sur le sujet.</p> <p>Les section 4.3.1 (et suivantes) présentent les hypothèses sur l’origine du mazout avec 85% du mazout provenant du Québec et donc de Suncor et de Valero dans des proportions non discriminées.</p> <p>Les 15% restants proviennent des États-Unis et de l’Europe.</p>

BG	21	p. 40		« Une évaluation aux catégories de dommages ou aux aires de protection n'a pas été effectuée. »	Effectuer cette évaluation car elle simplifierait l'analyse des résultats d'impact.	Une analyse au niveau des dommages a été ajoutée au rapport.
BG	22	p. 42, section 4 et section 5		La qualité des données pour les quelques processus contribuant le plus aux impacts doit être discutée plus en détails dans le corps du rapport selon des critères énumérés à la section 3.9.2. Même si les scores de qualité des données pour tous les processus sont fournis en annexe D, aucune explication n'est donnée pour les scores donnés. Pour les processus dont la qualité des données n'est pas élevée, les auteurs devraient expliquer les efforts qui ont été faits pour améliorer cette qualité. Sans de tels détails dans le corps du rapport, il est impossible pour les lecteurs de comprendre si la qualité des données est cohérente avec les objectifs visés. L'impact de la qualité des données sur les conclusions devrait aussi être discutée dans l'interprétation.	Présenter l'évaluation de la qualité des données pour les principaux processus contributeurs (score et justification selon les critères présentés dans le corps du rapport). Accompagner l'évaluation de commentaires sur les efforts mis en œuvre pour améliorer la qualité des données. Discuter dans la section interprétation si la qualité des données est suffisante pour atteindre les objectifs visés.	Une section Qualité des données et recommandations a été ajoutée au rapport tout en faisant référence à l'Annexe D.

BG	23	p. 42-43		<p>« La modélisation considère une efficacité moyenne de combustion et de transfert de chaleur de 92% pour tous les scénarios (valeurs fournies par le mandataire). »</p> <p>Sur quoi se base cette valeur? Sur les principales installations industrielles de la Côte-Nord?</p>	Préciser comment la valeur retenue pour l'efficacité a été obtenue.	<p>La valeur a été fournie par le mandataire, d'après leur expertise sur le sujet et leur connaissance des pratiques actuelles, basées sur des déclarations et des discussions avec les entreprises présentes.</p> <p>Cette valeur étant plus élevée que ce que l'on retrouve généralement dans la littérature (i.e., entre 80% et 90%), une analyse de sensibilité a été réalisée pour tenir compte de la variation d'efficacité.</p>
BG	24	p. 43		<p>Est-ce que le mélange d'éthanol dans le mazout est une pratique réaliste et documentée? Le remplacement par du biobrut / de l'huile pyrolitique (telle que celle produite par Ensyn) semble un meilleur scénario. D'autant plus qu'une usine est en opération depuis peu à Port-Cartier et que le biocarburant est déjà acheminé aux États-Unis pour remplacer le mazout dans des applications de chauffage institutionnel.</p>	Remplacer le scénario de mélange avec l'éthanol par un scénario de mélange avec du biobrut / de l'huile pyrolitique.	<p>À notre connaissance et à celle du mandataire, que ce soit par un retour d'expérience ou par étude de la littérature, un mélange de mazout (léger ou lourd) et de biocombustible n'existe pas.</p> <p>Il ne s'agissait que d'un cas se voulant exploratoire visant à évaluer l'effet possible d'un mélange de biocombustible avec le mazout. Devant la mécompréhension des membres du comité de revue (et potentiellement plus grave du mandataire ou du public) face à cet exercice, l'analyse de sensibilité a tout simplement été retirée.</p>
AL	25	43	Section Mélange au mazout	<p>On peut mélanger de l'éthanol au mazout? C'est beaucoup plus léger. À ma connaissance, l'éthanol est normalement ajouté à l'essence. Je ne crois pas qu'un équipement de combustion puisse brûler un mélange de mazout et d'éthanol.</p>	Justifier le mélange de mazout avec l'éthanol par une explication ou une référence.	Voir commentaire #24.

AL	26	44	Deuxième puce	Je suis d'accord qu'il ne faut pas extrapoler les résultats à d'autres contextes géographiques. Je ne comprends pas pourquoi on a ajouté « à moins de considérer une incertitude extrême. » Si l'incertitude est extrême, ça veut dire que de toute façon, on ne peut rien conclure. Donc pourquoi ne pas simplement dire qu'il ne faut pas extrapoler à d'autres contextes?	Retirer la mention « à moins de considérer une incertitude extrême. »	Mention retirée.
BG	27	p.44		« L'étude se limite aux systèmes étudiés. Les résultats ne devraient pas être extrapolés à d'autres contextes géographiques, à moins de considérer une incertitude extrême. » Que veut dire une incertitude extrême? L'incertitude dépendra du niveau de similitude (ou de différence) entre d'autres applications et celle qui est étudiée dans le rapport.	Indiquer que les résultats ne doivent pas être extrapolés ou que l'incertitude doit être prise en compte si les résultats sont extrapolés.	Il a été indiqué que les résultats ne devaient pas être extrapolés. En revanche le commentaire #26 a demandé à ce que la mention des incertitudes soit retirée.
AL	28	44	Tableau 3-1	Le tableau est vide.	Ajouter l'information concernant les membres du panel de revue critique.	Maintenant que les membres du comité de revue nous sont connus, les informations ont été ajoutées.

AL	29	45	Figures 4-1 et 4-2	La résolution des images n'est pas bonne, ce qui nuit à leur lisibilité.	Améliorer la résolution des images.	Les images ont été agrandies permettant une meilleure lisibilité.
AL	30	45	Dernier paragraphe	Pourquoi considérer que 100% du gaz naturel liquéfié à Elba Island provient du gisement de Marcellus? Selon la Figure 4-1, ça pourrait aussi provenir des gisements d'Utica, de Fayetteville, du Golfe du Mexique offshore, etc. Pour le gaz distribué au Québec, une analyse beaucoup plus détaillée a été réalisée.	Justifier ou raffiner cette hypothèse.	Une analyse de sensibilité a été effectuée avec du gaz provenant des gisements de Haynesville et de Barnett, les gisements américains présentant les résultats d'indicateurs les plus faible et élevé, respectivement.
BG	31	p. 46		L'hypothèse sur la composition du gaz naturel consommée au Québec n'est pas cohérente avec les valeurs présentées au tableau 4-1. Celui-ci semble indiquer que le ratio n'est pas 80%-20% mais plutôt 50%-50% (en supposant que le point d'achat de Dawn n'est approvisionné qu'en gaz naturel des États-Unis). La tendance semble indiquer que le gaz naturel canadien sera de faible importance dans l'avenir. Ceci s'explique par le fait qu'une grande proportion du gaz naturel produit au Canada est consommée dans les provinces productrices.	Utiliser les données les plus récentes ou les projections d'Énergir pour la période visée par l'étude (2020) pour l'approvisionnement québécois en gaz naturel.	La supposition que le carrefour de Dawn n'est approvisionné qu'en gaz américain est fausse. En effet, Dawn est à la fois alimenté par le gaz américain et le gaz d'Empress provenant de l'Ouest canadien. Ne pouvant retracer l'origine du mélange, on se base sur les données de NRCAN mentionnant que le Canada consomme 80% de gaz naturel canadien et 20% de gaz naturel américain. Les données les plus récentes d'Énergir, publiquement disponibles, ont été utilisées et sont reprises au Tableau 4-1. Les données historiques présentant 50% Empress/50% Dawn ont été mises de côté au profit

			<p>Il est physiquement impossible que le mélange d’approvisionnement en gaz naturel du Québec soit le même que celui du Canada. Les provinces de l’Ouest (C.-B., Alberta et Saskatchewan) où 100% du gaz naturel est produit au Canada représentent également <u>67% de la consommation totale</u> (C.-B.: 6%, Alberta : 55% et Saskatchewan : 6%). Comme ces provinces sont auto-suffisantes et principalement exportatrices de gaz naturel, les importations des États-Unis se concentrent forcément dans les autres provinces, principalement l’Ontario et les États-Unis. De plus, <u>même si le hub de Dawn est en partie approvisionné par l’Ouest canadien, la majorité des importations des États-Unis se fait à la frontière de l’Ontario</u>. Par conséquent, il est impossible que la part de gaz naturel transitant par le hub de Dawn provenant de l’Ouest canadien soit suffisante pour résulter en une alimentation du réseau de gaz naturel québécois en gaz naturel canadien à hauteur de 80%. Les auteurs pourraient se référer à la Chaire de gestion du secteur de l’énergie (HEC Montréal) pour une estimation plus précise.</p>		<p>des données de 2018 (mises en couleur au Tableau 4-1) puisqu’Énergir a changé sa politique d’approvisionnement en 2016.</p> <p>Dans un premier temps, il est mentionné de façon transparente que l’évaluation d’un mix de gaz naturel dans le réseau de distribution est excessivement incertaine. Dans un deuxième temps, la variabilité des résultats d’indicateurs a été montré comme non significative dans l’analyse de sensibilité présentée à la section 6.4 « Analyse de sensibilité sur l’approvisionnement en gaz naturel fossile ».</p> <p>De plus, si l’on se fie aux données de l’EIA (https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#pipelines) sur les importations et les exportations de gaz naturel entre les provinces canadiennes et les états américains limitrophes, toutes les provinces canadiennes à la frontière exportent plus de gaz naturel qu’elles en importent (ou de façon égale pour le Nouveau-Brunswick). Dans le cas de l’Ontario et du Québec (soit deux provinces dont la production de gaz naturel est marginale et inexistante) cette différence entre les exportations et les importations est respectivement de 1360 mmcf et 151 mmcf. C’est donc plus que le bilan de l’Alberta de 141 mmcf (0 import et 141 mmcf d’export – on constate plutôt que le gaz naturel albertain transite vers le Sud via la Colombie Britannique, la Saskatchewan, le Manitoba et l’Ontario). Par conséquent, un cas où le Canada ne consommerait pas de gaz naturel américain du tout pourrait être considéré, puisqu’il pourrait être complètement autonome. Toutefois, dans un tel</p>
--	--	--	---	--	--

						<p>contexte, nous considérons que la meilleure information disponible sur le sujet demeure la donnée la donnée de NRCan à savoir une consommation de 80% de gaz naturel canadien et de 20% de gaz naturel américain comme scénario de base. Tel que mentionné plus haut, bien qu'incertaine, cette information n'influence pas les résultats d'indicateurs obtenus (voir section 6.4).</p>
BA	32	46	Section 4.2.1	<p>La présentation des provenances de gaz naturel porte à confusion. 97% des importations proviennent des É.-U. alors on considère que 100% vient du Canada et des É.-U. puis présentation d'une proportion 20-80.</p>	<p>Combiner les deux données sachant en plus que c'est la même source pour obtenir une seule phrase indique que 20% du gaz naturel consommé au Québec vient du Canada et 80% vient des É.-U.</p>	<p>Les deux informations ont été combinées.</p>
BA	33	Page 51 et en général		<p>Je ne vois pas d'informations de modélisation à ce sujet mais pour validation, est-ce que le gaz naturel associé a subi une allocation de la phase d'extraction (et autres si nécessaire) étant donné que le pétrole peut être également extrait?</p>		<p>La donnée <i>ecoinvent</i> considérée effectuée, effectivement, une allocation entre le pétrole et le gaz naturel.</p> <p>Le tout a été ajouté au processus affecté par la multifonctionnalité.</p>

BA	34	p.45-63	4 Données et hypothèses principales	Ces sections sont importantes et assez complètes mais denses. Certaines informations pourraient être en annexe pour laisser place à des éléments de l'inventaire plus pertinents (voir commentaires 69 et 70 ci-après sur les annexes C et D)	Recommandation de mettre certaines informations en annexe (description et faits amenant aux hypothèses) et garder uniquement les hypothèses les plus pertinentes et de la fin de réflexion qui servent ultimement et directement pour la modélisation.	Ce commentaire nous semble en contradiction avec le commentaire #74 qui demande plus de transparence au niveau des données d'inventaire et des hypothèses. Considérant la nature plutôt éditoriale de ce commentaire spécifique, nous ne lui donnerons pas suite.
BA	35	p.45-63	4 Données et hypothèses principales	La section d'inventaire est inexistante dans le corps du rapport. On passe des hypothèses aux résultats sans discussion et description spécifiques des données primaires disponibles. L'annexe C donne des éléments de réponses mais les processus utilisés ne sont pas assez discutés dans le corps du texte qui sera le plus lu.		L'analyse de l'inventaire n'est jamais réalisée dans une étude ACV puisqu'elle étudie de trop nombreux contributeurs et ne renseigne pas sur les impacts potentiels. On substitue donc cette analyse avec une analyse des impacts potentiels sur le cycle de vie. Toutefois, pour répondre au commentaire du réviseur, une analyse de la qualité des données des principaux contributeurs a été ajoutée. De plus, lors de certaines analyses, la différence de résultats a été expliquée.
AL	36	52	Fin du dernier paragraphe	Il est écrit « ...les Figures 4-6 et représentent ». Il manque le numéro de la Figure 4-7.	Ajouter le numéro de la Figure 4-7.	Numéro ajouté.

BG	37	p. 55		« Statistique Canada »	Statistique sans « s ».	Les « s » ont été retirés.
BG	38	p. 58		<p>Il est inexact de dire que des données plus spécifiques sur l'importation de mazout au Québec ne sont pas disponibles. Le mazout se retrouve dans le code HS 271019 et les importations pour ce code HS sont disponibles dans la Base de données sur le commerce international canadien de marchandises.</p> <p>Le mazout n'est en effet qu'un des produits pétroliers contenu dans le code HS 271019. Toutefois, les importations au Québec pour ce code de produit sont fort probablement plus représentatives que les importations de tous les produits pétroliers à l'échelle canadienne. Les auteurs peuvent à tout le moins utiliser les données de Base de données sur le commerce international canadien de marchandises pour valider leur hypothèse, ce qui semble le cas (70% des importations proviennent des États-Unis et 11% de l'Europe). Les pays non cités sont principalement la Russie, le</p>	<p>Valider les hypothèses sur la provenance du mazout avec les données d'importation.</p>	<p>Nous avons consulté la base de données associée au code HS mentionné par le réviseur. Toutefois, le code HS mentionné fait référence à plusieurs types de produits pétroliers importés. Lorsque nous tentons la granulométrie désirée, aucune donnée n'est disponible pour les Fuel oil 2 à 6. Je cite la note associée au Fuel oil :</p> <p><i>"No report is available for the parameters you specified. This can occur because:</i></p> <p><i>There is no data for this selection;</i></p> <p><i>Confidentiality rules prohibit the release of the information."</i></p> <p>Par conséquent, nous considérons à moins d'un avis contraire de la part du réviseur que les hypothèses posées dans le cadre de ce rapport s'avèrent être la meilleure alternative.</p> <p>Les données actuellement utilisées dans le rapport sont, je cite, «Ressources Naturelles Canada (NRCAN) indique que les produits raffinés importés par le Canada proviennent à :</p>

				<p>Kazakhstan et certains pays du Moyen-Orient.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 71% des États-Unis • 8% des Pays-Bas • 3% du Royaume-Uni • 2% de la Belgique • 16% d'autres pays non cités » <p>C'est-à-dire :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 71% des États-Unis • 13% d'Europe • 16% d'autres pays non cités <p>Comme suggéré par le réviseur, nous avons consulté les données de la base de données sur le commerce international canadien de marchandises et extrait le rapport pour les critères suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Produits : Sh 271019 - huiles de pétrole ou de minéraux bitumineux - non brutes - autres que huiles légères • Origine : Tous les pays (détail) • Destination : Québec <p>Les résultats fournis pour l'année 2019 sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • États-Unis : 71% • Corée du Sud : 6.8% • Kazakhstan : 5.7% • Espagne : 4.7% • Pays-Bas : 3.7% • Norvège : 2.4%
--	--	--	--	---	---

						<ul style="list-style-type: none"> • Russie : 1.2% • Suisse : 1.1% • France : 0.9% • Suède : 0.9% • Chine : 0.8% • Argentine : 0.4% • Allemagne : 0.3% • Cameroun : 0.3% • Belgique : 0.1% • Finlande : 0.1% • Royaume-Uni : 0.03% • Réimportations (Canada) : 0.02% • Lituanie : 0.01% <p>C'est-à-dire :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 71% des États-Unis • 14% d'Europe • 15% d'autres pays <p>La source de données suggérée par le réviseur vient ainsi confirmer la validité des données utilisées dans le rapport. Le rapport n'a donc pas été modifié.</p>
BA	39	p.62-63	Tableaux 4-7 et 4-8	Tableaux très peu lisibles et trop brièvement introduits.	Mettre les tableaux dans le sens de la lecture et présenter davantage les éléments majeurs ci-retrouvant avant de référer à l'annexe G.	<p>Les tableaux ont été mis dans le sens de la lecture.</p> <p>Un court texte d'introduction des données présentées a été ajouté.</p>

AL	40	62	Tableau 4-7	<p>Les émissions fugitives pour la transmission sont exprimées en pourcentage peu importe la distance de transmission et sont fonction du pays (0,1% pour les États-Unis et 0,04% pour le Canada. Il ne me semble pas logique que les émissions fugitives de la transmission ne soient pas fonction de la distance. En utilisant les %, on a des émissions fugitives plus importantes pour le gaz canadien que pour le gaz américain, alors que la distance de transmission est de beaucoup inférieure.</p>	<p>Justifier l'utilisation d'un % pour estimer les émissions fugitives de la transmission de gaz.</p>	<p>Les valeurs de 0.1% et de 0.04% sont en fait des valeurs sur l'ensemble du réseau de transmission américain et canadien.</p> <p>Dans la modélisation en tant que tel, les émissions sont considérées en terme de distance :</p> <p>Au Canada : 620 kg CH₄/km</p> <p>Aux États-Unis: 1493 kg CH₄/km</p> <p>Une note a cet effet a été ajoutée au tableau.</p>
AL	41	62	Tableau 4-7	<p>D'où proviennent les valeurs pour les pertes liées à la liquéfaction? Pourquoi sont-elles si élevées pour Avenir LNG par rapport à Cryopeak et Énergir? Et pourquoi sont-elles nulles pour DGSC? Je vois dans le fichier Excel de l'annexe C que la donnée pour les pertes pour la liquéfaction à Montréal vient d'Énergir. Pour la liquéfaction aux États-Unis, il ne semble pas y voir de pertes modélisées dans le fichier Excel alors que le tableau indique 13%. Pour la cryobox, je n'ai pas vu d'information concernant les pertes.</p> <p>Je comprends que les données Énergir sont des données spécifiques, alors que</p>	<p>Justifier et clarifier les valeurs utilisées pour les pertes liées à la liquéfaction.</p>	<p>La note explicative suivante a été ajoutée au rapport : <i>« En ce qui concerne les pertes de liquéfaction dans les scénarios de GNL, il est à noter que cette valeur représente la fraction de gaz entrante utilisée pour faire fonctionner les équipements de liquéfaction, de traitement additionnel du gaz naturel et les compresseurs pour maintenir le gaz naturel sous forme liquide lors de son entreposage sur le site. La valeur utilisée pour l'unité de liquéfaction de Montréal a été obtenue d'Énergir. Celle pour Elba Island provient de la valeur générique de la base de donnéesecoinvent. Enfin, dans le cas des Cryobox, puisque les équipements sont électriques, la valeur est considérée nulle puisque le gaz naturel n'est pas consommé. »</i></p>

				<p>les données Avenir LNG sont des données génériques d'ecoinvent. Or, dans cette étude, on vise à identifier laquelle des sources de GNL est la meilleure. Il est problématique d'utiliser des données génériques pour une des options sans savoir si c'est réellement représentatif, pour ensuite conclure sur la supériorité d'une option par rapport à l'autre. D'autant plus que la différence est très grande entre les deux, ce qui pourrait faire douter de la fiabilité de la donnée ecoinvent. Il faut s'assurer d'une certaine cohérence entre les systèmes comparés en ce qui a trait aux données génériques versus spécifiques. C'est une limite importante de l'analyse qu'il faudrait mentionner dans le rapport. En lisant la section sur la qualité des données, je crois comprendre qu'il y a d'autres cas où on a utilisé des données génériques pour une option et des données spécifiques pour d'autres. Je crois que ce serait important de souligner ces cas.</p>		<p>Énergir n'a fourni d'informations que sur son terminal de liquéfaction et son réseau de distribution. Par conséquent, la qualité des données pour l'approvisionnement des diverses options est identique. Il en va de même pour l'étape d'utilisation du gaz naturel ou du mazout. Une phrase à cet effet a été ajoutée dans la section traitant de la qualité des données.</p>
AL	42	63	Tableau 6-8	<p>Pourquoi le mazout raffiné au Québec parcourt-il 10 km en oléoduc? D'ailleurs, il faudrait mentionner dans le tableau que c'est par oléoduc, je l'ai déduit. Les deux raffineries sont situées au bord du</p>	<p>Justifier la distance de 10 km en oléoduc et préciser le fait que c'est un transport par oléoduc.</p>	<p>L'oléoduc est présent essentiellement pour le transfert depuis la raffinerie vers le port et depuis le port vers un lieu de stockage pour une distance totale (probablement légèrement surestimée) estimée à 10 km (voir tableau 4-8).</p> <p>Une note explicative à cet effet a été ajoutée.</p>

				St-Laurent et ont leurs propres installations portuaires.		
BA	43	p.67-68	Section 5.1	Pour ne pas porter à confusion, les écarts présentés entre parenthèses devraient être tous calculés et présentés de la même façon pour chaque indicateur.	Par exemple, inclure la plage d'écart entre le plus gros score d'un des scénarios GNL et l'écart minimum et maximum soit avec le mazout lourd et le mazout léger. Par exemple formation d'oxydant photochimique il est écrit environ 40% plus faible, en prenant la plage entière ce serait : « environ 10% à 50% inférieur ».	Le texte a été révisé.
BG	44	p. 68		Contrairement aux autres catégories d'impact, aucune explication n'est fournie pour utilisation de ressources minérales et toxicité humaine, effets cancérigènes.	Expliquer pourquoi les résultats sont plus faibles pour le mazout sur les indicateurs utilisation de	Des éléments supplémentaires ont été fournis.

					ressources minérales et toxicité humaine, effets cancérigènes.	
BG	45	p. 70-71	Tableaux 5-3 et 5-4	Intuitivement, on s'attendrait à ce que la phase d'utilisation des carburants fossiles contribue le plus à la catégorie utilisation d'énergie fossile et nucléaire. Est-ce à dire que l'énergie est considérée « utilisée » dès son extraction dans IMPACT World +?	Ajouter une note en bas de page pour la catégorie utilisation d'énergie fossile et nucléaire.	Ecoinvent considère que <i>l'épuisement des ressources fossiles</i> est lié à l'extraction des ressources. Une note a été ajoutée.
BG	46	p. 70-71	Tableaux 5-3 et 5-4	La phase d'utilisation du mazout et du gaz naturel apparaît clairement comme celle contribuant le plus aux changements climatiques. Dans le cas du mazout, elle contribue aussi significativement à d'autres catégories d'impacts. Toutefois, dans le corps du rapport, aucune information n'est donnée sur les facteurs d'émissions utilisés pour calculer les émissions de combustion. S'agit-il de données primaires (reflétant la teneur en carbone du mazout livré sur la Côte-Nord ou du gaz naturel du réseau d'Énergir), de données secondaires tirées de la réglementation québécoise ou de données secondaires tirées d'ecoinvent?	Fournir la méthode de quantification des émissions de GES lors de la combustion des carburants fossiles, incluant les facteurs d'émissions utilisés. Utiliser, autant que possible, des données primaires sur le gaz naturel du réseau d'Énergir et le mazout utilisé sur la Côte-Nord.	Les facteurs d'émissions de combustion sont issus d'ecoinvent (voir annexe pour le nom spécifique des processus) et sont ajustés selon les pouvoirs calorifiques utilisés. Ces pouvoirs calorifiques sont listés au Tableau 6-3 et leurs sources sont décrites. Pour le gaz naturel, le pouvoir calorifique a été évalué en fonction de la composition du gaz fournie par Énergir. Pour le mazout, le contenu énergétique fourni par la base de données ecoinvent a été utilisé.

			<p>Vu l'importance de cette phase, il apparait important d'utiliser des données primaires autant que possible. Les caractéristiques du gaz naturel distribué au Québec sont disponibles auprès d'Énergir et les principaux utilisateurs industriels de mazout sur la Côte-Nord doivent réaliser des analyses sur le carburant utilisé.</p> <p>Les facteurs d'émissions doivent être cités dans le rapport et l'approche utilisée pour les « ajuster » doit aussi être expliquée. Principalement car, selon le rapport, « une attention particulière est portée sur les empreintes carbone par le mandataire. » Ceci permettrait notamment de comparer les facteurs d'émissions utilisés avec ceux fixés dans la réglementation québécoise sur la déclaration des émissions de GES à laquelle le mandataire est possiblement assujetti. Par exemple, des facteurs d'émission ont été développés par Énergie sur la base de la composition réelle du gaz naturel distribué au Québec. Il est préférable d'utiliser ces facteurs à ceux disponibles dans ecoinvent pour le contexte européen.</p>		<p>Le mandat est effectivement de comparer les profils environnementaux sur l'ensemble du cycle de vie, avec un accent particulier sur les émissions de GES. Cependant, il n'inclut pas le développement de facteurs d'émission ni leur comparaison à des facteurs existants.</p> <p>Par ailleurs, le champ d'étude couvert par un facteur d'émission n'est pas le même que celui d'une ACV, et tout facteur d'émissions repose sur un certain nombre d'hypothèses (entre autres l'efficacité de combustion, le pouvoir calorifique, etc...). Pour des raisons de cohérence du champ d'étude et des hypothèses dans le modèle, il est donc préférable d'utiliser des données spécifiques (ce qui a été fait, par exemple pour la composition du gaz naturel distribué au Québec qui a été obtenue d'Énergir) plutôt que des facteurs d'émissions existants.</p>
--	--	--	--	--	---

BG	47	p. 72		Le contenu de la page 72 se limite à répéter en mots ce qui est déjà présenté aux tableaux 5-3 et 5-4. Il serait utile d'ajouter des explications sur les résultats.	Ajouter des explications sur les résultats à la suite des tableaux 5-3 et 5-4.	Une discussion basée sur les données d'inventaire a été ajoutée.
BG	48	p. 73		<p>« La valeur d'efficacité utilisée pour la phase d'utilisation est de 92% pour tous les scénarios, d'après les valeurs fournies par le mandataire de l'étude. Il est à noter que la littérature rapporte plutôt des valeurs comprises entre 80% à 90%. »</p> <p>Il est important de spécifier si les efficacités sont sur la base du PCI ou du PCS. Par exemple, vu le facteur 1,11 entre le PCI et le PCS du gaz naturel, une efficacité de 92% sur la base du PCI est équivalente à une efficacité de 83% sur la base du PCS.</p>	Partout dans le rapport où des valeurs sont fournies pour l'efficacité, indiquer si elles se basent sur le PCI ou le PCS.	Une note a été ajoutée aux endroits pertinents.
AL	49	75	Dernière phrase avant l'encadré	Cette phrase est un peu étrange. Si la liquéfaction est plus énergivore pour Avenir LNG que pour Cryopeak et Énergir, ce n'est pas parce qu'elle se base sur des données de la littérature plutôt que sur des données de l'usine. Il aurait été possible que ce soit l'inverse. Par contre, on peut dire que cette conclusion comporte une certaine incertitude du fait	Changer la formulation.	La phrase a été modifiée.

				<p>que la donnée pour Avenir LNG n'est pas une donnée primaire, alors qu'elle l'est pour les deux autres.</p> <p>Dans cette section du rapport, l'on mentionne que la donnée provient de Roy et al. 2016. Par contre, dans la réponse au commentaire 41, l'on mentionne que la donnée provient d'ecoinvent. D'où provient la donnée de liquéfaction pour Avenir LNG?</p>		<p>La donnée provient d'ecoinvent. La section a donc été modifiée, merci d'avoir soulevé ce point.</p>
AL	50	75	Dernière phrase avant l'encadré	Je ne trouve pas la référence Roy et al. 2016 dans la bibliographie.	Ajouter la référence dans la bibliographie.	La référence a été ajoutée.
BA	51	p. 76-77	5.4.1 et 5.4.2	Les analyses sont présentées comme étant des analyses de contribution plus détaillées pourtant le degré d'informations et les détails fournis sont très similaires et répétitifs avec la section d'avant	Rentrer plus dans les détails des résultats par étape (utilisation, extraction, etc.) avec des éléments et composantes spécifiques de cette étape. S'il n'y a pas davantage de contributeurs à mentionner, combiner avec la	L'analyse plus en profondeur, à partir des données d'inventaire, a plutôt été effectuée à la section 5.2.

					section d'avant pour éviter les répétitions.	
BA	52	p. 80-81	Tableau 6-1 et section 6.1	Les résultats de l'indicateur Écotoxicité aquatique (eau douce) ne devraient pas être indiqués comme étant similaires avec ceux dans IMPACT World+. En effet, sous ReCiPe, Avenir LNG devient moins bon que les scénarios mazout (qui eux sont meilleurs que tous les scénarios GN) alors que dans l'autre méthode, les résultats d'impacts sont similaires entre Avenir LNG et les scénarios mazout (qui eux sont quand même meilleurs que les autres scénarios GN mais d'une moins grande amplitude). Donc les résultats sont plus francs que dans la comparaison selon IMPACT World+.	Changer la catégorisation de la sensibilité obtenue pour l'indicateur d'écotoxicité aquatique (eau douce).	Cette section a été revue et de plus amples informations ont été fournies au lecteur.
BG	53	p. 81		Les variations non négligeables entre les méthodes IMPACT World+ et ReCiPe sont données sans plus d'explication. Sont-elles dues à l'inclusion de substances différentes, à l'utilisation de facteurs de caractérisation différents pour les mêmes substances, ou à d'autres facteurs?	Fournir plus de détails sur les variations.	Voir commentaire #52.

BG	54	p. 83	Figure 6-1	Des efficacités sous 70% sur la base du PCI ne sont pas réalistes. De plus, l'utilisation de bouilloires à condensation permet près de 100% d'efficacité avec le gaz naturel sur la base du PCS, donc au-delà de 100% sur la base du PCI.	limiter la figure 6-1 à une plage de valeur réalistes, par exemple entre 70% et 110% sur la base du PCI.	Considérant que le mandataire nous a mentionné que l'efficacité pouvait se situer aux alentours de 60%, nous avons donc rectifié la figure pour ne présenter que les efficacités de 50% et plus.
AL	55	84	Dernier paragraphe	Je ne comprends pas pourquoi le gaz de la Colombie-Britannique apparaît dans le scénario Avenir LNG. Je pensais que pour ce scénario, le gaz provenait uniquement des États-Unis (voir page 45).	Justifier l'utilisation du gaz de Colombie-Britannique pour le scénario Avenir LNG ou modifier l'analyse de sensibilité avec un gaz provenant des États-Unis.	L'analyse de sensibilité a été modifiée pour prendre en compte uniquement le gisement américain le plus émetteur plutôt que le gisement le plus émetteur. La différence n'est pas significative.
AL	56	86	Deuxième paragraphe après la figure	Cette note apparaît à un drôle d'endroit. Elle brise un peu le rythme quand on lit le texte. Personnellement, je l'enlèverais, car ça fait plusieurs fois qu'on le mentionne. Si les auteurs désirent la garder, elle pourrait être placée directement sous la figure.	Enlever ou déplacer la note.	La note a été retirée (et était également présente à la sous-section précédente).
BG	57	p. 86-87		L'analyse de sensibilité sur les émissions fugitives de méthane est d'une utilité limitée : quelles émissions fugitives sont couvertes / à quelles étapes du cycle de vie? Qu'est ce qui représente réellement un « pire » cas? Est-ce que les incertitudes associées à la quantification	Décrire quelles émissions fugitives sont couvertes. Expliquer sur quelle base les différents scénarios ont été établis et comment	Les taux d'émissions fugitives présentés dans cette analyse de sensibilité sont les pourcentages totaux, sommés sur la totalité du cycle de vie. Ces derniers sont présentés dans un tableau de la revue de littérature (nouvelle section 4.2) montrant

				des émissions de méthane dans le secteur pétrolier et gazier est prise en compte?	ces scénarios reflètent la variabilité observée dans la réalité.	les valeurs moyennes par gisement et leur plage de variation rapportée. De plus, cette section permet de voir que les valeurs maximales rapportées par la méthode « mesure directe » est de 3.87%. La valeur de 5% est permet ainsi une certaine marge de manœuvre au-delà de cette valeur maximale rapportée.
AL	58	87	Dernier paragraphe	Quels processus ecoinvent ou autres sources de données ont été utilisés pour modéliser l’empreinte carbone de l’éthanol et du biodiesel?	Ajouter des détails concernant les sources de données pour les biocarburants.	Cette analyse de sensibilité ayant été retirée du rapport, le commentaire n’a plus de raison d’être.
AL	59	88	Figure 6-4	Pour avoir considéré que l’éthanol provenait des États-Unis et le biodiesel du Québec? Il y a de l’éthanol produit au Québec. Aussi, la réduction plus significative de l’empreinte carbone avec le biodiesel provient probablement du fait que c’est du biodiesel fait à partir d’huiles usées plutôt que d’une culture agricole et non du fait que ce soit un processus québécois plutôt qu’américain. À vérifier, mais j’ai bien l’impression que c’est le cas.	Justifier le choix des biocarburants utilisés.	Cette analyse de sensibilité ayant été retirée du rapport, le commentaire n’a plus de raison d’être.

BG	60	p. 88		Est-ce que les impacts de l'éthanol et du biodiesel reflètent les processus ecoinvent? L'empreinte carbone de tels carburants distribués en Amérique du Nord est disponible par l'intermédiaire du Low Carbon Fuel Standard en Colombie-Britannique ou du Renewable Fuel Standard aux États-Unis.	Valider les valeurs utilisées pour l'empreinte carbone des biocarburants avec celle des producteurs distribuant de tels biocarburants en Amérique du Nord.	Cette analyse de sensibilité ayant été retirée du rapport, le commentaire n'a plus de raison d'être.
BA	61	p.88	Section 6.6	« L'empreinte carbone du scénario DGSC reste 7% inférieure à celle du mazout léger, même dans le cas d'un mélange avec 15% de biodiesel produit au Québec. » peut porter à confusion car c'est uniquement dans ce dernier cas que c'est à 7%, pour les autres l'écart est plus élevé.	Pour lever la confusion, écrire, par exemple, « L'empreinte carbone du scénario DGSC reste au minimum 7% inférieure à celle du mazout léger (cas d'un mélange avec 15% de biodiesel produit au Québec). »	Cette analyse de sensibilité ayant été retirée du rapport, le commentaire n'a plus de raison d'être.
BG	62	p. 89		L'éthanol a une empreinte carbone très différente du biodiesel. Ceci n'est pas reflété dans les conclusions à la page 89.	Ajuster les conclusions en fonction des résultats pour chaque biocarburant.	Cette analyse de sensibilité ayant été retirée du rapport, le commentaire n'a plus de raison d'être.

BG	63	p. 89	Tableau 6-3	<p>Les valeurs au tableau 6-3 ne sont pas cohérentes avec les informations fournies dans la réglementation québécoise pour le gaz naturel (ratio de 1,11 entre le PCS et le PCI) ou les carburants fossiles liquides et solides dans les lignes directrices du GIEC (ratio de 0,95 entre le PCI et le PCS). Il semble que le PCI et le PCS soit tiré de sources différentes pour un même carburant, ce qui introduit un risque d'erreur. Les valeurs calorifiques pour un même carburant peut varier de région en région selon la composition de la ressource extraite (gaz naturel non traité / pétrole brut), du type de traitement ou des mélanges.</p> <p>La réglementation québécoise fait référence à un ratio PCS/PCI de 1,11 pour le gaz naturel, ce qui est significativement différent du ratio utilisé dans l'étude (1,067). Nous avons également confirmé avec des experts de CanmetÉNERGIE que le ratio PCS/PCI était plus élevé pour le gaz naturel (1,11) que pour le mazout (entre 1,06 et 1,08). Énergie ajuste le PCS à 37,89 MJ/m3 pour fin de facturation. Si le PCI correspond à</p>	<p>Obtenir le PCI et le PCS d'Énergir pour le gaz naturel distribué au Québec.</p> <p>Obtenir le PCI et le PCS du mazout léger et du mazout lourd utilisé sur la Côte-Nord sur la base des analyses réalisées par les utilisateurs industriels, si possible. Ceci est d'autant plus important si les facteurs d'émissions utilisés sont basés sur le PCI ou le PCS.</p>	<p>Pour le gaz naturel au Québec, le PCI a été obtenu d'Énergir (et tient compte de la composition du gaz naturel).</p> <p>Pour le mazout, le PCI utilisé est tiré de la base de données ecoinvent.</p> <p>Tous les PCS sont tirés de la fiche des facteurs d'émissions de TEQ (sur demande du mandataire).</p> <p>Ces informations sont données sous le Tableau 6-3.</p> <p>Note : Les ratios PCS/PCI obtenus sont compris entre 1.07 et 1.10</p> <p>Suite aux nombreux commentaires questionnant cette analyse de sensibilité sur les pouvoirs calorifiques, la section a été entièrement retirée.</p>
----	----	-------	-------------	---	---	--

				une analyse sur le gaz livré par Énergie, le PCS devrait se baser sur la même analyse.		
BG	64	p. 89-91	<p>L'analyse réalisée à la section 6.7 est erronée. Le PCI et le PCS sont obtenus en appliquant deux méthodologies différentes pour quantifier le contenu énergétique des carburants. Il s'agit néanmoins du même carburant qui sera utilisé dans les fours ou les chaudières dans le cas qui nous concerne. Par conséquent, la même quantité d'énergie sera transférée au processus industriel, que le contenu énergétique soit quantifié à l'aide du PCI ou du PCS. L'efficacité calculée sera tout simplement différente, car l'énergie considérée comme disponible initialement est plus faible avec le PCI qu'avec le PCS.</p> <p>Nous réitérons le fait qu'utiliser le PCS avec des valeurs d'efficacité basées sur le PCI et des facteurs d'émissions basés sur le PCI est erroné. Il est absurde de réaliser une analyse de sensibilité pour illustrer l'ampleur d'une telle erreur. Par exemple, le facteur d'émission pour le</p>	<p>Si la section 6.7 est conservée, il faudrait qu'elle porte sur la variabilité du PCI ou du PCS observée dans les carburants disponibles au Québec. Pour un seul et unique carburant, l'empreinte carbone par unité fonctionnelle sera la même peu importe si le contenu énergétique est exprimé sur la base du PCI ou du PCS.</p>	<p>Tout à fait, les conclusions seront inchangées en étant cohérent avec une approche PCI ou PCS. L'objectif de cette analyse est plutôt de montrer la différence de résultats entre quelqu'un qui aurait réalisé l'analyse avec un PCS plutôt qu'un PCI et questionne les résultats d'indicateurs que nous avons obtenus avec le PCI.</p> <p>Suite aux nombreux commentaires questionnant cette analyse de sensibilité sur les pouvoirs calorifiques supérieurs, la section a été entièrement retirée.</p>	

				CO ₂ proposé dans les lignes directrices du GIEC pour le gaz naturel basé sur le PCI (équipement de combustion stationnaire), soit 56,1 kgCO ₂ /GJ est significativement supérieur au facteur d'émission prescrit par la réglementation québécoise basé sur le PCS, soit 49,01 kgCO ₂ /GJ. Cette analyse de sensibilité doit être retirée et pourrait être remplacée par une analyse de sensibilité sur les facteurs d'émission de GES (ecoinvent comparé à la réglementation québécoise).		
BA	65	p.91	Section 6.7	« Les conclusions de l'étude sont donc maintenues lorsque les pouvoirs calorifiques supérieurs sont utilisés. » Les écarts entre les scénarios mazout et GNL sont réduits avec parfois moins de 10% d'écart. Aucune conclusion n'avait été faite p.75 sur l'avantage d'un scénario par rapport aux autres mais les conclusions sont quelques peu modifiées car c'était 10% à 21% et c'est maintenant 7 à 16%.	Nuancer les propos vis-à-vis des conclusions de résultats obtenus par cette analyse de sensibilité.	Le texte présente un peu plus de nuance concernant les objectifs de cette analyse de sensibilité.
BA	66	p.79-91	Section des analyses de sensibilité	Après l'analyse d'un paramètre à la fois, on constate que les tendances sont globalement similaires mais pas toujours, il peut y avoir des inversions. Or une combinaison de changements de méthode d'évaluation, d'efficacité	Il serait intéressant de combiner les pires cas les plus probables (par exemple ne pas prendre 5% pour les	Une analyse de sensibilité combinée a été ajoutée au rapport.

				<p>énergétique, d'horizon temporel, du pire approvisionnement, des fuites et autres changerait sûrement les résultats.</p>	<p>fuites et prendre les valeurs de la littérature pour l'efficacité 80-90%) pour voir l'amplitude de ces changements qui pourraient être réellement combinés.</p>	
BA	67	p.92	Section 7	<p>« Une réduction de l'efficacité des systèmes de GNL à 77% (contre 92% dans le cas de base) induirait des empreintes carbone équivalentes pour les scénarios de mazout et ceux de GNL. »</p> <p>Cette phrase en conclusion ne va pas dans le même sens que la phrase suivante p.84 :</p> <p>« Si l'efficacité des systèmes de GNL était de 83% (et celle des systèmes de mazout de 92%), alors les empreintes carbone seraient équivalentes (103 g éq. CO₂ / UF pour le mazout léger et Cryopeak). »</p>	<p>Clarifier pourquoi c'est différent ou ajuster les valeurs mentionnées pour être cohérent.</p>	<p>Des modifications ont été apportées afin de s'assurer de la cohérence.</p>
BA	68	p.94	8 Références	<p>Incohérence dans les polices et la taille de celles-ci ainsi que la manière de présenter les références.</p>	<p>Uniformiser les références de cette section et compléter avec celles manquantes.</p>	<p>La taille et la police des références ont été uniformisées.</p>

BA	69	p.101	Annexe C	L'annexe C n'est mentionnée que brièvement dans le corps du texte (une fois p.30). Aucune information de cette annexe n'est discutée alors qu'elle constitue la base de l'inventaire et de la modélisation menant aux résultats.	Au sein de la section 4. Données et hypothèses principales, il devrait y avoir une section portant sur l'inventaire et une discussion au minimum générale des choix effectués au mieux spécifiques aux choix les plus incertains de modélisation.	Le texte de la section 3.9.1 a été modifié pour renforcer la notion qu'une analyse de l'inventaire n'a pas été réalisée puisqu'elle ne mène généralement pas à une meilleure interprétation des résultats.
BA	70	p.102	Annexe D	L'annexe D n'est nulle part discutée ou mentionnée dans le corps du texte. De plus, en conséquence de ne pas la discuter, les mesures de qualité des données ne sont pas interprétées.	Rajouter une section portant sur la manière dont les mesures ont été faites et sur l'interprétation de ces mesures notamment pour les données plus « critiques ». Citer l'annexe D à la section 3.9.2.	Une section sur la qualité des données relatives aux principaux contributeurs a été ajoutée au rapport et fait référence à l'Annexe D pour de plus amples détails.

BA	71	p.115	Annexe G	Les tableaux G-7 et G-8 sont mal introduits dans le texte précédent le tableau G-7.	Rectifier l'erreur de référencement des tableaux.	Corrigé
AL	72	Annexe C	Fichier Excel	<p>Dans le fichier Excel, on fait beaucoup référence à des processus qui ne font pas partie d'ecoinvent (généralement identifiés Pi270) sans les détailler. Le rapport manque de transparence à cet effet. Il faudrait voir les inputs et outputs de ces processus.</p> <p>La documentation ecoinvent est disponible si le lecteur désire comprendre comment les processus sont construits, d'où proviennent les données, quelle est leur qualité, etc. Par contre, les processus internes au CIRAIG comme pi270 ne sont pas documentés dans ecoinvent. Pour que l'ACV soit transparente, il faut que le lecteur puisse s'informer sur ce que contiennent ces processus. Si l'information est disponible dans un autre document, c'est correct de ne pas les détailler dans l'annexe, mais il faudrait mentionner où l'information se trouve (référence du document et</p>	Ajouter le détail des processus identifiés Pi270.	<p>Les titres pi270 font référence à un identifiant de systèmes créé par le CIRAIG contenant toute une série de processus <i>ecoinvent</i> à l'intérieur. Aucun détail n'est nécessaire – il s'agit tout simplement de processus créés comme toute ACV le réalise.</p> <p>L'annexe C a été détaillée et les noms des processus clarifiés.</p> <p>Les informations additionnelles se trouvent dans l'onglet « Systèmes de GNL », des lignes 39 à 424 et 546 à 596.</p>

				hyperlien). Sinon, il faudrait les décrire dans l'annexe.		
BA	73		Rapport en général	Certains numéros de pages n'apparaissent pas à certains endroits ainsi que les en têtes qui ne sont pas toutes uniformes.	Uniformiser ces éléments.	Le modèle de rapport a été uniformisé pour que les pieds de page soient tous identiques.
BA	74		Commentaire général	Le rapport est bien structuré et la majorité des informations est présente. Cependant, la section inventaire est insuffisante dans le corps du rapport alors que la modélisation peut jouer un rôle majeur dans les résultats obtenus.		Merci, des changements ont été apportés pour inclure des analyses basées sur des données d'inventaires.
AL	75	p.18	Au-dessus de la figure 1-1	Le renvoi vers la figure n'apparaît pas (problème de conversion en pdf).	Corriger le renvoi.	Renvoi corrigé
AL	76	p.74	Tableau 5-1	Pour la catégorie d'impact ressources minérales, c'est la mauvaise case qui est orange. Ça devrait être Cryopeak plutôt qu'Énergir.	Changer la couleur des cases.	Couleur corrigée

AL	77	p.76	Acidification aquatique et terrestre	La formulation prête à confusion. «... pour lesquels la combustion du mazout est le contributeur principal du résultat, en raison de l'absence (ou une quantité peu significative) d'émissions de dioxyde de soufre. » C'est le gaz naturel qui contient à peu près pas de soufre et non le mazout.	Corriger la formulation. Par exemple : ... pour lesquels la combustion du mazout est le principal contributeur, en raison de l'absence ou presque d'émissions de dioxyde de soufre lors de la combustion du gaz naturel.	Formulation corrigée tel que proposé
AL	78	p.78	Tableau 5-2	Pourquoi les résultats au niveau dommage pour l'épuisement des ressources ne sont-ils pas présentés?	Ajouter les résultats au niveau dommage pour l'épuisement des ressources.	L'indicateur de dommage traitant de l'épuisement des ressources et des services écosystémiques est toujours en cours de développement, c'est pourquoi il n'est pas présenté. C'est également la raison pour laquelle la section 3.8 « Évaluation des impacts environnementaux du cycle de vie » mentionne uniquement deux indicateurs de dommages. Les enjeux d'épuisement des ressources sont cependant couverts par les indicateurs de niveau problème « Utilisation d'énergie fossile et nucléaire » et « Utilisation des ressources minérales ».

BA	79		<p>Étant donné la variabilité observée des résultats dans les analyses de sensibilité, une section limites de l'étude devrait être incluse dans le sommaire exécutif ou dans la section conclusions. La section limitations de l'étude de la page 48 reprend davantage des limitations de l'ACV en général qui se prêtent à toute étude et ne mentionne que très peu les limites propres à cette analyse et ses données.</p>	<p>Enrichir la section limitations de l'étude et/ou la rajouter en sommaire exécutif ou en conclusions.</p>	<p>Le sommaire exécutif (page 9) et le conclusion (pages 111 et 112) listent déjà l'ensemble des scénarios évalués en analyse de sensibilité remettant en question les conclusions de l'analyse.</p>
----	----	--	--	---	--

