



Mémoire d'Énergir présenté au ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques

**dans le cadre
des travaux d'élaboration
du Plan d'électrification et
de changements climatiques**

Le mardi 29 octobre 2019

Sommaire exécutif

À l'heure de la transition énergétique et de la lutte contre les changements climatiques, le temps n'est plus à la réflexion, mais à l'action ainsi qu'à la mise en œuvre de mesures concrètes, et ce, dès maintenant.

Les manifestations des changements climatiques sont innombrables et incontestables. Leurs conséquences se font déjà sentir et se manifesteront avec plus de vitesse et de force. Le Québec n'y échappera pas. D'ailleurs, les Québécois prennent de plus en plus conscience de l'importance d'agir et d'agir dès maintenant. Énergir l'observe aussi dans ses activités.

Dans le secteur énergétique dans lequel Énergir évolue, ses clients sont plus nombreux à faire des choix qui correspondent à leurs besoins et à leurs valeurs. Pour des considérations économiques et environnementales, ils souhaitent réduire leur consommation et ont à cœur de participer à la transition énergétique en respectant leurs capacités financières et le maintien de leur qualité de vie. Partant de là, la transition énergétique est amorcée.

D'un point de vue systémique, la consommation d'énergie est au cœur des émissions de gaz à effet de serre (GES). Le Québec s'est doté de cibles ambitieuses pour les réduire. Or, comme les GES sont principalement liés à l'énergie produite et consommée, force est d'admettre qu'il reste encore de grands progrès à réaliser pour atteindre une réduction des émissions de 37,5 % sous le niveau de 1990.

Soixante pourcent de l'énergie utilisée au Québec est destinée à un usage thermique ou à des procédés pour la fabrication de biens. Elle est principalement utilisée dans les secteurs du transport et de l'industrie et contribue notamment à la vitalité économique des régions. Les deux tiers de cette énergie thermique proviennent des produits pétroliers et l'utilisation du charbon subsiste toujours.

C'est principalement sur cette tranche d'énergie thermique produite à partir d'une source d'énergie non renouvelable que le Québec doit agir pour atteindre ses cibles de réduction de GES.

Le Québec jouit d'une situation qui fait l'envie de plusieurs. Avec son hydroélectricité, la valorisation de sa biomasse et son industrie éolienne bien développée, 49 % de ses approvisionnements en énergie proviennent de sources locales et renouvelables.

Compte tenu de la disponibilité de l'électricité au Québec, y avoir un recours accru pour favoriser la transition vers une économie plus faible en carbone est certes une avenue à privilégier. Cependant, pour des raisons principalement économiques et technologiques, il n'est pas possible de remplacer toute cette énergie thermique par l'électricité. Il faut donc faire travailler différentes formes d'énergies en complémentarité afin de réduire dès maintenant les émissions de GES, et cela au meilleur coût possible.

Comme entreprise d'énergie et particulièrement en tant que service public, Énergir croit qu'il est de son rôle de contribuer à cet effort collectif. Pour ce faire, elle a osé se remettre en question et poser des gestes pour changer les choses. Elle a décidé de faire partie de la solution.

Tout d'abord, par la **réduction de l'empreinte environnementale du produit qu'elle distribue**. Dans un premier temps, Énergir entend maintenir et améliorer ses programmes en efficacité énergétique qui permettent à ses clients de consommer mieux et moins l'énergie qu'elle distribue. Avec une moyenne de **17,94 \$ par tonne de GES évitée** en 2018-2019, le portefeuille de programmes en efficacité énergétique d'Énergir présente des solutions très rentables pour ses clients. Puis, dans un deuxième temps, par le développement de la filière du gaz naturel renouvelable (GNR). En travaillant à développer la production locale d'une énergie renouvelable, et en valorisant les matières résiduelles organiques, Énergir entend offrir une solution énergétique carboneutre et concurrentielle à sa clientèle désireuse de réduire ses émissions de GES.

Le GNR est **renouvelable** parce qu'il est produit à partir de sources qui se régénèrent rapidement, c'est-à-dire les matières organiques résiduelles (résidus verts, résidus alimentaires, boues d'épuration des eaux usées, boues et résidus générés par les activités industrielles des secteurs des pâtes et papiers et de l'agroalimentaire, résidus agricoles) qui seraient pour la plupart jetées, enfouies et finalement, non valorisées. La production de GNR valorise l'énergie d'un résidu déjà en circulation pour éviter la production d'une nouvelle source d'émission de GES.

Le GNR est aussi **carboneutre** puisque les émissions de GES associées à la production et à la combustion libèrent du CO₂ en quantité équivalente à celle qui aurait été émise dans le cours du cycle naturel du carbone. Comme l'hydroélectricité, le GNR ne contribue pas à l'augmentation de l'effet de serre.

Grâce au potentiel qu'il recèle et aux bénéfices économiques et environnementaux qu'il procure, le GNR peut contribuer significativement à décarboniser l'énergie thermique utilisée au Québec, et ce, de manière concurrentielle. Un engagement clair, dédié et prévisible de soutien financier gouvernemental en appui aux projets de production de GNR permettrait d'atteindre **jusqu'à 10 % de GNR** dans le réseau d'ici 2030. Cette mesure pourrait d'ailleurs se réaliser à **moins de 60\$ la tonne de GES évitée**. Si le gouvernement du Québec souhaite être encore plus ambitieux et miser sur le vaste potentiel du GNR, **une trajectoire à l'horizon 2030 est envisageable pour atteindre une proportion de 20 % de GNR dans le réseau gazier**.

Combinés, les mesures d'efficacité énergétique et le développement de la filière du GNR pourraient contribuer à la réduction d'entre près de 1,75 à plus de 3 millions de tonnes de GES, tout dépendant de l'ampleur que le Québec accordera à l'efficacité énergétique et au déploiement de la filière du GNR d'ici 2030. Ceci aurait pour effet d'entraîner une réduction allant de 14 % à 26 % de l'empreinte actuelle du gaz naturel dans le bilan québécois des émissions de GES.

En plus de réduire l'empreinte environnementale du gaz naturel qu'elle distribue, Énergir continue d'**offrir des solutions de recharge moins émissives que les produits pétroliers et le charbon** dans les secteurs industriels et du transport lourd.

En tirant profit des gains environnementaux et économiques offerts par le passage au gaz naturel, il est possible d'aller encore plus loin dans le remplacement de produits pétroliers et du charbon et ainsi de contribuer à une réduction supplémentaire des émissions de GES de l'ordre de 700 000 tonnes d'ici 2030. C'est en ce sens que le gaz naturel doit être considéré comme une véritable énergie de transition.

Le Québec bénéficie de deux grands réseaux énergétiques (électrique et gazier) modernes et performants et qui sont exploités par deux grandes entreprises d'ici. En misant sur ceux-ci de manière complémentaire et en les optimisant de façon à utiliser la bonne énergie pour le bon usage en fonction du besoin, des coûts et des GES, le Québec sera dans une position privilégiée pour atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES tout en poursuivant son développement économique.

Énergir prend part à la consultation des travaux d'élaboration du PECC avec la volonté d'y apporter son expertise et sa connaissance fine du secteur de l'énergie. La cohérence et le pragmatisme devraient guider les mesures qui seront mises en place. Le PECC devra non seulement établir les moyens d'atteindre les cibles que le Québec s'est fixées, mais également tenir compte des considérations économiques et sociales qu'ils engendreront afin que cette transition soit juste et inclusive. Dans le cadre de ce mémoire, Énergir propose des recommandations qui sont rattachées aux thématiques de l'électrification, des bioénergies et du financement, des thématiques qui ont été retenues pour alimenter les travaux d'élaboration du PECC. Les voici énumérées :

Réduire l'empreinte environnementale du gaz naturel grâce à :

- L'efficacité énergétique :
 - Miser sur l'efficacité énergétique en poursuivant les efforts prévus au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) d'Énergir;
- Le gaz naturel renouvelable :
 - Mettre en place un programme de soutien financier dédié aux projets de production de GNR pour favoriser un déploiement rapide et prévisible de la filière à grande échelle;
 - Encourager les campagnes de sensibilisation auprès des citoyens et des organisations pour mousser la participation aux collectes de matières organiques résiduelles mises en place par les municipalités;

- S'assurer de la cohérence des processus réglementaires avec les orientations mises en place par le gouvernement pour favoriser un déploiement rapide et prévisible de la filière du GNR au Québec;
- Lancer dès maintenant un chantier de réflexion pour établir une feuille de route permettant d'augmenter de 10 % à 20 % la part de GNR dans le réseau gazier à l'horizon 2030;
- Mettre en place un programme pour soutenir les projets de démonstration de production de GNR à partir de biomasse forestière résiduelle et le déploiement des premiers projets de *Power-to-Gas*.

Remplacer les énergies plus émissives :

- Substituer les produits pétroliers et le charbon par du gaz naturel dans les industries et le transport
 - Appuyer des mesures et des programmes qui favorisent le passage au gaz naturel et son adoption en tant qu'énergie moins émissive dans le secteur industriel;
 - Favoriser la signature d'ententes à long terme et la mise en place de programmes de transition pour soutenir les utilisateurs de charbon et de coke de pétrole dans leur passage au gaz naturel;
 - Proposer la bonification du programme Écocamionnage pour atteindre 50 % du surcoût à l'achat d'un véhicule à gaz naturel ainsi que la bonification des aides financières pour développer un réseau de stations de ravitaillement en gaz naturel pour véhicules (GNV);
 - Mettre en place des mesures d'écofiscalité pour encourager les consommateurs à adopter les carburants alternatifs comme le gaz naturel ou adopter une cible de carburant alternatif et renouvelable.

Table des matières

Sommaire exécutif	II
Table des matières	VI
Introduction	1
Présentation d'Énergir	2
Solutions d'Énergir à la lutte contre les changements climatiques	4
Axe de solution 1 : Réduire l'empreinte carbone du gaz naturel	7
Intensifier les efforts en matière d'efficacité énergétique	8
Développer la filière du gaz naturel renouvelable	9
Axe de solution 2 : Remplacer les énergies plus émissives	20
Remplacer les produits pétroliers et le charbon dans le secteur industriel	21
Remplacer les produits pétroliers dans le secteur des transports.....	22
Conclusion	25
Annexe A	27
Annexe B	28

Introduction

C'est avec un intérêt marqué qu'Énergir soumet le présent document dans le cadre de l'appel à mémoires en vue de contribuer à la réflexion sur la mise en place de mesures porteuses qui aideront le gouvernement du Québec à atteindre ses cibles de lutte contre les changements climatiques tout en lui permettant de poursuivre le développement économique.

Énergir est un acteur clé de la transition énergétique du Québec et souhaite tirer profit de la relation étroite qu'elle entretient avec ses clients et ses partenaires afin d'intensifier son rôle dans cette transition.

Les activités d'Énergir sont génératrices de retombées économiques importantes et favorisent l'amélioration, la compétitivité et la productivité des entreprises québécoises tout en participant au développement des collectivités. Énergir entend s'investir complètement dans le présent exercice de consultation et offre au gouvernement son entière collaboration pour la mise en œuvre de mesures novatrices pour l'avenir environnemental, énergétique et économique du Québec.



Le Québec s'est doté de cibles ambitieuses pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES). Pour respecter ses engagements, il lui faut réduire de 37,5 % ses émissions par rapport à celles de 1990. Dans sa Politique énergétique 2030, le Québec s'est donné plusieurs objectifs pour atteindre cette cible, dont celui de réduire de 40 % sa consommation de produits pétroliers sous le niveau de l'année 2013 et de tirer plein potentiel de l'efficacité énergétique. Le chantier est déjà en marche, mais il faut donner un coup sur l'accélérateur.

Énergir souhaite que la vision qui guide cet exercice soit empreinte d'un souci de cohérence et que le plan qui en découlera mise sur une variété de formes d'énergie qui doivent être utilisées en complémentarité, selon le principe de l'utilisation de la bonne énergie pour le bon usage au meilleur coût possible pour la société.

La cohérence et le pragmatisme devraient guider les mesures qui seront mises en place. Le PECC devra non seulement établir les moyens d'atteindre les cibles que le Québec s'est fixés, mais également tenir compte des considérations économiques et sociales que ces moyens engendreront afin que cette transition soit juste et inclusive.

Présentation d'Énergir

Au Québec, la mission principale d'Énergir, est de distribuer le gaz naturel. Comme service public, elle dessert plus de 205 000 clients situés dans plus de 325 municipalités grâce à un réseau de 11 000 km qu'elle détient et entretient. L'entreprise valorise l'efficacité énergétique et s'engage aussi activement dans des projets énergétiques porteurs de croissance, liés au GNR, au gaz naturel liquéfié (GNL), à l'utilisation du gaz naturel comme carburant et à la production d'énergie éolienne.

En tant qu'énergéticien de référence, Énergir mise sur la diversification de ses activités et l'offre de solutions énergétiques innovantes pour sa clientèle. Énergir a pris les devants pour répondre aux besoins de ses clients, des régions et des municipalités, des organismes communautaires et des collectivités qu'elle dessert. C'est pourquoi l'élaboration et la mise en place d'un nouveau PECC l'interpellent directement dans ses activités.

Énergir, a posé des gestes concrets qui reflètent sa volonté de jouer un rôle actif et structurant dans la transition énergétique. Son modèle d'affaires a évolué de manière à réduire de plus en plus l'empreinte carbone du gaz naturel qu'elle distribue.

D'abord par la **mise en place de ses programmes en efficacité énergétique**, Énergir permet à ses clients de consommer mieux et moins de l'énergie qu'elle leur distribue.

Énergir est le premier distributeur d'énergie au Québec à s'être doté d'un plan global en efficacité énergétique. Depuis 2001, Énergir a collaboré à la réalisation de plus de 129 000 projets d'efficacité énergétique chez sa clientèle, ce qui a permis des réductions de plus de 1,1 million de tonnes de GES.

Énergir entend demeurer un joueur de premier plan sur la scène de l'efficacité énergétique en intensifiant ses efforts pour aider ses clients à consommer mieux et moins.

De plus, Énergir **croit que le développement de la filière du GNR** peut aider le Québec à atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES avec une énergie renouvelable, carboneutre, concurrentielle et produite localement.

Énergir mise fortement sur le développement d'une filière québécoise de GNR afin de réduire l'empreinte écologique de ses activités et d'offrir une solution à sa clientèle soucieuse de réduire son empreinte carbone. Le GNR produit à partir de matières résiduelles locales peut être distribué par l'intermédiaire de son réseau de distribution et se substituer au gaz naturel pour tous les usages traditionnels, notamment le chauffage des bâtiments. Le GNR peut également être utilisé dans le secteur des transports comme carburant en remplacement de produits pétroliers. Il est une source d'énergie carboneutre qui propose une solution



avantageuse pour plusieurs clients désirant une énergie renouvelable, reconnue dans le cadre du SPEDE et dans les mesures d'exemplarité de l'État.

En parallèle, par le **gaz naturel qu'elle distribue**, Énergir continue d'offrir des solutions de recharge moins émissives que les produits pétroliers et le charbon, particulièrement dans les secteurs industriels et du transport lourd.

Au Québec, les secteurs du transport et des industries sont les plus grands émetteurs de gaz à effet de serre. Les solutions en GNL ou en gaz naturel comprimé (GNC) permettent de faire des gains dans le domaine du transport routier et maritime en remplacement des produits pétroliers. Le GNL permet également aux industries des régions éloignées, non desservies par le réseau de distribution gazier et dépendantes des produits pétroliers, de réduire leur empreinte environnementale et de bénéficier des avantages économiques du gaz naturel.

Énergir s'investit également dans la production d'énergie éolienne. Avec ses partenaires, l'entreprise détient les Parcs éoliens 2, 3 et 4 de la Seigneurie de Beauré, qui totalisent une puissance installée de 340 mégawatts (MW).



Par l'entremise de ses filiales Vermont Gas Systems (VGS) et Green Mountain Power (GMP), Énergir distribue la totalité du gaz naturel et environ 70 % de l'électricité consommés au Vermont. GMP y possède aussi 44 barrages hydroélectriques, 2 parcs éoliens, et produit de l'électricité grâce au programme novateur de méthane issu de fumier bovin. Elle s'implique également dans plusieurs projets afin de favoriser le développement de l'énergie solaire. L'entreprise détient, à part entière ou en partenariat, quelque 21 parcs solaires d'une capacité de 25MW. VGS a, quant à elle, commencé à offrir sur une base volontaire du GNR à ses clients désireux d'améliorer leur empreinte environnementale.



En 2017, Énergir a fait indirectement l'acquisition de Standard Solar qui développe, installe, finance et exploite des systèmes solaires permettant la production d'électricité dans une quinzaine d'États aux États-Unis. Standard Solar détient plus de 76 MW de projets en opération et prévoit plus que doubler ce nombre en 2020.

L'expertise qu'Énergir développe de l'autre côté de la frontière la positionne comme un joueur clé pour innover au Québec.

Enfin, par l'entremise de sa filiale Énergir chaleur et climatisation urbaines (Énergir CCU) qui exploite trois réseaux distincts de vapeur, d'eau chaude et d'eau refroidie, utilisés pour le chauffage, les besoins d'eau chaude et la climatisation, Énergir est active dans le domaine des réseaux urbains de chaleur et des boucles

énergétiques. Ce réseau s'étendant sur 4,8 km dessert les besoins énergétiques de 1,8 million de mètres carrés de superficie commerciale au centre-ville de Montréal. L'équipe d'Énergir CCU travaille actuellement à étendre ce réseau afin de raccorder davantage de clients, à décarboniser ses activités et à améliorer son offre ainsi que sa performance énergétique.

Énergir souhaite aider plus de clients dans plus de régions à mieux consommer des sources d'énergie de plus en plus renouvelables et durables. C'est sa manière de se développer avec toujours plus de pertinence.

Solutions d'Énergir à la lutte contre les changements climatiques

La place du gaz naturel dans le contexte énergétique du Québec

Le Québec est l'un des plus grands consommateurs d'énergie au monde per capita¹. D'un point de vue systémique, la consommation d'énergie est au cœur des émissions de gaz à effet de serre (GES). Le Québec s'est doté de cibles ambitieuses pour les réduire. Or, comme les GES sont principalement liés à l'énergie produite et consommée, force est d'admettre qu'il reste encore de grands progrès à réaliser pour atteindre une réduction de 37,5 % sous le niveau de 1990.

Le Québec jouit d'une situation qui fait l'envie de plusieurs : avec son hydroélectricité, la valorisation de sa biomasse et son industrie éolienne bien développées, 49 % de ses approvisionnements en énergie proviennent de sources locales et renouvelables.

Compte tenu de la disponibilité de l'électricité au Québec, y avoir recours pour favoriser la transition vers une économie plus faible en carbone est certes une avenue sur laquelle il faut miser, lorsque cela est possible.

Toutefois, près de 60 % des usages d'énergie sont toujours de nature thermique ou emploient un procédé nécessitant une combustion (bâtiments, industries et transports). Pour le moment, les énergies employées pour ces usages proviennent de sources non-renouvelables. Les émissions de GES liées à ces usages sont de 55 millions de tonnes, la plus grande part revenant à l'utilisation des produits pétroliers.

Cette utilisation des produits pétroliers répond à des besoins économiques, technologiques ou de procédés et dépend la plupart du temps de la disponibilité de la source d'énergie. Pour réduire les émissions liées à

¹ http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2018/12/EEQ2019_CMQlong_FINAL.pdf

ces usages, il importe de répondre à ces trois éléments et de déterminer quelle énergie peut à elle seule, ou en complémentarité, constituer la meilleure approche pour combler ces besoins énergétiques.

Selon les plus récentes données publiées en 2018 dans L'État de l'énergie au Québec², la consommation de gaz naturel représentait 14 % de la consommation totale d'énergie au Québec.

Par sa performance énergétique, son coût concurrentiel et ses avantages environnementaux par rapport aux produits pétroliers et au charbon, le gaz naturel est complémentaire aux autres sources d'énergie et répond aux besoins variés des clients. Il permet aux entreprises, notamment celles en régions :

- d'augmenter leur compétitivité grâce à la disponibilité d'une énergie moins chère et de contribuer au maintien ou à la création d'emplois;
- de s'éloigner des produits pétroliers et de les délaisser; et ainsi,
- d'effectuer une transition vers une économie plus sobre en carbone.

Rappelons que le gaz naturel contribue significativement à la réduction des émissions de GES et des polluants atmosphériques en se substituant aux sources d'énergie plus polluantes comme le mazout, le propane ou le charbon. Par exemple, par rapport au mazout lourd, la transition vers le gaz naturel génère des réductions de 32 % des émissions de GES à la combustion.

Notons également que pour des raisons techniques, économiques, ou de disponibilité de la molécule, certains usages de clients industriels pourraient difficilement être électrifiés. C'est particulièrement un enjeu quand l'utilisation de la molécule de gaz naturel est utilisée comme intrant à un procédé (ex. : chimie et pétrochimie).

Une récente étude intitulée *Portrait et pistes de réduction des émissions industrielles de gaz à effet de serre au Québec*³ rappelle que la majorité des émissions directes de GES du secteur industriel, qui génère à lui seul 44 % des émissions de GES du Québec, proviennent de sources non énergétiques, autrement dit, des procédés qui sont utilisés dans la fabrication d'un bien. C'est ici que l'utilisation du gaz naturel prend tout son sens puisque sa molécule ne peut être remplacée par l'électricité.

Le rapport intitulé *Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – horizons 2030 et 2050*⁴ préparé par la firme Dunsky prévoit que le secteur industriel atteindrait un plafond de 61 % des réductions des émissions de GES à l'horizon 2050. Malgré une forte électrification et un usage accru des bioénergies

² http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2018/12/EEQ2019_WEB.pdf

³ http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2019/09/GESIndQc2019-Volet1_Web.pdf

⁴ <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/trajectoires-emissions-ges.pdf>

(émissions de combustion), les émissions de procédé demeurent largement présentes. Selon ce rapport, le charbon et le coke de pétrole seraient toujours présents comme sources énergétiques en 2030.

Une partie de ce secteur économique bénéficie déjà des avantages du gaz naturel, mais il est possible d'aller plus loin. C'est pourquoi Énergir continue de croire au rôle du gaz naturel pour la transition énergétique du Québec. C'est une solution énergétique fiable, disponible et concurrentielle qui a un impact immédiat sur le bilan et dont l'empreinte environnementale peut être réduite par l'intégration de GNR.

La transition énergétique suppose la mise en commun d'un portefeuille d'énergies. La bonne énergie, au bon endroit, pour le bon usage et au meilleur coût possible pour la société.

Complémentarité des réseaux de distribution d'énergie au Québec

La réduction des émissions de GES associés aux usages thermiques repose sur la substitution des énergies fossiles par des énergies moins émissives et renouvelables. Évidemment, l'électricité a un rôle de premier plan à jouer. Mais jusqu'à quel point peut-on électrifier les usages thermiques ? Quels seraient les investissements requis en nouvelles infrastructures, en coûts supplémentaires pour les utilisateurs ainsi que les effets sur le tissu industriel québécois ? Et comment optimiser la réduction des émissions de GES associés aux usages thermiques actuels ?

Énergir a amorcé cette réflexion afin d'évaluer l'impact de l'électrification théorique de l'ensemble des usages et de la consommation actuelle de gaz naturel de manière à dégager les potentiels, les défis et les limites.

La démarche employée a mis en lumière les usages actuels au gaz naturel ne pouvant être électrifiés, la conversion théorique des volumes de gaz naturel en énergie et en puissance électrique ainsi que l'estimation des coûts de transition pour la société québécoise comprenant les surcoûts de la facture d'énergie, les coûts pour les équipements ainsi que les impacts sur l'infrastructure du réseau d'Hydro-Québec.

L'électrification des usages actuels au gaz naturel qui pourraient techniquement être électrifiés, nécessiterait plus de 10 000 MW de puissance électrique supplémentaire. La transition des usages au gaz naturel contribuerait à augmenter le déficit en puissance d'Hydro-Québec. Ce déficit de puissance qui est actuellement de 250 MW pendant quelques jours de l'année, pourrait augmenter à des valeurs situées entre 4 600 MW et 10 400 MW lors des périodes de pointe énergétiques des quatre mois d'hiver.

Il en coûterait théoriquement entre 3,5 et 3,8 milliards de dollars par année pour électrifier les usages gaziers en raison des coûts plus élevés de l'électricité, des coûts pour les équipements ainsi que la mise à niveau du réseau d'Hydro-Québec.

À la lumière de ces données, on comprend qu'une vision d'électrification se doit de considérer la technicité des usages, les infrastructures ainsi que les coûts et les impacts globaux. Mais ces données doivent avant tout permettre d'ouvrir un dialogue sur la complémentarité des réseaux de distribution d'énergie au Québec afin de faire des choix qui seront optimaux à la fois pour la réduction des GES et les impératifs économiques globaux.

Conséquemment, le système énergétique doit être réfléchi dans sa globalité et de manière intégrée. C'est seulement ainsi qu'il sera possible de répondre à une variété de besoins tout en s'assurant de réduire les émissions de GES au meilleur coût.

La concomitance des pointes et la puissance du réseau d'Énergir sont des éléments-clés à la complémentarité des réseaux. Dans une perspective de complémentarité avec le réseau électrique, le réseau gazier peut être mis à contribution pour réduire les émissions de GES via le gaz naturel traditionnel ou renouvelable.

Le maintien de réseaux énergétiques complémentaires renforce également la résilience. La sécurité énergétique appelle en effet à une certaine prudence voulant que tous les approvisionnements énergétiques ne dépendent pas d'un seul réseau.

Axe de solution 1 : Réduire l'empreinte carbone du gaz naturel

En tant que service public, Énergir croit qu'il est de son rôle de contribuer à l'effort collectif de réduction des émissions de GES. Pour ce faire, elle a osé se remettre en question et poser des gestes pour changer les choses. Elle a décidé de faire partie de la solution.

Deux moyens lui permettent de réduire l'empreinte carbone du produit qu'elle distribue : **1) l'intensification des efforts en matière d'efficacité énergétique**, par la mise en place de programmes qui permettent à ses clients de mieux et moins consommer l'énergie qu'elle leur distribue; et **2) le développement de la filière du GNR**, une énergie carboneutre, qui permet non seulement de réduire les émissions de GES, mais aussi de diminuer l'empreinte carbone dans les secteurs de production non énergétiques comme l'agriculture et les sites d'enfouissement.

Combinés, les mesures d'efficacité énergétique et le développement de la filière du GNR peuvent contribuer à la réduction d'entre près de 1,75 à plus de 3 millions de tonnes de GES, tout dépendant de l'ampleur que le Québec accordera à l'efficacité énergétique et au déploiement de la filière du GNR d'ici 2030, toujours à des coûts concurrentiels de la tonne de GES évitée. Ceci aurait pour effet d'entraîner une réduction allant de 14 % à 26 % l'empreinte actuelle du gaz naturel dans le bilan québécois des émissions de GES.



Intensifier les efforts en matière d'efficacité énergétique

Énergir a mis en œuvre ses premiers programmes d'efficacité énergétique dès 2001. Ces programmes proposent une variété de mesures allant de la subvention à l'achat d'un appareil à haute efficacité énergétique ou de la remise au point de systèmes mécaniques à l'installation de systèmes innovants de préchauffage solaire. C'était alors une première au Québec. À ce jour, Énergir demeure le seul distributeur d'énergie à avoir largement dépassé la cible en efficacité énergétique de la précédente Politique énergétique du gouvernement du Québec. Depuis 2001, Énergir a mis en place 129 094 projets d'efficacité énergétique, ce qui constitue 576 millions de mètres cubes de gaz naturel économisés et 1 106 253 tonnes de GES évitées. En 2019, Énergir a versé plus de 18,3 millions de dollars à ses clients pour la réalisation de 4 088 projets d'efficacité énergétique, ce qui représente une économie d'énergie de 38,8 millions de mètres cubes de gaz naturel et 74 472 tonnes de GES évitées. Durant l'exercice 2019, ces projets d'efficacité énergétique ont généré des économies de 143 millions de dollars pour ses clients.

Dans le cadre de son processus d'évaluation, Énergir mesure systématiquement la satisfaction des participants à ses programmes. Énergir sonde également ses clients lors de la conception de nouveaux programmes afin de s'assurer que son offre répond adéquatement à leurs besoins. Dans une proportion variant de 85 % à 90 %, les clients d'Énergir se disent très satisfaits du service et de l'encadrement reçus d'Énergir.

Énergir s'assure également de maximiser les gains au meilleur coût possible. Avec une moyenne de **17,94 \$ par tonne de GES évitée** en 2018-2019, le portefeuille de programmes en efficacité énergétique d'Énergir présente des solutions très rentables pour ses clients.

Dans le cadre du plan directeur 2018-2023 de Transition énergétique Québec (TEQ), Énergir prévoit déjà accroître ses efforts au cours des cinq prochaines années afin d'augmenter de 30 % les économies générées

par ses programmes et de réaliser des **réductions récurrentes additionnelles de GES de près de 500 000 tonnes.**

Énergir a déjà commencé l'implantation de ces mesures par :

1. la bonification des aides financières afin de mieux couvrir les surcoûts des projets efficaces;
2. l'élargissement de son offre afin de générer des économies additionnelles à partir des programmes existants;
3. la mise en place de nouveaux programmes (système de gestion de l'énergie, thermostats intelligents);
4. un meilleur alignement des objectifs et des incitatifs en s'assurant qu'ils sont cohérents avec ses efforts en efficacité énergétique;
5. le déploiement d'un plan de formation interne et externe afin de s'assurer que tous les acteurs du marché connaissent bien les programmes;
6. une commercialisation accrue pour mieux faire connaître son offre;
7. la mise en place de modèles de conception efficaces pour permettre aux ingénieurs et aux architectes de concevoir des projets qui intègrent déjà des mesures efficaces au gaz naturel.



Recommandation 1 : Miser sur l'efficacité énergétique en poursuivant les efforts prévus au Plan global en efficacité énergétique (PGEE) d'Énergir.

L'élaboration du PECC est une opportunité de pérenniser les économies générées par les programmes d'efficacité énergétique existants et qui ont démontré leur performance. Considérant l'importance que peut jouer l'efficacité énergétique dans la réduction des GES, le Québec a l'opportunité d'aller beaucoup plus loin. Énergir pourrait accroître ses efforts au-delà de ce à quoi elle s'est engagée dans le cadre du plan directeur de TEQ. Suivant une trajectoire ambitieuse jusqu'en 2030, les programmes d'efficacité énergétique d'Énergir pourraient permettre des économies récurrentes annuelles de plus 600 millions de mètres cubes de gaz naturel et l'évitement de plus d'un million de tonnes de GES.

Développer la filière du gaz naturel renouvelable

Pour réduire encore davantage l'empreinte carbone du gaz naturel et faire évoluer le produit qu'elle distribue, Énergir s'active à assurer une présence croissante du GNR dans son réseau.

En mars 2019, l'adoption du *Règlement concernant la quantité minimale de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur de gaz naturel* est venue concrétiser un objectif du plan d'action issu de la Politique énergétique 2030.

Ce règlement fixe la quantité minimale de GNR devant être distribuée par un distributeur de gaz naturel à 1 % de la quantité totale de gaz naturel qu'il distribue à partir de 2020, et à hausser progressivement cette quantité jusqu'à la fixer à partir de 2025 à 5 % de la quantité totale de gaz naturel distribué. Énergir croit que ce règlement est un premier pas pour soutenir encore davantage la production de GNR au Québec et par le fait même, accroître les volumes disponibles pour ses clients désireux de réduire l'empreinte environnementale de leur consommation énergétique.

Bien que le développement de cette filière ait été mis en branle il y a 10 ans, Énergir a franchi une étape importante à la fin de 2017 lorsque son réseau a commencé à recevoir le GNR d'un premier producteur municipal, la Ville de Saint-Hyacinthe, qui produit du GNR localement à partir de résidus organiques. Depuis, Énergir a conclu plusieurs ententes pour l'achat de GNR qui pourra être distribué dans son réseau gazier au cours des prochaines années.

D'autres projets sont en développement dans ce créneau de la valorisation de nos déchets organiques. Un projet de biodigesteur agricole coopératif dans la région de Warwick est en cours de planification et deviendrait ainsi le premier projet de production de GNR agricole au Québec.

Parallèlement à la production, on observe une demande grandissante pour le GNR de la part des clients. Ainsi, l'usine L'Oréal Canada à Montréal a été la première cliente d'Énergir à devenir carboneutre grâce au GNR. Des clients institutionnels comme l'Université Laval, la Défense nationale et la Régie des installations olympiques ont aussi fait l'acquisition de GNR.

Au cours des dernières années, un écosystème a commencé à se mettre en place afin de soutenir le développement de cette filière énergétique d'avenir. Dernièrement, des producteurs, des consommateurs, des fournisseurs d'équipements, et de nombreux autres joueurs qui croient au potentiel du GNR se sont regroupés pour appuyer l'essor de la filière.

Renouvelable, carboneutre et local

Le GNR est une énergie de source renouvelable qui peut d'être injectée dans un réseau de distribution de gaz naturel pour être acheminée à la clientèle.

Le GNR est **renouvelable**⁵ parce qu'il est produit à partir de matières qui se régénèrent rapidement, c'est-à-dire les matières organiques résiduelles (résidus verts, résidus alimentaires, boues d'épuration des eaux usées, boues et résidus générés par les activités industrielles des secteurs des pâtes et papiers et de l'agroalimentaire, résidus agricoles) qui seraient pour la plupart jetées, enfouies et finalement, non

⁵ https://afdc.energy.gov/fuels/natural_gas_renewable.html

valorisées. La production de GNR valorise l'énergie d'un résidu déjà en circulation pour éviter la production d'une nouvelle source d'émission de GES.

Le GNR est aussi **carboneutre** puisque les émissions de GES associées à sa production et à sa combustion libèrent du CO₂ en quantité équivalente à celle qui aurait été émise dans le cours du cycle naturel du carbone. Le GNR consiste donc en la valorisation du carbone déjà produit. Tout comme l'hydroélectricité, le GNR ne contribue pas à l'augmentation de l'effet de serre lors de sa combustion. Il permet de contribuer à décarboniser l'énergie thermique utilisée au Québec.

Les avantages du GNR en matière de réduction des émissions de GES sont doubles. Premièrement, le GNR peut se substituer entièrement au gaz naturel ou aux produits pétroliers plus émissifs dans plusieurs usages. Deuxièmement, il permet d'éviter l'émission naturelle de méthane des matières résiduelles organiques, qui sont plutôt valorisées pour en faire une source d'énergie. Les émissions de GES non énergétiques sont ainsi réduites de façon importante dans des secteurs comme celui de la gestion des déchets ou du secteur agricole. En calculant également ces cobénéfices environnementaux, il est possible d'accroître encore davantage les réductions de GES associées au GNR. Dans certains cas, selon la matière résiduelle utilisée, on parlera même de la carbonéativité du GNR.

À titre indicatif, en utilisant le modèle Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation (GREET)⁶, le GNR produit à partir d'une usine de biométhanisation aurait un impact carbo-négatif avec une intensité carbone de - 43 g d'équivalent CO₂/MJ (en comparaison avec le diesel, dont l'intensité carbone est de + 107 g d'équivalent CO₂/MJ). C'est donc dire que le GNR peut aussi être **carbonéatif** dépendamment de sa source puisqu'il contribue à réduire le réchauffement climatique en récupérant la matière organique avant sa décomposition et empêche l'émission de méthane à l'atmosphère. Par exemple, l'utilisation de fumier et de lisier comme intrants dans la biodigestion réduit grandement les émissions associées aux fosses à fumier et à lisier.



Énergir travaille actuellement avec le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) sur le développement d'une analyse du cycle de vie du gaz naturel et du GNR pour évaluer concrètement les réductions d'émissions de GES que pourrait procurer le développement de cette filière renouvelable au Québec.

De plus, l'utilisation du digestat résultant de la biométhanisation comme fertilisant sur les terres agricoles permet d'éviter les émissions associées à l'utilisation d'engrais chimiques. C'est d'ailleurs pourquoi plusieurs

⁶ <https://greet.es.anl.gov/> [à partir d'une modélisation pour le Québec]

pays européens ont ciblé le secteur agricole pour la réalisation des réductions de GES, comme le Danemark qui s'est donné pour objectif de valoriser 50 % de ses fumiers et lisiers sous forme de biogaz⁷.

Le potentiel du GNR au Québec

Pour déterminer le rôle que le GNR peut jouer comme énergie d'avenir, il importe de connaître sa quantité potentielle de production au Québec.

Une étude qui évalue le potentiel technico-économique de production a été réalisée à la fin de l'année 2018⁸. Les résultats de cette étude démontrent que dès aujourd'hui, le potentiel technico-économique s'élève à 12 % du volume de gaz naturel distribué actuellement par Énergir au Québec, soit 25,8 millions de gigajoules.

À l'horizon 2030, cette proportion pourrait plus que quintupler grâce à l'implantation de technologies en développement et atteindre les deux tiers du volume actuel distribué, soit 144,3 millions de gigajoules.

Si ce potentiel technico-économique était atteint, la réduction de GES associée à ces volumes serait de 7,2 millions de tonnes, ce qui est comparable au retrait sur les routes de 1,5 million de voitures ou environ 53 000 camions lourds.

L'étude révèle également que toutes les régions du Québec ont accès à un potentiel technico-économique de production de GNR. Le déploiement de cette nouvelle filière représente une opportunité de développement économique régionale en permettant à la fois aux régions industrielles et urbanisées et aux régions de ressources de participer à la transition énergétique.

Devant ce vaste potentiel, le Québec a l'opportunité de faire preuve d'ambition et de se positionner comme un leader en créant un environnement propice à la réalisation des projets de production de GNR.

Des retombées économiques tangibles

Une étude⁹ de la firme Aviseo Conseil confirme par ailleurs la place du GNR, non seulement comme levier incontournable de la transition énergétique du Québec, mais aussi comme moteur de développement économique pour plusieurs régions de la province.

⁷ <https://www.biocycle.net/2019/02/01/deep-dive-danish-biogas/>

⁸ https://www.energir.com/~media/Files/Corporatif/Publications/181109_Potentiel%20GNR_Rapport%20synth%C3%A8se.PDF?la=fr

⁹ Aviseo Conseil. La filière de production de gaz naturel renouvelable au Québec – *Impacts économiques à l'horizon 2030 et contribution à l'économie circulaire*. Janvier 2019.

Selon cette étude, si le potentiel technico-économique de production de GNR 2030 était réalisé, les retombées économiques et fiscales pourraient être les suivantes :

	Investissement pendant la phase de construction	Dépenses annuelles durant l'opération
Dépenses	19,8 milliards \$	1,8 milliard \$/an
Emplois	88 000	15 000/an
Contribution au PIB du Québec	7,9 milliards \$	1,6 milliard \$/an
Revenus fiscaux aux gouvernements (Québec et Canada)	867 millions \$	256 millions \$/an

Les régions du Québec sortiraient gagnantes du déploiement de la filière puisque plus de 70 % du PIB soutenu par la production de GNR serait généré là où sont établies les installations de production.

Dans les secteurs municipal, agricole et forestier, la production de GNR permettrait une diversification des sources de revenus. Elle aiderait les collectivités à passer de générateurs de déchets organiques à producteurs d'énergie renouvelable.

Les avantages d'utiliser le GNR – Des bénéfices collectifs

Le GNR possède de nombreux avantages. Produit à partir de matières organiques, il contribue à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de GES. De par ses propriétés, il se substitue au gaz naturel ou aux produits pétroliers et permet de tirer profit des réseaux de distribution actuels. Sur le plan économique, il est générateur de revenus pour les détenteurs de matières organiques résiduelles et s'inscrit dans une logique d'économie circulaire.

L'économie circulaire vise l'optimisation des ressources utilisées à toutes les étapes du cycle de vie d'un bien et la réduction de son empreinte environnementale. La production de GNR s'inscrit parfaitement dans ce concept quand on considère que les déchets à une étape deviennent des intrants à l'étape suivante et donc, de façon cyclique, forment une boucle.

Enfin, le déploiement de la filière du GNR au Québec contribue à l'amélioration de la balance commerciale du Québec en réduisant l'achat d'énergie à l'extérieur de la province.

Une solution pour les secteurs agricole et des déchets

Pour atteindre ses objectifs de réduction de GES à l'horizon 2050, le rapport Dunsky prévoit que les déchets pourraient être traités de façon à pratiquement éliminer leurs émissions (jusqu'à 94 %, par compostage généralisé, captage du méthane aux sites d'enfouissement et valorisation énergétique) et que cette gestion des déchets offre d'importants potentiels de réduction de GES à faible coût¹⁰. D'ici 2022, l'enfouissement des matières organiques ne sera plus permis au Québec. Il s'agit là d'un défi de taille pour les municipalités québécoises. De concert avec les projets de compostage, la biométhanisation des déchets organiques constitue une avenue à la disposition des municipalités.

Le détournement des résidus organiques des ménages ainsi que des industries, commerces et institutions (ICI) de l'enfouissement à une usine de biométhanisation permet d'engendrer des économies sur la gestion des sites d'enfouissement tout en améliorant la qualité de l'air et la réduction des émissions de GES.

Il y a de plus une opportunité à saisir pour la production de GNR à partir des lieux d'enfouissement techniques existants. À l'heure actuelle, la plupart des lieux d'enfouissement technique captent leur biogaz et les brûlent en torchère sans valorisation énergétique. L'ajout d'un équipement de purification permettrait de produire du GNR qui pourrait être injecté dans un réseau gazier. C'est ce que fera la Régie de gestion des matières résiduelles de la Mauricie pour valoriser le biogaz de son site d'enfouissement de Saint-Étienne-des-Grès. Ce projet permettra d'injecter 8,5 millions de mètres cubes de GNR dans le réseau gazier. Voilà une nouvelle façon pour les exploitants de sites d'enfouissement de contribuer à la réduction des émissions de GES tout en générant des revenus additionnels.

Certains lieux d'enfouissement technique produisent d'ailleurs déjà du GNR au Québec, mais le vendent aux États-Unis, là où des programmes d'achat sont en place et où le prix de vente est plus intéressant qu'au Québec à l'heure actuelle. En mettant en place des conditions réglementaires et de marché qui permettraient de conclure des contrats à long terme avec ces producteurs, les volumes de GNR déjà produits actuellement pourraient être injectés dans le réseau québécois et ainsi contribuer rapidement à l'atteinte de l'objectif fixé par le règlement sur la quantité minimale de GNR distribué au Québec.

Les producteurs agricoles sont de grands générateurs de matières organiques. En pratiquant l'épandage, les producteurs agricoles participent depuis toujours à une forme d'économie circulaire. Les fumiers et les lisiers sont des engrais organiques naturels riches qui nourrissent les cultures céréalières, qui nourrissent, à leur tour, le bétail.

Avec le développement des technologies de biométhanisation, les agriculteurs portent de plus en plus d'intérêt à ces matières organiques pour accroître leur valeur ajoutée potentielle, particulièrement pour produire de l'énergie renouvelable. Par la biométhanisation, il est possible de répondre aux besoins des sols

¹⁰ <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/trajec-toires-emissions-ges.pdf> p.42.

par l'épandage de digestat moins odorant que le lisier habituellement utilisé, tout en créant une valeur ajoutée par la production de GNR.

Une énergie recherchée et disponible maintenant

Le GNR constitue une solution flexible pour tendre vers la carboneutralité tout en minimisant les impacts financiers pour les consommateurs. Cette flexibilité permet aux clients d'accroître leur contribution environnementale en fonction de leur capacité de payer.

Pour favoriser la diminution des émissions de GES tout en optimisant le réseau de distribution de gaz naturel déjà en place, les gestionnaires de bâtiments peuvent miser sur un approvisionnement graduel en GNR sans investissements supplémentaires en équipement.

En complémentarité avec l'électricité, le GNR peut générer des réductions de GES à moindre coûts et libérer des capacités pour des usages qui requièrent une électrification.

À titre d'exemple, il existe actuellement 2 371 bâtiments dans les secteurs de l'éducation, de la santé et des services gouvernementaux qui utilisent le gaz naturel. Ces clients institutionnels représentent 6,3 % de la consommation totale de gaz naturel au Québec.

Ces clients institutionnels émettent environ 1 % des GES du Québec, soit 720 000 tonnes.

Le passage de ces clients institutionnels à l'électricité coûterait environ un milliard de dollars, y compris les coûts d'infrastructures civiles requises pour absorber cette nouvelle demande électrique. À la suite du passage de tous ces bâtiments à l'électricité, la facture énergétique annuelle augmenterait d'environ 120 millions de dollars, soit 2,4 milliards de dollars sur 20 ans, pour un coût total de quelque 3,4 milliards de dollars.

À titre comparatif, le passage de ces clients institutionnels au GNR ne requiert pas de changement d'équipement et bénéficie des infrastructures gazières déjà en place. La facture des clients augmenterait, pour passer du gaz naturel au gaz naturel renouvelable, en fonction de la quantité de GNR consommé, mais demeurerait tout de même concurrentielle avec l'électricité, ce qui fait du GNR une solution de choix.

Exemple d'une facture d'énergie - École primaire¹¹

Gaz naturel (85%)		20 177 \$	
Électricité (97%)		34 471 \$	+71%
Mazout n°2 (80%)		37 999 \$	+88%
Propane (85%)		28 594 \$	+42%
GNR 5% (85%)		20 600 \$	+2%
GNR 100% (85%)		28 652 \$	+42%

Exemple d'une facture d'énergie - Petit hôpital¹²

Gaz naturel (85%)		44 821 \$	
Électricité (97%)		77 130 \$	+72%
Mazout n°2 (80%)		90 053 \$	+101%
Propane (85%)		68 902 \$	+54%
GNR 5% (85%)		45 842 \$	+2%
GNR 100% (85%)		65 243 \$	+46%

Exemple d'une facture d'énergie - Grand hôpital¹³

Gaz naturel (85%)		375 474 \$	
Électricité (97%)		771 305 \$	+105%
Mazout n°2 (80%)		860 964 \$	+129%
Propane (85%)		689 018 \$	+84%
GNR 5% (85%)		385 685 \$	+3%
GNR 100% (85%)		579 699 \$	+54%

Trajectoires d'accélération du déploiement de la filière du GNR

Comme toute nouvelle filière énergétique, pour faciliter la mise en œuvre des premiers projets qui traceront la voie au développement de la filière du GNR, le soutien gouvernemental et les investissements privés apparaissent comme essentiels. C'est ainsi que des mesures ont été identifiées pour atteindre le déploiement à grande échelle de la filière du GNR.

Dans un premier temps, en s'alignant sur la cible fixée dans le cadre du Règlement sur la quantité minimale de GNR dans le réseau gazier (5% en 2025), le plan de déploiement de la filière du GNR au Québec est en cours de réalisation. Comme il a été mentionné précédemment, une usine de biométhanisation à Saint-

¹¹ À un coût de GNR entre 13\$ et 15\$ le Gj.

¹² Idem.

¹³ Idem

Hyacinthe est déjà en activité et plusieurs ententes ont été signées avec des producteurs pour l'injection de volumes supplémentaires de GNR dans le réseau de distribution. À ceux-ci s'ajoutent plusieurs autres projets connus en voie de développement dans les municipalités ou encore avec des sites d'enfouissement et des producteurs agricoles qui permettraient d'atteindre la cible de 5 % de GNR dans le réseau gazier d'ici 2025. Une mesure de soutien et des investissements appropriés leur permettraient de voir le jour. Cette mesure, qui peut se réaliser à moins de 60\$ la tonne des GES évitées, **entraînerait des réductions d'émission d'environ 320 000 tonnes de GES**¹⁴.

Globalement, une proportion de **5 % de GNR** dans le réseau gazier pourrait réduire ses émissions de GES de **550 000 tonnes**.

Considérant l'important potentiel technico-économique de production de GNR, le Québec a l'opportunité d'aller beaucoup plus loin dans le déploiement de la filière. Dans le cadre du PECC, un engagement clair dédié et prévisible de soutien financier gouvernemental en appui aux investissements dans les projets de production de GNR dans les secteurs agricoles, des sites d'enfouissement et avec les municipalités permettrait d'atteindre **jusqu'à 10 % de GNR** dans le réseau d'ici 2030. Cette mesure pourrait d'ailleurs se réaliser à **moins de 60\$ la tonne de GES évitée et les réductions d'émission de GES pourraient totaliser jusqu'à 209 000 tonnes**¹⁵.

Par ailleurs, un programme de soutien aux projets de démonstration de production de GNR à partir de la biomasse forestière résiduelle et le déploiement des premiers projets de *Power-to-Gas* pourraient réduire d'environ 450 000 tonnes de GES par année¹⁶ le bilan des émissions québécoises.

Au total, avec une proportion de **10 % de GNR** dans le réseau gazier, le Québec pourrait réduire ses émissions de GES de **1,1 million de tonnes**.

Pour atteindre les cibles, le gouvernement doit s'assurer de la cohérence des processus réglementaires avec les orientations qu'il souhaite mettre en place pour favoriser un déploiement rapide et prévisible de la filière du GNR au Québec.



Recommandation 2 : Mettre en place un programme de soutien financier dédié aux projets de production de GNR pour favoriser un déploiement rapide et prévisible de la filière à grande échelle.

¹⁴ En considérant la substitution de gaz naturel

¹⁵ Idem

¹⁶ Le coût de la mesure par tonne de GES est calculé en considérant les GES évités par la substitution du gaz naturel sur les 20 ans de durée de vie des projets de GNR. Les réductions seraient plus élevées, donc le coût de la mesure moindre, en tenant compte des émissions sur le cycle de vie complet du GNR.

Si le gouvernement du Québec souhaite être encore plus ambitieux et miser sur le vaste potentiel du GNR, une trajectoire à l'horizon 2030 est envisageable pour atteindre une proportion de 20 % de GNR dans le réseau gazier. Pour que le Québec puisse accélérer la cadence jusqu'en 2030 et atteindre cette cible qui en ferait un leader dans le déploiement de la filière, des mesures réglementaires et incitatives additionnelles seraient requises, de même qu'une forte mobilisation de tous les acteurs.

Avec 20 % de GNR dans son réseau gazier, le Québec serait en mesure d'éviter l'émission d'environ 2,1 millions de tonnes de GES.



Recommandation 3 : Encourager les campagnes de sensibilisation auprès des citoyens et des organisations pour mousser la participation aux collectes de matières organiques résiduelles mises en place par les municipalités.



Recommandation 4 : S'assurer de la cohérence des processus réglementaires avec les orientations mises en place par le gouvernement pour favoriser un déploiement rapide et prévisible de la filière.



Recommandation 5 : Lancer dès maintenant un chantier de réflexion pour établir une feuille de route permettant d'augmenter de 10 % à 20 % la part de GNR dans le réseau gazier à l'horizon 2030.

Le concept du *Power-to-Gas* permettrait de miser sur le réseau gazier comme un outil, une batterie, pour stocker de l'énergie renouvelable. Concrètement, il s'agit de transformer des surplus d'électricité renouvelable en hydrogène par électrolyse de l'eau pour ensuite le stocker et le valoriser directement dans le réseau gazier ou créer du méthane renouvelable en valorisant également le CO₂ qui pourrait être récupéré des établissements industriels par le déploiement de technologies de capture du carbone. Le *Power-to-Gas* mise sur la complémentarité des infrastructures gazières et électriques et l'innovation pour avancer encore plus loin.

Des distributeurs gaziers de France et de Californie mènent actuellement des projets de démonstration de ce type.

Exemple international : produire du GNR à partir d'électricité pour stocker l'énergie

MéthyCentre, Centre-Val-de-Loire, France

- MéthyCentre : Démonstrateur de *Power-to-Gas* couplé à une unité de méthanation;
- Mise en service du site prévue en 2021;
- Volonté de démontrer la faisabilité technique et économique de produire du GNR à partir de l'électricité, dans le but de stocker de l'énergie;
- Pallier la production électrique, qui est intermittente et non stockable, en transformant l'eau en hydrogène, par hydrolyse, et en utilisant le CO₂ contenu dans les matières organiques pour générer du gaz naturel renouvelable, qui pourra être ensuite entreposé et consommé au moment requis;
- Possibilité d'injecter le GNR ainsi produit dans le réseau ou dans le site de stockage souterrain de Storengy, une entreprise européenne d'entreposage d'énergie située à proximité du MéthyCentre.

Effets bénéfiques pour l'environnement :

- Diminution des émissions de GES;
- Diminution de la pollution atmosphérique;
- Amélioration de la qualité de l'air;
- Sécurité d'approvisionnement.



Recommandation 6 : Mettre en place un programme pour soutenir les projets de démonstration de production de GNR à partir de biomasse forestière résiduelle et le déploiement des premiers projets de *Power-to-gas*.

En somme, le GNR a certainement une place choisie dans le bouquet énergétique du Québec qui doit mener à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de GES en 2030. En étant ambitieux, le Québec pourrait éviter jusqu'à 2,1 millions de tonnes de GES, et ce, sans compter les émissions évitées par la valorisation des déchets urbains et agricoles qui pourraient presque doubler les réductions des GES associées au GNR.

Axe de solution 2 : Remplacer les énergies plus émissives

Malgré l'abondance de ses ressources en hydroélectricité, une vaste proportion de l'énergie consommée au Québec provient de sources non renouvelables. Soixante pourcent de l'énergie utilisée au Québec est destinée à un usage thermique ou à des procédés pour la fabrication de biens. Elle est principalement utilisée dans les secteurs du transport et de l'industrie et contribue notamment à la vitalité économique des régions. Les deux tiers de cette énergie thermique proviennent des produits pétroliers et l'utilisation du charbon subsiste toujours.

Cette consommation est responsable à elle seule de 56 % des GES totaux émis au Québec, la plus vaste part provenant de la consommation de produits pétroliers¹⁷. Le secteur industriel, qui comprend les industries agricoles et les industries spécialisées dans la gestion des matières résiduelles, génère à lui seul 44 % des émissions québécoises de GES¹⁸. La récente étude *Portrait et pistes de réduction des émissions industrielles de gaz à effet de serre au Québec*¹⁹ rappelle que la majorité des émissions directes de GES du secteur industriel provient de sources non énergétiques, autrement dit, des procédés qui sont utilisés dans la fabrication d'un bien.

Énergir croit que c'est principalement sur cette tranche d'énergie thermique non renouvelable que le Québec doit agir pour atteindre ses cibles de réduction de GES, et l'utilisation du gaz naturel, moins émissif, en substitution aux produits pétroliers et au charbon, peut contribuer à cette réduction.

Lorsqu'il remplace le diesel, le mazout et le charbon, le gaz naturel permet une réduction des GES d'environ 25 %, 32 % et 42 % respectivement, en plus d'éliminer presque complètement d'autres polluants atmosphériques comme les oxydes d'azote (NO_x), les oxydes de soufre (SO_x) et les particules fines responsables notamment des problèmes de qualité de l'air. Une plus grande utilisation du gaz naturel en remplacement des produits pétroliers constituera donc, au cours des prochaines années, une étape sensée de la transition vers la décarbonisation de l'économie.

D'ailleurs, à la lumière des résultats d'une analyse critique de la littérature scientifique réalisée par le CIRAIG, sur tout son cycle de vie, les émissions de GES du gaz naturel ne s'avèrent pas être le frein à la transition énergétique que certains prétendent. Les plus récents travaux scientifiques laissent en effet sous-entendre que les émissions de GES du gaz naturel non conventionnel sont légèrement supérieures, mais globalement similaires à celles du gaz naturel conventionnel²⁰. (Annexe B).

¹⁷ http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2018/12/EEQ2019_WEB.pdf p.3

¹⁸ http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2019/09/GESIndQc2019-Volet1_Web.pdf

¹⁹ http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2019/09/GESIndQc2019-Volet1_Web.pdf

²⁰ CIRAIG, 2019, *Le gaz naturel : revue de la littérature portant sur les émissions fugitives de méthane*.

Remplacer les produits pétroliers et le charbon dans le secteur industriel

Depuis 2001, Énergir a effectué plus de 21 000 transitions de sources d'énergie fortement émettrice de GES vers le gaz naturel dans différents secteurs de marché, permettant d'éviter annuellement 200 000 tonnes de GES.

Bien que les volumes de gaz naturel distribués au Québec aient augmenté en raison de ces transitions, le Québec a pu réduire ses émissions de GES en remplaçant des produits pétroliers par une énergie moins émissive.

Pour les clients du secteur industriel utilisant des produits pétroliers, l'avantage du passage au gaz naturel n'est pas uniquement environnemental; il est aussi économique puisqu'il se traduit par des économies importantes sur leur facture. Par exemple, pour un établissement industriel consommant annuellement l'équivalent d'un million de mètres cube de gaz naturel, la facture atteint des réductions de 52 % par rapport au mazout léger. Lorsqu'on passe du mazout lourd au gaz naturel, la facture atteint une économie s'élevant à 21 %. Ces économies peuvent être réinvesties et ainsi contribuer au développement économique des entreprises.

L'expertise et l'implication d'Énergir sont reconnues auprès de sa clientèle industrielle. Une forte majorité des grands clients industriels reconnaissent la proactivité d'Énergir qui leur propose de solutions énergétiques adaptées à leurs besoins.

En tirant profit des gains environnementaux et économiques offerts par le passage au gaz naturel, il est possible d'imaginer une plus vaste pénétration des énergies moins émissives en remplacement de produits pétroliers ou du charbon plus polluants.

Énergir permet notamment des transitions temporaires de grands clients industriels principalement au charbon thermique avec une entente de gaz d'appoint concurrence. Ces transitions temporaires représentent des volumes importants puisqu'en 2017, plus de 65 millions de mètres cubes de gaz naturel ont été vendus pour couvrir des besoins temporaires, ce qui correspond à une réduction de 85 000 tonnes de GES en remplacement du charbon. Ces ententes proposent un prix concurrentiel, mais s'étalent sur de courtes périodes (moins d'un an). Pour maximiser l'utilisation du gaz naturel, Énergir travaille étroitement auprès de cinq clients déjà raccordés au réseau de distribution et qui consomment, en plus du charbon, du coke de pétrole et d'autres combustibles. Cette collaboration permet de préserver la compétitivité de ces clients tout en minimisant leur empreinte environnementale.

Les entreprises consommatrices de charbon sont majoritairement clientes d'Énergir, c'est-à-dire qu'elles sont également connectées au réseau gazier. Elles continuent à consommer du charbon essentiellement pour des questions techniques, faisant en sorte que le passage à l'électricité n'est pas envisageable, et également pour des raisons économiques. Puisque leurs équipements rendent possible de passer facilement

d'une source d'énergie thermique à une autre, l'écart de prix entre ces sources d'énergie fait toute la différence. Le comblement d'une partie de l'écart du prix entre le gaz naturel et les produits pétroliers (coke de pétrole) ou le charbon permettrait des gains environnementaux rapides. Énergir évalue **le coût de la tonne de GES évitée par une mesure de comblement du surcoût à entre 83 \$ et 112 \$**. À ce prix, il serait possible de réduire les émissions de GES d'environ 210 000 tonnes annuellement.

À court terme, l'instauration d'un volet flexible permettrait à Énergir de conclure davantage d'ententes de gaz d'appoint concurrence avec les entreprises consommatrices de charbon. À moyen terme, il est possible d'imaginer l'évolution de cette stratégie vers des contrats fermes de distribution de gaz naturel.

L'élaboration du PECC est une opportunité d'accentuer l'offre de solutions énergétiques diversifiées impliquant l'utilisation du gaz naturel en remplacement des produits pétroliers et du charbon pour des réductions immédiates de GES à des coûts par tonne des plus concurrentiels.



Recommandation 7 : Appuyer des mesures et des programmes qui favorisent le passage au gaz naturel et son adoption en tant qu'énergie moins émissive dans le secteur industriel.



Recommandation 8 : Favoriser la signature d'ententes à long terme et la mise en place de programmes de transition pour soutenir les utilisateurs de charbon et de coke de pétrole dans leur passage au gaz naturel.

Remplacer les produits pétroliers dans le secteur des transports

Le secteur des transports, qui compte pour près de 44 % de toutes les émissions de GES au Québec dépend presque exclusivement des combustibles fossiles et des produits pétroliers.

Depuis 1990, les émissions de ce secteur ont augmenté de 22 %²¹. L'électrification des transports est une solution présentant un avenir prometteur pour les véhicules légers, mais qui n'est pas suffisante.

²¹ http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2018/12/EEQ2019_WEB.pdf p.48

En matière de transport, l'électrification ne peut, à court et à moyen termes, répondre aux besoins du transport lourd responsable d'une part importante des émissions. Le gaz naturel devient alors une solution de choix pour remplacer les produits pétroliers et réduire ainsi les émissions de ce secteur dès maintenant. L'utilisation du gaz naturel comprimé ou liquéfié s'avère une des avenues à privilégier pour réduire les émissions de GES dans le secteur du transport lourd ou dans le transport maritime.

Les véhicules lourds représentent environ 4 % des véhicules sur nos routes, mais le tiers de tous les GES associés aux transports. Entre 1990 et 2012, les émissions des véhicules lourds ont augmenté de 94,9 % au Québec et le parc a augmenté de 31 %. Or, en passant du diesel au gaz naturel comme carburant pour les camions lourds, les réductions des émissions de GES des camions sont réduites.



Depuis 2011, Énergir s'implique dans le développement d'un réseau de stations de ravitaillement en GNL et en gaz naturel comprimé (GNC) pour l'industrie du transport au Canada. Ce réseau, présentement composé de 30 stations de ravitaillement en gaz naturel comprimé ou liquéfié, dessert plus de 800 véhicules fonctionnant au gaz naturel sur nos routes. Cela représente une réduction de plus de 13 000 tonnes de CO₂ annuellement.

En matière de transport, le programme Écocamionnage mériterait d'être amélioré et bonifié afin d'encourager davantage d'entreprises de transport à s'en prévaloir. Tout d'abord, les critères d'admissibilité pourraient être élargis afin d'ouvrir le programme aux véhicules usagés et aux véhicules hors route. Par ailleurs, une bonification des aides financières de 30 % à 50 % de la dépense admissible consacrée à l'acquisition de véhicules à gaz naturel, faisant ainsi passer la subvention de 18 000 \$ à 30 000 \$, aurait pour effet de réduire la période de rentabilité de l'investissement à moins de deux ans.

Pour encourager les entreprises de transport à adopter le gaz naturel, il est également primordial de poursuivre le développement du réseau de stations de ravitaillement en carburants alternatifs comme le gaz naturel. La bonification des aides financières permettrait l'ouverture de nouvelles stations publiques et privées qui consolideraient le réseau et, par le fait même, augmenterait l'adhésion du marché au gaz naturel pour les véhicules. En dédiant une aide de 500 000 \$ pour l'ouverture de chaque station publique, une dizaine de stations pourraient s'ajouter et rendraient le réseau québécois mature, répondant aux besoins de l'industrie. L'ouverture d'une vingtaine de stations privées serait réalisable grâce à une aide de 250 000 \$ par station, consolidant encore davantage le réseau.





Recommandation 9 : Proposer la bonification du programme Écocamionnage pour atteindre 50 % du surcoût à l'achat d'un véhicule à gaz naturel ainsi que la bonification des aides financières pour développer un réseau de stations de ravitaillement en gaz naturel pour véhicules (GNV).



Recommandation 10 : Mettre en place des mesures d'écofiscalité pour encourager les consommateurs à adopter des carburants alternatifs comme le gaz naturel ou adopter une cible de carburant alternatif et renouvelable.

Conclusion

L'élaboration du Plan d'électrification et de changements climatiques est un exercice d'une importance stratégique. À l'instar d'autres juridictions, le Québec doit se doter d'un plan crédible qui aura un effet immédiat sur les émissions de GES tout en préservant la compétitivité de son économie.

Grâce à son hydroélectricité, le Québec est avantageusement positionné pour réduire davantage ses émissions de GES.

S'il est incontestable que l'électrification peut jouer ce rôle, il ne faut pas perdre de vue qu'elle ne pourra à elle seule faire tout le travail. Il y a tout lieu de réfléchir au système énergétique du Québec dans sa globalité de façon à tirer profit de toutes les infrastructures énergétiques, celles qui sont déjà en place comme celles qui sont en démarrage, pour s'assurer de répondre efficacement aux différents besoins, avec la perspective de réduire les émissions au maximum, et ce, au meilleur coût possible. C'est dans cette perspective, celle d'effectuer une transition juste, que le PECC doit être élaboré.

Dans le cadre de cette consultation, Énergir propose des recommandations qui peuvent facilement s'arrimer avec le désir exprimé par le gouvernement de maintenir le Québec dans son rôle de leader climatique en Amérique du Nord, tout en favorisant des investissements dans la nouvelle économie, le développement régional et la réduction des importations d'énergies.

Dans une perspective de complémentarité avec le réseau électrique, le réseau gazier peut être mis à contribution pour réduire les émissions tout en permettant des économies de coûts sachant qu'il s'agit de l'énergie la moins chère sur le marché.

Afin de réduire l'empreinte carbone du gaz naturel qu'elle distribue, Énergir mise sur l'efficacité énergétique et le développement de la filière du GNR.

Les modélisations qui visent à tracer les grandes lignes de la décarbonisation de l'économie québécoise aux horizons 2030 et 2050 font une large place aux gains obtenus par l'efficacité énergétique et le GNR comme source énergétique. Cette dernière a un avenir prometteur au Québec. C'est une énergie produite chez nous à partir des matières organiques résiduelles, qui est carboneutre et qui peut aider le Québec à atteindre ses objectifs de réduction d'émission de gaz à effet de serre.

Le Québec possède un vaste potentiel de production de gaz naturel renouvelable. En investissant dans le développement de cette filière, le gouvernement peut, à coût concurrentiel (moins de 60 \$ par tonne de GES évitée), contribuer au développement économique régional ainsi qu'à l'amélioration de la balance commerciale québécoise.

Les mesures d'efficacité énergétique et le développement de la filière du GNR peuvent contribuer à la réduction des émissions de GES d'entre près de 1,75 à plus de 3 millions de tonnes, tout dépendant de l'ampleur que le Québec accordera à l'efficacité énergétique et au déploiement de la filière du GNR d'ici 2030.

Parallèlement à cela, en poursuivant le remplacement par le gaz naturel des produits pétroliers et du charbon, plus émissifs dans les secteurs industriel et du transport, le bilan des émissions québécoises de GES s'en trouvera amélioré.

Énergir souhaite que la vision qui guide cet exercice soit empreinte d'un souci de cohérence et que le plan qui en découlera mise sur une variété de formes d'énergie qui doivent être utilisées en complémentarité, sur le principe de l'utilisation de la bonne énergie pour le bon usage.

Énergir veut et peut aider le gouvernement du Québec à réaliser son plan économique et environnemental. Pour ce faire, il faut aborder la transition énergétique avec une optique de complémentarité des réseaux d'énergie en favorisant l'utilisation de la bonne énergie pour le bon usage, et ce, afin de réduire les émissions de GES au meilleur coût possible tout en préservant une facture énergétique concurrentielle et la compétitivité de nos entreprises.

Annexe A

Exemples internationaux : Mesures gouvernementales ayant permis le développement de la filière du GNR

Lieu : Californie

- Variété d'incitatifs financiers sont disponible pour les producteurs de biogaz ou de biométhane.
- Le Low Carbone Fuel Standard (LCFS, Californie) et le Renewable Federal Standard (RFS, fédéral) permettent aux producteurs de biogaz destiné au secteur des transports d'obtenir plus de 200 \$ US/tonne de GES évitée.
- Le volet « Greenhouse Gas Reduction Loan Program » du programme CalRecycle, soutenu par les revenus du SPEDE de la Californie, vise à financer les nouvelles installations et l'agrandissement des installations de compostage et de digestion anaérobie des déchets. Ce volet a bénéficié d'une enveloppe cumulative de 161 M \$ US depuis son lancement en 1993, et a financé 194 projets.



Lieu : France

- Le gouvernement a mis en place un tarif d'achat réglementé et garanti pendant 15 ans pour les producteurs de biométhane.
- Des incitatifs ont contribué à l'essor de la filière : fin février 2019, il y avait 84 unités de biométhane en activité et plus de 500 unités de biogaz qui n'injectent pas dans le réseau en France, mais qui permettent l'utilisation d'une énergie renouvelable²².



Lieu : Danemark

- Un tarif d'achat réglementé a été mis en place en 2012 dans le Energy Agreement 2012-2020.
- À compter de 2021, le nouveau Energy Agreement mettra fin au tarif de rachat garanti et sera remplacé par des appels d'offres publics. Celui-ci sera accompagné d'un montant total de 32 millions d'euros par année dédiés à la filière du biogaz.
- À la fin de 2018, 24 unités de biométhanisation injectaient du GNR dans le réseau gazier danois²³.



²² <https://www.revue-ein.com/actualite/biomethane-la-filiere-fran-aise-devient-la-plus-dynamique-d-europe>

²³ https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/mathieu_eyl-mazzeqa_biomethane_2019.pdf

Annexe B

Rapport technique

Le gaz naturel : revue de littérature portant sur les émissions fugitives de méthane
2019

RAPPORT TECHNIQUE

LE GAZ NATUREL : REVUE DE LITTÉRATURE PORTANT SUR LES ÉMISSIONS FUGITIVES DE MÉTHANE

MAI 2019

Préparé pour

Énergir

À l'attention de M. Philippe Lanthier
Conseiller en développement durable
1717 rue du Havre,
Montréal, QC,
H2K 2X3



**POLYTECHNIQUE
MONTREAL**



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

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

Réalisation de la revue critique

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

Au Québec, le gaz naturel est particulièrement (actuellement et dans le futur) utilisé pour la génération de chaleur résidentielle, commerciale et industrielle, ou dans le futur, comme carburant pour les transports. Énergir, distribue près de 97 % du gaz naturel consommé au Québec. Énergir s'approvisionne, depuis novembre 2016, à plus de 89 % au carrefour gazier de Dawn, en Ontario, et à moins de 10 % à partir d'Empress en Alberta. Dawn est un carrefour connecté à plusieurs grands bassins d'approvisionnement en Amérique, soit le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, les Rocheuses américaines, le « Mid-Continent », le bassin du Marcellus et le bassin du golfe du Mexique.

Le gaz naturel a plusieurs utilités, mais peut-il être considéré comme une énergie de transition?

Plusieurs le considèrent, notamment en raison des émissions de CO₂, lors de sa combustion, inférieures à celles pour d'autres sources énergétiques fossiles. D'autres mettent plutôt de l'avant les problématiques des émissions fugitives de méthane¹, de la contamination des eaux de surface ou de l'augmentation de l'incidence des séismes qui lui sont associées. Ce faisant, ils jettent un doute sur l'utilisation du gaz naturel afin de permettre la transition énergétique vers les énergies renouvelables.

Toutefois, les émissions fugitives de méthane représentent la principale source de remise en question du gaz naturel. La question des émissions fugitives de méthane est délicate puisque les études ne s'accordent pas sur les conclusions à retenir. Ainsi, elles peuvent rapporter des taux d'émissions fugitives de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel² variant entre 0,1 et 12% de la production d'un puits conventionnel ou de schiste.

Ce document de travail revisite et analyse d'un point de vue critique les diverses études qui ont été réalisées depuis 2010.

Au fil du temps, quatre grandes tendances se dégagent :

- **Les premières approximations (2010 – 2012)** : une série d'études basées sur un nombre limité de données de terrains. Par conséquent, diverses hypothèses ont été postulées quant aux pratiques sur le terrain et au niveau de production des divers sites. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie varie alors 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 vérifiée.**
- **Les mesures de terrains (2012-2015)** : en raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures et des pratiques de terrains sur de multiples sites ont été réalisées. **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 de ces

¹ Les émissions fugitives sont définies par l'agence de la 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). Les émissions *non intentionnelles* résultent de l'usure, d'une rupture ou d'un dommage encouru par une pièce d'équipement. Les émissions intentionnelles sont généralement supérieures aux émissions non intentionnelles.

² Incluant les étapes d'exploration, d'exploitation, de traitement du gaz, de transmission et de distribution

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 d'observations satellites (2012-2016)** : en raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures de la concentration atmosphérique ont été réalisées. Contrairement à l'approche par mesures directes, ces études mesurent la concentration atmosphérique environnante d'un site d'extraction (ou d'opération) et tente d'attribuer la responsabilité des concentrations atmosphériques mesurées à divers sites environnants à l'aide de 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 de ces études se situe aux alentours de 9% à 12%.
- **Dichotomie et réconciliation entre les mesures de terrains 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 du gaz naturel, ou au contraire captent-elles des émissions non considérées par l'approche basée sur des mesures directes qui identifie au préalable les sources d'émissions? Pendant plusieurs années la question demeure sans réponse alimentant l'incertitude sur la question du gaz naturel. **Ce n'est que fin 2017 que des études ont pu offrir une réconciliation au profit des études basées sur les mesures directes.**

Bien qu'il reste encore des « super émetteurs », des sources d'incertitudes, des pratiques variables et du travail à faire afin de minimiser les émissions fugitives de méthane, les plus récents travaux laissent sous-entendre que les émissions de GES du gaz non conventionnel sont légèrement supérieures, mais globalement similaires, à celles du gaz naturel conventionnel.

Ainsi, bien que cette revue de littérature à elle seule ne permet pas de répondre à la question : *est-ce que le gaz naturel est une énergie permettant la transition vers les énergies renouvelables?*; elle permet de montrer que les émissions fugitives de méthane ne s'avère pas le frein que certains opposants supposent.

TABLE DES MATIÈRES

ÉQUIPE DE TRAVAIL	III
SOMMAIRE	IV
LISTE DES TABLEAUX	VII
LISTE DES FIGURES	VIII
1 MISE EN CONTEXTE.....	1
1.1 OBJECTIF GÉNÉRAL DU PROJET ET OBJECTIF SPÉCIFIQUE DE CE DOCUMENT	1
2 ANALYSE CRITIQUE DE LA LITTÉRATURE	3
2.1 CYCLE DE VIE DU GAZ NATUREL : DE L'EXTRACTION JUSQU'À LA DISTRIBUTION	3
2.1.1 <i>Gaz naturel conventionnel terrestre et marin</i>	3
2.1.2 <i>Gaz naturel non conventionnel: gaz de schiste</i>	3
2.1.3 <i>Gaz naturel non conventionnel: gaz de réservoir étanche (« tight gas »)</i>	3
2.1.4 <i>Gaz naturel non conventionnel: méthane de houille (« coalbed methane »)</i>	4
2.1.5 <i>Gaz naturel renouvelable</i>	4
2.1.6 <i>Traitement du gaz naturel conventionnel et non conventionnel</i>	4
2.1.7 <i>Transmission du gaz naturel</i>	6
2.2 DESCRIPTION GENERALE DES PREOCCUPATIONS ASSOCIEES A L'EXPLOITATION DU GAZ NATUREL	6
2.3 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE	7
2.3.1 <i>Évaluation des émissions fugitives : premières approximations (2010 – 2012).</i>	8
2.3.2 <i>Évaluation des émissions fugitives basée sur des mesures de terrains (2012 –2015).</i>	11
2.3.3 <i>Évaluation des émissions fugitives : harmonisation des premières estimations (2014).</i>	14
2.3.4 <i>Évaluation des émissions fugitives basée sur des mesures de la concentration atmosphérique : 2012-2016</i>	15
2.3.5 <i>Dichotomie des résultats entre l'approche par « mesures directes sur le terrain » et l'approche « mesure de la concentration atmosphérique » : 2014 - 2018</i>	17
2.3.6 <i>Dichotomie des résultats entre l'approche par « mesures directes sur le terrain » et l'approche « mesure de la concentration atmosphérique » - la fin du débat? : 2018 -</i>	19
2.4 COMPARAISON DES MODÈLES GREET, GHGENIUS ET DE LA BASE DE DONNÉES D'INVENTAIRE ECOINVENT.....	21
2.5 UTILISATION ET ORIGINE DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC.....	22
3 CONCLUSION	27
4 RÉFÉRENCES	29

Liste des tableaux

Tableau 2-1 : Composition du gaz naturel à travers le monde	5
Tableau 2-2 : Composition du gaz naturel (% mol) dans le réseau de transmission.	6
Tableau 2-3 : Évaluation des émissions fugitives en valeur absolue (cycle de vie) – hypothèse du niveau de production d'un puits	10
Tableau 2-4 : Évaluation des émissions fugitives en valeur absolue (préproduction) - scénario de gestion des émissions fugitives	10
Tableau 2-5 : Études estimant les émissions fugitives de méthane	11
Tableau 2-6 : Évaluation des émissions fugitives moyennes de l'étude de O'Sullivan et coll. (2012)	12
Tableau 2-7 : Inventaire d'émissions fugitives selon divers bassins américains	13
Tableau 2-8 : Comparaison des modèles GREET et GHGenius et de la base de données d'inventaire <i>ecoinvent</i> en ce qui à trait aux émissions de GES associées au gaz naturel	21

Liste des figures

Figure 2-1 : Émissions de gaz à effet de serre selon diverses études (adapté de Webber et Clavin, 2012).	8
Figure 2-2 : Production d'un puits de gaz de schiste (adapté de O'Sullivan et Palstev, 2012). (Total représente l'ensemble des puits recensés – indépendamment de la région) 12	
Figure 2-3: Résultats harmonisés de Heath et coll. (2014).	15
Figure 2-4 : Évaluation de l'inventaire national des émissions anthropogéniques de méthane aux États-Unis (gauche) et comparaison avec l'inventaire EDGAR (milieu et droite)... 17	
Figure 2-5 : Résultats de l'étude de Penn State University (2017).....	19
Figure 2-6 : Réconciliation des deux approches (Alvarez et coll., 2018)	20
Figure 2-7 Variations temporelles des émissions fugitives selon les deux approches (Vaughn et coll., 2018).....	20
Figure 2-11: Consommation passée, présente et prospective au Québec (NEB, 2017).	23
Figure 2-12 : Production de gaz naturel journalière en 2025 (ONÉ, 2017)	23
Figure 2-13 : Production de gaz naturel journalière en 2027 (Alberta Energy Regulator, 2018)..	24
Figure 2-14 : Production de gaz naturel journalière aux États-Unis (U.S. EIA, 2015).....	25
Figure 2-15 : Production de gaz naturel journalière aux États-Unis (U.S. EIA, 2018)	26
Figure 2-16 : Projection de la production annuelle de gaz de schiste aux États-Unis selon le U.S. EIA (image tirée d'une source tierce)	26

1 Mise en contexte

Le gaz naturel est-il une énergie de transition?

Plusieurs le considèrent, notamment en raison des émissions de CO₂, lors de sa combustion, inférieures à celles pour d'autres sources énergétiques fossiles. D'autres mettent plutôt de l'avant les problématiques des émissions fugitives de méthane³, de la contamination des eaux de surface ou de l'augmentation de l'incidence des séismes qui lui sont associées. Ce faisant, ils jettent un doute sur l'utilisation du gaz naturel afin de permettre la transition énergétique vers les énergies renouvelables.

La question des émissions fugitives de méthane est délicate puisque les études ne s'accordent pas sur les conclusions à retenir. Ainsi, elles peuvent rapporter des taux d'émissions fugitives de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel⁴ variant entre 0,1 et 12% de la production d'un puits conventionnel ou de schiste.

Une part importante du chiffre d'affaires d'Énergir est la distribution du gaz naturel aux secteurs résidentiel, industriel et du transport du Québec. Afin d'informer ses décisions stratégiques en identifiant les points chauds de sa chaîne d'approvisionnement, Énergir cherche à améliorer ses pratiques d'approvisionnement en documentant les variations géographiques ainsi que les meilleures pratiques actuelles. L'organisation cherche également à fournir un portrait le plus réaliste de la situation québécoise actuelle – les études publiées faisant majoritairement référence à des cas de figure américains ou européens.

1.1 Objectif général du projet et objectif spécifique de ce document

L'objectif du projet est de fournir un portrait d'ensemble des impacts environnementaux et sociaux de la chaîne d'approvisionnement et des diverses utilisations du gaz naturel.

Pour ce faire, le CIRAIG propose de réaliser :

- 1) Une analyse critique de la littérature portant sur les impacts environnementaux du gaz naturel avec une emphase sur les émissions fugitives de méthane.
- 2) Une analyse critique des hypothèses et résultats des modèles GREET, GHGenius et de la base de données d'inventaire du cycle de vie *ecoinvent* pour un contexte d'application québécois;
- 3) Le profil environnemental prospectif du cycle de vie d'une exploitation de gaz naturel en Amérique du Nord, incluant l'extraction du gaz naturel, la purification, la transmission, la distribution et diverses utilisations (génération de chaleur et carburant

³ Les émissions fugitives sont définies par l'agence de la 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). Les émissions *non intentionnelles* résultent de l'usure, d'une rupture ou d'un dommage encouru par une pièce d'équipement. Les émissions intentionnelles sont généralement supérieures aux émissions non intentionnelles.

⁴ Incluant les étapes d'exploration, d'exploitation, de traitement du gaz, de transmission et de distribution

pour les transports) du gaz naturel – pouvant inclure des étapes supplémentaires telles que la liquéfaction, le transport maritime vers divers marchés et la regazéification;

- 4) L'intégration des incertitudes inhérentes dans la prise de décision stratégique;
- 5) Une analyse comparative conséquentielle des impacts environnementaux potentiels découlant de la substitution de diverses filières énergétiques par le gaz naturel dans des marchés visés.

Ce document se penche sur les objectifs 1 et 2. Les sections couvrant les autres objectifs seront rendues au fur et à mesure que le projet avancera.

2 Analyse critique de la littérature

Cette section cherche à faire un survol des dernières informations scientifiques disponibles en lien avec le gaz naturel.

2.1 Cycle de vie du gaz naturel : de l'extraction jusqu'à la distribution

Cette sous-section présente un sommaire général des activités associées aux différents types de gaz naturel qui seront considérées lors de la modélisation ultérieure des diverses chaînes d'approvisionnement du gaz naturel.

2.1.1 *Gaz naturel 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, au fil du temps, ont créé du gaz naturel et/ou du pétrole. Ce processus est très lent et s'accomplit sur plusieurs milliers d'années (voir millions). Une fois le réservoir percé, des tuyaux sont posés dans le puits et sont entourés de ciment pour empêcher la contamination du sol et de l'eau en cas de rupture de la conduite. Au début, le gaz naturel remonte vers la surface par une simple différence de pression. Avec le temps, des pompes peuvent être nécessaires pour extraire davantage de gaz naturel.

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

2.1.2 *Gaz naturel non conventionnel: gaz de schiste*

Le gaz de schiste est du gaz naturel qui a été piégé, non pas dans un réservoir, mais plutôt dans les pores du schiste – une structure géologique. Des techniques ont été raffinées au cours des dernières années pour accéder à ce gaz naturel, soit la fracturation hydraulique.

La fracturation hydraulique consiste à percer un puits vertical, puis, à partir d'un certain point, un puits horizontal. Des tuyaux sont déposés dans le puits et sont ensuite entourés de ciment 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 les pores de la formation rocheuse permettant la circulation du gaz de schiste vers la surface. Le sable et les agents chimiques sont utilisés pour garder les pores ouverts. Au début, le gaz de schiste retourne à la surface par une simple différence de pression. 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.

2.1.3 *Gaz naturel 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.

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

2.1.4 Gaz naturel non conventionnel: méthane de houille (« coalbed methane »)

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 se retrouve en présence de charbon.

2.1.5 Gaz naturel renouvelable

Le gaz naturel renouvelable est généré par la décomposition (accélérée ou non) de la matière organique sous condition anaérobique (sans oxygène). Ce gaz naturel est généralement produit localement et peut être injecté dans le réseau gazier ou utilisé directement comme source énergétique. Aucun forage et aucune contamination des eaux n'est attribuable à ce type de gaz naturel.

Ce type de gaz naturel n'est pas produit conjointement au pétrole.

2.1.6 Traitement du gaz naturel conventionnel et non conventionnel

Le gaz naturel extrait est constitué de méthane, de propane, d'éthane, de butane, de pentane, d'hexane, de dioxyde de carbone, d'azote, d'hydrogène sulfuré et d'eau. Le Tableau 2-1 présente la composition du gaz naturel retrouvé dans diverses régions du monde. Dans le cadre de cette étude, seule la composition du gaz naturel albertain sera utilisée. La présentation de la composition dans d'autres régions du monde sert d'indicateur à la variabilité naturelle potentiellement retrouvée.

Certaines de ces substances doivent être éliminées afin de produire du gaz naturel standardisé (EIA, 2006).

Pour ce faire, les usines de traitement du gaz naturel sont généralement construites dans des régions productrices de gaz. Une usine peut traiter le gaz provenant de plusieurs puits dans une région spécifique (EIA, 2006). Le gaz naturel est transporté des sites d'extraction à ces usines par l'intermédiaire d'un réseau de gazoduc 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, dans laquelle le glycol, qui a une affinité chimique pour l'eau, est utilisé pour absorber la vapeur.

Le gaz naturel est ensuite traité pour éliminer le soufre et le dioxyde de carbone. Souvent, le gaz naturel provenant des puits contient 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 aux processus d'absorption précédemment décrits.

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

plus lourds tandis que les hydrocarbures plus légers sont éliminés en utilisant le processus d'expansion cryogénique.

Tableau 2-1 : Composition du gaz naturel à travers le monde

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 coll. (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)

2.1.7 Transmission du gaz naturel

Le transport du gaz naturel est fait au moyen de gazoduc à haute pression entre les zones de production et les zones de demande. Les exigences de pression dans le gazoduc sont maintenues au moyen de stations de compression en cours de route. Les compresseurs fonctionnent généralement avec une petite quantité de gaz naturel prélevé à même le gazoduc. L'électrification des compresseurs est également possible.

La composition du gaz naturel dans le réseau de transmission et de distribution est présentée au Tableau 2-2. Cette composition représente la composition moyenne du gaz naturel transmis par la compagnie canadienne Union Gas aux États-Unis – où la plus grande part du gaz transmis provient de l'Ouest canadien.

Tableau 2-2 : Composition du gaz naturel (% mol) dans le réseau de transmission.

	Composition (% mol)						
	Méthane	Éthane	Propane	CO ₂	N ₂	H ₂ S	Autres
Moyenne du gaz naturel transmis ⁵	95.0	3.2	0.2	0.5	1.0	N/D	-

2.2 Description générale des préoccupations associées à l'exploitation du gaz naturel

L'exploitation du gaz naturel (et plus particulièrement du gaz de schiste, du gaz étanche et du méthane de houille) soulève de nombreuses interrogations liées à des problématiques environnementales spécifiques (Wood et coll. (2011); Kargbo et coll. (2010); Parlement européen (2011); Schmidt (2011); Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec (2010)).

Ces dernières peuvent être résumées ainsi :

- Émissions de gaz à effet de serre; spécificité du gaz naturel : origine et ampleur potentielle des émissions fugitives de méthane;
- Contamination potentielle des aquifères souterrains;
- Résidus radioactifs liés au retour du liquide de fractionnement;
- Demande élevée en eau pour la fracturation hydraulique (spécifique au gaz naturel non conventionnel);
- Augmentation des risques sismiques (spécifique au gaz naturel non conventionnel);
- Utilisation des terres : l'exploitation du gaz de schiste peut requérir plus de surface que l'exploitation du gaz conventionnel vu le caractère plus diffus de la ressource;
- Émissions à l'air, à l'eau et au sol (autres que les gaz à effet de serre) : acidification (ex. SO₂, NO_x), eutrophisation (ex. NO_x), toxicité/écotoxicité (produits chimiques divers; additifs de forage et liquide de fracturation), création de smog (en lien avec les composés organiques volatils);

⁵ Union Gaz, 2014

- Nuisances sonore et visuelle particulièrement lorsque les activités sont proches d'habitations;
- Dommages aux routes, causés par le volume de transport.

La plupart de ses impacts environnementaux sont associés à des activités humaines usuelles et ne soulèvent pas d'opposition majeure tant qu'ils sont sous des seuils acceptés.

Les émissions de gaz à effet sont considérées par la plupart des auteurs comme étant la problématique environnementale la plus importante lorsqu'il est question de l'industrie gazière.

La contamination potentielle des aquifères souterrains et l'utilisation de l'eau semblent constituer également une préoccupation importante. Toutefois, à la lumière de l'information colligée, la **contamination des aquifères souterrains par le gaz naturel semble réelle, mais non-systématique**. Trois mécanismes de contamination ont été recensés : 1) via des failles dans le sous-sol, 2) via la surface, par un bris d'équipement, 3) ainsi que par des eaux de reflux traité, mais dont l'efficacité des systèmes de traitement est remise en question. Aucune contamination par le premier mécanisme n'a été recensée à ce jour dans la littérature – il ne s'agit que d'un mécanisme théorique à ce stade.

La prochaine sous-section retrace l'évolution des diverses études associées aux émissions de GES associées à la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel.

2.3 Émissions de gaz à effet de serre

Le potentiel de réchauffement global (PRG) est un indicateur développé pour permettre la comparaison – sur une base commune – des impacts sur le réchauffement global de différents gaz à effet de serre (GES). Il s'agit d'une mesure de la quantité d'énergie qu'une tonne d'un GES émis dans l'atmosphère absorbera sur une période donnée, par rapport à 1 tonne de dioxyde de carbone (CO₂). Les résultats sont exprimés en kilogrammes d'équivalent CO₂ (kg éq. CO₂). Les PRG permettent de regrouper les émissions des différents GES et de comparer des systèmes ayant des profils d'émission de GES différents.

La période habituellement considérée pour les calculs d'émissions de GES 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. La sélection de l'horizon de temps de 100 ans suscite toutefois des débats aujourd'hui au sein de la communauté scientifique. En effet, les GES qui ont une courte durée de vie atmosphérique, liée au phénomène d'oxydation, ont des PRG inférieurs puisque leur effet prend fin avant la fin de la période de 100 ans, tandis que ceux du CO₂ s'échelonnent sur une période bien plus longue (et donc le dénominateur du calcul du PRG ne cesse de grandir avec le temps). Pour ces GES à courte durée de vie, certains arguent qu'un horizon de 20 ans serait préférable pour mieux prendre en compte leur effet sur l'accélération des phénomènes associés aux changements climatiques. Par exemple, pour le méthane (CH₄), le PRG 100 est de 28-36 kg éq. CO₂/kg CH₄, soit beaucoup moins élevé que son PRG sur 20 ans (PRG 20) qui est de 84-87 kg éq. CO₂/kg CH₄ (IPCC, 2013).

Bien que le gaz naturel soit reconnu pour être le combustible fossile aux plus faibles émissions de GES lors de sa combustion, une attention a récemment été 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).
- Les émissions *non intentionnelles* résultent de l'usure, d'une rupture ou d'un dommage encouru par une pièce d'équipement.
- Les émissions intentionnelles sont généralement supérieures aux émissions non intentionnelles.

Cette attention particulière accordée aux émissions fugitives de méthane provient du fait que celui-ci est un gaz à effet de serre plus puissant que le dioxyde de carbone issu de sa combustion.

Une difficulté supplémentaire est soulevée lorsqu'une analyse est effectuée portant sur les émissions fugitives. En effet, plusieurs études ont été réalisées, généralement aux États-Unis et basées sur les informations disponibles à ce moment, et ont produit des résultats et des conclusions différents. En ce sens, il existe trois périodes rapprochées où la méthodologie a rapidement évolué et les estimations des émissions fugitives, particulièrement associées au gaz de schiste, ont été modifiées.

2.3.1 Évaluation des émissions fugitives : premières approximations (2010 – 2012).

Plusieurs études répertoriées entre 2010 et 2012 ont comparé les émissions de GES du gaz naturel conventionnel (terrestre) avec le gaz de schiste. La figure suivante résume ces études.

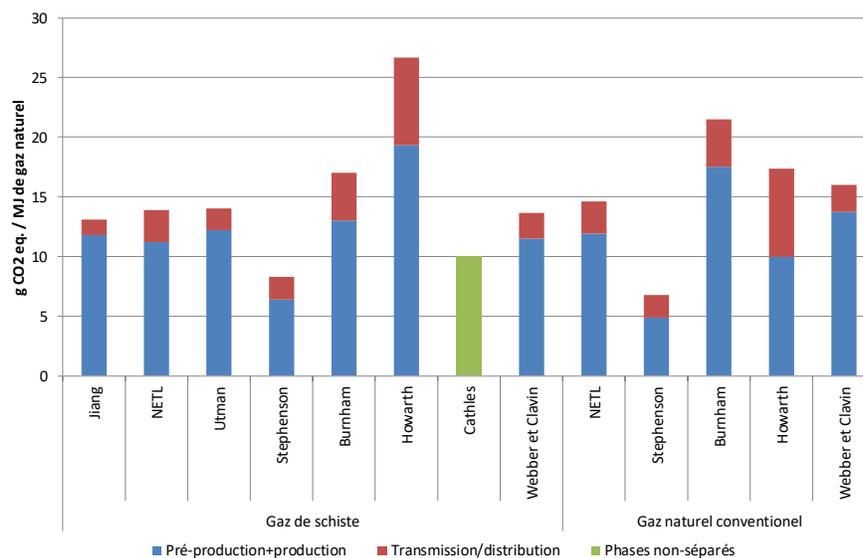


Figure 2-1 : Émissions de gaz à effet de serre selon diverses études (adapté de Webber et Clavin, 2012).

Pour ces diverses études, les émissions fugitives variaient entre 0,56% et 8% de la production d'un puits de gaz de schiste – la moyenne étant située à près de 2% de la production d'un puits.

Bien que ces études soient considérées comme pionnières sur le sujet, ces dernières études ont été critiquées par la communauté d'acteurs industriels et scientifiques en raison de l'absence de données de terrains et d'hypothèse discutables – particulièrement l'étude de Howarth et coll. (2012). En effet, cette dernière étude concluait qu'en raison des émissions fugitives, le gaz naturel pouvait être jusqu'à deux fois pire que le charbon. Toutefois, plusieurs éléments de l'étude ont été critiqués :

- La comparaison entre le gaz naturel et le charbon a été effectuée en considérant un horizon de temps de 20 ans (dans l'article initial) plutôt que de 100 ans tel que généralement considéré afin de considérer les effets du changement climatique sur le plus long terme. Considérer une échéance aussi courte pénalise les émissions de méthane alors que plusieurs experts jugent que seul le CO₂ dictera les conditions climatiques futures de l'humanité.
- Howarth et coll. ont considéré que tout le gaz naturel qui ne rendait pas à l'utilisateur était émis à l'atmosphère. Les auteurs estiment que la capture ou le torchage du gaz naturel est rare – ils s'appuient sur diverses sources pour appuyer leurs faits. Après vérification, Cathles (2012) conclut que les sources mentionnées ne supportent en rien les affirmations de Howarth et coll. De plus, le NETL explique que 62% du gaz qui ne se rendait pas à l'utilisateur était utilisé pour faire fonctionner divers équipements.
- La comparaison entre le charbon et le gaz naturel a été réalisée sur la base de la génération de chaleur – une comparaison tendancieuse considérant que le charbon aux États-Unis est principalement utilisé pour la génération d'électricité. Par conséquent, l'étude limite l'avantage associé à l'efficacité accrue d'une centrale au gaz (entre 50 et 60%) comparativement à une centrale au charbon (typiquement aux alentours de 40%).
- Par conséquent, en considérant la génération d'électricité plutôt que de chaleur aux États-Unis, le bilan carbone du gaz naturel devrait diminuer puisqu'il n'y a pas lieu de considérer l'étape de distribution à ce moment.
- Howarth et coll. diminue l'importance des efforts et des opportunités afin de diminuer les émissions fugitives existantes. En effet, Cathles (2012) rapporte qu'il y aurait des opportunités pour diminuer les émissions fugitives par un facteur 10 avec les technologies existantes. Toutefois, Howarth et coll. cite en parallèle les améliorations potentielles de l'industrie du charbon.

Toutes les études de cette période (2010 à 2012) ont déploré le manque de données liées à l'exploitation du gaz de schiste, tant pour les opérations sur site que pour les étapes subséquentes. En ce sens, la plupart des études, tentant d'évaluer les émissions fugitives en fonction des données de la US EPA, donnent des résultats similaires et ne se distinguent que par deux hypothèses, soit : la production d'un puits et le scénario de gestion des émissions fugitives. Ces hypothèses sont mises de l'avant aux tableaux suivants :

Tableau 2-3 : Évaluation des émissions fugitives en valeur absolue (cycle de vie) – hypothèse du niveau de production d'un puits

Auteurs (année)	Émissions fugitives [% de la production]	Production totale d'un puits [bcf]	Émissions fugitives d'un puits [10^{-2} bcf]
Howarth et coll. (2011)	3,6 à 7,9 %	1,24	4,5-9,8
Skone (2011)	2,3 %	3	6,9
Hugues (2011)	3,31 à 8,8 %	0,84 à 3	7,4-9,9*
Jing et coll. (2011)	2 %	2,74	5,5
Burnham et coll. (2012)	2,01 % (0,71 à 5,23 %)	1,59	3,2 (1,1 – 8,3)
Howarth et coll. (2012)	3,3 à 7,6 %	1,24	4,1-9,4

Tableau 2-4 : Évaluation des émissions fugitives en valeur absolue (préproduction) - scénario de gestion des émissions fugitives

Auteurs (année)	Émissions fugitives [% de la prod.]	Production totale d'un puits [bcf]	Scénario	Émissions fugitives selon le scénario [10^{-2} bcf]	Émissions fugitives si 100% est émis [10^{-2} bcf]
EPA (2010)	N/D	N/D	51% brûlé, 49% émis	0,46	0,94
Howarth et coll. (2011)	1,9 % (0,6-3,2 %)	1,24	100 % émis	2,4 (0,7-4,0)	2,4 (0,7-4,0)
Burnham et coll. (2012)	0,46 % (0,006 à 2,75 %)	1,59	51 % brûlé, 49 % émis	0,73 (0,09-4,4)	1,5 (0,19 à 8,9)
Stephenson et coll. (2011)	0,46 %	2	51 % brûlé, 49 % émis	0,92	1,9
Howarth et coll. (2012)	1,6 % (0,5-2,7 %)	1,24	85 % émis, 15 % brûlé	2,0 (0,6-3,4)	2,4 (0,7-4,0)
O'Sullivan et coll. (2012)	0,08-0,15 %* 0,06-0,12 %**	1,8* 2,5**	70 % récupéré, 15 % brûlé, 15 % émis	0,14-0,27* 0,15-0,30**	1,0-1,8 * 1,0 – 2,0**

*puits opéré sur 15 ans ; **puits opéré sur 30 ans

Même les données de la U.S. EPA (2010) sont discutables. En effet, ces travaux ont estimé les émissions fugitives au moyen d'une valeur moyenne absolue, calculée à partir de données provenant de quatre sites « prototypes » aux États-Unis. Ces sites visaient à capter le maximum de gaz naturel émis par un puits lors de l'étape de la préproduction, c'est-à-dire lors des activités ayant lieu avant que le gaz ne soit extrait pour envoi au réseau de distribution. Par hypothèse, il a alors été considéré que le gaz capté correspondait à 90 % du gaz de schiste pouvant être émis à l'atmosphère si aucun scénario de gestion des émissions fugitives n'était mis en place. Les quatre valeurs obtenues ont par la suite été arrondies à la centaine, au millier ou à la dizaine de milliers supérieurs (selon la donnée) afin de considérer la variabilité de l'industrie.

Le [Tableau 2-5](#) résume les sources de données, hypothèses et résultats obtenus par ces diverses études.

Tableau 2-5 : Études estimant les émissions fugitives de méthane

Auteurs (année)	Organisme	Gaz évalué	Principales sources de données	Scénario	Production d'un puits (Mm ³)	Émissions fugitives (% de la production)	
						Cycle de vie	Préproduction
U.S. Environmental Protection Agency (2010, 2012)	US EPA	Gaz conventionnel et non conventionnel (dont schiste)	Données de l'industrie	49 % émis 51 % brûlé,	S.O.	2,4 %	-
Skone (2011)	NETL	Gaz de schiste	S.O.	85 % émis, 15 % brûlé	85	2,3 %	-
Hughes (2011); corrigeant les valeurs de Skone (2011)	Post Carbon Institute	Gaz de schiste	Skone (2011) et US EPA (2010)	85 % émis, 15 % brûlé	24 à 85	3,31 à 8,8 %	-
Jing et coll. (2011)	Carnegie Mellon University	Gaz de schiste	NY DEC (2011)	76 % brûlé, 14 % émis	78	2 %	-
Stephenson et coll. (2011)	Shell	Gaz de schiste	EIA (2007) et US EPA (2010)	51 % brûlé, 49 % émis	57	-	0,46 %
Howarth et coll. (2011)	Université de Cornell	Gaz non conventionnel (dont schiste)	US EPA (2010), GAO (2010)	100 % émis	35	3,6 à 7,9 %	1,9 % (0,6-3,2 %)
Howarth et coll. (2012)				85 % émis, 15 % brûlé		3,3 à 7,6 %	1,6 % (0,5-2,7 %)
Burnham et coll. (2012)	Argonne National Laboratory	Gaz de schiste	US EPA (2010 et 1996)	51 % brûlé, 49 % émis	45	2,01 % (0,71 - 5,23 %)	0,46 % (0,006 à 2,75 %)
Cathles et coll. (2012)	Université de Cornell	Gaz non conventionnel (dont schiste)	S.O.	S.O.	S.O.	≈ 2,2 %	≈ 0,2 %
O'Connor (2013)	(S&T) ² Consultants Inc.	Gaz conventionnel et non conventionnel (dont schiste)	US EPA (2010)	S.O.	S.O.	0,56 %	-

Note : Les résultats colligés sont basés sur diverses hypothèses et estimations depuis 2010 et reposent sur un nombre limité de sites.

2.3.2 Évaluation des émissions fugitives basée sur des mesures de terrains (2012 – 2015).

Vers la fin de 2012, l'enjeu de disponibilité des données diminue. En effet, O'Sullivan et Paltsev (2012) ont pu accéder à des données d'exploitation provenant de 3 948 puits aux États-Unis en 2010. Ils ont ainsi pu évaluer le niveau de production des puits ainsi que les émissions fugitives potentielles et réelles (c.-à-d. en considérant les bonnes pratiques des industries sur le terrain).

La [Figure 2-2](#) présente le niveau de production de puits dans divers bassins de production.

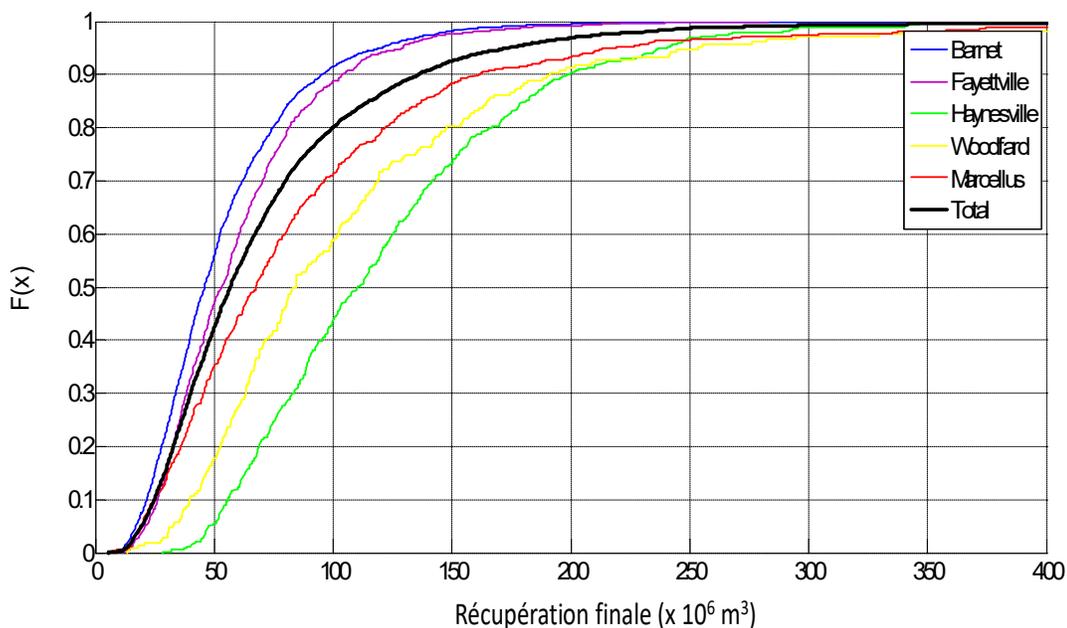


Figure 2-2 : Production d'un puits de gaz de schiste (adapté de O'Sullivan et Palstev, 2012). (Total représente l'ensemble des puits recensés – indépendamment de la région)

Les valeurs moyennes d'émissions fugitives alors obtenues, selon le contexte géographique et pour une exploitation de 15 ans, sont présentées au [Tableau 2-6](#).

Tableau 2-6 : Évaluation des émissions fugitives moyennes de l'étude de O'Sullivan et coll. (2012)

Bassin de production	Nombre de puits	Moyenne des émissions fugitives par puits (Mg CH ₄ /puits)	Production moyenne d'un puits [x1000 m ³ /jour] (production pendant 15 ans)	Émissions fugitives [% de la production] (production pendant 15 ans)
Barnett	1785	35.1	50.9	0.54%
Fayetteville	870	38.0	56.6	0.52%
Haynesville	509	151.3	118.9	0.99%
Marcellus	208	53.1	93.4	0.53%
Woodford	576	62.6	76.4	0.52%

En 2013, Allen et coll. ont publié les résultats d'une campagne d'échantillonnage de différents équipements qui s'avéraient être des sources d'émissions fugitives sur un site d'exploitation de gaz de schiste dans diverses régions aux États-Unis. À partir de ces mesures, provenant de près de 500 puits, ils ont estimé les émissions fugitives nationales et les ont comparées aux valeurs calculées par la US EPA datant de 2011 (telles que rapportées dans l'étude de la US EPA de 2013). Les résultats obtenus par l'étude de Allen et coll. (2013) montrent une diminution de près

de 250 Gg de CH₄ comparativement à l'inventaire national de la US EPA. La différence enregistrée proviendrait essentiellement d'émissions fugitives provenant des eaux de reflux lors de la complétion.

Tableau 2-7 : Inventaire d'émissions fugitives selon divers bassins américains

	Région				Commentaire
	Appalaches	Golfe du Mexique	Milieu du continent	Montagnes rocheuses des États-Unis	
Sur site – données basées sur l'étude de Allen et coll. (2013)					
Pompe à injection chimique (m ³ /puits)	0	14214 (8241-20186)	5061 (3661-6461)	0	Equipment opérationnel pendant la vie du puits (15 ans)
Pompe à injection chimique (% RUE ⁶)	0	0.032 [0.009-0.081]	0.005 [0.002-0.013]	0	Basé sur la production de puits. Montagne rocheuse exprimée par la moyenne américaine
Contrôleurs pneumatiques (m ³ /puits)	22269 (14669-29868)	40395 (30145-50645)	21030 (9912-32148)	635 (0-1314)	Equipment opérationnel pendant la vie du puits (15 ans)
Contrôleurs pneumatiques (% RUE)	0.037 [0.006-0.12]	0.09 [0.032-0.20]	0.02 [0.005-0.064]	0.001 [0-0.005]	Basé sur la production de puits. Montagne rocheuse exprimée par la moyenne américaine
Fuites d'équipements (m ³ /puits)	21878 (8706-35050)	11609 (4911-18306)	10269 (4911-15627)	7813 (2009-13618)	Equipment opérationnel pendant la vie du puits (15 ans)
Fuites d'équipements (% RUE)	0.036 [0.003-0.14]	0.026 [0.005-0.073]	0.01 [0.002-0.031]	0.016 [0.001-0.054]	Basé sur la production de puits. Montagne rocheuse exprimée par la moyenne américaine
Dégazage des liquides (« <i>Liquid unloading</i> ») (m ³ /puits)	57766	217991 (19368-567894)	127425	1398 (807-2242)	Equipment opérationnel pendant la vie du puits (15 ans)
Dégazage des liquides (« <i>Liquid unloading</i> ») (% RUE)	0.096 [0.023-0.23]	0.48 [0.02-2.27]	0.13 [0.06-0.25]	0.003 [0.001-0.009]	Basé sur la production de puits. Montagne rocheuse exprimée par la moyenne américaine

Les investigations ne se sont pas uniquement limitées au lieu de production - toute la chaîne d'approvisionnement, soit le traitement, la transmission et la distribution, était incluse :

- Marchese et coll. (2015) ont effectué des mesures à 114 systèmes de collecte de gaz naturel et 16 centres de traitements dans treize états américains. Il a alors été calculé que les émissions fugitives de ces deux étapes représentaient près de 0.47% ($\pm 0.05\%$) en considérant les niveaux de production (c.-à-d. RUE) de 2012. Il a été montré que 90% de ces émissions provenaient des opérations routinières tandis que le reste était associé aux opérations de maintenance.

⁶ RUE = Récupération ultime estimée

- Mitchell et coll. (2015) a analysé un plus en profondeur les données recueillies par Marchese et coll. (2015), particulièrement pour la partie de traitement du gaz, et arrivant à la conclusion que cette étape représente près de 0.15% en considérant les niveaux de production (c.-à-d. RUE) de 2012.
- Zimmerle et coll. (2015) ont estimé les émissions de méthane liées à la transmission et à l'entreposage de gaz naturel aux États-Unis. Ils ont utilisé des nouvelles données collectées en 2012 provenant de 2 292 mesures sur site supplémentées par des données d'émissions de 677 installations et des données d'activité de 922 installations. Les émissions fugitives de certains compresseurs et installations «super-émetteurs» se sont avérées les principaux contributeurs aux émissions de GES. Ils ont estimé que le secteur émet de 1 220 à 1 950 Gg CH₄ / an (intervalle de confiance de 95%) soient un bilan légèrement inférieur à celui de la U.S. EPA (1 680 à 2 690] Gg CH₄/ an).
- Lamb et coll. (2015) ont quant à eux investigué 13 réseaux de distribution de gaz naturel aux États-Unis. Le facteur d'émission obtenu est basé sur des mesures directes de 230 fuites de méthane souterraines et 229 installations de dosage. Lorsque combiné aux émissions de maintenance, le taux d'émissions fugitives environnait les 0.1% à 0.22%. Ces niveaux d'émissions représentaient une diminution significative (36 à 70%) des émissions de méthane de la U.S. EPA pour 2011 – montrant les efforts accrus ds dernières années pour prévenir les fuites de méthane sur les réseaux de distribution.
- Mckain et coll. (2015) ont investigué plus particulièrement la région de Boston, où il est reconnu que le réseau de distribution est un plus grand émetteur en raison d'une plus grande proportion de fonte. Ils ont alors trouvé pour cette région un taux d'émissions fugitives environnant les 2.7 ± 0.6% soit une valeur bien plus élevée que retrouvée sur d'autres réseaux de distribution (voir étude de Lamb et coll. 2015).

Il s'en dégage que les mesures directes diminuent généralement les premières estimations d'émissions fugitives, mais qu'il faut tout de même faire attention – notamment aux super-émetteurs.

2.3.3 Évaluation des émissions fugitives : harmonisation des premières estimations (2014).

En 2014, Heath et coll. ont harmonisé les hypothèses, les bases de comparaison et les limites des systèmes des premières études – en fonction des données maintenant disponibles - afin de mettre à jour les estimations des émissions de GES pour le gaz naturel conventionnel et le gaz de schiste.

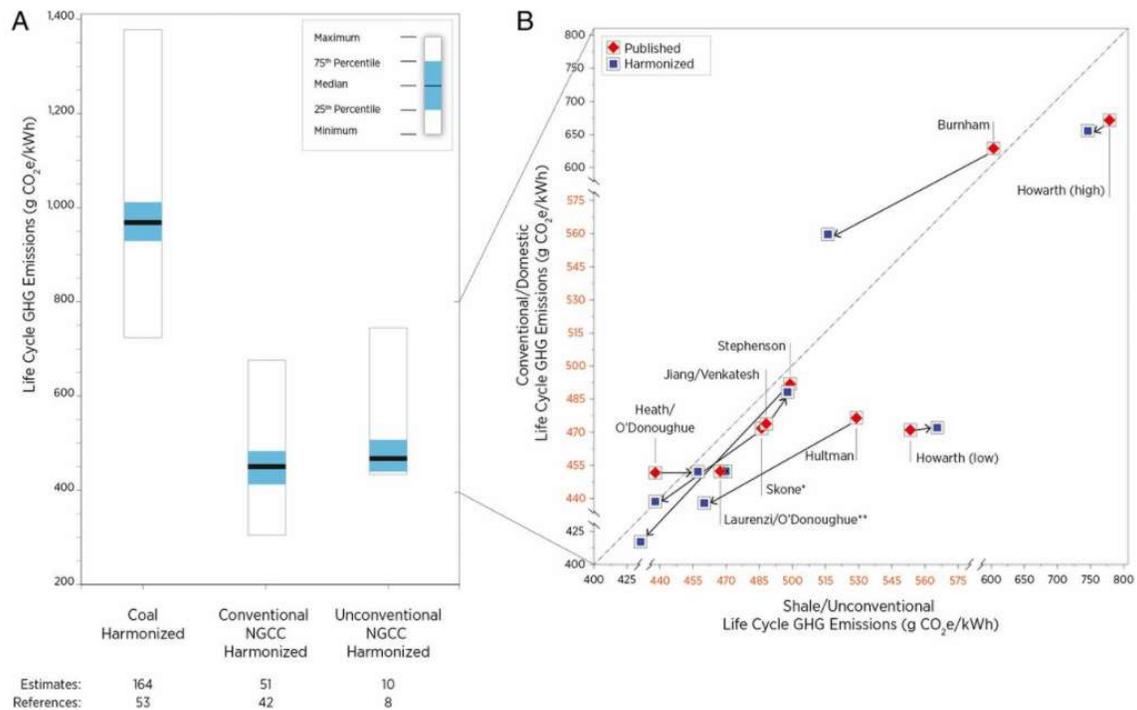


Figure 2-3: Résultats harmonisés de Heath et coll. (2014).

Les résultats harmonisés montrent :

- Généralement, une diminution des émissions de GES provenant des études publiées entre 2010 et 2012.
- Que les émissions de GES pour le gaz de schiste et le gaz naturel conventionnel utilisés dans une centrale électrique sont équivalentes et représentent près de la moitié des émissions de GES d'une centrale électrique au charbon.
- Les hypothèses d'émission faites pour le déchargement de liquides (« *liquid unloading* », c.-à-d., le retrait des eaux de reflux qui sont remontées à la surface après injection dans le puits) et la production finale d'un puits étaient les principaux contributeurs aux résultats.

2.3.4 Évaluation des émissions fugitives basée sur des mesures de la concentration atmosphérique : 2012-2016

Parallèlement, une autre approche est employée afin d'estimer les émissions fugitives en provenance de puits/sites d'extraction de gaz naturel.

Le *National Oceanic and Atmospheric Administration Earth System Research Laboratory* (NOAA) des États-Unis, rapporte des mesures de concentration atmosphérique de différents gaz au-dessus d'un site de forage afin d'en évaluer les émissions fugitives. L'échantillonnage est réalisé à l'aide de hautes tours (« *tall tower site* ») ou d'avions.

Au Colorado (Petron et coll., 2012) et en Utah (Toleffson, 2013), le NOAA a déployé un vaste réseau de tours d'échantillonnage permettant de mesurer, par exemple, les concentrations atmosphériques de dioxyde de carbone (CO₂), de monoxyde de carbone (CO), de méthane (CH₄)

et de protoxyde d'azote (N₂O). Cette approche comporte cependant une incertitude associée au lien entre l'émission réelle au sol et l'émission estimée par la mesure de la concentration en altitude.

Dans le cadre de l'étude de Karion et coll. (2013), un avion équipé d'instruments de mesure a effectué plusieurs allers-retours au-dessus d'un site d'exploitation de gaz naturel afin de prendre des mesures atmosphériques. Ces mesures ont par la suite été utilisées pour effectuer des bilans de masse permettant de calculer la différence entre les concentrations de méthane d'une parcelle d'air à une autre - approche permettant de déterminer le taux d'émissions fugitives reliées à une exploitation.

Ces trois études ont été qualifiées par leurs auteurs d'approche de « validation de principe » (« *proof of concept* »). Toutefois, ce type d'approche montre systématiquement des émissions fugitives plus élevées que l'approche d'inventaire basée sur des mesures directes de terrain. En effet, les émissions fugitives estimées oscillaient entre 2 et 12 %, mais avec des moyennes d'émissions fugitives équivalentes à 4, 9 et 9 %, respectivement pour les trois études mentionnées (comparativement à approximativement 2% avec l'approche des premières estimations).

Une autre étude, celle de Miller et coll. (2013), a également opté pour une approche basée sur des mesures de la concentration atmosphérique. Cette étude abordait la problématique en adoptant une perspective nationale à l'évaluation des émissions anthropogéniques aux États-Unis. L'étude est basée sur 4 984 observations à partir de tours de mesure et 7 710 observations à partir d'avions. Les résultats de cette étude ont été confrontés aux résultats de l'inventaire national de la US EPA et de l'inventaire EDGAR v4.2 (un inventaire mondial des émissions de différentes substances développé par le Joint Research Center (JRC) de la Commission européenne, mais basé sur les inventaires nationaux). Les résultats de l'étude de Miller et coll. (2013), en partie repris à la [Figure 2-4](#), sont supérieurs par un facteur 1,5 et 1,7 aux inventaires de la US EPA et EDGAR, respectivement. Toutefois, cette étude conclut que ce sont les émissions liées aux activités de forage, d'extraction et de traitement du gaz qui expliquent la différence d'un facteur $4,9 \pm 2,6$ observée avec l'inventaire EDGAR pour le secteur du Centre-Sud des États-Unis.

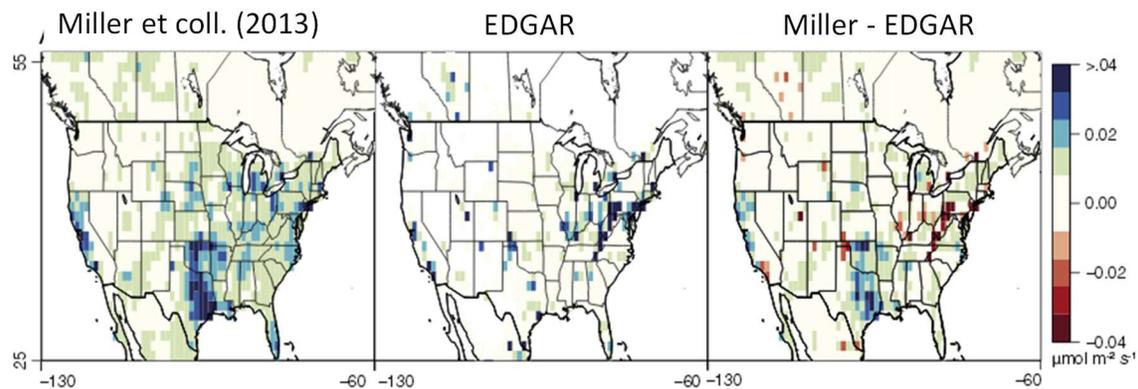


Figure 2-4 : Évaluation de l'inventaire national des émissions anthropogéniques de méthane aux États-Unis (gauche) et comparaison avec l'inventaire EDGAR (milieu et droite).

Source : Miller et coll. (2013)

Schneising et coll. (2014) ont quant à eux utilisé une approche basée sur des observations en provenance de satellites. Avec ces observations, ils ont recalculé à l'aide de bilans de masse les émissions régionales de méthane dans les régions du Bakken et de Eagle Ford et en sont venus à la conclusion que les émissions de méthane représentaient près de $10.1\% \pm 7.3\%$ et $9.1\% \pm 6.2\%$, respectivement, de la production dans ces régions.

Turner et coll. (2016)⁷ ont utilisé une approche similaire où ils ont analysé les données de satellites et d'observation de surface de 2002 à 2014. Ils en concluent que les émissions de méthane ont augmenté de 30% durant cette période, mais ils ne peuvent attribuer cette hausse à une source ou une industrie particulière. Cette augmentation des émissions de méthane aux États-Unis serait la cause de l'augmentation mondiale de la concentration atmosphérique de méthane.

2.3.5 Dichotomie des résultats entre l'approche par « mesures directes sur le terrain » et l'approche « mesure de la concentration atmosphérique » : 2014 - 2018

La dichotomie entre les résultats obtenus par les deux approches – qui devraient théoriquement arriver aux mêmes résultats – soulève des questions quant aux raisons pouvant expliquer ces différences :

- L'approche « mesures directes sur le terrain » prend-elle en compte tous les processus émetteurs?
- L'approche « mesure de la concentration atmosphérique » est-elle trop incertaine?

Allen et coll. (2013) ont partiellement étudié cette dichotomie en comparant les résultats de leur campagne de mesure avec la concentration atmosphérique régionale pour 20 sites (comptant au total 83 puits). Cette comparaison montre que pour:

⁷ <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/2016GL067987>

- 12 sites, les estimations des émissions fugitives basées sur la concentration atmosphérique sont plus élevées que les mesures directes. Le facteur de différence moyen est de 2,7 (base : mesures directes).
- 7 sites, les estimations des émissions fugitives par mesures directes sont supérieures à celles basées sur la concentration atmosphérique. Le facteur de différence moyen est de 0,48 (base : mesures directes).

L'incapacité à concilier les deux approches a également été soulignée par Brandt et coll. (2014). Les résultats obtenus par les deux approches suggèrent que les émissions fugitives provenant d'un site de développement de gaz (groupe de puits) seraient supérieures aux valeurs figurant dans le rapport 2013 de l'US EPA. Cependant, l'étude de Brandt et coll. (2014) se contente d'expliquer les limites des deux approches et ne fait aucune recommandation quant à la méthode permettant d'expliquer au mieux la réalité.

Caulton et coll. (2014) semblent avoir été les premiers à montrer qu'il était possible de réconcilier les deux approches. En effet, à l'aide de mesures par avion dans la région du Marcellus au mois de juin 2012, ils ont obtenu un taux d'émission de méthane, sur une zone de près de 2 800 km², variant entre 2.0–14 g CH₄ s⁻¹ km⁻² – un résultat qui n'était pas statistiquement différent de celui obtenu par des mesures directes équivalent à 2.3–4.6 g CH₄ s⁻¹ km⁻². Ils ont toutefois identifié des taux d'émissions beaucoup plus élevés (34 g CH₄/s par puits) pour sept sites en forage. Ces taux d'émissions sont deux à trois ordres de grandeur supérieurs aux ceux avancés par la US EPA pour cette étape d'opération.

Peischl et coll. (2015) ont également pris des mesures de méthane à bord d'un avion en 2013 dans le bassin d'Haynesville, dans l'est du Texas et au nord-ouest de la Louisiane, et dans le bassin du Marcellus, dans le nord-est de la Pennsylvanie. Les émissions de méthane au cours d'une journée ont été évaluées à $(8,0 \pm 2,7) \times 10^7$ g CH₄/h dans la région de Haynesville $(3,9 \pm 1,8) \times 10^7$ g CH₄/h dans la région de Fayetteville et $(1,5 \pm 0,6) \times 10^7$ g CH₄/h pour la région de Marcellus. Le tout représente des émissions fugitives équivalentes à 1,0-2,1% dans la région de Haynesville, de 1,0 à 2,8% dans la région de Fayetteville et de 0,18 à 0,41% dans la région de Marcellus.

Plus récemment, une étude de Penn State University (2017) a évalué les émissions fugitives de méthane des puits non conventionnels et des stations de collecte dans la région de Marcellus (plus précisément entre 41,1 et 42,2 °N et 75,3 et 77,6 °W) avec deux approches de concentration atmosphérique différentes:

- Mesures de la concentration de CH₄ collectées par dix vols sur une période de plus de trois semaines en mai 2015. Un modèle utilisant des bilans de masse a été utilisé pour identifier les sources d'émissions de méthane (approche typique du NOAA).
- Un inventaire des émissions de CH₄ a été compilé et utilisé comme intrant dans le modèle de transport atmosphérique. Les concentrations de CH₄ ont été modélisées pour chaque vol afin de créer la meilleure corrélation entre les mesures atmosphériques et les prévisions du modèle.

Les résultats obtenus sont présentés à la figure suivante.

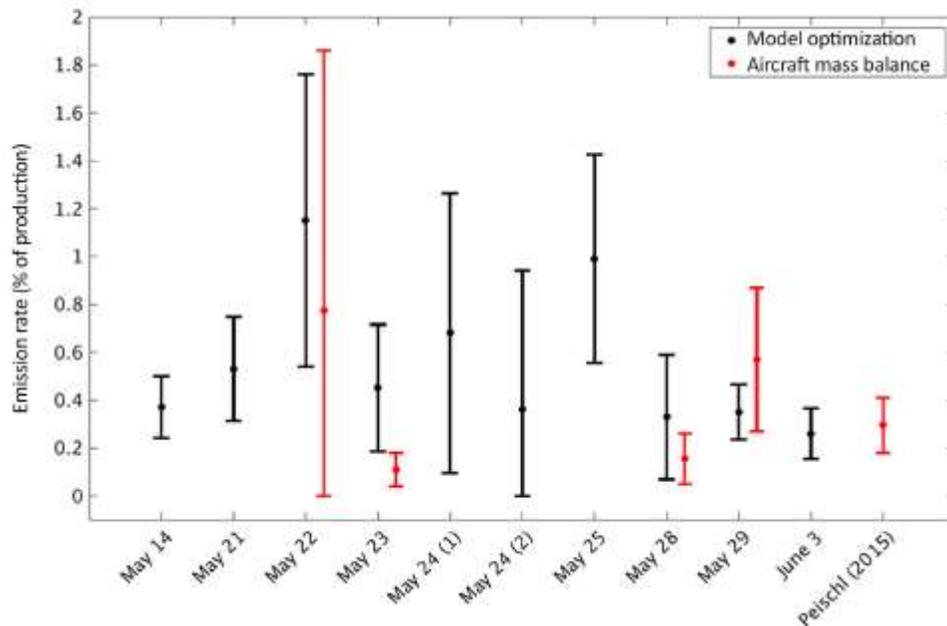


Figure 2-5 : Résultats de l'étude de Penn State University (2017)

La première approche a produit un taux d'émission à un puits moyen de 0,36% de la production totale, avec un intervalle de confiance (à 95%) de 0,27 à 0,45%. L'autre approche établit ces émissions à 0,40% de la production totale, avec un intervalle de confiance de 0,08 à 0,72%.

Ces taux d'émission sont inférieurs aux taux rapportés par d'autres études de concentrations atmosphériques et sont équivalents aux estimations des études basées sur les mesures directes.

Bien que non vérifiés, des résultats d'émissions fugitives aussi faibles peuvent être expliqués par l'utilisation de systèmes de récupération de vapeur avancés.

2.3.6 Dichotomie des résultats entre l'approche par « mesures directes sur le terrain » et l'approche « mesure de la concentration atmosphérique » - la fin du débat? : 2018 -

Enfin, en juin 2018, l'Environmental Defense Fund (EDF – Alvarez et coll., 2018) a publié une étude réconciliant les deux approches de façon statistique (figure suivante), montrant une variation relative entre les approches dans un intervalle de $\pm 10\%$ à l'exception des bassins Uinta et West Arokoma.

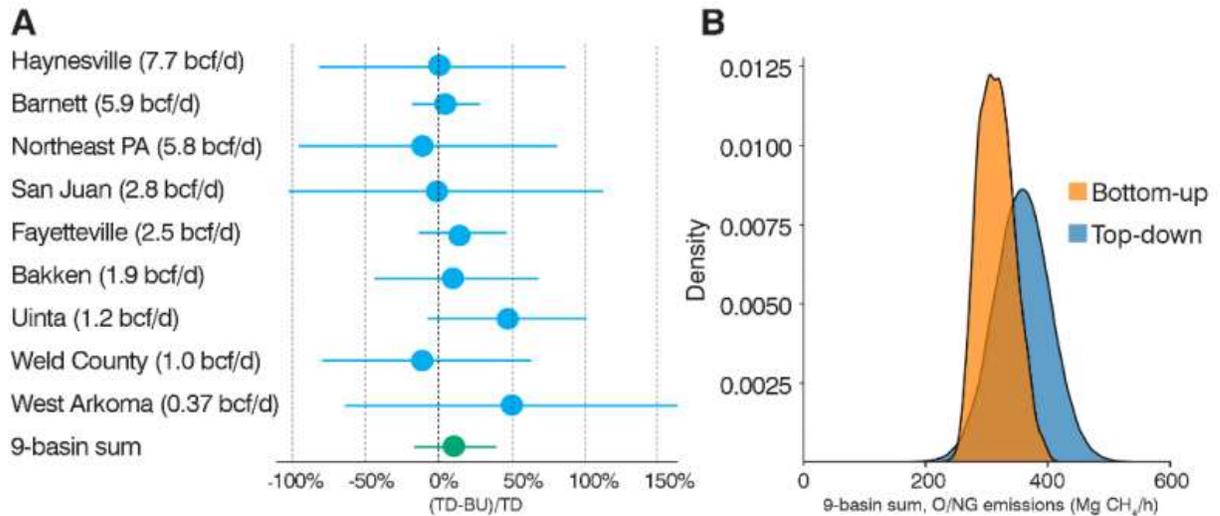


Figure 2-6 : Réconciliation des deux approches (Alvarez et coll., 2018)

En ce sens, ces travaux permettaient une réconciliation vers l'approche bottom-up plutôt que vers l'approche top-down signifiant une diminution drastique des émissions fugitives considérées par cette approche. Bien qu'il existe encore des différences entre les approches, **les émissions fugitives par l'approche top-down ne devrait plus être considéré comme étant entre 8 et 12 % mais plutôt aux alentours de 2 %**. Ces émissions fugitives sont plus près des émissions fugitives selon l'approche bottom-up généralement évaluée entre 1 et 1.5 %.

En parallèle, des travaux de l'université du Colorado ont permis une meilleure compréhension des différences entre les approches. Les résultats de l'étude sont présentés à la Figure 2-7. Il est possible d'y observer la fenêtre de mesure de l'approche top-down comparativement à l'inventaire de l'approche bottom-up sur une base horaire.

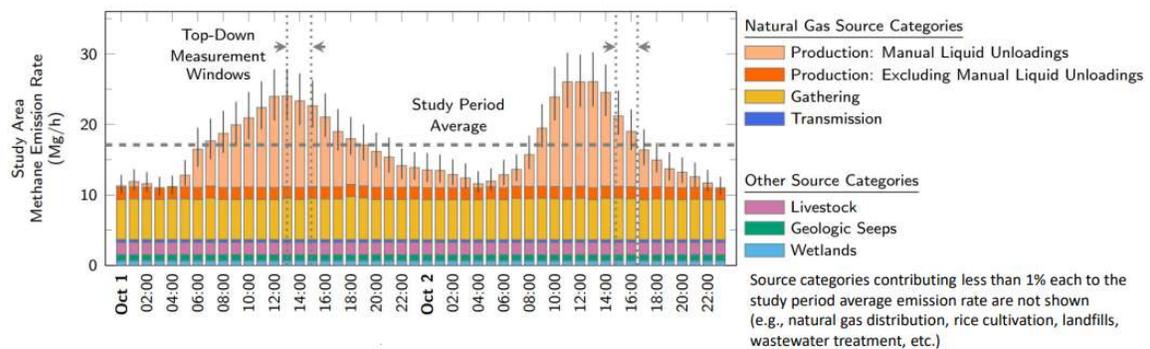


Figure 2-7 Variations temporelles des émissions fugitives selon les deux approches (Vaughn et coll., 2018)

Tel qu'observé, la fenêtre de mesures de l'approche top-down ont été réalisés lors d'une période où les émissions temporelles de l'approche bottom-up était dans les plus élevés lors de la première journée et plus près de la moyenne lors de la seconde. Par conséquent, il est normal

que l'approche top-down produisent des résultats très variables selon le moment de la journée où les mesures sont prises.

2.4 Comparaison des modèles GREET, GHGenius et de la base de données d'inventaire *ecoinvent*

Le [Tableau 2-8](#) présente les principales hypothèses et résultats des modèles de calcul de l'empreinte carbone de carburants pour les transports, américain GREET et canadien GHGenius. Sont également présentées les données de la base de données d'inventaire *ecoinvent* 3.4. Bien que d'origine européenne, cette dernière fournit une estimation des émissions GES (et autres données du cycle de vie) pour divers processus à travers le monde – incluant l'Amérique du Nord.

Tableau 2-8 : Comparaison des modèles GREET et GHGenius et de la base de données d'inventaire *ecoinvent* en ce qui a trait aux émissions de GES associées au gaz naturel

	GREET – États-Unis (mise à jour 2016)		GREET – États-Unis (mise à jour 2018)		GHGenius – Canada (version 4.03)	GHGenius – Canada (version 5.0)	<i>ecoinvent</i> 3.4	
	Conventionnel	Shale	Conventionnel	Shale			Conventionnel	Shale
Durée de vie du puits	30 ans	30 ans	30 ans	30 ans			N/A	
Pouvoir calorifique [MJ/m ³]	37.3		37.3				37.3	
Contenu en méthane	76%	83%	75%	84%			N/A	
Production de gaz naturel lors de la vie du puits (Mm ³)	N/A	45	N/A	45				
Production de gaz naturel (g CH ₄ /m ³ gaz)	5.1	5.6	4.84	4.96	8.24	6.23	0.4 (Canada) 10.6 (U.S.)	N/A
Traitement (g CH ₄ /m ³ gaz)	0.93		0.21		1.30	1.31		
Transmission (g CH ₄ /m ³ gaz)	2.63		1.54		2.43	1.38	1.64 ⁸	
Distribution – pipeline (g CH ₄ /m ³ gaz)	0.99		1.03		2.38	0.88		

⁸ Basé sur une distance de 3500 km – représentatif d'un système de pipeline « mondial »

Il en découle les informations suivantes :

- Le modèle GREET est mis à jour pratiquement annuellement tandis que la nouvelle version de GHGenius a pris près de trois ans avant d'être publiée.
- À chaque nouvelle version des modèles GREET et GHGenius, les estimations des émissions de GES tendent à diminuer ou à se stabiliser.
- L'hypothèse du modèle GREET d'une opération de gaz de schiste sur une période de 30 ans est discutable. En 2010, l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) du gaz de schiste au Québec plaçait l'exploitation sur une période de 25 ans tandis qu'O'Sullivan et coll. (2012) mettait de l'avant une exploitation sur une période de 15 ans. Un retour d'expérience directe d'une gazière importante faisait état d'une exploitation de gaz de schiste sur une période « d'une dizaine d'années » (CIRAIG, communication personnelle). Toutefois, la production globale de gaz naturel sur cette période est typiquement inférieure à celle recensée par O'Sullivan et coll. (2012) sur une période de 15 ans (voir [Figure 2-2](#)).
- Il semble y avoir une cohérence globale entre les valeurs de GREET et de GHGenius.
- Pour ce qui est de la base de données *ecoinvent*, bien que la base de données soit mise à jour annuellement, les données américaine et canadienne pour le gaz naturel ne sont pas mises à jour. Par conséquent, les valeurs sont variables et ne sont pas alignées sur les valeurs des modèles GREET et GHGenius – notamment parce qu'elles ne représentent pas les mêmes niveaux technologiques et/ou représentations géographiques. La valeur d'extraction du gaz naturel conventionnel au Canada est particulièrement basse.

2.5 Utilisation et origine du gaz naturel au Québec

L'Office National de l'Énergie (ONÉ) collige des informations passées, présentes et futures selon divers scénarios pour le Québec jusqu'à l'horizon 2040. Le gaz naturel sera alors utilisé soit pour la génération de chaleur résidentielle, commerciale et industrielle ou comme carburant pour les transports.

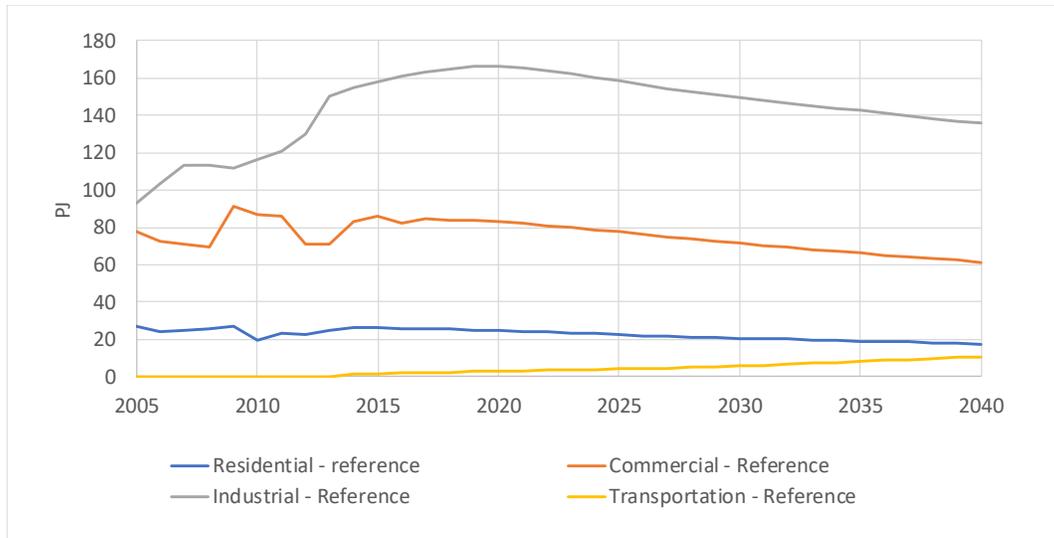


Figure 2-8: Consommation passée, présente et prospective au Québec (NEB, 2017).

Énergir, distribue près de 97 % du gaz naturel consommé au Québec, s’approvisionne, depuis novembre 2016, à plus de 89 % au carrefour gazier de Dawn, en Ontario, et à moins de 10 % à partir d’Empress en Alberta. Dawn est un carrefour connecté à la plusieurs grands bassins d’approvisionnement en Amérique, soit le bassin sédimentaire de l’Ouest canadien, les Rocheuses américaines, le « Mid-Continent », le bassin du Marcellus et le bassin du golfe du Mexique.

La [Figure 2-9](#) présente quant à elle la production de gaz naturel journalière au Canada en 2025.

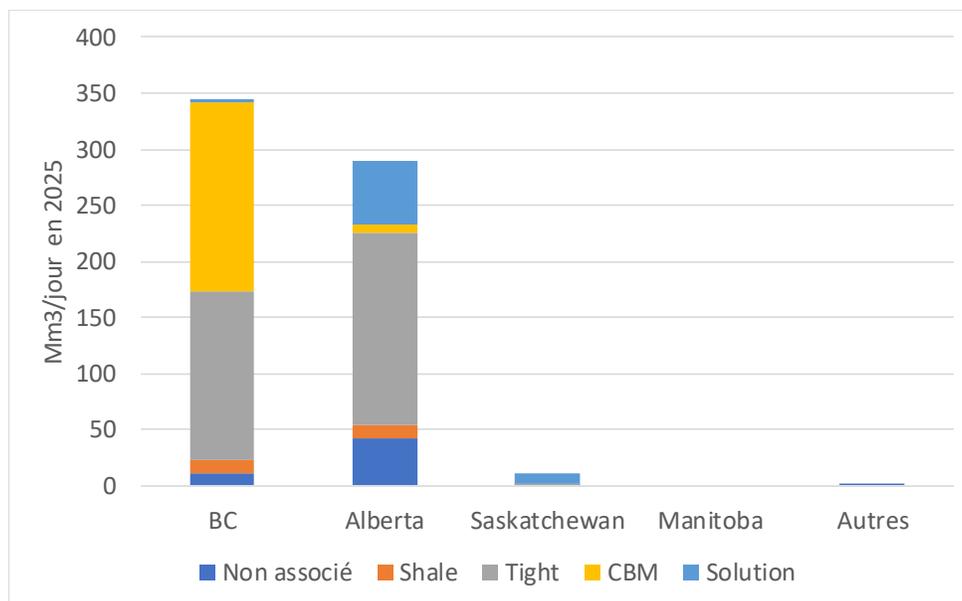


Figure 2-9 : Production de gaz naturel journalière en 2025 (ONÉ, 2017)

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 naturel conventionnel tandis que le gaz « solution » est un gaz naturel (conventionnel ou non-conventionnel) extrait avec la production pétrolière.

Tel que montré :

- L'Alberta et la Colombie-Britannique représentent la presque totalité de la production gazière anticipée en 2025.
- L'Alberta exploite près de 85% de gaz naturel non conventionnel, soit majoritairement du gaz de réservoir étanche. L'Alberta produit également du gaz naturel conventionnel (non associé) à hauteur de près de 15%. Le gaz naturel en solution est du gaz naturel associé à du pétrole d'origine conventionnelle ou non-conventionnelle. Considérant la plus grande proportion de gaz naturel non conventionnel, il est considéré que le gaz naturel associé provient également de sources non conventionnelles.
- La Colombie-Britannique produira près de 100% de gaz naturel non conventionnel avec du gaz de réservoir étanche et du méthane de houille (« *coalbed methane* » ou CBM).
- Le Manitoba et la Saskatchewan sont des producteurs gaziers de faible importance.

Il est à noter que les prédictions de l'ONÉ ne sont pas les mêmes que celles de l'« *Alberta Energy Regulator* » à moins de considérer le gaz de réservoir étanche, le gaz naturel en solution et le gaz naturel non associé comme du gaz naturel conventionnel.

Table S5.1 Natural gas production and wells placed on production highlights

	2016	2017	2018	2019	2027
Marketable production (10⁶ m³/d)					
Conventional	273.2	276.3	276.0	280.8	234.6
CBM	17.8	17.0	16.2	15.5	11.4
Shale	7.8	8.3	8.3	8.4	9.0
Total	298.8	301.6	300.5	304.7	255.0
Number of wells placed on production					
Vertical	130	215	225	290	725
Horizontal					
HMSF ^a	649	880	885	935	945
Other	88	95	95	100	105
Subtotal	737	975	980	1 035	1 050
Total	867	1 190	1 205	1 325	1 775

^a Horizontal wells reported as being completed with hydraulic multistage fracturing (HMSF) technology.
2017 values are estimated.

Figure 2-10 : Production de gaz naturel journalière en 2027 (Alberta Energy Regulator, 2018)

La [Figure 2-11](#) présente quant à elle la production de gaz naturel journalière aux États-Unis, passée et anticipée jusqu'en 2040.

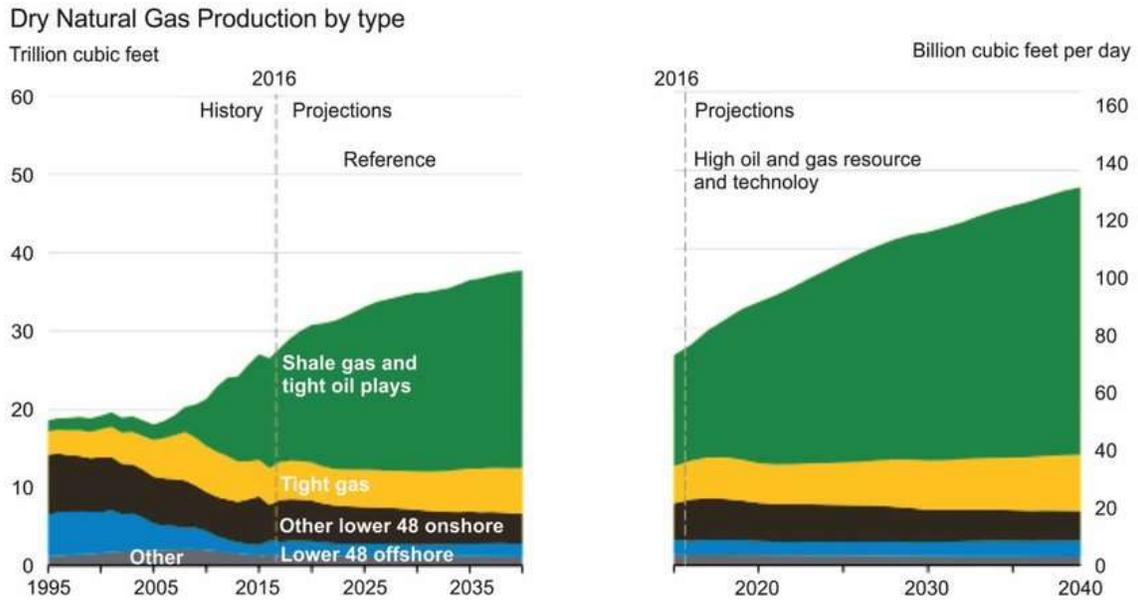


Figure 2-11 : Production de gaz naturel journalière aux États-Unis (U.S. EIA, 2015)

La [Figure 2-11](#) semble indiquer qu'actuellement 60% du gaz naturel américain soit du gaz de schiste, alors que la [Figure 2-12](#) semble indiquer que la région qui produit le plus de ce dernier est le bassin de Marcellus. Celui-ci va cependant perdre quelque peu de son importance dans le futur ([Figure 2-13](#)).

Monthly dry shale gas production

billion cubic feet per day

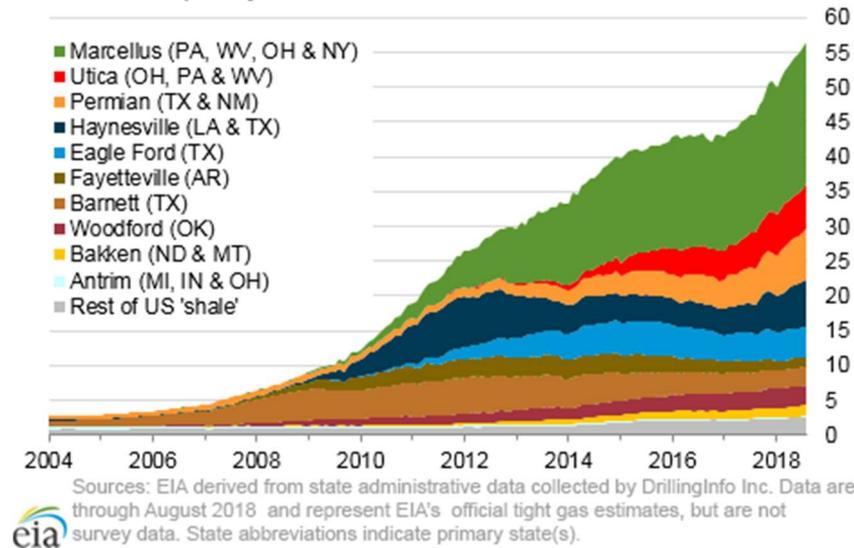


Figure 2-12 : Production de gaz naturel journalière aux États-Unis (U.S. EIA, 2018) ⁹

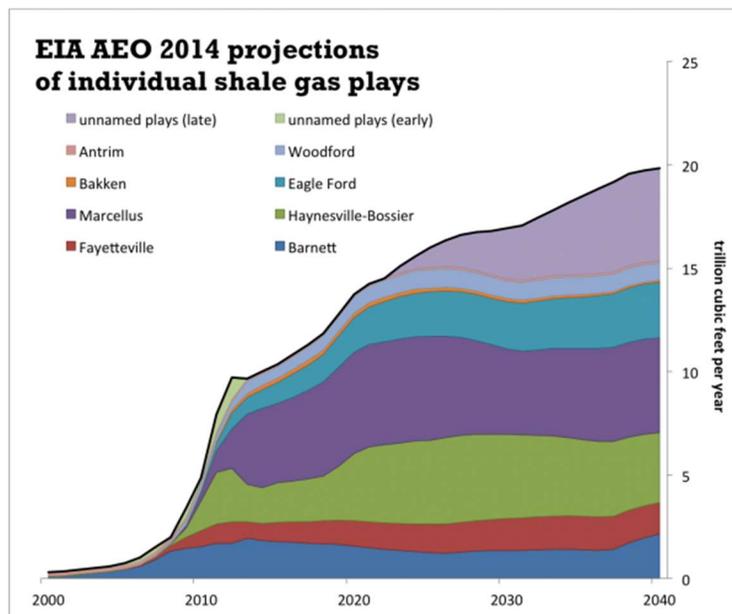


Figure 2-13 : Projection de la production annuelle de gaz de schiste aux États-Unis selon le U.S. EIA (image tirée d'une source tierce) ¹⁰

⁹ <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#production>

¹⁰ http://wellwiki.org/wiki/EIA%E2%80%99s_projections_for_individual_shale_gas_plays

3 Conclusion

Les émissions fugitives de méthane représentent la principale source de remise en question du gaz naturel. La question des émissions fugitives de méthane est délicate puisque les études ne s'accordent pas sur les conclusions à retenir. Ainsi, elles peuvent rapporter des taux d'émissions fugitives de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel¹¹ variant entre 0,1 et 12% de la production d'un puits conventionnel ou de schiste.

Ce document de travail a revisité et analysé d'un point de vue critique les diverses études qui ont été réalisées depuis 2010.

Au fil du temps, quatre grandes tendances se dégagent :

- **Les premières approximations (2010 – 2012)** : une série d'études basées sur un nombre limité de données de terrains. Par conséquent, diverses hypothèses ont été postulées quant aux pratiques sur le terrain et au niveau de production des divers sites. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie varie alors 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 vérifiée.**
- **Les mesures de terrains (2012-2015)** : en raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures et des pratiques de terrains sur de multiples sites ont été réalisées. **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 de 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 d'observations satellites (2012-2016)** : en raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures de la concentration atmosphérique ont été réalisées. Contrairement à l'approche par mesures directes, ces études mesurent la concentration atmosphérique environnante d'un site d'extraction (ou d'opération) et tente d'attribuer la responsabilité des concentrations atmosphériques mesurées à divers sites environnant à l'aide de 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 de ces études se situe aux alentours de 9% à 12%.
- **Dichotomie et réconciliation entre les mesures de terrains 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 du gaz naturel, ou au contraire captent-elles des émissions non considérées par l'approche basée sur des mesures directes qui identifie au préalable les sources d'émissions? Pendant plusieurs années la question demeure sans réponse alimentant l'incertitude sur la question du gaz naturel. **Ce n'est que fin 2017**

¹¹ Incluant les étapes d'exploration, d'exploitation, de traitement du gaz, de transmission et de distribution

que des études ont pu offrir une réconciliation au profit des études basées sur les mesures directes.

Bien qu'il reste encore des « super émetteurs », des sources d'incertitudes, des pratiques variables et du travail à faire afin de minimiser les émissions fugitives de méthane, les plus récents travaux laissent sous-entendre que les émissions de GES du gaz non conventionnel sont légèrement supérieures, mais globalement similaires, à celles du gaz naturel conventionnel.

Ainsi, bien que cette revue de littérature, à elle seule ne permet pas de répondre à la question : *est-ce que le gaz naturel est une énergie permettant la transition vers les énergies renouvelables?* elle permet de montrer que les émissions fugitives de méthane ne s'avère pas le frein que certains opposants supposent.

4 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
- 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.
- 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.
- COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE. (2014) Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. 292 p.
- 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
- ENGINEERING TOOLBOX (Internet). Fuels – Densities and Specific Volumes. En ligne : [Engiwww.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html](http://www.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html)
- 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
- 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
- Lamb, Cambaliza, Davis, Edburg, Ferrara. Floerchinger, Heimburger, S. Herndon, T. Lauvaux, T. Lavoie, D. R. Lyon, N. Miles, K. R. Prasad, S. Richardson, J. R. Roscioli, O. E. Salmon, P. B. Shepson, B. H. Stirm, J. Whetstone, (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.
- K. McKain, A. Down, S. M. Raciti, J. Budney, L. R. Hutyra, C. Floerchinger, S. C. Herndon, T. Nehr Korn, M. S. Zahniser, R. B. Jackson, N. Phillips, S. C. Wofsy, 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, A.L. D. S. Tkacik, J. R. Roscioli, S. C. Herndon, T. I. Yacovitch, D. M. Martinez, T. L. Vaughn, L. L. Williams, M. R. Sullivan, C. Floerchinger, M. Omara, R. 49 Subramanian, D. Zimmerle, A. J. Marchese, A. L. Robinson, (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
- NEB (2017). Canada's Energy Future 2017: Energy Supply and Demand Projections to 2040. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ft/2017/index-eng.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 research letter*, 7(4). p. 6
- J. Peischl, T. B. Ryerson, K. C. Aikin, J. A. de Gouw, J. B. Gilman, J. S. Holloway, B. M. Lerner, R. Nadkarni, J. A. Neuman, J. B. Nowak, M. Trainer, C. Warneke, D. D. Parrish, 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
- Schneising, O. , Burrows, J. P., Dickerson, R. R., Buchwitz, M. , Reuter, M. and Bovensmann, H. (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
- 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, A. J., D. J. Jacob, J. Benmergui, S. C. Wofsy, J. D. Maasakkers, A. Butz, O. Hasekamp, and S. C. Biraud (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.
- 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.
- D. J. Zimmerle, L. L. Williams, T. L. Vaughn, C. Quinn, R. Subramanian, G. P. Duggan, B. Willson, J. D. Opsomer, A. J. Marchese, D. M. Martinez, A. L. Robinson, Methane emissions from the natural gas transmission and storage system in the United States. *Environ. Sci. Technol.* 49, 9374-9383 (2015).