

RAPPORT

DANS LE CADRE DU DOSSIER R-3972-2016

AVIS SUR LES MESURES SUSCEPTIBLES D'AMÉLIORER LES PRATIQUES
TARIFAIRES DANS LE DOMAINE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

THÈME NO 5 PRÉSENTÉ DANS L'AVIS PUBLIC DU 11 JUILLET 2016

Intégration des nouvelles technologies

**MANDAT DE BALISAGE, DIAGNOSTIC, PRINCIPES TARIFAIRES ET PISTES DE
SOLUTIONS POUR LE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE DU GAZ NATUREL
RENOUVELABLE DANS LE CONTEXTE QUÉBÉCOIS**

Préparé par

Sylvain Audette

POUR

La Régie de l'énergie du Québec

Rapport déposé le 15 décembre 2016

Rapport de balisage pour le thème no 5, dans le cadre de l’Avis public du 11 juillet 2016 et du dossier R-3972-2016, disponible sur le site de la Régie de l’énergie.

<http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=374&phase=1&Provenance=A>

Équipe de recherche et de rédaction pour ce mandat :

Sylvain M. Audette

Professeur invité, Département du marketing

Membre associé à la Chaire de gestion du secteur de l’énergie

Julie Dermine

Auxiliaire de recherche pour la Chaire de gestion du secteur de l’énergie

Valérie St-Yves

Auxiliaire de recherche pour la Chaire de gestion du secteur de l’énergie

et

Johanne Whitmore

Chercheure principale à la Chaire de gestion du secteur de l’énergie

À propos de la Chaire de gestion du secteur de l’énergie : créée en 2013, la Chaire de gestion du secteur de l’énergie de HEC Montréal a pour mission d’augmenter les connaissances sur les enjeux liés à l’énergie, dans une perspective de développement durable, d’optimisation et d’adéquation entre les sources d’énergie et les besoins de la société.

Pour plus d’information, visitez energie.hec.ca

Décembre 2016

Chaire de gestion du secteur de l’énergie

HEC Montréal

3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine

Montréal (Québec) Canada

H3T 2A7

Copyright©2016. Tous droits réservés pour tous pays. Toute traduction et toute reproduction sous quelque forme que ce soit sont interdites à moins d’autorisation par le mandataire (la Régie de l’énergie). Les textes publiés dans ce rapport n'engagent que la responsabilité des auteurs.

1 Table des matières

Liste des tableaux	4
Liste des figures	6
2 Sommaire exécutif.....	7
3 Contexte du mandat.....	9
4 Objectifs du rapport	11
5 Description sommaire de la chaîne de valeur de la filière du gaz naturel renouvelable	12
6 Balisage et diagnostic des pratiques actuelles d'autres juridictions.....	19
6.1 Filières du biogaz au Canada	22
6.1.1 Filières du biogaz en Colombie-Britannique.....	26
6.1.2 Filières du biogaz en Ontario.....	33
6.1.3 Filières du biogaz en Alberta	41
6.1.4 Synthèse du balisage dans les pays canadiens analysés	44
6.2 Filières du biogaz aux États-Unis	44
6.2.1 Filières du biogaz au Vermont.....	47
6.2.2 Filières du biogaz en Californie.....	53
6.2.3 Synthèse du balisage aux États-Unis	60
6.3 Filières du biogaz en Europe	62
6.3.1 Filières du biogaz en France	65
6.3.2 Filières du biogaz en Allemagne	72
6.3.3 Filières du biogaz au Royaume-Uni	76
6.3.4 Filières du biogaz en Suède	81
6.3.5 Synthèse du balisage en Europe.....	85
7 Filières du biogaz au Québec.....	86
7.1 Filières du biogaz au Québec.....	95
7.1.1 Filière du GNR au Québec	97
8 Principes tarifaires pour amélioration des pratiques actuelles et pistes de solution	100
8.1 Évaluation des grands principes tarifaires répertoriés dans le cadre du balisage	105
8.1.1 Évaluations des principes tarifaires pour les filières du biogaz.....	108
8.1.2 Évaluations des principes tarifaires pour le gaz naturel renouvelable	113
8.2 Pistes de solution.....	115

8.2.1	Biogaz	117
8.2.2	Gaz naturel renouvelable au Québec – la piste d’un TRG.....	119
9	Conclusion	129
	Annexe A - Analyses sommaires de rentabilité de la grille de base	130
	Annexe B - Quelques données avec équivalences biogaz/méthane pour différents intrants	133
	Glossaire des acronymes utilisés dans ce rapport	134
	Références.....	136

Liste des tableaux

Tableau 5-1	Définitions techniques simplifiées adoptées dans le cadre de ce rapport (présentées par ordre alphabétique)	17
Tableau 6-1	Données d’émissions de gaz à effet pour les « installations d’envergure » pour les codes SCIAN de « traitement et élimination des déchets » au Québec.....	20
Tableau 6-2	Sommaire des États et territoires retenus pour l’exercice de balisage	21
Tableau 6-3	Valeurs de réduction de tonnes de CO2 au Canada selon les provinces	23
Tableau 6-4	Profil énergétique et prix moyen de l’électricité en Colombie-Britannique	27
Tableau 6-5	Contrats de génération électrique de source biogaz par BC Hydro	27
Tableau 6-6	Projets de production de GNR en Colombie-Britannique	31
Tableau 6-7	Prix du biogaz selon les sources d’approvisionnement au 1 ^{er} janvier 2017 en Ontario	34
Tableau 6-8	Ajouts au prix des TRG selon les types de participation au 1 ^{er} janvier 2017 en Ontario.....	34
Tableau 6-9	Sommaire de la proposition d’Enbridge et d’Union Gas en Ontario (2012)	37
Tableau 6-10	Profil énergétique et prix moyen de l’électricité en Alberta.....	43
Tableau 6-11	Prix de l’électricité payé par les consommateurs américains en moyenne en août 2016.....	46
Tableau 6-12	Prix du gaz naturel par secteur pour les États-Unis en août 2016	46
Tableau 6-13	Prix de l’électricité payé par les consommateurs américains en moyenne pour le Vermont en août 2016	48
Tableau 6-14	Prix du gaz naturel par secteur pour le Vermont en août 2016.....	48
Tableau 6-15	Installations de biogaz au Vermont par source d’approvisionnement	49
Tableau 6-16	Tarifs maximum d’électricité produite à partir de biogaz pour l’année 2016 au Vermont.....	50
Tableau 6-17	Tarifs applicables pour la production d’électricité à partir de biogaz à la ferme au Vermont.....	50
Tableau 6-18	Programme Cow Power au Vermont	51
Tableau 6-19	Projet Lincoln-Renewable Natural Gas Facility au Vermont	52
Tableau 6-20	Prix de l’électricité payé par les consommateurs américains en moyenne pour la Californie en août 2016	53
Tableau 6-21	Prix du gaz naturel pour la Californie en août 2016.....	53

Tableau 6-22 Installations de biogaz en Californie par source d’approvisionnement	55
Tableau 6-23 Liste partielle des projets identifiés par CalRecycle en Californie.....	56
Tableau 6-24 Production de biogaz en France	66
Tableau 6-25 Exemple de coûts d’investissements par installations de biogaz en France.....	66
Tableau 6-26 Synthèse des tarifs d’achat réglementés offerts en France – production d’électricité à partir de biogaz.....	67
Tableau 6-27 – Modifications du tarif d’achat en France pour 2016.....	67
Tableau 6-28 Mécanismes de soutien en amont à la filière biogaz en France (autre que le tarif d’achat).....	68
Tableau 6-29 Production de GNR en France	70
Tableau 6-30 – Coût d’investissement moyen pour enrichissement du biogaz, en France.....	70
Tableau 6-31 Tarifs de rachat réglementés offerts en France, pour le GNR injecté (2011)	70
Tableau 6-32 Production de biogaz en Allemagne.....	73
Tableau 6-33 Exemples de coûts d’investissements d’installations de biogaz en Allemagne	73
Tableau 6-34 Tarifs de rachats offerts en Allemagne selon le EEG, 2014.....	74
Tableau 6-35 Production de GNR en Allemagne	75
Tableau 6-36 Exemples de coûts d’investissements d’installations de GNR en Allemagne (Hors TRG)	76
Tableau 6-37 Production de biogaz au Royaume-Uni, en 2015.....	78
Tableau 6-38 Tarifs d’achat offerts au Royaume-Uni, 2015 (contrat de 20 ans)	79
Tableau 6-39 Production de biométhane au Royaume-Uni, en 2015.....	80
Tableau 6-40 Exemple de coûts d’investissements d’installations de biogaz au Royaume-Uni...	80
Tableau 6-41 Tarifs d’achat du biométhane au Royaume-Uni, via le RHI, 2015.....	81
Tableau 6-42 Bilan énergétique de la Suède (2014)	82
Tableau 6-43 Production de biogaz en Suède, en 2014.....	83
Tableau 6-44 Utilisation du biogaz en Suède (données de 2013).....	83
Tableau 7-1 Principales aides financières pour la biométhanisation.....	87
Tableau 7-2 Hypothèses de prix du gaz naturel déposé par Gaz Métro dans le dossier R-3970- 2016.....	93
Tableau 7-3 Demande de gaz naturel déposé par Gaz Métro dans le dossier R-3970-2016.....	94
Tableau 7-4 Hypothèses du prix des externalités GES par Gaz Métro dans le dossier R-3970-2016	94
Tableau 7-5 Demande relative en transport prévue selon le rapport de Sécor-KPMG	94
Tableau 7-6 Projets de valorisation de biogaz implantés au Québec, 2016	96
Tableau 7-7 Projets de valorisation du biogaz à venir au Québec	97
Tableau 7-8 Projets de gaz naturel renouvelable implantés au Québec, 2016	98
Tableau 7-9 Projets de gaz naturel renouvelable à venir au Québec	99
Tableau 7-10 Projet de gaz de synthèse prévu au Québec	99
Tableau 8-1 Diagnostic du macro-environnement au Québec en 2016-2017 pour favoriser le développement de filières du biogaz et du gaz naturel renouvelable.....	101
Tableau 8-2 Chaînes de valeur des filières du biogaz les plus courantes répertoriées dans le cadre du balisage.....	109
Tableau 8-3 Exemple de tableau croisé de subventions régressives en fonction de divers TRG modulées en fonction du volume annuel produit pour des intrants organiques de base.....	126

Tableau 8-4 Exemple d'idées répertoriées de modulations supplémentaires de la grille de base avec intrants organiques déjà modulée selon le volume au tableau 8.3.....	127
--	-----

Liste des figures

Figure 5-1 Production de biogaz à partir de sites d'enfouissement par captage	13
Figure 5-2 Utilisation du biogaz comme source de production énergétique à partir de collecte de déchets organiques	14
Figure 6-1 Sources d'électricité en Colombie-Britannique	26
Figure 6-2 Illustration sommaire de la chaîne de valeur GNR pour Fortis BC gas.....	29
Figure 6-3 Chaîne de valorisation du GNR en Colombie-Britannique avec l'implication active du distributeur de gaz naturel en tant que service public	30
Figure 6-4 Écart entre le tarif de recouvrement des contrats d'achats et efforts marketing en GNR (BERC Rate) et le tarif d'approvisionnement en gaz naturel (NGC Rate) depuis sa mise ne place en 2010. (BC).....	32
Figure 6-5 Répartition des installations de biogaz aux États-Unis, par catégorie.....	47
Figure 6-6 Nombre d'installations de biogaz en Europe, au 31 décembre 2014	63
Figure 6-7 Principaux pays européens producteurs de biométhane, en 2014	63
Figure 6-8 Production de biogaz par habitant et mécanismes de soutien en Europe	64
Figure 7-1: Rappel des étapes pour une valorisation des déchets par injection du GNR.	91
Figure 7-2 Potentiel de production de biométhane au Québec	92
Figure 8-1 Illustration des rôles potentiels de différents acteurs de la chaîne de valeur en amont et en aval de différentes filières du biogaz	105
Figure 8-2 Calculs de prix unitaires moyens par mètre cube et par gigajoule pour un client au tarif D1 ayant consommé 100 mètres cubes (3,72 GJ) sur une période de 30 jours en octobre et novembre 2016.	121
Figure 8-3 Impacts sur le prix unitaire facturé à un client d'une éventuelle option volontaire selon 4 scénarios incrémentaux de tarif de rachat garanti (TRG).....	122
Figures 8-4 Impacts tarifaires sur la fourniture selon divers scénarios de progression des achats (TRG).....	123
Figure 8-5 Scénarios de l'évolution de la valeur du SPEDE d'ici 2030.....	128

2 Sommaire exécutif

Les options peuvent être nombreuses pour stimuler le développement d'une filière du gaz naturel renouvelable au Québec. Ailleurs, après les classiques subventions en amont, plusieurs États et territoires balisés ont expérimenté une multitude d'options tarifaires, notamment celles de variantes du tarif de rachat garanti (TRG), qui pourront guider le Québec en ce sens.

Par contre, devant tant d'options, le débat final peut aller dans toutes les directions, souvent avec des arguments contraires sur des principes tarifaires. Il est alors utile de se rappeler les objectifs et fonctions que la tarification peut ou doit jouer au sein de nos sociétés civiles. Joseph P. Tomain, et Richard D. Cudahy soulignent les diverses fonctions et objectifs de la tarification, qui peuvent paraître en contradiction dans certains cas, dans leur ouvrage « Energy Law » (Tomain & Cudahy, 2011) :

- Attirer du capital (favoriser les investissements);
- Établir des prix raisonnables (respecter la capacité de payer des consommateurs);
- Efficience des marchés (rendement équitable selon le risque et la concurrence);
- Contrôler la demande (un certain signal de prix pour éviter des distorsions indues);
- Transfert de richesse (accepter l'interfinancement, la socialisation de certains coûts).

Selon l'état de maturité des filières du biogaz en amont d'abord, et du gaz naturel renouvelable en aval ensuite, le difficile rôle des autorités compétentes est de trouver la recette idéale pour que la tarification fonctionne aujourd'hui, quitte à l'ajuster plus tard une fois la filière plus mature.

Mais au-delà des objectifs et fonctions de la tarification, dans l'hypothèse où ils sont compris et acceptés, voir déjà intégrées dans les cadres légaux des États et territoires, ce sont ensuite les « questions de principes tarifaires » qui vont créer débats et controverses. Dans les modèles tarifaires réglementés classiques du secteur de l'énergie, c'est souvent l'approche selon les coûts, avec des principes autour de la causalité des coûts, ou d'utilisateur-payeur qui dominent encore les décisions tarifaires. Toutefois, Roger Conkling dans son ouvrage de référence « Energy Pricing : Economics and Principles », souligne judicieusement qu'il faut aussi chercher à être créatif et à intégrer des approches de fixation des prix qui s'éloignent des coûts, surtout si les coûts des externalités est difficile à mesurer (Conkling, 2011). Il existe trois grandes catégories d'approche pour établir des prix/tarifs en énergie :

- Approche selon les coûts (centrée sur l'offre, les investissements, l'équité);
- Approche selon la valeur (centrée sur la demande, le marketing, la capacité de payer);
- Approche selon les politiques publiques (centrée sur les ingénieries sociales, le futur).

Ainsi, dans un contexte où les coûts des externalités environnementales (ex : GES) ou sociales (création d'emploi, enrichissement, qualité de vie, ...etc.), actuelles et futures, du développement de la filière sont difficiles à mesurer, il serait raisonnable d'intégrer des approches centrées sur la valeur et sur l'ingénierie sociale en plus de celles classiques centrées sur les coûts. Le balisage effectué dans le cadre de ce rapport démontre qu'un cocktail d'approches tarifaires serait souhaitable pour démarrer d'abord, et développer ensuite, la filière du gaz naturel renouvelable au Québec.

Suite à notre balisage, nous avons identifié des conditions générales et des conditions plus spécifiques au Québec pour développer les filières du biogaz et du gaz naturel renouvelable en particulier.

Conditions générales pour démarrer les filières du biogaz et du GNR au Québec:

- I. Stabiliser à long terme et clarifier les lois et règlements pour les participants¹;
- II. Offrir des subventions ciblées au démarrage en amont et en aval²;
- III. Développer une tarification en amont avec un TRG³;
- IV. Offrir une tarification en aval pour capter une valeur perçue pour les clients volontaires⁴;
- V. Laisser une place aux intermédiaires (courtiers) dans le développement de la filière⁵;
- VI. Répartir le risque financier du développement de la filière entre les divers acteurs⁶.

Conditions plus particulières au contexte québécois :

- VII. Accepter des hausses tarifaires par rapport aux conditions actuelles du marché;
- VIII. Établir un niveau d'impact tarifaire raisonnable pour favoriser l'injection de GNR⁷;
- IX. Établir une cible d'injection de départ du GNR en fonction d'un impact jugé raisonnable;
- X. Favoriser les usages à haute valeur ajoutée par moyens d'injection et en transport⁸;
- XI. Laisser un rôle important aux distributeurs de carburant pour les contacts clients;
- XII. Proposer des postes de réception et de livraisons de biogaz/GNR aux mêmes endroits;
- XIII. Favoriser et soutenir des projets de biogaz/GNR portés sur le territoire québécois.

À la suite de ce rapport, que nous vous invitons à lire en détail pour mieux en comprendre les prémises sous-jacentes, nous croyons que ces conditions représentent les meilleures pistes de solution pour développer la filière du gaz naturel renouvelable au Québec.

¹ Le projet de loi 106 offre déjà de belles perspectives en ce sens, mais peut-être que certains règlements et décrets supplémentaires pourraient aider à justifier des approches selon la valeur future et l'ingénierie sociale. Par exemple, l'adoption de grilles fixes de TRG pour les petits/moyens projets et des appels d'offres pour des projets plus importants ayant un risque d'impact tarifaire plus élevé.

² En amont pour les installations des petits et moyens producteurs encore en phase de précommercialisation et en aval pour stimuler l'utilisation à plus haute valeur ajoutée dans le secteur du transport. Subventions qui pourraient diminuer progressivement d'ici 2022 ou 2030.

³ Le balisage a démontré que plusieurs modulations sont possibles pour ce GNR.

⁴ Les offres de « tarif vert » combinées à des approches de socialisation des coûts permettent de réduire l'impact tarifaire.

⁵ Les courtiers spécialisés comme Bullfrog Power commercialisent déjà la valeur perçue au Canada.

⁶ Les producteurs, les acheteurs de GNR, les distributeurs, les détaillants et les consommateurs.

⁷ Ce genre de débat sur l'impact tarifaire raisonnable a déjà eu lieu au Québec pour stimuler les efforts en efficacité énergétique notamment, nous pourrions nous en inspirer pour la réduction de GES via l'utilisation de sources renouvelables.

⁸ Nous verrons plus tard dans le rapport que les autres filières comme celle de la production d'électricité ou de chaleur avec le biogaz offrent des perspectives à plus faible valeur ajoutée dans le contexte québécois déjà avec une faible empreinte environnementale pour ces usages. En aval, à l'instar de la Californie, l'utilisation du GNR produit dans le secteur du transport, avec la substitution du diesel, offre la plus forte valeur ajoutée pour le Québec globalement.

3 Contexte du mandat

Dans la foulée du dépôt de la nouvelle Politique énergétique rendue publique le 7 avril 2016 (MRN-Québec, 2016), le 10 juin 2016, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, Pierre Arcand, adressait une lettre à la présidente de la Régie de l'énergie, madame Diane Jean, en vertu de l'article 42 de sa loi constitutive, pour demander un avis sur des mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires actuelles.

À titre de ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et ministre responsable du Plan Nord, il m'importe que cette politique se déploie et se traduise rapidement par des actions concrètes de manière à améliorer la situation des consommateurs d'électricité et de gaz naturel.
(notre souligné) (R-3972-B-0001, 14 juin 2016)

Notamment, le document de la nouvelle politique énergétique 2016 décrit une volonté pour « Diversifier et améliorer l'approvisionnement en énergie » incluant l'approvisionnement en gaz naturel. »

Le gaz naturel est une énergie de transition profitable pour le Québec. Il jouera un rôle important au cours des prochaines décennies dans le soutien au développement économique et la compétitivité des entreprises québécoises sur la scène internationale. Le gouvernement compte donc assurer aux ménages et aux entreprises québécoises un accès fiable, sécuritaire et stable en gaz naturel partout sur le territoire où la demande et la rentabilité économique seront au rendez-vous. Pour cela, le gouvernement entend : - poursuivre l'extension du réseau gazier; - développer un réseau d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié; - accroître la production de gaz naturel renouvelable (MRN-Québec, 2016, p. 54). (notre souligné)

Concernant l'avis à produire, le ministre Arcand précise :

Cet avis pourra examiner toutes les avenues et comprendre, au besoin, des constats relatifs à la Loi sur la Régie de l'énergie, aux contraintes d'interfinancement, à l'ouverture du marché de détail de l'électricité à la concurrence et au développement de la filière du gaz naturel renouvelable (R-3972-B-0001, 14 juin 2016). (notre souligné)

Toujours selon l'intention du ministre (R-3972-B-0001, 14 juin 2016) et précisé à nouveau dans le premier paragraphe de l'Avis public publié par la Régie, l'avis devra : « ... proposer des solutions tarifaires qui s'inspirent des meilleures pratiques des autres États et territoires et qui visent, notamment une simplification des options offertes aux clients. » (R-3972-A-0002, 11 juillet 2016) (notre souligné)

Pour répondre précisément à la demande du ministre en ce sens, la Régie annonce dans son plus récent Avis public (R-3972-A-0002, 11 juillet 2016) qu'elle compte tenir des audiences publiques à compter du 13 février 2017 et transmettre son avis au printemps 2017.

Conformément à la demande du ministre, qui souhaite que la réalisation de l'avis se base sur un balisage par des experts, que ses pistes de solution soient soumises à la consultation publique et que des améliorations soient mises en œuvre dès l'année tarifaire 2018, la Régie annonce qu'elle aura recours à une procédure allégée. (R-3972-A-0002, 11 juillet 2016)

De plus, la Régie précise que la consultation publique portera sur cinq thèmes.

La consultation publique et le balisage par des experts portera donc sur ces cinq thèmes, dont trois pour le secteur de l'électricité et deux pour celui du gaz naturel :

1. Électricité - Structures et options tarifaires (interfinancement, ménages à faible revenu, industries aux besoins particuliers)
2. Électricité - Compétitivité mondiale des prix payés par les clients industriels
3. Électricité - Intégration des nouvelles technologies et leur incidence sur le partage des coûts et sur les tarifs (autoproduction, mobilité électrique, compteurs intelligents, ouverture des marchés de détail)
4. Gaz naturel - Structures et options tarifaires
5. **Gaz naturel - Intégration des nouvelles technologies (gaz naturel renouvelable, autoproduction)**

Selon les directives annoncées dans l'Avis public, les cinq experts pour chacun des cinq thèmes doivent structurer leur rapport afin d'adresser les éléments suivants dans un rapport à déposer le 15 décembre 2016 (R-3972-A-0002, 11 juillet 2016):

- **le balisage des pratiques d'autres juridictions;**
- **le diagnostic sur les modes de tarification actuels;**
- **les principes tarifaires à la base d'une amélioration de la tarification actuelle;**
- **les pistes de solutions tarifaires, avec leurs avantages et inconvénients respectifs.**

Dans le cadre du dossier R-3972-2016, afin de permettre à tous les intervenants au dossier de se préparer au processus d'audiences publiques qui suivra, les distributeurs d'électricité et de gaz naturel actifs au Québec, Hydro-Québec, Gaz Métro et Gazifère, sont également invités à présenter leurs positions respectives sur les thèmes qui les concernent directement à la même date que le dépôt de ce rapport, soit le 15 décembre 2016.

Par la suite, les intervenants au dossier pourront déposer leur mémoire sur un ou plusieurs des 5 thèmes retenus pour le 16 janvier 2017.

C'est dans ce contexte que le thème no 5 fera l'objet d'un balisage par la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, soit le thème relatif au secteur du gaz naturel, afin de contribuer aux consultations publiques et favoriser le développement de la filière du gaz naturel renouvelable (GNR) au Québec.

4 Objectifs du rapport

Ce rapport présente un balisage des modes de production, de distribution et des exemples de structures tarifaires relatives au gaz naturel renouvelable au Canada, aux États-Unis et en quelques pays d'Europe.

Selon les directives de l'avis public et dans le contexte québécois de la nouvelle Politique énergétique 2030⁹, les objectifs¹⁰ visés par ce rapport sont :

- Effectuer un balisage des options de production, de distribution et de tarification favorisant le développement de la filière du biogaz et du gaz naturel renouvelable au Canada, aux États-Unis et dans quelques pays d'Europe;
- Faire un diagnostic des modes de tarification actuels, à la suite du balisage effectué en fonction des propriétés finales du gaz et des usages possibles (Biogaz et Gaz naturel renouvelable);
- Présenter des principes tarifaires à la base d'une amélioration des pratiques actuelles en fonction des propriétés finales et des usages possibles, après le balisage et le diagnostic;
- Énoncer des pistes de solutions tarifaires avec une description des avantages et inconvénients en fonction des propriétés finales et des usages possibles.

⁹ Dans un contexte québécois, suite au dépôt de la Politique Énergétique 2030 en avril 2016, le projet de loi 106 était à l'étude à l'automne 2016 et il propose des modifications susceptibles de clarifier les concepts de « gaz naturel renouvelable », « biogaz » et de « gaz de synthèse ». Dans la mesure du possible, nous tenterons d'utiliser cette nouvelle distinction dans le cadre de ce rapport.

¹⁰ Ces objectifs sont présentés ici pour tenter de limiter l'étendue de l'étude aux juridictions (« États et territoires » selon les termes de la demande du ministre) les plus susceptibles de guider les audiences publiques qui mèneront à un avis au ministre par la formation au dossier R-3972-2016.

5 Description sommaire de la chaîne de valeur de la filière du gaz naturel renouvelable

L'étude de la production, du transport, de la tarification et de l'utilisation du gaz naturel renouvelable, peu importe le procédé en amont de la chaîne de valorisation pour un marché donné, pose plusieurs défis de communication. D'abord, il faut définir des concepts et un vocabulaire commun pour pouvoir éventuellement comparer les différents modèles des diverses chaînes de valeur développées ailleurs.

À la base, pour produire un produit final comme le GNR, après un procédé d'épuration, la littérature consultée distingue souvent trois grandes sources de production de biogaz brut. Le captage à partir de sites d'enfouissement constitue la plus ancienne source de production de biogaz utilisée au Québec.

- 1) Captage du biogaz produit à partir de site d'enfouissement (Digestion par enfouissement)
- 2) Production du biogaz par digesteur anaérobique (Digestion assistée et contrôlée)
- 3) Production du biogaz par procédé comme la gazéification/pyrolyse (Procédé thermique)

Notre analyse de la littérature sur le sujet nous permet de constater que si les techniques de captage sont relativement bien maîtrisées depuis plusieurs années, notamment en réponse aux obligations légales pour les émanations de méthane, la technique par digestion anaérobique pour produire le biogaz est plus récente et les procédés de synthèse comme la gazéification/pyrolyse sont encore à l'étape de démonstration¹¹ dans les marchés analysés.

Également, de manière générale dans la documentation analysée pour ce balisage, le terme « biométhane », par rapport au terme « gaz naturel renouvelable » est souvent utilisé comme synonyme pour désigner du biogaz qui a subi une étape importante d'épuration pour qu'il puisse être injecté dans les réseaux gaziers comme substitut au gaz naturel¹² ou pouvoir alimenter des équipements et véhicules équipés de moteurs alimentés au gaz naturel (GNV), équipés d'un réservoir de gaz comprimé (GNC) ou liquéfié (GNL).

En aval des chaînes de valeur balisées, le biogaz peut-être simplement asséché avec plus ou moins d'épuration pour produire directement de la chaleur ou de l'électricité souvent avec un procédé de récupération de la chaleur.

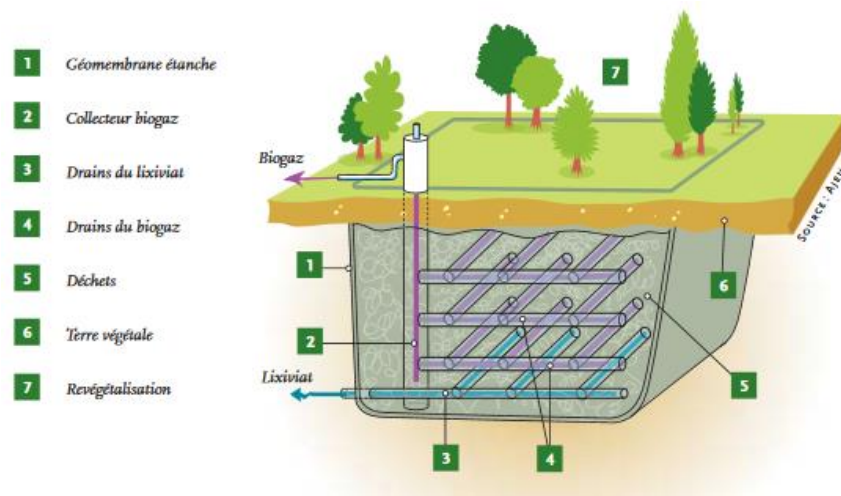
Pour évaluer des options de tarification de la filière du GNR, des questions se poseront selon le type de déchets organiques (intrants), le site collecteur (enfouissement ou digesteur), la quantité disponible (volume), la distance physique pour l'approvisionnement du site collecteur en amont (de la collecte vers le site) et l'utilisation en aval (usage après valorisation) de la chaîne de valeur. De plus, lors du balisage, il faudrait considérer que les sites d'enfouissements ont recueilli des déchets dans le passé, qu'ils en reçoivent encore, malgré les règles en

¹¹ Les étapes classiques de développement de filières sont R&D-Démonstration-Commercialisation.

¹² Les usages du gaz naturel de source fossile via réseaux gaziers sont nombreux et connus depuis longtemps, l'usage pour le transport avec réservoir de gaz naturel comprimé est assez répandu dans le monde également, mais l'usage en transport avec un réservoir de gaz naturel liquéfié est plus récent.

évolution¹³, et qu'ils peuvent capter et valoriser du biogaz sans nécessairement avoir de digesteurs pour encore quelques années. La figure 5.1 illustre un site d'enfouissement avec captage du biogaz produit avec le temps sans l'utilisation d'un digesteur anaérobique. Par contre, selon plusieurs rapports et experts consultés, le manque d'homogénéité des intrants organiques des sites d'enfouissement ou la présence de déchets inorganiques posent des enjeux techniques et économiques spécifiques à cette filière.

Figure 5-1 Production de biogaz à partir de sites d'enfouissement par captage



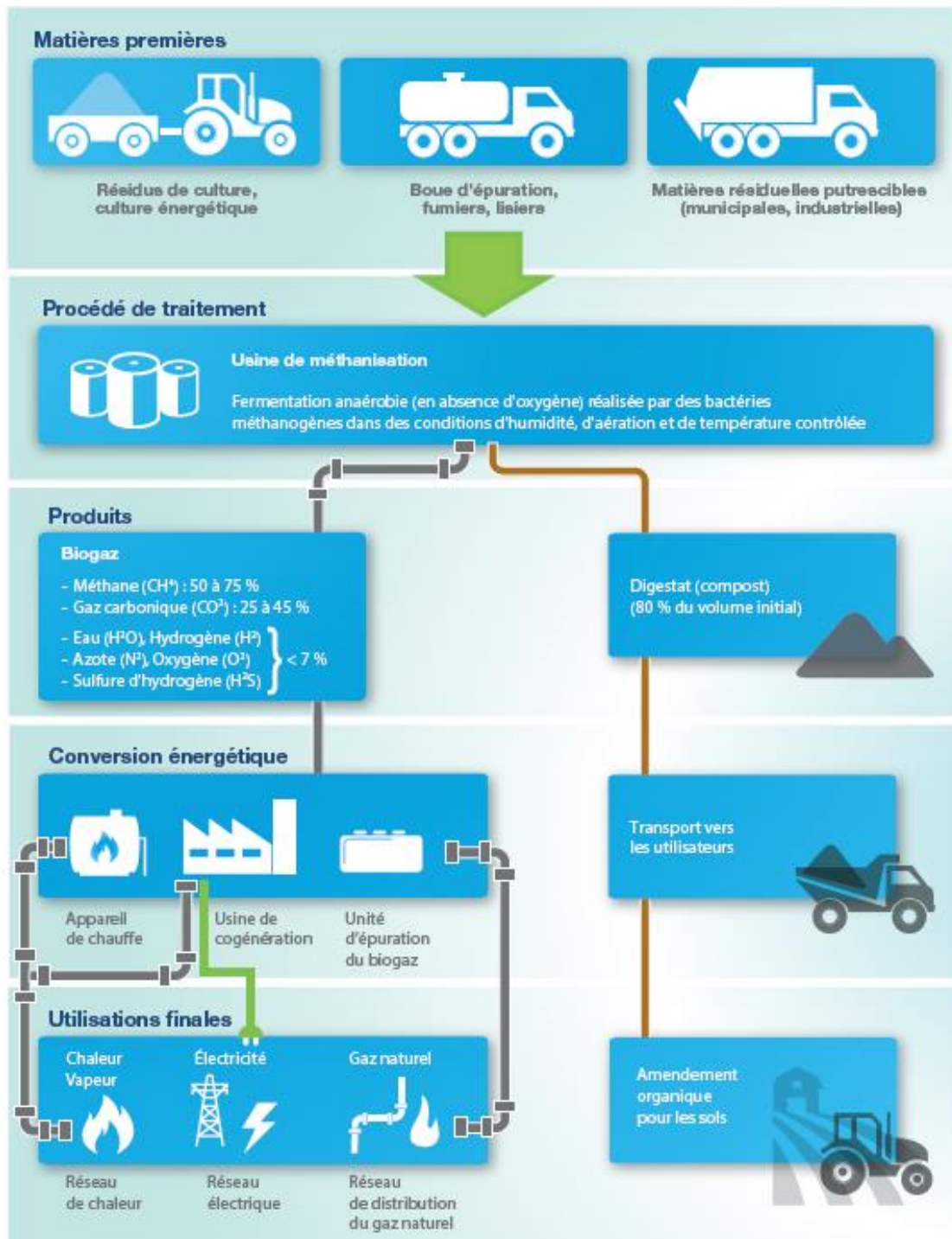
Source : Laffargue C. (2007). « Biogaz : ce qu'il faut savoir ». [version électronique]. *Systèmes Solaires -Le Journal des énergies renouvelables*, n° 179 – 2007, s.p. Récupéré de <http://www.energies-renouvelables.org/media/photos/observ-er/biogaz/biogaz.pdf>

La figure 5.2 présente la chaîne de valeur qui valorise la collecte de déchets organiques avec l'utilisation d'un digesteur anaérobique, ou d'un biodigesteur comme synonyme, deux termes souvent utilisés dans les textes consultés.

Toutefois, notons dès le début de ce rapport que pour une filière de méthanisation avec biodigesteur, la collecte de déchets organiques plus homogènes facilitera le processus d'épuration pouvant conduire à du gaz naturel renouvelable. En réalité, l'illustration des filières de valorisation avec biodigesteur anaérobique, comme celle de la figure 5.2 simplifie l'importance des intrants pour espérer une rentabilité des projets. La qualité et la quantité des intrants est une variable non négligeable. Selon que la source des résidus à valoriser en amont de la chaîne du biogaz soit du secteur agricole, des industries agroalimentaires, de la restauration, des déchets domestiques ou des boues des usines d'épuration, les potentiels technico-économiques vont varier grandement. Bien que ce rapport tente de dégager des généralités pour établir les meilleures mesures, chaque projet est particulier.

¹³ L'interdiction d'enfouissement des déchets organiques était prévue au Québec pour 2020 et a été reportée à 2022. Ce contexte réglementaire est assez variable pour les États et territoires balisés.

Figure 5-2 Utilisation du biogaz comme source de production énergétique à partir de collecte de déchets organiques



Source : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles. (2015). « Vers une nouvelle politique énergétique au Québec », p.93. Récupéré de <https://mern.gouv.qc.ca/energie/politique/documents/fascicule-4.pdf>

Ainsi, en amont d'une chaîne de valorisation du gaz naturel renouvelable, la source de production de biogaz peut donc être à partir de collecte de déchets plus ou moins sélective, avec biodigester ou non dans le cas de sites d'enfouissement. Par exemple, selon la composition des intrants, le design et l'opération, un biodigester pourrait produire entre 20 m³ (1 GJ) et 800 m³ (30 GJ) pour une tonne de déchets organiques, un écart trop considérable pour établir une règle du pouce valable (Electrigaz, 2015). Également, un mètre cube de biogaz peut contenir autour de 6 kWh d'énergie calorifique, mais s'il est utilisé pour produire de l'électricité, environ seulement 2 kWh serait de l'électricité et le reste de la chaleur plus ou moins récupérée selon les systèmes installés (Electrigaz, 2015). Ainsi, pour la filière de valorisation avec l'électricité comme produit intermédiaire, la valorisation de la récupération de la chaleur¹⁴ est souvent essentielle pour espérer récupérer les coûts initiaux d'investissement en capital.

L'Université ontarienne de Guelph, entre autres sources disponibles, propose un tableur Excel pour évaluer les coûts pour produire de l'électricité avec du biogaz (Anderson, s.d.). Elle les établit entre 3 000\$ et 8 000\$ par Kw pour les coûts d'installation de plus gros digesteur qui opèrent plus de 8 000 heures par an, mais notons que les systèmes plus petits, sous 100 kW de capacité, sont plus chers (Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires Rurales, 2016). Pour illustrer l'enjeu de rentabilité sommairement d'une telle filière, prenons un système de 100 kW de puissance, qui offre un revenu potentiel de plus de 80 000\$/an en vente d'électricité. Même avec un prix garanti autour de 0,10 \$/kWh (27 \$/GJ), suite à un investissement initial de 800 000 \$, auxquels il faut considérer des coûts moyens du capital pondéré (8 % environ) et d'opération annuels (3 % ou 25 000\$ environ¹⁵), nous obtenons une valeur actuelle nette négative sur 20 ans (VAN = perte de 100 000 \$ environ). Le potentiel de valorisation de la chaleur durant toute l'année devient alors la clé de la décision pour ces producteurs, auto-producteurs, et/ou revendeurs d'énergie renouvelable.

Prenons un autre exemple qui démontre l'importance des intrants pour une évaluation rigoureuse du potentiel technico-économique en amont de la chaîne de valeur. Il serait théoriquement possible de générer 25 kW de puissance électrique avec les résidus organiques de 100 vaches en continu, mais en ajoutant 50 % de résidus plus riches comme des graisses de restaurants, la production serait de 250 kW (Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires Rurales, 2016). En Ontario, le gouvernement met d'ailleurs en garde les petits agriculteurs qui croient pouvoir valoriser leurs résidus organiques de manière rentable :

La viabilité d'un système de production de biogaz dépendra de votre accès aux matières premières et de vos possibilités de raccordement au réseau de transport de l'électricité ou de gazoducs. Vous devrez peut-être vous procurer des matières de source non agricole pour obtenir un volume adéquat d'un mélange ayant la bonne composition. Ajouter ce genre de matières peut augmenter

¹⁴ Les unités de mesure usuelles pour le biogaz sont des mètres cubes ou des gigajoules ; mais les données externes sont souvent présentées en capacité (kW ; M3/h ; GJ/j) ou en production (kWh ; M3 ; GJ). Pour la production de chaleur, c'est en GJ ou en MMBtu (1 GJ = 0,95 MMBtu).

¹⁵ L'estimation des coûts d'opération est très variable d'un site à l'autre, le potentiel d'économies d'échelle est réel pour les plus gros sites et dans le cas des fermes par exemple, plusieurs considèrent qu'ils sont toujours grandement sous-estimés en négligeant les heures supplémentaires que les agriculteurs devront consacrer pour gérer les approvisionnements des intrants, opérer la nouvelle technologie et l'entretenir et la réparer sur sa durée de vie prévue.

suffisamment la production de biogaz pour qu'un système devienne économiquement viable. N'oubliez pas qu'à petite échelle, la digestion anaérobie n'est pas nécessairement rentable. Vous pouvez y recourir simplement pour traiter votre fumier, puisqu'il s'agit d'une manière efficace de réduire les odeurs et les agents pathogènes. (Ministère de l'agriculture, de l'alimentation et des affaires rurales, 2016)

Sans vouloir présumer à l'avance de nos propres constats du présent balisage, plusieurs acteurs de la chaîne de valeur des filières du biogaz que l'on a rencontrés, afin de valider certaines informations dans le cadre de ce rapport, nous ont mentionné le danger de vouloir généraliser le potentiel technico-économique à partir de règles du pouce. Ce rapport ne cherche d'ailleurs pas à établir un tel potentiel au Québec, mais explore comment favoriser les filières par diverses approches tarifaires, comme décrit par les objectifs de la section précédente. Les filières du biogaz, surtout celles avec des biodigesteurs, sont encore trop jeunes pour établir des standards clairs et le passage à une étape d'essais-erreurs est incontournable.

De plus, pour accroître la complexité aux analyses des filières, nous pourrions ajouter la production de biogaz à partir de biomasse plus difficilement putrescible, comme les résidus de bois. Selon l'Association Canadienne du Gaz (Association Canadienne du Gaz, 2014), plus de 50% du potentiel de production de GNR au Canada serait dans cette filière alimentée par l'industrie forestière si les technologies devenaient plus compétitives. Des projets de démonstration pour une valorisation de la biomasse forestière sont d'ailleurs en cours au Québec (Gaz Métro, 2016). Cependant, à la base de ces filières, les intrants classiques pour des procédés de gazéification/pyrolyse ne proviennent pas des mêmes lieux géographiques, ils sont plutôt en dehors des zones urbaines, donc potentiellement plus éloignées de certaines chaînes de valeur en aval. Les éventuels clients/consommateurs du biogaz produit à partir de la biomasse forestière par exemple, si disponibles plus près de la source d'intrant en région éloignée, peuvent être moins nombreux, ce qui augmente le risque de récupération du capital investi.

En plus de devoir composer avec la très grande diversité des différentes filières du biogaz en amont et plus en aval avec celles du GNR, nous avons constaté dès le début de notre revue de littérature l'absence de consensus clair sur l'utilisation des termes et définitions, rendant plus hasardeux l'effort de traduction/communication pour certaines juridictions. Loin de prétendre que celles que nous avons retenues soient parfaites, le tableau 5.1 présente quelques définitions simplifiées de produits, résidus et procédés clés qui nous ont semblées adéquates dans le contexte québécois et que nous utiliserons dans ce rapport. Nous vous invitons à les adopter pour en faciliter la lecture. L'idée n'était pas de proposer des définitions précises techniquement mais de se donner un cadre conceptuel adéquat pour rédiger ce rapport. Nous soulignons dans les définitions le fait que ces termes peuvent être considérés comme un résidu, un procédé de production ou un produit valorisable dans une des chaînes de création de valeur.

Tableau 5-1 Définitions techniques simplifiées adoptées dans le cadre de ce rapport (présentées par ordre alphabétique)

Terme	Définition simplifiée suggérée
Biogaz	Un des <u>produits</u> de la biométhanisation, avec le digestat, qui est composé principalement de méthane et de dioxyde de carbone dans des proportions variables.
Biométhane	Méthane <u>produit</u> par un procédé de biométhanisation.
Biométhanisation	Procédé de traitement des matières organiques résiduelles par fermentation en absence d'oxygène avec un digesteur anaérobie ¹⁶ .
Boues d'épuration	<u>Résidus</u> principalement organiques issus des usines d'épuration des usines de traitement des eaux dans le contexte de ce rapport.
Digestat (ou compost)	Un des <u>produits</u> de la biométhanisation, avec le biogaz, qui est à l'état liquide ou solide.
Compostage	Procédé de traitement biologique des matières organiques. On obtient le compost après une phase de fermentation aérobie suivie d'une phase de maturation.
Gaz de synthèse (syngas)	Un des <u>produits</u> de la gazéification/pyrolyse, avec l'huile pyrolytique et le biocharbon, obtenu en chauffant notamment de la biomasse.
Gaz naturel	Un <u>produit</u> principalement composé de méthane qui est conforme aux normes approuvées par un organisme et reconnu pour être distribué dans les réseaux de distribution.
Gaz naturel renouvelable (GNR)	Un <u>produit</u> composé de « méthane de source renouvelable ayant les propriétés d'interchangeabilité lui permettant d'être livré par un réseau de distribution de gaz naturel. » ¹⁷
Lixiviat (eaux de lixiviation)	Un <u>résidu</u> liquide qui se retrouve au fond des sites d'enfouissement après le passage des eaux de pluie et du ruissellement à travers les déchets.
Méthane (CH₄)	<u>Produit</u> gazeux avec des molécules composées d'un seul élément de carbone et quatre éléments d'hydrogène.
Méthanisation	Un procédé qui produit du méthane au sens large.
Pyrolyse	Un procédé chimique transformation sous l'action d'une source de chaleur en absence d'oxygène qui produit des gaz, des liquides et des solides.
Résidus organiques	<u>Résidus</u> carbonés qui peuvent être d'origines végétale ou animale.
Site d'enfouissement	Un site de collecte des résidus organiques ou inorganiques.

Nous croyons que les figures 5.1 et 5.2 avec les définitions du tableau 5.1 permettront aux lecteurs de constater que plusieurs résidus combinés à divers procédés peuvent produire plusieurs produits dans diverses variations de la filière du biogaz d'abord, et du GNR ensuite, pour un marché donné. Dans les sections suivantes, nous proposerons donc d'utiliser ce cadre conceptuel pour baliser et diagnostiquer les pratiques des États et territoires. Notez toutefois que le procédé de compostage direct n'est pas visé par les objectifs de ce rapport. Nous soulignerons plus tard qu'il s'agit en fait d'une forme de concurrence pour certains projets de

¹⁶ Adapté du cadre normatif 2012-2019 du PTMOBC disponible sur le site du MDDELCC. Extrait le 15 septembre 2016. Voir : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/programmes/biomethanisation/cadre-normatif2012-2019.pdf>

¹⁷ Définition proposée dans le cadre de l'étude détaillée pour adoption du projet de loi 106.

valorisation du biogaz pour le Québec. De plus, les procédés de production de biogaz par synthèse étant encore à l'étape de démonstration, leur commercialisation est peu répandue dans diverses juridictions pour analyser une chaîne de valeur de la filière du gaz naturel renouvelable. Si ces techniques de production par synthèse comme la gazéification/pyrolyse se développent en amont, elles pourraient s'insérer avantageusement dans la filière de gaz naturel renouvelable au Québec.

Avant de passer au balisage et aux pistes de solutions dans les sections suivantes, nous terminons cette section avec des extraits d'une bonne description des filières actuelles et futures du GNR qui est disponible sur le site « www.injectionbiomethane.fr ». Notez que cette description est aussi présentée avec une animation visuelle, nous invitons les lecteurs moins familiers avec les chaînes de valeur du biogaz à consulter le site et même à s'inscrire pour voir l'animation et avoir accès à la documentation résumée ici en quelques paragraphes :

Le biogaz, composé principalement de dioxyde de carbone CO₂ et de méthane CH₄, est un gaz issu d'un processus naturel de dégradation de matières organiques animales ou végétales, en milieu anaérobie (c'est-à-dire en l'absence d'oxygène). Ce processus de dégradation se produit par exemple spontanément dans les marais. Il a été reproduit dans le cadre d'une production industrielle.

Cette dégradation des déchets organiques survient notamment dans les Installations de Stockage de Déchets Non Dangereux (ISDND anciennement appelées décharges). Le biogaz y est piégé puis récupéré par captage. Aujourd'hui, les trois quarts de la production de biogaz en France sont obtenus ainsi. (La production actuelle de biogaz au Québec en 2016 est aussi principalement issue de ce genre de sites d'enfouissement publics ou privés)

Lorsqu'elle s'inscrit dans le cadre d'une production contrôlée, on parle de « méthanisation ». Les déchets organiques (ou « intrants ») préalablement triés sont brassés et chauffés à température constante dans une enceinte privée d'oxygène. La digestion des matières organiques produit du biogaz ainsi qu'un résidu plus ou moins pâteux appelé digestat.

Quel que soit le procédé utilisé, le biogaz obtenu doit être épuré pour devenir du « biométhane »¹⁸. Il est donc débarrassé de ses impuretés et de ses composants indésirables, tels que le dioxyde de carbone (CO₂), l'hydrogène sulfurisé (H₂S) ou l'eau par exemple. Sa teneur en méthane est alors plus élevée et il atteint une qualité similaire à celle du gaz naturel. (Il peut alors être utilisé directement par les filières de production d'électricité, porté, en GNC ou GNL)

S'il n'est pas utilisé pour produire de l'électricité, du GNC ou du GNL directement, une fois odorisé et contrôlé par le gestionnaire de réseau, le biométhane peut être injecté dans le réseau de gaz naturel, de façon à en exploiter les bénéfices en dehors du site de production avec les mêmes usages que le gaz naturel (chauffage, cuisson, production d'eau chaude ou de vapeur pour des besoins domestiques ou industriels, carburants pour des véhicules via GNC ou GNL).

À moyen terme (2020), le biométhane pourra également être obtenu à partir de biomasse sèche et ligneuse (bois, paille...) par un procédé non plus biologique, mais thermo-chimique, appelé gazéification, suivi d'un procédé de méthanation (conversion catalytique de l'hydrogène H₂ et du

¹⁸ La présence de guillemets autour du terme biométhane en France n'est pas sans rappeler le flou conceptuel/juridique qui pourrait être précisé avec le projet de Loi 106 au Québec, qui introduit le terme « gaz naturel renouvelable », afin qu'il soit considéré comme identique/« interchangeable » en tout point au gaz naturel qui circule dans les réseaux actuels.

monoxyde de carbone CO en méthane). Ce procédé est encore actuellement au stade de la démonstration préindustrielle.

À plus long terme (2030 et après), le biométhane pourrait être produit à partir de micro-algues par dégradation biologique. (Gaz Réseau Distribution France, 2014)

Pour voir l'animation : <http://www.injectionbiomethane.fr/accueil.html>

6 Balisage et diagnostic des pratiques actuelles d'autres juridictions

Cette section du rapport présente globalement d'abord (tableau 6.1), et plus en détail par la suite, les résultats du balisage effectué dans le cadre de ce mandat. Dès le début de l'analyse, bien qu'il existe certaines données agrégées par États et territoires en Europe, aux États-Unis et au Canada, et comme plusieurs auteurs des rapports consultés l'ont souligné, nous avons constaté l'absence de données détaillées homogènes et facilement disponibles pour pouvoir distinguer précisément les sources, les infrastructures de production et de distribution, et ultimement la tarification pour l'industrie du biogaz. Cela pourrait s'expliquer parce que le besoin de valoriser le biogaz et de favoriser une filière en ce sens est relativement récent dans nos sociétés. Cependant, nous avons constaté qu'il semble avoir, depuis 2015, de plus en plus de projets et d'efforts concertés pour régler ce déficit d'information sur la filière¹⁹. Un bref historique de l'évolution de la gestion des déchets nous permettra de comprendre pourquoi il existe encore beaucoup d'écart entre les États et territoires, autant sur les plans politiques, légaux, économiques, socio-démo-culturel, technologiques, ou écologiques.

Si le besoin de se débarrasser des résidus domestiques, agricoles, industriels, et commerciaux existe depuis l'antiquité, la manière jugée acceptable de le faire en société a évolué pour aboutir plus récemment vers l'enfouissement sur des sites spécifiques. Suite à des pressions sociales et le syndrome connu comme le « NIMBY »²⁰ en anglais et « pas dans ma cour » en français, ces sites de gestion des déchets sont souvent de plus en plus éloignés des centres fortement urbanisés, où l'incinération y jouait jadis un grand rôle, avant d'être plus ou moins interdite plus tard²¹. En parallèle, l'utilisation des cours d'eau naturels comme moyen permettant de se débarrasser de certains résidus organiques a également été une réalité à une époque pas si lointaine²², dans le domaine agricole, mais aussi comme moyen de gestion des eaux usées pour

¹⁹ À la fin de ce rapport, nous recommandons de viser une obligation de déclaration de données des sites actifs et à venir pour établir une base de données centrale pour le Québec.

²⁰ NIMBY = Not In My Back Yard

²¹ Il existe encore au Québec des incinérateurs qui cherchent notamment à valoriser la chaleur produite comme celui de la Ville de Québec, mais les émissions polluantes posent des enjeux. Voir : <http://www.journaldequebec.com/2016/09/28/incinerateur-de-quebec-des-depassements-ponctuels-demissions-polluantes>

²² Lors des entretiens des usines de traitement des eaux notamment, ces déversements sont encore pratiqués. Voir : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1001296/versement-eaux-usees-fleuve-ville-quebec-travaux-epuration>

les municipalités²³. Pour gérer les déchets organiques ou inorganiques, plusieurs de ces pratiques, que certains pourraient ne pas hésiter à qualifier d'archaïques, sont encore utilisées dans le monde.

Malgré les enjeux d'application sur le terrain, la gestion des déchets est de plus en plus règlementée depuis quelques années et, certaines pratiques sont ainsi devenues illégales ou sont sur le point de l'être. Dans plusieurs États et territoires, les gouvernements ont donc mis en place des cadres légaux pour forcer l'industrie et les institutions publiques à mieux gérer les déchets. Pendant ce temps, les sites d'enfouissement actuels et passés ont accueilli des résidus plus ou moins mélangés avec des matières organiques, selon qu'il s'agissait de sites avec collecte sélective ou non. Une fois rendues dans les sites d'enfouissement, les matières organiques se décomposent plus ou moins rapidement, en présence d'air (aérobie) ou non (anaérobie), selon qu'elles soient déposées, enfouies, ou entreposées, pour produire du méthane, avec du biogaz, un puissant gaz à effet de serre²⁴.

Tableau 6-1 Données d'émissions de gaz à effet pour les « installations d'envergure » pour les codes SCIAN de « traitement et élimination des déchets » au Québec

Nom de l'organisation	Nom de l'installation	Ville	2014 GES (ktoéCO2)
BFI Usine de triage Lachenaie Ltée.	Usine de triage Lachenaie	Terrebonne	295,86
Waste Management of Canada Corporation	Régie Intermunicipale Argenteuil Deux-Montagnes (RIADM)	Lachute	270,49
Régie de gestion des matières résiduelles de la Mauricie	Lieu d'enfouissement technique	Saint-Etienne-des-Grès	108,71
Services Matrec Inc	Centre AES	Chicoutimi	85,85
RIEDSBM	Lieu d'enfouissement	Cowansville	78,74
Ville de Québec	Incinérateur	Québec	75,25
Dépôt Rive-Nord Inc.	Dépôt Rive-Nord	St-Thomas	73,83
Waste Management of Canada Corporation	Sainte Sophie Landfill	Sainte Sophie	70,02
Waste Management of Canada Corporation	Magog Landfill Bestan Inc.	Magog	55,58
Roland Thibault inc.	Roland Thibault Inc.	Ste-Cécile-de-Milton	55,43
Régie de gestion des matières résiduelles de la Mauricie	Lieu enfouissement technique de Champlain	Champlain	53,82
Ville de Québec	Site d'enfouissement Saint-Tite-des-Caps	St-Tite-des-Caps	19,41

Source : Environnement et Changement climatique Canada. (2016). « Émissions de gaz à effet de serre provenant des installations d'envergure, Canada, 2014 » [tableau]. Récupéré de <http://maps-cartes.ec.gc.ca/indicators-indicateurs/TableView.aspx?ID=1>

²³ Pour plus de détail au Québec, voir le « Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles », à <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/pdf/cr/Q-2,%20R.%2019.pdf>

²⁴ Au Canada, on établit actuellement le méthane (CH4) comme étant 25 fois plus puissant que le gaz carbonique (CO2) pour la production de gaz à effet de serre (GES) sur 100 ans en tant que potentiel de réchauffement planétaire (PRP). Voir : GIEC (2007). « 4^e rapport d'évaluation ». Récupéré de <https://ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=CAD07259-1> et <http://www.ipcc.ch/report/ar4/wg1/>

À partir de motivations d’abord sanitaires, puis de pollution et aujourd’hui pour la lutte aux changements climatiques, les États et territoires ne démarrent pas tous du même point de départ pour favoriser le développement d’une filière de valorisation du biogaz ou de production de gaz naturel renouvelable. C’est dans ce contexte d’une industrie naissante encore plus ou moins réglementé que ce rapport de balisage sur la valorisation du biogaz en général et le gaz naturel renouvelable en particulier s’effectuera. Après une revue de la littérature et des données secondaires avec peu de restriction au départ, nous avons finalement retenu une liste d’États ou territoires qui possèdent un début de filière et un cadre juridique ayant favorisé la production de biogaz.

Les critères de sélection des États et territoires sélectionnés dans l’échantillon pour ce rapport sont donc principalement de deux ordres :

- 1) Présence d’une volonté politique et légale pour lutter contre les émissions de GES;
- 2) Présence de programmes ou mesures incitatives pour concrétiser une volonté politique en matière de valorisation du biogaz et du gaz naturel renouvelable.

Le tableau 6.2 présente sommairement les juridictions qui ont été analysées dans cette section avec un sommaire des mesures incitatives, produits, usages et mesures tarifaires qui peuvent être considérés comme présentes de manière significative²⁵.

Tableau 6-2 Sommaire des États et territoires retenus pour l’exercice de balisage

		Cadre législatif	Mesures incitatives (Amont)	Produits Renouvelable	Distribution (Usages)	Mesures Tarifaires (Aval)
Colombie-Britannique	Canada	Provincial	Taxe Carbone Subventions	Biogaz GNR GNC/GNL	Chauffage Électricité Cogénération Injection	Gaz « vert » % Proportion Cas par cas
Ontario	Canada	Provincial	Subventions SPEDE (2017)	Biogaz	Électricité Cogénération	TRG – Élect. Modulable
Alberta	Canada	Provincial	Subventions Taxe Carbone	Biogaz	Électricité	En 2017?
Vermont	É.-U.	État	RFS- RINs RPS Subventions	Biogaz GNR	Carburants Électricité Cogénération Injection	SOP-Élect. TRG volontaire – GNR
Californie	É.-U.	État	SPEDE RPS RFS - RINs LCFS – Calif. Subventions	Biogaz GNR GNC/GNL	Carburants Électricité Cogénération Injection	TRG – Élect. Via RPS
France	Europe	National	Subventions Taxe carburant	Biogaz GNR GNC/GNL	Électricité Cogénération Injection	TRG – Élect. TRG – GNR Paliers

²⁵ Notez que nous avons fait une évaluation basée sur une part de jugement éclairé de la présence ou non des mesures, produits ou usages, l’échantillon proposé est donc « de convenance ».

Allemagne	Europe	National	Subventions Energy Tax	Biogaz GNR	Chauffage Électricité Cogénération Injection	TRG – Élect ¹ . Modulable Obligations RFTO
Royaume-Uni	Europe	National	RO RFTO RHI	Biogaz GNR	Chauffage Électricité Cogénération Injection Carburant	TRG – Élect. TRG – GNR TRI 12%
Suède	Europe	National	Subventions Taxes sur CO2 Certificat vert	Biogaz GNL/GNR	Chauffage Carburant	Aucun

TRG : Tarif de rachat garanti (Prix garanti sur une durée de contrat)

1) Le TRG en Allemagne sera éliminé à partir de 2017 pour les nouveaux projets, à l'exception des installations de biogaz pour fins de production d'électricité, de 150 KW et moins.

6.1 Filières du biogaz au Canada

Au Canada, les cadres législatifs qui pourraient favoriser le développement de filières de valorisation du biogaz et ultimement de GNR sont principalement de juridiction provinciale. Les gouvernements provinciaux fixent leurs propres cibles de réduction de GES, développent leurs stratégies énergétiques et développent des plans d'action avec des lois, règlements, mesures incitatives et programmes plus spécifiques pour certaines filières de valorisation du biogaz.

En 2016, il n'y avait que trois provinces qui avaient une forme de tarification des externalités de GES : la Colombie-Britannique, le Québec et l'Alberta. L'Ontario va se joindre au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) en 2017 avec le Québec et la Californie. Le Manitoba a également signé une lettre d'entente pour y adhérer.

Toutefois, très récemment, dans le contexte de la ratification de l'accord de Paris, le premier ministre Trudeau a annoncé son intention d'obliger les provinces à se doter d'une taxe carbone minimale, ou SPEDE équivalent, à 10 \$ pour 2018, taxe qui doit augmenter de 10 \$/an jusqu'à atteindre 50 \$ en 2022.

En livrant un discours aux Communes, lundi (3 octobre 2016), en prévision de la ratification de l'accord de Paris sur les changements climatiques, M. Trudeau en a surpris plusieurs en déclarant qu'Ottawa imposera un prix de 10 \$ la tonne dès 2018. Le prix augmentera de 10 \$ par année jusqu'à atteindre 50 \$ la tonne en 2022. (Olivier, 2016)

Les mesures incitatives/punitives pour que les provinces se conforment aux intentions du gouvernement fédéral en matière de tarification des externalités de GES d'ici 2020 sont encore à venir. Plusieurs s'interrogent sur la réelle portée des propos du premier ministre canadien et les réactions sont mitigées. Selon des experts en changement climatique (Jaccard, Hein, & Vass, 2016), même à 50 \$ la tonne, soit un peu moins de 3 \$/GJ, cette taxe serait insuffisante pour modifier les structures du marché et atteindre les cibles. Au Québec, même son de cloche de la part du gouvernement (le ministre David Heurtel) dans la cadre des travaux sur le projet de loi 102 qui soulignait que « le marché du carbone est la pierre angulaire de notre stratégie de lutte

contre les changements climatiques, mais il faut d'autres outils »²⁶. Le débat politique amenait aussi l'opposition au PQ (Sylvain Gaudreault) à adopter une attitude sceptique concernant l'atteinte des cibles fixées dans le cadre de la Stratégie énergétique 2030 lors de sa présence à la récente COP22 au Maroc, selon certains, « le gouvernement libéral n'a pas mis assez de mesures en place pour atteindre sa cible et il faudra plus que la bourse du carbone »²⁷.

Notons que les règles actuelles d'équivalence adoptées dans le monde et au Canada déterminent qu'une tonne de CH₄ éliminée équivaut à 25 tonnes du potentiel de réchauffement de la planète (PRP) sur 100 ans (International Panel on Climate Change, s.d.). Ainsi, une tonne de biogaz éliminée sur un site d'enfouissement, par exemple composée à 75 % de CH₄, équivaudrait à environ 20 tonnes de CO₂ ou une valeur monétaire entre 200 \$ et 500 \$, selon la valeur attribuée à la réduction de GES. Il s'agit donc d'une réduction de coûts potentiels pour les filières du biogaz. À titre informatif, en ce qui concerne le gaz naturel classique de source fossile, la valeur de la taxe carbone de 30 \$ équivaudrait à une surcharge de 1,50 \$/GJ sur le prix du gaz naturel fourni par Fortis BC à ses clients en Colombie-Britannique. (British Columbia Utilities Commission - Decision and Order G-133-16, 2016)^{28,29}. Le gaz naturel renouvelable, consommé par un client, aurait donc une valeur intrinsèque automatique dans plusieurs provinces en 2022, sous forme de certificats de GES ou d'attributs environnementaux. Ces outils seraient considérés insuffisants à moins de 1 \$/GJ au Québec en ce moment et autour de 1,50 \$/GJ en 2022 au Canada.

Tableau 6-3 Valeurs de réduction de tonnes de CO₂ au Canada selon les provinces

Province	Année	Taxe/SPEDE en 2016	Taxe SPEDE en 2022
BC	2008	30 \$	30 \$
Alberta	2014/2017	15 \$	30 \$
Québec	2013/2015	13-16 \$	18 \$-30 \$
Ontario	2017	NA en 2016	18 \$-30 \$
Manitoba	?	NA en 2016	18 \$-30 \$

Les experts dans le domaine (Jaccard, Hein, & Vass, 2016) prétendent que le niveau de taxe nécessaire pour atteindre les cibles de réduction du Canada serait de plus de 200 \$ d'ici 2030, un niveau improbable politiquement, et il faudrait donc miser davantage sur de la « flexibilité réglementaire³⁰ » avec un niveau de taxe autour de 40 \$.

But we find that to achieve the Paris commitment a Canada-wide emissions price would need to start at \$30 per tonne of CO₂ and rise \$15 annually to \$200 in 2030. It is highly unlikely that our

²⁶ Le Devoir (2016, 25 novembre). « Le patronat mise sur les lois du marché ». Récupéré de

<http://www.ledevoir.com/economie/actualites-economiques/485534/krp-test-climatique>

²⁷ La Presse Canadienne (2016, 17 novembre). « Couillard doute que le Canada atteigne sa cible de réduction des GES ». Récupéré de

<http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1000596/couillard-doute-canada-cible-reduction-ges-gaz-serre>

²⁸ Le SPEDE équivalent au Québec est entre 3 cents du mètre cube ou environ 0,80 \$/GJ (27m³=1Gj)

²⁹ La taxe sur le carbone en Alberta sera donc de 1,01 \$ GJ pour le gaz naturel en 2017.

³⁰ C'est à dire accepter des ratios coûts/bénéfices qui socialisent ces externalités et occasionnent des impacts tarifaires à la hausse pour les consommateurs et les citoyens au sens large.

political leaders will implement such a price, given the severe political consequences. In this report, we offer an alternative policy approach in which the federal government would apply flexible regulations in key sectors – transportation, electricity generation, industry, etc. – in conjunction with a modest emissions price, reaching \$40 by 2030. These regulations approximate the incentives and flexibility of emissions pricing, but comparative surveys of climate policy acceptability, and experience in leading jurisdictions, indicate that they are likely to be less politically difficult. Researchers find, for example, that the energy transition in California is driven primarily by flexible regulations, not emissions pricing. (Jaccard, Hein, & Vass, 2016)

Si une forme de taxe carbone au Canada peut aider au développement de filières de GNR par la réduction de coûts pour certains acteurs de la chaîne de valeur (ou en augmentant le coût des alternatives), il s'agit d'un incitatif indirect. Des subventions directes et des ajustements réglementaires seraient également nécessaires au Canada, comme ce fut le cas ailleurs, pour démarrer certaines filières du biogaz, notamment celles utilisant le procédé avec digesteur. Dans les provinces canadiennes, avec une interdiction formelle de l'enfouissement des matières organiques et si l'on veut éviter l'incinération des résidus organiques, les options sont assez restreintes : compostage total ou biogaz avec compostage du digestat résiduel.

En ce qui concerne les subventions directes au Canada, en amont de la chaîne de création de valeur pour les produits comme le biogaz, les programmes provinciaux sont souvent jumelés à des programmes fédéraux pour favoriser une meilleure gestion des déchets ou la réduction de GES. Le Canada a créé le « Fonds pour l'infrastructure verte » qui « soutient des projets qui favorisent la qualité de l'air et de l'eau et la réduction des émissions de gaz à effet de serre » (Gouvernement du Canada, 2015). Sont éligibles « les projets de construction ou de réfection qui appartiennent aux catégories suivantes : Infrastructure de traitement des eaux usées, Production et transport d'énergie verte, Déchets solides, Transport et stockage du carbone » (Gouvernement du Canada, 2015).

Par exemple, un projet public de valorisation du biogaz³¹ comme celui de Saint-Hyacinthe nécessitant un investissement de 85 millions de dollars est subventionné à 33 % par le provincial et à 33 % par le fédéral, le producteur devant ainsi bâtir son modèle de rentabilité sur 33 % des coûts réels initiaux, soit 30 millions \$ dans ce cas, pour produire environ 5 Mm³/an. Il faut aussi ajouter des coûts d'opération, des coûts de raccordement vers le point de réception sur son site, et payer le tarif de réception selon la distance du réseau existant, c'est-à-dire payer les infrastructures construites par Gaz Métro pour prolonger son réseau réglementé. Dans la catégorie des subventions provinciales et fédérales, nous pouvons également inclure les allègements fiscaux et les garanties de prêts des gouvernements qui réduisent directement les risques et conséquemment les coûts de financement des projets.

Au Canada, plus en aval de la chaîne de valeur, pour les projets de génération d'électricité à partir du biogaz, le TRG (« Feed-In-Tariff ou FIT » en anglais) ajusté pour l'inflation pour une période variant entre 15 et 20 ans est utilisé. Par contre, le prix garanti de l'électricité va souvent être modulé en fonction du mode de production du biogaz (technologie), du volume initial disponible du gisement et du type de matières résiduelles à valoriser (intrants). À l'instar des autres projets d'énergie renouvelable, d'autres mécanismes comme processus d'appel d'offres pour énergies renouvelables (Québec), offres à commande, ou contrats d'écart

³¹ Les subventions sont souvent modulées si le producteur est une compagnie privée et non pas publique.

compensatoire par rapport au prix du marché peuvent aussi présents. (Office national de l'énergie - Analyse des marchés de l'énergie, 2016)

En plus de la taxe sur le carbone et d'incitatifs, le gouvernement canadien, via CANMET de Ressources naturelles Canada (RNCAN) à Ottawa (Ressouces naturelles Canada, 2015), supporte la recherche et le développement de nouvelles technologies, des projets de démonstration et la commercialisation de diverses filières comme celles mentionnées sur le site RNCAN (Ressources naturelles Canada, 2016).

En ce qui concerne le support à la recherche et le développement au Canada, les techniques énumérées ici-bas ainsi que la description des applications sont tirées du site de RNCAN qui présente les projets susceptibles d'être supportés (Ressources naturelles Canada, 2016):

Techniques de conversion thermique et thermochimique

- Combustion — conversion de résidus d'exploitations forestières et agricoles, ainsi que de déchets urbains, en chaleur et en électricité, dans des conditions sans danger pour l'environnement
- Gazéification — conversion de résidus d'exploitations forestières et agricoles, ainsi que de déchets urbains, en gaz de synthèse
- Pyrolyse — conversion de résidus d'exploitations forestières et agricoles en bio huiles et en produits à valeur ajoutée
- Traitement thermique et catalytique — conversion d'une gamme d'huiles végétales vierges et usées, de tallöl, de graisses usées et de graisses animales, en combustibles diesel renouvelables et en bases essence de carburant diesel

Techniques de conversion biologique et biochimique

- Fermentation — conversion de l'amidon et de la cellulose composant la biomasse en bio éthanol
- Digestion anaérobie — conversion du fumier, de résidus de traitement des aliments et de déchets urbains en biogaz riche en méthane

Il existe un grand nombre d'applications possibles pour la production de biogaz au Canada telles que les sites d'enfouissement, les installations de traitement des eaux usées municipales, les exploitations agricoles, la digestion des déchets urbains solides, l'industrie des pâtes et papiers et l'industrie des aliments et des boissons. Les programmes actuels de recherche et développement se concentrent sur :

- Les recettes de matières premières pour les digesteurs des exploitations agricoles
- La digestion des déchets urbains solides triés à la source
- Les possibilités de production et d'utilisation de l'énergie produite dans les usines de traitement des eaux usées
- La digestion ou la gazéification des déchets de pâtes et papiers

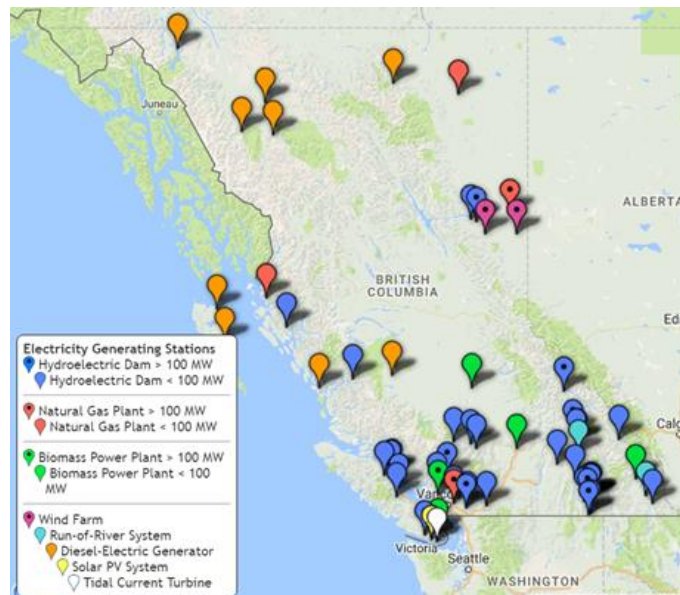
6.1.1 Filières du biogaz en Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique se démarque au Canada, et même en Amérique du Nord, dans sa stratégie de développement de la filière du biogaz et du gaz naturel renouvelable. C'est principalement à partir de 2008 que le gouvernement de la Colombie-Britannique s'est doté d'un cadre législatif exhaustif pour lutter contre les changements climatiques, réduire les émissions de GES et favoriser l'utilisation d'énergie propre (British Columbia Government, 2016).

Avec l'introduction d'une taxe sur le carbone (Carbon Tax Act) en mai 2008, la Colombie-Britannique avait fait figure de pionnière et l'idée de développer une filière de production de biogaz, de biométhane et du gaz naturel renouvelable a fait son chemin³².

Comme au Québec, l'hydroélectricité domine la production d'électricité. Selon le site du gouvernement, 90% de la production d'électricité serait à partir de source renouvelable. (British Columbia Government, 2016)

Figure 6-1 Sources d'électricité en Colombie-Britannique



Source : Energy BC. (2102). « Where our Electricity Comes From ». Récupéré de <http://www.energybc.ca/map/bcenergymap.html>

En matière d'énergie, la Colombie-Britannique partage plusieurs enjeux québécois. Parmi les similitudes, mentionnons le portefeuille existant de production d'énergie de source renouvelable hydraulique, des prix de l'électricité compétitifs, une répartition de sa population concentrée au sud, l'utilisation de générateur électrique dans des régions éloignées plus au

³² Comme l'intention du projet de loi 106 au Québec, le terme « biogaz » a évolué pour devenir biométhane et « renewable natural gas » ou « RNG » lorsqu'il est considéré équivalent au gaz naturel de source fossile.

nord, la présence notable de source de biomasse forestière. La province détient également des politiques énergétiques agressives en matière de réduction de GES.

Tableau 6-4 Profil énergétique et prix moyen de l'électricité en Colombie-Britannique

Description	Valeur
Proportion de production électrique de source renouvelable	90%
Tarif moyen de l'électricité – résidentiel ³³	10,29 c/kWh

Malgré un accès à une ressource hydroélectrique renouvelable à prix compétitif, la valorisation du biogaz dans la filière de production d'électricité a fait son chemin. Quelques projets de production d'électricité de source biogaz ont été acceptés depuis 2008, et font partie du portefeuille d'approvisionnement en électricité de BC Hydro ou Fortis BC-Electric. Le prix est essentiellement établi en fonction du coût marginal pour de nouveaux approvisionnements via un processus d'appel d'offres (BC Hydro, 2016).

Tableau 6-5 Contrats de génération électrique de source biogaz par BC Hydro

Projet avec contrats d'achat	Endroit	Capacité (MW)	Énergie (GWH/YR)	Année	FIT (C/kWh) ³⁴	Source
Cedar Road Landfill Gas	Nanaimo	1,3	10,6	2009	9	Biogaz
Greater Nanaimo Pollution Control Centre Cogen	Nanaimo	0,3	2,0	2011	9	Biogaz
Cache Creek Landfill Gas Utilization Plant	Cache Creek	4,8	35,6	2013	9	Biogaz
Harvest Power	Richmond	1,0	6,8	2013	9	Biogaz

Source : BC Hydro. (2016). « Electricity Purchase Agreements (as of August 18, 2016) ». Récupéré de https://www.bchydro.com/energy-in-bc/acquiring_power/current_offerings/standing_offer_program/current-applications.html

Un autre projet de production d'électricité à partir du biogaz est celui de la Harvest Power (anciennement Fraser Richmond Soil & Fibre, Ltd.) dans la ville de Richmond. Le digesteur anaérobique a été mis en service en 2013 et était le tout premier digesteur anaérobique à haute teneur en solides (HSAD) au Canada, ainsi que le plus important en Amérique du Nord. Il est possible d'y produire du biogaz à partir de résidus alimentaires et de jardin. Le biogaz provenant du HSAD est brûlé sur place dans un générateur de chaleur et d'électricité combiné (cogénération). La puissance électrique est de 1 MW et la production électrique nette annuelle serait de 6 789 MWh/an. La puissance thermique disponible est de 55 956 MMBtu/an (Ressources naturelles Canada, 2016). L'électricité est vendue au réseau selon un contrat d'achat avec BC Hydro. Le projet a été financé en partie par le gouvernement du Canada avec

³³ Prix moyen BC Hydro, total des services. BC Hydro. (2016). « Residential rates ». Récupéré de <https://www.bchydro.com/accounts-billing/rates-energy-use/electricity-rates/residential-rates.html>

³⁴ Il n'a pas été possible de connaître le prix exact, il est estimé au coût marginal présumé.

son Fonds pour l'énergie propre (4 millions) et par l'organisme BC Bioenergy Network (1,5 million) (Harvest Power, 2013).

Plus récemment, avec son « Climate Leadership Plan » (Government of British Columbia, s.d.), issue d'une vaste consultation publique en 2015-2016, la province a fait une mise à jour de son Climate Action Plan publié en 2008, avec une place importante à la valorisation du biogaz. Notamment, comme nous le verrons en France plus loin dans ce balisage (Transition Énergétique France - Volet relatif à l'offre d'énergie - 2.3.1 - Le biogaz, 2016), la province semble souscrire au consensus observé pour favoriser l'usage du biogaz à d'autres fin que la production de l'électricité ou de chaleur pour maximiser l'efficacité énergétique et réduire les émissions de GES. La province ne donnerait donc pas d'autres incitatifs que ceux disponibles aux autres filières renouvelables pour répondre aux processus d'appel d'offres électrique.

Par contre, à l'instar des observations faites notamment en Europe et en Californie, l'usage du biogaz, via la production de GNR, pour ensuite le redistribuer en aval dans le secteur du transport, est supporté par des mesures incitatives supplémentaires. Ainsi, l'usage de GNR, via le GNC ou le GNL dans le secteur du transport, est un élément important de ce nouveau plan d'action provincial. Une grande place est accordée dans les nouvelles orientations politiques pour favoriser l'utilisation de GNR dans le transport de manière plus spécifique, notamment par des subventions à l'implantation de stations de ravitaillement en Colombie-Britannique via l'univers réglementé des distributeurs gaziers.

INCENTIVES FOR USING RENEWABLE NATURAL GAS. Natural gas is considered renewable when it is produced from sources of biogas such as organic waste or wastewater. B.C. will be amending the Greenhouse Gas Reduction Regulation to encourage emission reductions in transportation. This amendment will allow utilities to double the total pool of incentives available to convert commercial fleets to natural gas, when the new incentives go towards vehicles using 100 per cent renewable natural gas. The program will also: Promote investments in natural gas fuelling stations at customers' facilities; and Support the production of renewable natural gas resources through increased demand. (Government of British Columbia, s.d.).

6.1.1.1 Filière du GNR en Colombie-Britannique

Le gouvernement de la Colombie-Britannique avait fixé un objectif de 2,6 % de GNR par rapport au gaz naturel de source fossile consommé d'ici 2016. C'est dans un contexte politique favorable qu'une des caractéristiques assez uniques de la filière de valorisation du biogaz dans l'extrême ouest du pays s'est développée depuis 2008, dans l'univers réglementé avec Fortis BC gas. Aujourd'hui, en 2016, force est de constater que l'objectif de production et de consommation de GNR était trop ambitieux.

The amount of biogas used in Fortis BC's gas in 2013 was just 0.07%. The B.C. Government set a target of 2.6% by 2016. Scott Gramm, Fortis BC's renewable gas program manager, said it hasn't reached that target yet. The biogas mix is now about 0.14%, although two new projects coming online soon should push those numbers up. Fortis BC already gets biogas from four sources, including two landfills and a couple of farm waste processors. (Bennet, 2016)

Dans le cadre de ce balisage, il importe de mentionner qu'en Colombie-Britannique, le distributeur de gaz naturel de la province, Fortis Gas, investit en aval des gisements de biogaz. Puis, l'organisme réglementaire, la British Columbia Utilities Commission (BCUC), surveille les coûts pour favoriser la production et l'injection de GNR dans le réseau en même temps qu'elle fixe les tarifs autorisés pour des clients consommateurs volontaires. Ce n'est donc pas uniquement une forme de TRG dans le plan d'approvisionnement du distributeur réglementé, avec appel d'offres ou non, mais bien une implication tout au long de la chaîne de valeur de la filière de GNR.

Figure 6-2 Illustration sommaire de la chaîne de valeur GNR pour Fortis BC gas

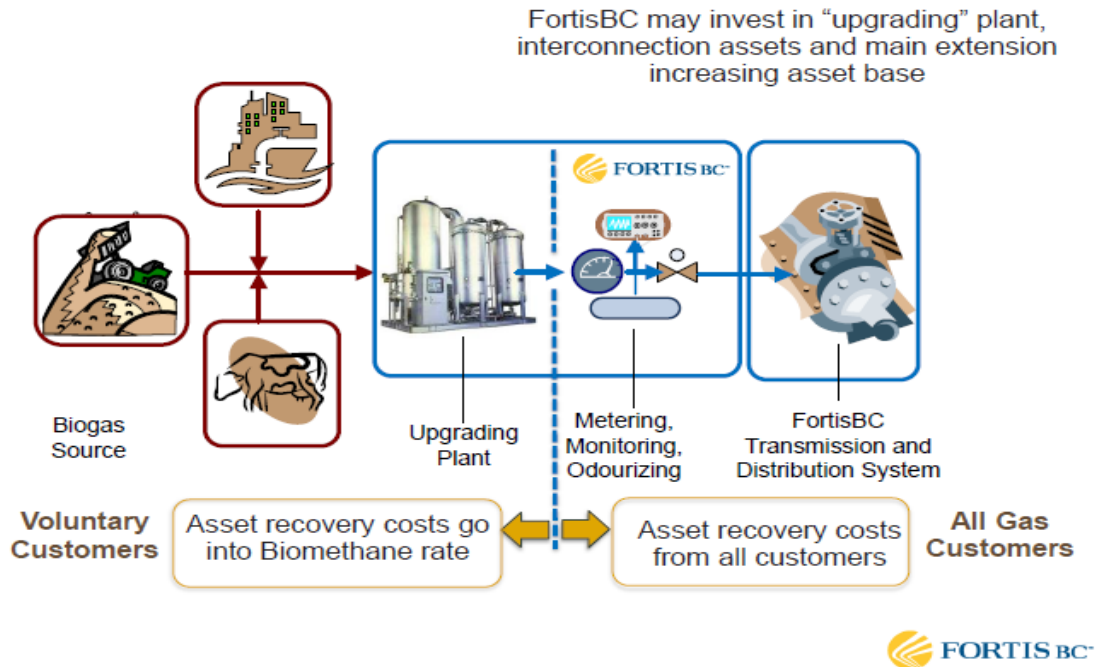


Afin de favoriser la production en amont dans la province, ainsi que la consommation en aval de GNR, le distributeur exclusif réglementé par la BCUC, Fortis BC gas, investit dans la construction et l'entretien des chaînons 2, 3 et 4 de la figure 6.2. Concrètement, Fortis BC offre³⁵ de construire et d'opérer les infrastructures d'épuration du biogaz (unité d'enrichissement), et va ensuite installer et gérer les actifs d'injection et de distribution du GNR (« metering, monitoring, odorizing »). De plus, l'entreprise investit annuellement en marketing pour inciter les clients à payer un tarif de GNR sur une base volontaire. Certains coûts sont récupérés à même le tarif offert aux clients volontaires et d'autres sont intégrés à la base de tarification pour être intégrés dans les tarifs.

³⁵ L'entreprise « offre » de construire les infrastructures d'épuration aux producteurs mais ceux-ci peuvent aussi décider de s'en occuper eux-mêmes.

Figure 6-3 Chaîne de valorisation du GNR en Colombie-Britannique avec l'implication active du distributeur de gaz naturel en tant que service public

FortisBC biogas supply model



Source : Fortis BC. (2011). « Biomethane - Linking customers to supply ». Récupéré de https://www.fortisbc.com/About/ProjectsPlanning/GasUtility/NewOngoingProjects/Biogas/Documents/FortisBC_BCBiomethaneMarket.pdf

Le programme semble fonctionner auprès des producteurs qui évaluent de plus en plus l'option de valoriser leur biogaz en le transformant en GNR au lieu de répondre aux appels d'offres en électricité renouvelable considérés beaucoup moins flexibles. Depuis 2010, des fournisseurs de GNR injectent directement dans le réseau gazier de Fortis BC et deux autres projets devraient s'ajouter d'ici la fin de l'année 2016. Tous ces projets doivent d'abord faire l'objet d'une demande d'approbation auprès de l'organisme de réglementation (la BCUC) afin d'établir l'allocation des coûts et autoriser le TRG qui est octroyé aux producteurs. Le TRG à proposer aux producteurs est établi au cas par cas lors d'une négociation bilatérale (« Gas purchase agreements ») pour déterminer un rendement raisonnable sur une durée de vie. Nous pouvons aussi considérer, à l'instar d'autres juridictions, qu'il y a une modulation du TRG offert selon le type d'intrant, la technologie, et le volume au minimum.

Current biomethane suppliers are: the Salmon Arm Landfill, Fraser Valley Biogas (agricultural and food processing waste), Glenmore Landfill (in Kelowna), and Seabreeze Dairy Farm in Delta (dairy cattle manure and Metro Vancouver organic waste collection). Two more have been approved and are being developed: Dicklands Farm in Chilliwack, and the Lulu Island Wastewater Treatment Plant in Richmond (Andrews, 2016).

Tableau 6-6 Projets de production de GNR en Colombie-Britannique

Projets actifs	Type	Capacité (GJ/an)	Année	Investissement
Salmon Arm Landfill	« Waste »	40 000	2011	Upgrade + Interconnection
Fraser Valley Biogas	Anaérobique	90 000	2015	Interconnection
Glenmore Landfill	« Waste »	60 000	2014	Upgrade + Interconnection
Seabreeze Dairy Farm	Anaérobique	70 000	2016	Interconnection
Dicklands Farm in Chilliwack	Anaérobique	À venir	2017	À venir
Lulu Island Wastewater Treatment Plant in Richmond	Anaérobique	À venir	2017	À venir

Source : Bonifié à partir de discussions avec Fortis BC. (2016). Données de base récupérées de <https://www.fortisbc.com/NaturalGas/RenewableNaturalGas/OurSuppliers/Pages/default.aspx>

FortisBC has received approval from the [BC Utilities Commission](#) for four additional renewable natural gas purchase agreements. These agreements will result in new renewable gas production facilities located in three Lower Mainland municipalities. The projects are expected to proceed over the next few years and include: Seabreeze Farm in Delta, Dicklands Farm in Chilliwack and the Lulu Island Wastewater Treatment Plant in Richmond (Fortis BC, 2016).

Si le programme semble attirer des producteurs, la récupération des coûts placés dans un compte spécifiquement alloués aux clients volontaires n'est pas facile.

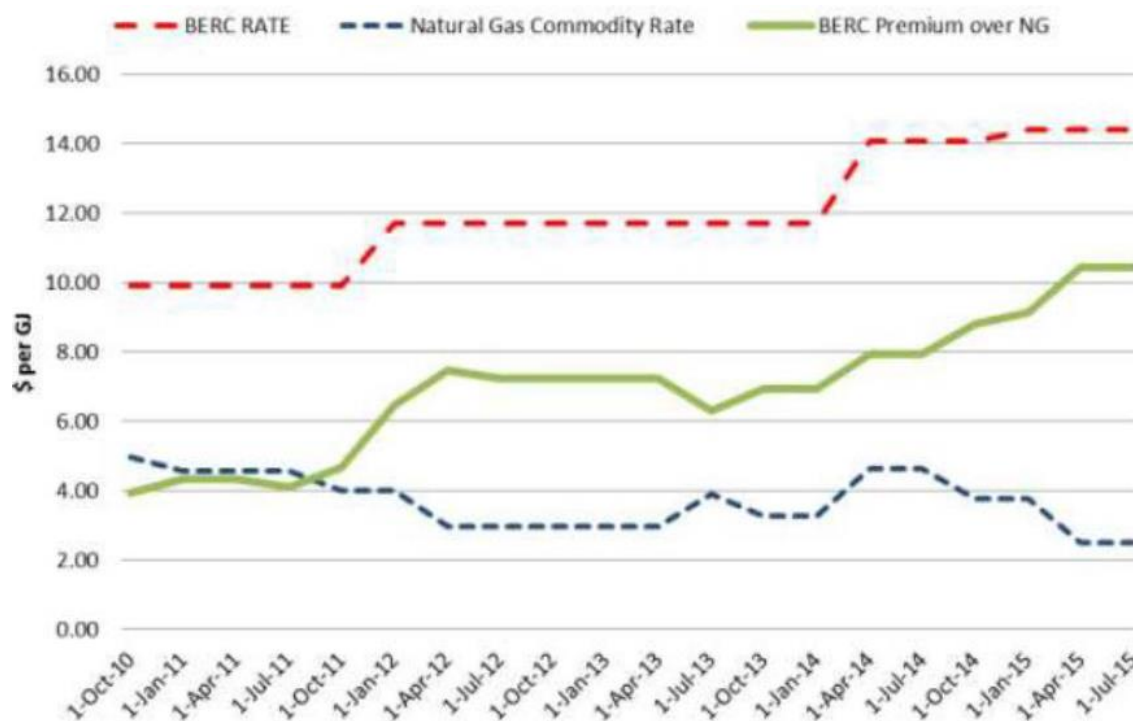
En fait, certains coûts doivent être récupérés par le tarif offert aux clients volontaires :

- Prix garanti aux producteurs vs coûts d'approvisionnement du marché;
- Coûts pour certaines infrastructures d'épuration;
- Coûts en marketing pour recruter des clients volontaires.

Le tarif est donc stable pour l'amont de la chaîne de valeur du GNR, soit les producteurs, mais le risque est transféré en amont vers les clients du tarif volontaire. Depuis son implantation, des assouplissements ont été proposés à la BCUC par Fortis BC. Ainsi, certains ajustements aux principes tarifaires de départ, qui s'écartent maintenant du principe d'utilisateur-payeur, viennent tout juste d'être acceptés par la BCUC, au mois d'août 2016, pour réduire le risque des clients qui optent pour des engagements à plus ou moins long terme (British Columbia Utilities Commission - Decision and Order G-133-16, 2016).

Si le modèle semble bien fonctionner pour attirer des investisseurs en amont de la chaîne de valeur du GNR, en aval, le modèle tarifaire avec un tarif offert sur une base volontaire par Fortis BC s'essouffle auprès des consommateurs. La mécanique tarifaire approuvée initialement par la BCUC cherchait à isoler les clients actuels d'un impact tarifaire en faisant payer le plus possible les coûts par les clients volontaires sur la base du principe utilisateur-payeur. Conséquemment, avec la multiplication des projets et des efforts de marketing, les coûts alloués à cette catégorie de consommateur ont fait passer le tarif de 10 \$/GJ à plus de 14 \$/GJ aujourd'hui, et ce, seulement pour la facture de l'approvisionnement en gaz, sans calculer les coûts de distribution et autres.

Figure 6-4 Écart entre le tarif de recouvrement des contrats d'achats et efforts marketing en GNR (BERC Rate) et le tarif d'approvisionnement en gaz naturel (NGC Rate) depuis sa mise ne place en 2010. (BC)



Source : British Columbia Utilities Commission. (2016). « DECISION and Order G-133-16. Section 2.4.1., Figure 1 – Monthly Sales by Rate Class (GJ/months) ». Récupéré de http://www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/decisions/en/item/169164/index.do#_Toc458771415

Avec la baisse du prix du gaz sur les marchés depuis 2010, l'écart entre le prix du gaz (de réseau) pour approvisionner les clients « non volontaires » et le prix du GNR pour approvisionner l'autre catégorie de clients « volontaires » a atteint 10 \$/GJ, soit 500 % plus cher que les autres clients de Fortis BC.

The added cost of FortisBC's biogas program is paid for by customers through a voluntary premium. About 7,000 customers pay the premium. But Gramm admits it's not enough, if it is to meet the CGA's new targets. At some point, he said the company might have to consider asking the B.C. government to approve spreading the costs across the whole customer base. "If we were to move toward a target like that we really would have to work with the government to look at ways to kind of spread those costs maybe across a broader cross section of people," Gramm said. (Bennett, 2016).

Lors de sa décision récente au moins d'août 2016, la BCUC a décidé d'accepter de ne plus refiler 100 % des écarts de prix aux clients volontaires, de réduire le taux pour les clients volontaires et même de geler l'écart de prix à 7 \$/GJ dans un tarif de base dit « court-terme », et de permettre d'offrir un rabais de 1 \$/GJ pour des clients prêts à payer ce tarif volontaire durant 5 à 10 ans. (British Columbia Utilities Commission - Decision and Order G-133-16, 2016)

...the Panel approves a premium of \$7 per GJ above the Conventional Gas Cost as the Short Term BERC Rate. Further, the Panel approves the Long Term BERC Rate to be set at a \$1 per GJ discount to the Short Term BERC Rate ... (note : 60 000 GJ minimum sur un contrat entre 5 ans et 10ans).

En conservant le principe d'utilisateur-payeur de manière trop stricte, comme les clients volontaires qui payaient le tarif GNR pouvaient cesser d'y adhérer moyennant un léger préavis, Fortis BC voyait sa base de clients volontaire s'éroder. De plus, les revenus de cette catégorie de clients baissaient, le solde du compte de variation augmentait, et cet effet de spirale poussait à la hausse les tarifs pour les clients encore convaincus de contribuer à atteindre les cibles du gouvernement. Cette récente décision de la BCUC vise donc principalement à freiner une spirale qui empêche le recrutement de nouveaux clients volontaires.

6.1.2 Filières du biogaz en Ontario

La volonté politique est aussi très favorable au développement de la filière du biogaz en Ontario. Par contre, contrairement à la Colombie-Britannique ou au Québec, ses coûts de production d'électricité sont plus chers et les filières thermiques et nucléaires constituent encore la majorité de ses approvisionnements. Dans le contexte ontarien, les projets de valorisation du biogaz par la production d'électricité bénéficient donc d'un terrain beaucoup plus favorable. Ainsi, en septembre 2016, selon Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité ((SIERE) ou en anglais la *Independent Electricity System Operator (IESO)*), la capacité de production installée en Ontario était de 36 050 MW. De cette capacité, 36 % de l'énergie provenait du nucléaire, 28 % de gaz ou mazout, 23 % de l'hydroélectricité, 11 % de l'énergie éolienne, 1 % de l'énergie solaire et 1 % de la bioénergie (Independent Electricity System Operator, 2016). Dans son rapport annuel de 2015 (SIERE Rapport Annuel, 2015, p.6), la Société mentionne que les énergies renouvelables devraient représenter près de 50 % de la puissance installée de l'Ontario d'ici 2025, le 1 % provenant de la bioénergie est appelé à augmenter et les projets de production d'électricité avec le biogaz pourraient y contribuer.

Pour le moment, la filière du biogaz en Ontario n'est pas aussi développée qu'en Colombie-Britannique, mais tout de même présente comme on peut le constater avec les données sur la capacité de production installée mentionnée ci-haut. La promotion du biogaz s'est effectuée principalement par son utilisation dans la production d'électricité grâce, entre autres, à l'ancien Programme ontarien d'aide financière pour les systèmes de biogaz et également grâce au TRG offert par la SIERE (Ministère de l'agriculture, de l'alimentation et des affaires rurales, 2016).

Le Programme actuel offre aux participants admissibles un tarif garanti pour l'électricité produite à l'aide de différentes technologies pour des projets de plus de dix kilowatts (10 kW), mais inférieur à 500 kW. Il existe le programme de microFIT pour les projets inférieurs à 10 kW et le Processus de l'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable (ou en anglais le *Large Renewable Procurement (LRP)*) qui a remplacé en fin juillet 2016 le *Large Feed-In Tariff (FIT) program*, pour les projets de plus de 500 kW. Le processus prévoyait des objectifs jusqu'à 600 MW pour l'éolien, 250 MW pour le solaire, 50 MW pour l'hydroélectricité et 30 MW pour la bioénergie approvisionnée par la biomasse et les digesteurs. Le LRP a toutefois été suspendu à la fin septembre 2016 suite à la fermeture de la période de soumission des demandes deux semaines plus tôt (Independent Electricity System Operator, 2016).

Les prix sont offerts en fonction du type de projet afin de permettre aux participants de recouvrer leurs coûts et d'obtenir un rendement raisonnable. Les tableaux suivants indiquent

les nouveaux prix pour les filières du biogaz qui seront en vigueur à partir de janvier 2017 ainsi que les ajouts potentiels en fonction des types de participation.

Tableau 6-7 Prix du biogaz selon les sources d’approvisionnement au 1^{er} janvier 2017 en Ontario

Combustible renouvelable	Taille du projet	TRG (¢/kWh)	% d’augmentation*
Biomasse renouvelable	≤ 500 kW	17,2	50 %
Biogaz à la ferme	≤ 100 kW	25,8	50 %
	> 100 kW ≤ 250 kW	20,0	50 %
Biogaz	≤ 500 kW	16,5	50 %
Gaz de site d’enfouissement	≤ 500 kW	16,8	50 %

*Représente le pourcentage du TRG/FIT pouvant être augmenté en fonction de l’indice des prix à la consommation (IPC). L’ajustement avec l’IPC est plus généreux que pour l’éolien et le solaire.
Source : traduction libre à partir de Independent Electric System Operator. (2017). « FIT/microFIT PRICE SCHEDULE (January 1, 2017) ». Récupéré de <http://fit.powerauthority.on.ca/sites/default/files/2017-FIT-Price-Schedule.pdf>

Tableau 6-8 Ajouts au prix des TRG selon les types de participation au 1^{er} janvier 2017 en Ontario

	Projet avec participation autochtone		Projet avec participation communautaire		Projet avec participation municipale ou publique	
	> 50%	≥ 15% ≤ 50%	> 50%	≥ 15% ≤ 50%	> 50%	≥ 15% ≤ 50%
Niveau de participation (intérêt économique)	> 50%	≥ 15% ≤ 50%	> 50%	≥ 15% ≤ 50%	> 50%	≥ 15% ≤ 50%
Majoration du TRG (¢/kWh)	1,5	0,75	1,0	0,5	1,0	1,5

Source : Independent Electric System Operator. (2017). « Participation Projects and Contract Capacity Set Asides ». Récupéré de <http://fit.powerauthority.on.ca/fit-program/participation-projects-and-contract-capacity-set-asides>

En plus des TRG des tableaux 6-7 et 6-8, l’Ontario comptera en 2017 aussi sur une valeur des externalités environnementales pour l’atteinte de ses objectifs de réduction des GES. Les objectifs ont été établis dans sa Stratégie en matière de changement climatique qui a été publiée en novembre 2015. Les objectifs de réduction de GES sont de 15% en 2020, de 37% en 2030 et 80% en 2050 par rapport aux niveaux d’émissions de 1990 (Ministère de l’Environnement et de l’Action en matière de changement climatique , 2015, p. 11). L’Ontario a annoncé un Système de plafonnement et d’échange des émissions (SPEDE) en mai 2016. À partir de janvier 2017, les émetteurs de carbone se verront allouer des quotas pour chaque tonne de GES émis. L’Ontario réduira ce quota chaque année et ce jusqu’en 2020. Les quotas émis à chaque émetteur sont calculés en fonction d’une cible globale de réduction des GES émis en Ontario. La province fera la distribution des quotas via des ventes aux enchères ou encore des allocations gratuites à l’industrie. Ceux qui émettent davantage de GES que les quotas remis

auront plusieurs choix, tels réduire leurs GES ou acheter d'autres émetteurs qui ont des quotas excédentaires. L'Ontario s'est basée sur le programme de la Western Climate Initiative (WCI) dont le Québec et la Californie sont déjà membres. L'Ontario a d'ailleurs l'intention de relier son marché avec celui du Québec et de la Californie en 2018 (Ontario Energy Board, 2016).

Les émetteurs peuvent être divisés en deux catégories soit ceux à participation obligatoire et ceux à participation volontaire. Les participants obligatoires sont les grands émetteurs finaux, c.-à-d. les installations et les distributeurs de gaz émettant 25 000 tonnes ou plus de GES annuellement, les distributeurs de carburant vendant 200 litres ou plus par année ainsi que les importateurs d'électricité (Gouvernement de l'Ontario, 2016). Selon le programme, les fournisseurs de gaz naturel, soit Enbridge Gas Distribution Inc. (Enbridge), Natural Resource Gas Limited (NRG), et Union Gas Limited (Union Gas) en Ontario seront responsables des GES émis par leurs installations, mais aussi des émissions produites par la plupart de leurs clients (Ontario Energy Board, 2016).

Les sommes amassées par le gouvernement de l'Ontario dans le cadre du Programme de plafonnement et d'échange serviront au financement d'autres programmes visant la réduction de GES élaborée dans son nouveau Plan d'action contre le changement climatique (Gouvernement de l'Ontario, 2016) qui a également été adopté en mai 2016. Ce plan d'action vise à inciter les ontariens à utiliser des technologies propres et ainsi réduire les GES. Le plan d'action et le Programme de plafonnement et d'échange forment la structure de la stratégie ontarienne contre le changement climatique. Les domaines d'action peuvent être résumés comme suit :

- Créer une banque verte pour aider les Ontariens à avoir accès aux technologies écoénergétiques pour leurs immeubles;
- Créer un système de transports moins polluant en favorisant l'essor des véhicules sans émissions en Ontario ou produisant moins de GES ainsi que promouvoir l'utilisation du transport en commun;
- Inciter les Ontariens à utiliser des énergies plus propres pour leurs habitations et pour construire les nouveaux immeubles de façon plus écoénergétique;
- Favoriser un meilleur ratio coûts/réductions de GES dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange en aidant les entreprises et les industries à faire des investissements judicieux ce qui aura pour effet de diminuer les coûts d'énergie, améliorer la productivité et la compétitivité de l'Ontario ainsi que de créer des emplois;
- Travailler avec les communautés autochtones pour la lutte aux changements climatiques;
- Donner l'exemple en rendant les activités du gouvernement carboneutres;
- Favoriser l'utilisation efficace et durable des terres naturelles, agricoles et boisées et travailler pour une meilleure gestion des déchets de sorte à capter les GES.

6.1.2.1 Filière du GNR en Ontario

Cette filière du GNR est encore embryonnaire en Ontario. Toutefois, tel que mentionné plus haut, l'Ontario s'est doté d'outils pour appuyer sa stratégie pour la réduction des GES avec son Système de plafonnement et d'échange des émissions (SPEDE) et son nouveau Plan d'action en mai 2016. Ainsi, plusieurs mesures influenceront directement l'industrie du gaz naturel en Ontario. Le gouvernement, dans son communiqué du 8 juin 2016 (Gouvernement de l'Ontario, 2016), a indiqué que 24% de la pollution atmosphérique en Ontario provenait de la combustion du gaz naturel et des émissions des bâtiments attribuables à la production d'électricité à partir de carbone. La filière du gaz naturel en Ontario est donc une composante incontournable pour la lutte au changement climatique. La province prévoit d'ailleurs, dans son Plan d'action, mettre en place une exigence relative à la teneur en énergie renouvelable pour le gaz naturel.

Dans son communiqué, l'Ontario annonce un investissement de 100 millions de dollars sur une période de 4 ans. Cet investissement proviendra directement des montants amassés dans le cadre du Programme de plafonnement et d'échange. Les fonds serviront à soutenir l'adoption d'exigences en matière de contenu de gaz naturel renouvelable et d'encourager l'usage de celui-ci dans les secteurs de la production industrielle, des transports et du bâtiment.

Un autre 20 millions de dollars sera investi par la province sur quatre ans pour faire l'essai de solutions impliquant la production de GNR à partir de la digestion de déchets agricoles et alimentaires afin de réduire les émissions attribuables au transport. Selon le gouvernement :

La province a également l'intention de mettre en place un programme de partage des coûts pour faciliter la production de gaz naturel renouvelable, la mise en place de systèmes de ravitaillement en carburant, la conversion au gaz naturel des parcs de véhicules, ce qui aura pour effet de réduire rapidement et économiquement la pollution causée par les gaz à effet de serre. (Gouvernement de l'Ontario, 2016)

La province compte également investir jusqu'à 170 millions de dollars en quatre ans dans le nouveau Programme de promotion des véhicules utilitaires écologiques pour offrir aux entreprises des incitatifs afin que celles-ci, entre autres, se dotent d'une flotte de véhicules à faibles émissions de carbone que ce soit par l'utilisation de véhicules électriques ou encore fonctionnant au gaz naturel.

Enfin, un montant pouvant aller jusqu'à 100 millions sur quatre ans servira à collaborer avec l'Ontario Trucking Association, Union Gas, Enbridge et d'autres partenaires pour la mise en place d'un réseau de postes de ravitaillement en gaz naturel et en carburants à faible teneur en carbone ou carboneutres.

Malgré qu'il n'y ait pas encore d'exigence quant au pourcentage minimum de GNR que devra contenir le gaz naturel, l'Association canadienne du gaz a déjà annoncé en mai dernier un objectif de 5% en gaz renouvelable d'ici 2025 et 10% en 2030 (Stevens, 2016). Ces pourcentages sont bien supérieurs au 2% qui avait été soumis par Enbridge et Union gaz en 2012 lors de sa requête auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario (Ontario Energy Board). Rappelons qu'une requête avait déjà été présentée par les deux distributeurs de gaz naturel ontarien en 2012. La demande de 2012 visait l'approbation d'un principe de socialisation des surcoûts occasionné par d'éventuels projets d'achat de GNR dans un plan d'approvisionnement annuel.

Les deux distributeurs demandaient d'accepter le principe de l'inclusion de 2% de biométhane (avec la signature de contrat avec des producteurs de biométhane pour un prix fixe sur une période de 20 ans modulé selon la technologie utilisée) dans le prix du gaz de réseau (Commission de l'énergie de l'Ontario, 2012).

Tableau 6-9 Sommaire de la proposition d'Enbridge et d'Union Gas en Ontario (2012)

Filière	Seuil	Sous le seuil	Par-dessus le seuil
Enfouissement	150 000 GJ	13 \$/GJ	6 \$/GJ
Biodigesteur	50 000 GJ	17 \$/GJ	11 \$/GJ

Source : OEB, Interim Decision Order, July 12, 2012

Selon la preuve déposée, à terme, l'atteinte de la cible de 2 % des approvisionnements en GNR, soit 87 millions de m³ pour Enbridge et 58 millions de m³ pour Union Gas, se serait traduite par une augmentation d'environ 18 \$ par année pour les ménages. Selon la preuve, l'impact tarifaire de 18 \$ annuel pouvait être qualifié de « raisonnable » en fonction d'un sondage auprès des usagers pour connaître leur volonté à payer une légère prime pour un approvisionnement plus responsable. La Commission a refusé d'approuver la requête faute de preuves nécessaires supportant leur requête et a invité Enbridge et Union Gas à resoumettre leur demande en étoffant leur dossier. Les deux entreprises ont par la suite décliné sans pour autant brimer leur droit pour une demande ultérieure.

Dans sa décision, la Commission invoque le manque de preuves dans les domaines suivants : les considérations techniques et opérationnelles des développeurs de biométhane en Ontario ; une analyse coûts bénéfiques rigoureuse ; une considération pour l'implication potentielle des courtiers indépendants (Bullfrog Energy était active dans le dossier) ; et, l'ampleur du programme et l'impact que cela aura sur la facture des contribuables. Étant donné la durée des contrats qui devaient être signés avec les futurs producteurs de biométhane, la Commission a basé son analyse sur les lignes directrices habituelles pour évaluer l'impact des contrats à long terme sur les tarifs. Elle a pris en considération : les besoins, les coûts et les bénéfices ; les paramètres des contrats ; la gestion des risques ; et, d'autres considérations comme les liens entre les demandeurs et les producteurs de biométhane ainsi que les impacts sur la concurrence au détail.

Il en est ressorti des lacunes sur la démonstration des coûts liés à l'offre de biométhane et sur la raisonnable de l'impact sur les tarifs auprès des usagers d'autant plus que l'augmentation se basait uniquement sur un sondage.

Plusieurs avantages que nous retrouverons dans le balisage dans ce rapport avaient été avancés par les demandeurs :

- Développement d'un marché du biométhane;
- Retombés économiques reliés à l'expertise d'une production locale;
- Réduction des déchets;
- Avantages énergétiques accrus en matière d'efficacité quant à l'utilisation du biogaz pour l'injection dans le réseau du gaz naturel en comparaison avec à l'utilisation du biogaz pour générer de l'électricité;
- Réduction des GES.

La Commission a déterminé que les requérants outrepassaient leur rôle en voulant développer une filière pour le biométhane de même qu'il n'était pas dans leur rôle de stimuler l'économie locale. Elle a déterminé que l'argument sur les efficacités de l'utilisation du biogaz pour produire du gaz naturel plutôt que de l'électricité n'était pas retenu en raison d'un manque de preuve et de balisage. Enfin la Commission a rejeté les arguments des demandeurs à l'effet qu'il n'était pas dans le rôle des requérants de protéger l'environnement en l'absence d'obligations législatives ou de marché du carbone et que la Commission n'avait pas comme mandat la promotion des énergies renouvelables, mais avait plutôt un mandat de protection des usagers quant au tarif, à la fiabilité et à la qualité du gaz naturel.

La Commission a toutefois émis beaucoup de réserves sur la quantification des avantages environnementaux dans le contexte de l'époque, par exemple l'absence de marché du carbone. Elle a cependant mentionné qu'il sera important de démontrer que les usagers obtiennent le maximum d'avantages pour chaque dollar supplémentaire payé. Il est à prévoir qu'avec le Plan d'action et le nouveau marché du carbone, les conclusions et recommandations sur les avantages environnementaux seront appelés à changer la donne lors d'une demande subséquente de la part d'Enbridge et Union.

La Commission a également trouvé des lacunes quant à la démonstration des modalités contractuelles avec les producteurs de biométhane. En effet, seuls les exemples du programme de Fortis BC en Colombie-Britannique et la ville d'Hamilton ont été cités. La Commission est d'avis que les requérants auraient dû fournir plus d'exemples et voir ce qui se fait dans les états limitrophes.

Enfin, plusieurs parties prenantes ont soulevé des préoccupations dans la section « Autres considérations ». Tout d'abord sur le manque d'équité entre les joueurs considérant que l'augmentation des tarifs ne s'appliquerait pas à tous les usagers. D'autres ont avancé que le programme devrait être sur une base volontaire et que le droit des usagers à choisir leur source d'approvisionnement était brimé, mais ces arguments ont été rejetés par la Commission. Celle-ci établit toutefois que les usagers devraient avoir la possibilité de s'approvisionner sur un marché compétitif. La Commission conclut dans cette section que les coûts devraient être supportés par tous les usagers et que les distributeurs ne devraient pas exploiter un programme sur une base volontaire. Elle reconnaît que la situation des courtiers indépendants n'a pas été adressée par les requérants. Les courtiers indépendants ont, en effet, argumenté que le programme aurait pour effet de limiter leur capacité à offrir leur propre programme.

L'entreprise Bullfrog Power a d'ailleurs soulevé trois problèmes malgré son accord général au programme. Elle note que les requérants n'ont pas examiné l'impact de leur programme sur le marché volontaire du biométhane; que les requérants n'ont pas évalué les impacts négatifs potentiels de l'application d'un programme dont l'envergure est nettement supérieure à l'unique programme existant au Canada (Fortis BC); enfin, que le programme n'a pas considéré ou adopté des mesures qui pourraient stimuler ou encourager le marché volontaire.

6.1.2.2 Exemples de projets de biogaz en Ontario

Ville d'Hamilton

Le cas de la ville d'Hamilton est l'unique exemple ontarien fourni par Enbridge et Union Gas dans leur requête. C'est en 2006 que la ville d'Hamilton, plus précisément l'entreprise Hamilton Renewable Power Incorporated dont la ville est l'unique actionnaire, a signé une entente de 20 ans avec la Ontario Power Authority (OPA)³⁶ pour lui vendre de l'électricité (Hamilton Public Works, s.d.). La ville a sous-contracté ses activités à la Hamilton Renewable Power Inc. Celle-ci détient l'usine de cogénération sur le site de l'usine de traitement des eaux usées Woodward ainsi que deux autres usines de cogénération situées sur les lieux du site d'enfouissement Glenbrook (depuis 2008) à proximité. La capacité pour le site de Woodward est de 1.6 MW et la capacité totale du projet est de 4.8 MW (Ontario Sustainable Energy Association, 2016).

Le digesteur au site de Woodward génère de la chaleur qui est récupérée pour les opérations de l'usine d'épuration évitant ainsi l'utilisation de gaz naturel. Il génère aussi de l'électricité qui est vendue et distribuée dans le réseau d'électricité et qui procure des dividendes entre 1.7 et 2 millions de dollars à la ville d'Hamilton. Depuis 2012, le biogaz produit est conditionné et injecté dans le réseau de distribution d'Union Gas. Celle-ci facture un frais de transport à la ville et lui vend du gaz naturel selon une entente classique de fourniture en gaz, mais réduit la facture en fonction de la quantité de biométhane qui a été injectée par la ville dans le réseau.

La ville considérait déjà en 2012 l'utilisation du biométhane pour en faire du GNC et ainsi approvisionner sa flotte de véhicules (Water Technology Acceleration Project, 2013). Depuis septembre 2015, la ville approvisionne ses autobus avec du GNC. La station a été construite et est détenue par Union Gas. Environ 35 autobus sont alimentés en GNC, mais la station pourrait alimenter jusqu'à 120 véhicule. La conversion permettra des économies significatives pour la ville et une réduction de ses GES. Cette station et la conversion des autobus pourraient être le premier pas pour réaliser le souhait de la ville d'alimenter sa flotte de véhicule en GNC renouvelable (Aubry, 2015).

Ville de Toronto

En avril 2016, l'entreprise Solid Waste Management Services (SWMS)³⁷ s'est adressée au Comité des travaux publics et des infrastructures de Toronto pour obtenir l'autorisation du conseil municipal afin de démarrer des projets pour utiliser le biogaz récupéré ou produit sur plusieurs sites dont Green Lane Landfill, Keele Valley Landfill, the Disco Road Organics Processing Facility (« Disco ») and the Dufferin Organics Processing Facility (les « sites ») (Ville de Toronto, 2016). Les deux derniers sites sont des sites de récupération de matières organiques avec un digesteur anaérobique pour produire du biogaz. Une partie du biogaz est utilisé pour alimenter les chaudières, par exemple au site de Disco, 40% du biogaz est utilisé à cet effet. Le reste du biogaz est pour l'instant brûlé (Gorrie, 2015).

Les projets visent à raffiner le biogaz pour en faire du GNR qui servira à alimenter la flotte de camion de collecte de déchets de SWMS. Les arguments mis de l'avant par SWMS sont:

³⁶ OPA et la SIERE ont fusionné en janvier 2015. Voir : <http://www.powerauthority.on.ca/about-us>

³⁷ SWMS fournit des services de collecte, de transfert et de gestion de site d'enfouissement à la ville.

These projects represent a shift in typical biogas/landfill gas utilization projects, away from electricity generation, and instead towards the production of a more valuable renewable resource, namely RNG, thus providing increased economic benefits. In addition, environmental benefits realized from the avoidance of diesel/natural gas consumption are orders of magnitude larger than those realized from the displacement of electricity, given that Ontario's electricity mix is already quite clean (~90% clean) (Ville de Toronto, 2016, p. 1).

La ville avait déjà reçu une demande en 2010³⁸ par la compagnie Enbridge, mais elle avait refusé la demande car les circonstances à l'époque étaient moins favorables. Entre autres, le prix du gaz naturel était (et est toujours) très bas; l'Ontario n'était pas aussi agressif dans sa volonté de réduire les GES; et, la technologie pour le raffinage du biogaz n'était pas encore bien développée. SWMS croit qu'avec le GNC renouvelable utilisé pour des camions de collecte, les économies se font en comparant le coût d'alimentation en GNC renouvelable versus celui du diesel qui a augmenté dans les dernières années. Le marché du carbone rendrait aussi les projets plus attrayants par rapport au diesel.

En juin 2016, la ville a autorisé le projet de GNR sans modification (Ville de Toronto, 2016). C'est donc un dossier à suivre.

Oxford Cattle Company

La Oxford Cattle Company est une ferme d'élevage d'environ 1 700 bœufs. Elle est située dans le comté de Norwich. La ferme doit recevoir jusqu'à 500 000\$ du *Programme de développement économique des collectivités rurales* pour son carrefour pilote d'alimentation.³⁹ Le GNC proviendra à la fois du biométhane produit à la ferme avec le futur digesteur et acheminé à l'aide du réseau d'Union Gas ainsi que du gaz naturel fossile distribué par celle-ci.

Le conseil du comté a déjà approuvé en 2015 le rezonage d'un terrain sur la route 59 au sud de l'autoroute 401 afin qu'il puisse accueillir le futur carrefour de GNC. Le carrefour devrait alimenter une centaine de véhicules dont des véhicules à usage spécialisé et sera ouvert 24h. (Vandermeer, 2015).

StormFisher Environmental

Un exemple d'initiative privée est l'entreprise StormFisher Environmental Ltd., située à London, qui a acquis en janvier 2016 un digesteur anaérobique de l'entreprise Harvest Ontario Partners Ltd (Harvest Power, Stormfisher Environmental, 2016). L'entreprise produit pour une capacité de 2.85 MW provenant de la digestion de matières organiques comme les restes de nourriture, les résidus organiques de production, les huiles et les graisses et d'autres matières organiques rejetées par les transformateurs alimentaires, les distributeurs et les détaillants du sud-ouest de

³⁸ Voir dossier : http://www.cngva.org/media/4338/toronto_staff_report-authority_to_enter_into_a_biogas_pilot_project_agreement_with_enbridge-may_3_2010.pdf

³⁹ Le Programme a été suspendu en 2016 et intégré au Fonds pour l'emploi et la prospérité. Il est donc incertain si la ferme a reçu ou recevra la subvention. Voir : <http://www.omafra.gov.on.ca/french/rural/red/>

l'Ontario. Le biogaz issu de la digestion de ces matières est utilisé pour produire de la chaleur ainsi que fournir de l'électricité à 10 000 habitants (Stormfisher, 2016).

6.1.3 Filières du biogaz en Alberta

En Alberta, suite à un changement de gouvernement, le support du gouvernement provincial en matière d'efforts pour réduire les GES est devenu une préoccupation importante. Les intentions sont là, mais les filières du biogaz restent anecdotiques. En 2015, la production d'électricité en Alberta provenait en grande majorité du charbon (51%), suivi de près par le gaz naturel (39%). Les énergies renouvelables y occupaient une part de 10% (5% éolien, 3% biomasse, 2% hydro) (Gouvernement de l'Alberta, 2015). La province est reconnue comme un important émetteur de GES en raison de sa forte production d'énergie de source fossile, dont les sables bitumineux. Elle émettait 37% des émissions canadiennes de GES en 2013.

La filière biogaz en Alberta n'est pas aussi développée qu'en Colombie-Britannique ou même qu'en Ontario, bien que l'on retrouve, dans la province, un nombre élevé d'installations agricoles avec une quantité importante d'effluents d'élevage de bétail. Ce type de résidus comporte toutefois des défis opérationnels pour la production de biogaz, ce qui pourrait expliquer, en partie, le fait que la filière ne soit pas encore fort développée.

Afin de promouvoir la production de bioénergie (biogaz, biocarburants), l'Alberta avait créé, en 2006, le 9-Point Bioenergy Plan. Ce plan incluait des subventions au niveau des infrastructures et de la commercialisation des bioénergies.

La province avait également mis en place une réglementation des émissions de GES dès 2007, à travers le *Climate Change and Emissions Management Act (CCEM)*, entré en vigueur en 2003, il a peu été appliqué. Toutefois, la volonté politique est bien réelle en 2016 et elle sera appuyée par un plan d'action qui risque de favoriser le développement de filières du biogaz (Gouvernement de l'Alberta, 2016). Encore plus que pour l'Ontario, le potentiel de déplacement de la production d'électricité à partir d'hydrocarbure et de charbon laisse entrevoir le développement d'une filière du biogaz pour produire de l'électricité en plus du GNR, notamment pour le transport dans le cas du GNR.

Parmi les éléments à retenir au sein de la législation, on note ce qui suit :

- *Renewable Fuels Standard Regulation* ou RFS, des obligations reliées aux carburants renouvelables;
- *Specified Gas Emitters Regulation*, des obligations quant aux émissions de GES pour les entreprises qui émettent plus de 100 000 tonnes de GES annuellement;
- *Climate Change and Emissions Management Fund Administration Regulation*, un fonds destiné à promouvoir les innovations et projets reliés à une meilleure gestion des GES;
- *Micro-Generation Regulation*, un règlement relatif à la production de chaleur ou d'électricité à petite échelle (usage domestique), à partir d'énergies renouvelables. Il permet l'octroi de crédit pour l'électricité vendue sur le réseau.

Pour les entreprises visées, le règlement quant aux émissions de GES exigera une réduction de 20% à partir de 2017 (Gouvernement de l'Alberta, 2016). La province s'est également fixé un objectif de réduction des émissions de méthane de 45% d'ici 2025. À cela s'ajoute une taxe sur le carbone de 20 \$ la tonne en 2016, qui passera à 30 \$ la tonne en 2017. La taxe sur le carbone est incorporée au prix des carburants et varie selon type de carburant (les biocarburants en sont exemptés). Elle n'est pas appliquée sur la consommation d'électricité toutefois, ce qui pourrait limiter l'attrait pour les autoproducteurs. Parmi les mesures compensatoires, on retrouve la mise en place d'un rabais carbone pour les ménages à faible revenu, ainsi qu'un allègement fiscal pour les petites entreprises (Gouvernement de l'Alberta, s.d.).

En matière de programmes reliés aux énergies renouvelables, on retrouve (Gouvernement de l'Alberta, 2015) :

- Un système d'achats de crédits-carbone (*Alberta Carbon Offset System*, relié à la taxe sur le carbone);
- Un système de crédits de performance des émissions (*Emission Performance Credit* ou EPC), pour les services d'électricités ayant réduit leurs émissions au-delà du seuil exigé;
- Un programme de production de bioénergie (Bioenergy Producer Program), géré sous le *Environment and Sustainable Resource Development Grant Regulation* (AR 182/2000) du *Government Organization Act*;
- Un programme d'achat d'électricité à partir d'énergie renouvelable, le *Renewable Electricity Program* (REP), ayant un objectif de production de 5 000 MW d'énergies renouvelables d'ici 2030. Le biogaz y est éligible. (Alberta Electric System Operator, 2016).

Selon un document publié en 2012 par l'Association du biogaz du Canada, le gouvernement albertain n'offrait pas d'incitatif spécifique à la production de biométhane (Association du biogaz du Canada, 2012, p. 5). Quant au programme de bioénergie, le premier volet a eu lieu de 2011 à 2013 (il devait se prolonger jusqu'en 2016 initialement). La combustion de biomasse et les biocarburants liquides sont les deux secteurs ayant reçu le plus de subventions à travers ce programme, en date de 2014 (Viresco Solutions, 2015). Le programme de bioénergie actuel est échelonné sur une période de 18 mois (entre avril 2016 et septembre 2017), avec un budget total de 60 millions. Parmi les bioénergies admissibles, on retrouve (Gouvernement de l'Alberta, 2016):

- Les biocarburants;
- Le biogaz, le GNR, le gaz de synthèse, la biomasse gazéifiée, si vendus et livrés hors site, donc l'autoconsommation n'est pas admissible;
- L'électricité ou la chaleur produite à partir des bioénergies admissibles.

Ces politiques et programmes en place, accompagnés de la volonté de gestion des GES et de CH₄, offrent des opportunités pour la filière biogaz, en particulier considérant que le gaz naturel y occupe une part importante. Il faut toutefois tenir compte du contexte économique difficile auquel la province fait face depuis la chute des prix du pétrole, qui peut possiblement influencer les fonds disponibles pour la filière.

L'Alberta possède un profil énergétique assez différent du Québec, puisque plus de la moitié de l'électricité est produite à partir de charbon, et seulement 5 % de l'hydro. Le tableau suivant présente le tarif moyen pour un client résidentiel, tarif qui se compare à celui de la Colombie-Britannique.

Tableau 6-10 Profil énergétique et prix moyen de l'électricité en Alberta

Description	Valeur
Proportion de production électrique de source renouvelable	10 %
Tarif moyen de l'électricité – résidentiel ⁴⁰	10,4 ¢/KWh

Bien que l'Alberta demeure un important producteur d'énergies fossiles, quelques projets anecdotiques de biogaz ont vu le jour, notamment l'installation de Letherbridge qui constituait, en 2014, le plus gros projet de biogaz au Canada (Kryzanowski, 2014). L'installation de digestion anaérobie peut générer 2.8 MW d'électricité par la conversion de 100 000 tonnes de déchets organiques, collectés auprès des fermes locales. Le projet de 30 millions a été financé en partie par le fonds du CCEM. Selon le directeur du projet, Stefan Michalski, l'installation de Letherbridge utilise 10 % de l'électricité produite sur place (autoconsommation), et 90 % de l'électricité est vendue sur le réseau à environ 6 cents/kWh (HazMat Management, 2014).

Selon l'Association canadienne du biogaz, l'Alberta dispose au total six installations ou projets de biogaz, tous utilisés à des fins de production d'électricité : trois installations à partir de résidus agricoles, trois à partir de résidus municipaux (Association canadienne du biogaz, 2016).

6.1.3.1 Filière du GNR en Alberta

Bien que l'Alberta soit la première province canadienne à avoir extrait du gaz naturel il y a 125 ans, il n'existe présentement aucune installation de production de gaz naturel renouvelable (Association canadienne du biogaz, 2014). La province dispose tout de même d'un important potentiel de production de GNR, si l'on se fie aux données de 2007, ou elle arrive au 2^e rang des provinces canadiennes ayant un potentiel de production de GNR à partir de résidus de culture ou d'élevage le plus élevé (Abboud, et al., 2010, p. 34). En termes de procédé, la gazéification du biogaz pour le transformer en GNR offre un potentiel plus important que la digestion anaérobie, toujours selon la même étude.

Certains fournisseurs de gaz naturel offrent l'option d'acheter du gaz naturel « vert », via toutefois des projets situés à l'extérieur de la province (Hilary, 2015). Également, selon le *Climate Change Report* déposé en 2015 par diverses parties prenantes, le règlement quant aux projets de micro-génération pourrait être révisé afin de permettre le déploiement de projets d'énergies renouvelables (tels le captage du biogaz), mais à une échelle un peu plus grande, par

⁴⁰ Tarif résidentiel moyen pour une consommation mensuelle, en date d'avril 2016, récupéré le 10 novembre de http://www.hydroquebec.com/publications/en/docs/comparaison-electricity-prices/comp_2016_en.pdf, p. 4

exemple des coopératives ou des municipalités (Leach, Adams, Cairns, Coady, & Lambert, 2015, p. 77).

6.1.4 Synthèse du balisage dans les pays canadiens analysés

À partir des informations qui ont été fournies précédemment pour la Colombie-Britannique, l'Ontario et l'Alberta, voici les faits saillants concernant les structures de financement pour le biogaz et le GNR :

- Tarifs garantis pour la production d'électricité à partir du biogaz avec des tarifs modulés en fonction du type et du volume de production;
- Ajout au tarif garanti de base en fonction du type de participation en Ontario;
- Programme volontaire pour l'achat de GNR à partir de biogaz et tarif supplémentaire payé par les clients en Colombie-Britannique;
- Incitatifs financiers publics et privés accordés pour les coûts initiaux d'investissements pour la production et la distribution de biogaz ou GNR comme le coût d'interconnexion, du digesteur ou les coûts de ravitaillement en GNV;
- Aide financière pour les systèmes de biogaz.

Également, certains facteurs ont pu être identifiés comme ayant influencé le portrait du biogaz et du GNR dans les provinces :

- Mesures gouvernementales favorisant l'essor du biogaz comme l'obligation d'un pourcentage minimal d'énergie renouvelable dans le portefeuille des fournisseurs d'électricité;
- Taxes sur le carbone en Colombie-Britannique et applicable sur les carburants en Alberta;
- Système de plafonnement et d'échange en Ontario;
- Objectifs d'augmentation d'utilisation d'énergies renouvelables;
- Objectifs de réduction des GES;
- La quasi-totalité de l'énergie produite en Colombie-Britannique est déjà propre et l'hydroélectricité est offerte à prix très compétitif;
- Mix énergétique principalement basé sur les énergies fossiles en Alberta;
- Objectifs d'utilisation du GNR à partir du biogaz en Colombie-Britannique et initiative privée de la part de l'Association canadienne du gaz pour un contenu minimal en GNR;
- Promotion des véhicules sans émissions ou peu d'émissions de GES en Ontario.

6.2 Filières du biogaz aux États-Unis

Les Américains ont été les plus grands consommateurs d'énergie au monde pendant plus d'un siècle grâce à leurs ressources énergétiques très abondantes et le faible coût des énergies. Ils sont maintenant deuxièmes après les Chinois. Les États-Unis détiennent des réserves importantes de combustible fossile (pétrole, gaz naturel et charbon), d'hydroélectricité et d'énergie nucléaire en plus des énergies renouvelables qui sont venues s'ajouter plus récemment au portefeuille déjà bien garni de la production énergétique intérieure. En 2014, la grande majorité (86%) de la consommation d'énergie provenait encore des énergies fossiles

tandis que l'énergie nucléaire comptait pour 8% et les énergies renouvelables pour 6% (BP Statistical Review, 2015, p. 6, cité dans (Méritet & Monjon, 2016)).

Malgré l'abondance de ressources dont les États-Unis ont été dotés, les besoins énergétiques ont épuisé ses ressources d'hydrocarbures rendant ainsi le pays de plus en plus dépendant de l'extérieur pour son approvisionnement en pétrole et en gaz naturel. La nécessité de s'assurer d'un approvisionnement en pétrole a d'ailleurs influencé la politique étrangère du pays plus particulièrement au Moyen-Orient. Elle a également influencé les politiques internes afin de diminuer sa dépendance. Les politiques énergétiques des États-Unis ont donc été orientées vers la diversification du mix énergétique ainsi que l'approvisionnement interne en énergie sous l'administration Bush, l'*Energy Policy Act* de 2005 accorde de généreuses subventions pour relancer la filière du nucléaire et pour la recherche et le développement de nouvelles technologies. C'est ainsi que la filière des hydrocarbures non conventionnels tels le gaz et le pétrole de schiste a pu prendre son essor et a fait des États-Unis, l'un des plus grands producteurs de gaz naturel et d'autres hydrocarbures liquides (IFRI, 2016). C'est aussi dans le cadre de l'*Energy Policy Act* que la législation sur le *Renewable Fuel Standard* a été adoptée. Celle-ci vise l'utilisation d'un pourcentage minimum de biocarburant. La législation a été bonifiée dans les années subséquentes. En 2007, toujours sous l'administration Bush, l'*Energy Independence and Security Act* traite de l'efficacité énergétique des véhicules et le financement de la filière des ressources alternatives.

Au moment de la première élection d'Obama, la préoccupation concernant la dépendance face à l'approvisionnement énergétique externe est toujours très présente et c'est dans cette foulée qu'Obama tente de faire approuver le *Clean Energy Act* de sorte à inclure des limitations sur les GES. L'échec de l'adoption du *Clean Energy Act* reflète les différents points de vue entre les démocrates et les républicains quant au rôle que devrait jouer l'environnement sur la scène économique américaine. Après sa réélection, Obama a préféré utiliser son pouvoir exécutif ainsi que les leviers déjà en place pour se rapprocher de son rêve « d'Amérique Verte ». Durant son dernier mandat, l'administration Obama a publié le *Climate Action Plan* qui a établi des objectifs sur le climat et a mandaté l'*Environment Protection Agency* (EPA) de réglementer de façon plus sévère l'émission des GES. L'essor des énergies renouvelables a toujours été au cœur de la stratégie de l'administration Obama afin de promouvoir l'indépendance énergétique du pays tout en limitant l'empreinte écologique et en créant des emplois (*Chair of the Council of Economic Advisers* 2015, p. 31, cité dans (Méritet & Monjon, 2016)).

Cette stratégie s'est traduite par l'application de divers incitatifs financiers tels que :

- La reconduction des crédits d'impôt pour la production d'électricité par éolienne ou panneaux solaires;
- Des subventions directes pour les énergies renouvelables;
- Des prêts à bas taux d'intérêt.

Bien que certains incitatifs aient favorisé les énergies solaires et éoliennes, d'autres ont favorisé l'essor des énergies renouvelables en général. Le *Renewable Fuel Standard* a pour sa part favorisé directement les énergies provenant de la biomasse, dont le biogaz, pour la production de biocarburant. L'American Biogas Council (ABC), en collaboration avec la United States Department of Agriculture (USDA), et la EPA fait beaucoup de sensibilisation, de manière assez efficace, depuis quelques années pour développer la filière de biogaz au sud de la frontière.

Les États ont également joué un rôle clé pour la promotion des énergies renouvelables même si on peut observer une grande disparité dans leurs politiques. Près de la moitié des États ont des objectifs de réduction de GES. Entre autres, plusieurs États ont adopté un *Renewable Portfolio Standards (RPS)* qui exige des compagnies d'électricité de fournir de l'électricité avec un pourcentage minimum d'énergies renouvelables. Les RPS sont souvent assortis d'une forme de TRG pour l'achat d'énergies renouvelables.

Tableau 6-11 Prix de l'électricité payé par les consommateurs américains en moyenne en août 2016

	(US cent/kWh)
Résidentiel	12,90
Commercial	10,70
Industriel	7,23
Transport	9,94

Source : US Energy Information Administration. (2016, 25 octobre). « Table 5.6.A. Average Price of Electricity to Ultimate Customers by End-Use Sector, by State. » [tableau]. Récupéré de https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_6_a

Pour le gaz naturel, le prix payé par secteur est illustré ci-bas.

Tableau 6-12 Prix du gaz naturel par secteur pour les États-Unis en août 2016

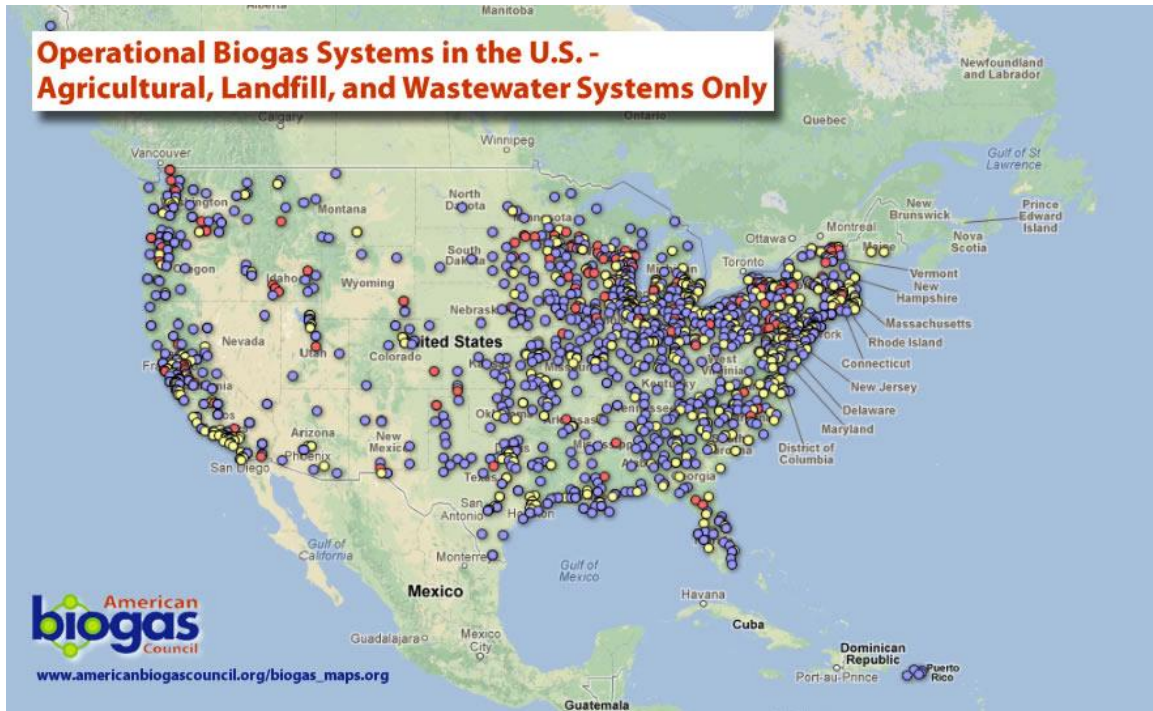
	(US\$/MPC)*	GJ
City Gate (au point de livraison)	4,37	4,61
Résidentiel	17,62	18,59
Commercial	8,25	8,70
Industriel	3,58	3,78

*Millier de pieds cubes

Source : US Energy Information Administration. (2016, 31 octobre). « Natural Gas Prices » [tableau]. Récupéré de http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_m.htm

La figure 6-5 démontre rapidement que la filière biogaz aux États-Unis s'est surtout développée pour valoriser les filières énergétiques avec des intrants à partir des boues d'épuration et les sites d'enfouissement, souvent en gestion par le privé, deux sources qui permettent une production à plus grande échelle avec des rentabilités plus faciles à atteindre. Les projets en agriculture sont assez restreints si on considère le nombre total d'exploitations agricoles d'envergure.

Figure 6-5 Répartition des installations de biogaz aux États-Unis, par catégorie



Légende :

- Agriculture
- Site d'enfouissement
- Boues d'épuration

Source : American Biogas Council. (2016). « Operational Biogas Systems in the U.S. Agriculture, Landfill, Wastewater and Food Scrap » [figure]. Récupéré de https://www.americanbiogascouncil.org/biogas_maps.asp

Il est à noter que le potentiel de filières du biogaz pour un pays de 325 millions d'habitants dans un espace géographique assez concentré, avec une forte diversité climatique, offre des opportunités relativement différentes de celles que nous pouvons espérer ici, au Canada et au Québec.

Aux États-Unis, dans la plupart des états, ce sont les règles du marché qui dictent le développement des filières du biogaz. Il existe quelques États qui vont intervenir en amont et en aval des chaînes, nous en avons sélectionné deux plus interventionnistes. Les prochaines sections portent sur ces deux États américains ayant des politiques plus proactives pour la promotion des énergies renouvelables, dont le biogaz, et aussi pour le GNR, surtout dans le transport dans ce dernier cas.

6.2.1 Filières du biogaz au Vermont

Le Vermont partage beaucoup de points communs avec le Québec comme sa proximité géographique, ses valeurs environnementales et aussi son énergie puisqu'une partie de son électricité est importée du Québec. Par contre, sa consommation per capita et le prix final payé pour ses énergies n'a rien en commun avec le Québec.

Le Vermont détient le 45^e rang parmi les États en matière de consommation par habitant. Mais il paie relativement cher son électricité. En effet, il est au 9^e rang pour ce qui est du prix le plus élevé (Americian Biogas Council, 2015).

Le prix payé pour l'électricité par secteur est illustré ci-bas. Le prix peut toutefois varier selon la saison.

Tableau 6-13 Prix de l'électricité payé par les consommateurs américains en moyenne pour le Vermont en août 2016

	(US cent/kWh)
Résidentiel	17,27
Commercial	13,97
Industriel	9,95

Source : US Energy Information Administration. (2016, 25 octobre). « Table 5.6.A. Average Price of Electricity to Ultimate Customers by End-Use Sector, by State, August 2016 and 2015. » [tableau].

Récupéré de https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_6_a

Pour le gaz naturel, le prix payé par secteur est illustré ci-bas.

Tableau 6-14 Prix du gaz naturel par secteur pour le Vermont en août 2016

	(US\$/MPC)*	GJ
City Gate (au point de livraison)	4,22	4,45
Résidentiel	23,02	24,29
Commercial	5,59	5,90
Industrielle	5,31	5,60

*Millier de pieds cubes

Source : US Energy Information Administration. (2016, 31 octobre). « Natural Gas Prices » [tableau].

Récupéré de http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_SVT_m.html

Malgré sa petite taille, ses prix élevés et sa faible consommation comparativement aux autres États, le Vermont se démarque par ses politiques favorisant à la fois l'offre et la demande d'énergie renouvelable. En effet, un récent *Renewable Energy Standard* (RES) (Dsire, 2016) a été adopté en juin 2015 afin d'établir des normes obligatoires d'énergies renouvelables pour tous les fournisseurs d'électricité au Vermont. Ceux-ci devront obtenir 55% de leur électricité à partir d'énergies renouvelables admissibles au 1^{er} janvier 2017. Cette exigence augmentera de 4% à chaque trois ans afin d'atteindre 75% au 1^{er} janvier 2032. L'adoption du RES annulait du même coup le programme précédent, soit le *Sustainably Priced Energy Enterprise Development* program, qui avait été adopté en 2005 et qui encourageait les contrats à long terme pour l'obtention d'énergie renouvelable. En 2008, un objectif de 20% d'énergies renouvelables avait été établi pour tous les fournisseurs d'électricité.

Le RES est une façon pour le Vermont de remplacer l'énergie qui provenait de la Vermont Yankee Nuclear Plant, qui a fermé définitivement ses portes à la fin de 2014. En effet, après la fermeture de l'usine, moins de 40% de l'énergie consommée provenait du Vermont, le reste

étant fourni par le reste de la Nouvelle-Angleterre et le Canada. Nonobstant la polémique pour faire reconnaître l'hydroélectricité québécoise en ce sens, la quasi-totalité d'énergie produite au Vermont provient par contre d'énergie renouvelable, le reste étant importé (US Energy Information Administration, 2016).

En plus de l'obligation légale pour les fournisseurs d'électricité d'avoir un portfolio d'énergie renouvelable, le Vermont a également établi des objectifs dans son *Comprehensive Energy Plan* (CEP) pour que toutes les énergies utilisées au Vermont incluant les voitures et le chauffage des maisons proviennent à 90% d'énergies renouvelables d'ici 2050 (Vermont Department of Public Service, 2016, p. 2).

Le Vermont a également adopté des politiques visant à stimuler l'offre d'énergie renouvelable. La principale étant le Standard Offer Program (SOP) qui est dans les faits un TRG. Ces tarifs sont modulés en fonction de la taille des producteurs et de leur coût de production afin de leur permettre de générer un profit. La loi exige également des contrats à long terme ainsi qu'une révision régulière du programme (Gipe, 2009). Les contrats sont en général de 20 ans pour la production de biogaz (Dsire, 2016).

Enfin, il existe des programmes volontaires, offre de gaz ou électricité verte, instaurés par des entreprises privées cherchant à promouvoir son approvisionnement en ressources renouvelables.

Selon l'American Biogas Council, le nombre d'installations produisant du biogaz au Vermont était de 37 en 2015, dont une seule installation pour traiter les déchets alimentaires. Le tableau qui suit fournit plus de détails sur les sources d'approvisionnement du biogaz (American Biogas Council, 2015).

Tableau 6-15 Installations de biogaz au Vermont par source d'approvisionnement

Approvisionnement	Installations de biogaz au Vermont
Déchets alimentaires	1
Déchets agricoles	17
Eaux usées	13
Sites d'enfouissement	6
Total	37

Source : American Biogas Council. (2015, 8 juillet). « Biogas State Profile : Vermont » [tableau]. Récupéré de https://www.americanbiogascouncil.org/State%20Profiles/ABCBiogasStateProfile_VT.pdf

La plupart de ces sites utilisent le biogaz pour produire de l'électricité renouvelable. Le prochain tableau fournit les tarifs d'électricité maximum en vigueur pour l'année 2016 selon le SOP (Dsire, 2016).

Tableau 6-16 Tarifs maximum d'électricité produite à partir de biogaz pour l'année 2016 au Vermont

Approvisionnement	Tarif par kWh
Déchets alimentaires avec digesteur	0,308 \$
Biomasse	0,125 \$ (moyen)
Sites d'enfouissement	0.09 \$ (moyen)

Source : Dsire. (2016, 19 mai). « Standard Offer Program, Program Overview » [tableau]. Récupéré de <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5680>

Les petits projets impliquant la méthanisation à la ferme n'ont pas à suivre le même processus d'établissement de prix. Les derniers tarifs disponibles en vigueur sont illustrés dans le prochain tableau (Vepp, s.d.).

Tableau 6-17 Tarifs applicables pour la production d'électricité à partir de biogaz à la ferme au Vermont

Capacité	Tarif par kWh
Projets de plus de 150 kW	0,145 \$
Projets de 150 kW ou moins	0,199 \$

Source: Vepp. (s.d.). « Participation in the Vermont Standard Offer Program by Vermont's Farmers » [tableau]. Récupéré de <http://www.vermontstandardoffer.com/farm-methane/>

Presque la moitié des installations de biogaz sont sur des fermes et le biogaz est produit à partir de déchets agricoles, surtout du fumier. La plupart des informations disponibles portent d'ailleurs sur le biogaz produit à partir de cette source d'approvisionnement. Comme mentionné plus haut, il existe des initiatives privées pour promouvoir l'achat d'énergie renouvelable. Pour l'électricité, on retrouve le Cow Power Program offert par la Green Mountain Power (GMP). GMP est l'une des 17 entreprises de distribution d'électricité du Vermont (1 entreprise privée, 14 services municipaux et 2 coopératives). Chaque entreprise couvre un territoire donné et c'est la Vermont Electric Power Company (VELCO) qui s'occupe d'interrelier les différents réseaux des entreprises de distribution ainsi que d'acheminer l'électricité provenant des autres États ou du Canada. GPM appartient à Northern New England Energy Corporation (NNEEC) qui est une filiale de Gaz Métro. GMP est la plus grosse entreprise de distribution d'électricité au Vermont et dessert le trois quarts des clients de cet état.

Le programme de Cow Power vise à fournir aux fermes sur le territoire de GMP une subvention entre autres pour le digesteur anaérobique, les frais techniques et l'interconnexion de la ferme au réseau électrique. GMP offre également deux paiements par kWh, un étant équivalent au prix en vigueur pour le type de production et l'autre est un montant additionnel de 0,04\$/kWh. Les fermes à l'extérieur du territoire signent une entente avec leur compagnie électrique et reçoivent un montant de GMP pour l'achat des *Renewable Energy Certificates* (REC) en plus de certains autres attributs environnementaux. Le 0,04\$/kWh est financé à même les ententes de fourniture d'électricité entre GMP et ses clients résidentiels, commerciaux ou industriels. Lorsque l'offre n'est pas suffisante pour la demande, GMP s'approvisionne avec d'autres sources d'énergies renouvelables en offrant le 0,04\$ supplémentaire. Si aucune source renouvelable n'est disponible, les montants reçus des clients vont dans le *Renewable Development Fund*. Ce fond sert à subventionner les projets (Green Mountain Power, 2016).

Tableau 6-18 Programme Cow Power⁴¹ au Vermont

Programme	Endroit	Énergie (kWh/An)	Contrat	Année	Source	Investissements
GMP Cow Power	16 fermes en 2016	Entre 780 000 et 3,5 millions	Long-terme	Depuis 2005	Biogaz pour produire électricité et chaleur	Fédéral, État du Vermont et GMP pour le digesteur, génératrice et connexion au réseau. Subventions couvrent jusqu'à 50 % des frais.

La principale matière utilisée sur les fermes est le fumier de vache. Une fois la digestion complétée, le gaz sert à produire de l'électricité et la chaleur récupérée chauffe le digesteur, les bâtiments et le réservoir d'eau chaude. Le liquide récolté sert de fertilisant et la matière solide de litière pour les vaches. C'est donc dire que les fermes obtiennent à la fois des revenus pour l'électricité générés ainsi que des économies pour l'élevage de leurs vaches.

L'électricité produite est acheminée aux communautés locales via le réseau électrique de GMP, mais se mélange aux autres types d'énergies une fois dans le réseau. En plus des ententes avec les fermes dans le programme Cow Power, GMP construira et détiendra également un digesteur situé dans la ville de St-Albans qui recevra le fumier de trois fermes participantes (Vermont Department of Public Service, 2016, p. 370).

6.2.1.1 Filière du GNR au Vermont

La filière du gaz naturel renouvelable n'est pas aussi développée que la filière de l'électricité à partir du biogaz. En effet, à l'exception des objectifs généraux, il ne semble pas y avoir des mesures législatives qui portent directement sur le GNR comme l'obligation pour l'entreprise de distribution de gaz naturel d'avoir un portfolio avec un pourcentage minimal de GNR ou encore des TRG obligatoires. Ceci pourrait s'expliquer entre autres par le fait que le Vermont ne produit pas de gaz naturel fossile et qu'elle a un accès limité au gaz naturel en provenance du Canada. En effet, seuls les comptés de Franklin and Chittenden peuvent recevoir du gaz naturel ce qui a pour résultat que le gaz naturel ne compte que pour 7% de toute l'énergie utilisée au Vermont (Vermont Department of Public Service, 2016, pp. 398-399).

Le Vermont n'est pas un État ayant une importante consommation de gaz naturel pour les raisons déjà mentionnées. Malgré tout, le Vermont désire augmenter l'utilisation de GNR afin de remplacer les énergies fossiles (Vermont Department of Public Service, 2016, p. 406). Étant donné que le Vermont est situé au nord des États-Unis, les bâtiments nécessitent d'être

⁴¹ Données compilées à partir de : 1) La liste des 17 installations mentionnées dans Vermont Comprehensive Energy Plan (2016), p. 368; 2) Le site web de chacune des installations, afin de savoir si l'installation était dans le programme de GMP Cow Power; 3) CVPS Cow Power. (2010). « A collection of commonly discussed Q&A's about the CVPS CowPower Program ». Recupéré de <http://www.bluesprucefarmvt.com/wp-content/uploads/2016/03/Cow-Power-QA.pdf>

chauffés en hiver et l'énergie fossile est la principale source utilisée (US Energy Information Administration, 2016).

S'il ne semble pas y avoir de TRG obligatoire pour le GNR, on retrouve tout de même une initiative privée entre Vermont Gas System Inc. (VGS) et ses clients. VGS est la seule entreprise de distribution de gaz naturel au Vermont. Tout comme GMP, VGS appartient ultimement à Gaz Métro. Le *Renewable Natural Gas-Program Plan* de VGS permet d'obtenir du gaz naturel qui est renouvelable et local en plus de participer à l'atteinte des objectifs établis dans le Vermont's *Comprehensive Energy Plan*. Dès l'automne 2016, VGS offrira à ses clients la possibilité de payer un montant supplémentaire afin de s'approvisionner en GNR au Vermont. Ce programme s'inspire grandement du Programme Cow Power, mais pour stimuler le GNR.

Afin de subvenir à la demande, VGS a signé des ententes d'approvisionnement avec des sites d'enfouissement d'États voisins. Elle a également signé une entente avec la Lincoln Renewable Natural Gas, une filiale d'Integrated Energy Solution (IES). Celle-ci est le développeur du projet. Elle possèdera et gèrera le digesteur anaérobie ainsi que les effectifs pour transformer le biogaz en GNR. Ces installations sont situées sur la ferme de Goodrich Home Farm qui fournit le fumier. En échange, la ferme reçoit une compensation financière pour son fumier et ses autres résidus agricoles, ainsi que le digestat et le liquide résultant de la biométhanisation qui pourront être utilisés comme litière et fertilisant sur leur ferme. Éventuellement, d'autres fermiers viendront alimenter l'installation et celle-ci récupèrera aussi la matière organique des déchets domestiques.

Le Lincoln Renewable Natural Gas enverra du GNR via un conduit sous-terrain à une station de comptage appartenant à VGS pour s'assurer de la qualité et de la sécurité du gaz. Ensuite les conduites vont acheminer du GNR au College Middlebury qui a signé une entente à long terme avec IES et qui sera le principal utilisateur (environ 75% de la production de GNR produit sur le site) (Lincoln Renewable Natural Gas Inc.). Le reste de la production ira dans le réseau de VGS pour alimenter les clients qui ont signé une entente selon le *Renewable Natural Gas-Program Plan*. Les conduites seront construites et gérées par VGS.

Tableau 6-19 Projet Lincoln-Renewable Natural Gas Facility au Vermont

Projet	Endroit	Contrat	Année	Source	Investissements
Lincoln Renewable Natural Gas facility	Goodrich Home Farm, Salisbury	Long-terme	Projet en cours	Biogaz pour produire du gaz naturel renouvelable	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Digesteur et upgrades : IES via sa filiale et subventions de 1.4 million (sur un coût estimé à 8.4 million), provenant du Vermont Economic Development Authority (VEDA). ▪ Réseau de pipelines : financé par VGS

Source : Vermont Economic Development Authority. (2015, 4 juin). « \$12 MILLION in MANUFACTURING EXPANSION, AGRICULTURAL and SMALL BUSINESS LENDING APPROVED BY VEDA ». Récupéré de <http://www.veda.org/newsevents/press-releases/12-million-in-manufacturing-expansion-agricultural-and-small-business-lending-approved-by-veda/>

6.2.2 Filières du biogaz en Californie

L'état de la Californie est la plus grande économie au pays. Sa consommation d'énergie est la deuxième la plus importante après le Texas, tandis que sa consommation par personne est au 21^e rang parmi les États américains grâce, entre autres, aux politiques d'efficacité énergétique (US Energy Information Administration, 2016) (American Biogas Council, 2015). Le prix payé pour l'électricité par secteur est illustré ci-bas. Le prix peut toutefois varier grandement selon la saison de climatisation.

Tableau 6-20 Prix de l'électricité payé par les consommateurs américains en moyenne pour la Californie en août 2016

	(US cent/kWh)
Résidentiel	18.88
Commercial	17.01
Industriel	14.07
Transport	9.52

Source : US Energy Information Administration. (2016, 15 novembre). « Table 5.6.A. Average Price of Electricity to Ultimate Customers by End-Use Sector, by State, August 2016 and 2015 » [tableau].

Récupéré de https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_6_a

Pour le gaz naturel, le prix payé par secteur est illustré ci-bas.

Tableau 6-21 Prix du gaz naturel pour la Californie en août 2016

	(US\$/MPC)*	GJ
City Gate (au point de livraison)	3.29	3.47
Résidentiel	12.90	13.61
Commercial	8.76	9.24
Industriel	7.02	7.41

*Millier de pieds cubes

Source : US Energy Information Administration. (2016, 30 novembre). « Natural Gas Price » [tableau].

Récupéré de http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dc_u_sca_m.htm

Contrairement au Vermont, la Californie a été choyée du côté énergétique avec ses réserves de pétrole brut, son hydroélectricité et ses centrales nucléaires. La Californie a tout de même misé sur d'autres formes d'énergie renouvelable comme le solaire, l'éolien, la biomasse, le biogaz et les sources thermiques. Les énergies renouvelables ont également reçu un bon coup de pouce avec la fermeture de deux des quatre centrales nucléaires en 2012 qui devaient être temporairement fermées pour la réparation des réacteurs, mais qui ont finalement été fermées définitivement. La Californie a aussi connu une baisse de sa production hydroélectrique (ou celle des États voisins) due aux pluies très peu abondantes dans les dernières années qui ont affecté le débit des cours d'eau.

La Californie est l'état qui comporte le plus de véhicules fonctionnant aux carburants alternatifs, mais sa flotte de véhicules est la plus importante aux États-Unis et le temps de transport entre la

maison et le travail est le plus long au pays. Le transport est en Californie la principale source de consommation d'énergie (US Energy Information Administration, 2016).

Plusieurs politiques ont fait la promotion des énergies renouvelables, nous pouvons risquer de dire que c'est probablement l'état américain le plus interventionniste en matière de politique énergétique. Par exemple, la Californie participe, tout comme le Québec, au WCI qui prévoit un système de plafonnement et d'échange (*cap-and-trade*) afin de réduire les émissions de GES. De même, la Californie a adopté en 2007 un règlement, le *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS), visant à réduire ses GES en obligeant les producteurs de carburant à diminuer le pourcentage de carbone dans l'essence et le diesel (California Energy Commission, 2016).

À l'instar d'autres états, La Californie a également adopté en 2002 le *Renewable Portfolio Standard* (RPS) exigeant des fournisseurs d'électricité que ceux-ci offrent un pourcentage d'électricité minimum à partir d'énergies renouvelables admissibles. Les énergies admissibles sont le solaire, l'éolien, la géothermie, la biomasse, le biogaz ainsi que les installations d'hydroélectricité de petite taille (capacité de moins de 30 MWh). Les objectifs ont évolué de manière très agressive avec les années pour atteindre 33 % d'énergies renouvelables d'ici 2020 et 50 % d'ici 2030 (California Energy Commission, 2016).

Enfin, dans le cadre du RPS, la Californie a adopté les *Renewable Market Adjusted Tariffs* (*ReMAT*) qui sont des TRG pour le prix payé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et ayant une capacité de 4 MW ou moins. Les fournisseurs d'électricité touchés par cette mesure sont : les trois distributeurs d'électricité privés - Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) et San Diego Gas & Electric (SDG&E) - ainsi que les distributeurs publics d'électricité ayant plus de 75 000 clients. Les tarifs seront disponibles jusqu'à l'atteinte des objectifs de 750 MW (General ReMAT Program) pour l'État à l'exception de l'électricité produite à partir des bioénergies qui a un objectif distinct de 250 MW (Bioenergy ReMAT Program) sous-divisé selon la source d'approvisionnement.

Le Bioenergy ReMAT ne s'applique que pour les entreprises privées. Les tarifs pour les nouveaux contrats sont appelés à être modifiés dans le temps, mais sont fixes pour la durée du contrat. Les contrats signés avec les entreprises de distribution privées sont pour des périodes allant de 10, 15 ou 20 selon la volonté du producteur d'électricité. En 2016, les tarifs de départ applicables aux entreprises privées d'électricité dans le cadre du Programme général ReMAT étaient de 89,23 \$ par MWh ou 61,23 \$ selon la période de disponibilité de l'électricité (En pointe ou hors pointe). Il est à noter qu'un producteur qui bénéficie du ReMAT ne peut pas également bénéficier des autres incitatifs offerts par l'État de la Californie (Dsire, 2016).

D'autres politiques ont fait la promotion plus spécifique de la production du biogaz. Le *Bioenergy Action Plan* datant de 2006 ainsi que ses mises à jour ont joué un rôle important dans le développement de ce secteur. En effet, ce plan établit des objectifs afin d'augmenter l'utilisation de déchets de la biomasse pour produire des biocarburants et des bioénergies pour la production d'électricité et le remplacement du gaz naturel et du pétrole. Les mises à jour de 2011 et 2012 identifient les barrières au développement des projets de bioénergies et d'utilisation de la biomasse et fournissent des recommandations (Dsire, 2016).

En 2014, une loi a été adoptée (qui sera en vigueur en avril 2016), pour obliger tous les générateurs de déchets organiques de plus de 200 tonnes par année à disposer de leurs matières organiques via le compostage ou la digestion anaérobique. Le nombre requis de tonnes de déchets organiques diminuera chaque année d’ici 2019 de sorte à inclure les plus petits générateurs. Les différentes juridictions auront également l’obligation de prévoir des installations pour recevoir la matière organique (Government of California, 2016). Cette politique s’inscrit dans la stratégie visant à atteindre l’objectif ambitieux de la Californie de détourner 75% des déchets solides des sites d’enfouissements d’ici 2020 (Government of California, 2016).

Une autre politique, mise en place en septembre 2016, qui influence la production du biogaz est l’exigence de réduction des super polluants tels le carbone noir, les gaz fluorés et le méthane. Pour le méthane, l’objectif est une diminution de 50% par rapport à l’an 2013 d’ici 2030. Étant donné que le méthane est produit, entre autres, à partir des déchets organiques agricoles et alimentaires, ce nouvel objectif promeut la réutilisation de ces déchets pour les transformer en énergie renouvelable (Government of California, 2016).

À l’été 2015, selon l’ABC, le nombre total d’installations de biogaz en Californie était de 276. Le prochain tableau segmente les installations par source d’approvisionnement (American Biogas Council, 2015).

Tableau 6-22 Installations de biogaz en Californie par source d’approvisionnement

Approvisionnement	Installations de biogaz en Californie
Déchets alimentaires	5
Déchets agricoles	18
Eaux usées	151
Sites d’enfouissement	102
Total	276

Source : American Biogas Council. (2015). « Biogas State Profile: California » [tableau]. Récupéré de https://www.americanbiogascouncil.org/State%20Profiles/ABCBiogasStateProfile_CA.pdf

C’est plus de 90% des installations qui provient des stations d’épuration d’eaux usées ou de sites d’enfouissement en 2015, mais ce portrait est appelé à changer dans les prochaines années avec l’obligation des générateurs de déchets organiques de disposer de leurs matières via le compostage ou la digestion anaérobique.

CalRecycle a publié en août 2016 une liste partielle comportant 23 projets récents de production de biogaz à partir de digesteur anaérobique. Certaines installations sont déjà en opération. Le tableau suivant dresse la liste de ces projets (Government of California, 2016).

Tableau 6-23 Liste partielle des projets identifiés par CalRecycle en Californie

Nom du Projet	Endroit	Approvisionnement	Utilisation
East Bay Municipal Utilities District	Oakland	Déchets alimentaires, graisses, huiles et biosolides	Électricité
Inland Empire Utilities Agency - Environ	Chino	Déchets alimentaires et biosolides	Électricité
Monterey Zero Waste Energy	Marina	Déchets verts et alimentaires	Électricité et chaleur
Clean World – American River Packaging (centre de recherche)	Sacramento	Déchets alimentaires, cartons et autres	Non indiqué
Kroger/Ralphs – Compton Distribution Center	Compton	Déchets alimentaires	Chaleur et gaz naturel comprimé
Central Marin Food to Energy	San Raphael	Déchets alimentaires et biosolides	Électricité
Clean World – Sacramento Digester	Sacramento	Déchets verts et alimentaires	Gaz naturel comprimé
Zero Waste Energy Development	San Jose	Déchets verts et alimentaires	Électricité et chaleur
North State Rendering	Oroville	Déchets agricoles, alimentaires et graisses	Électricité et gaz naturel comprimé
Los Angeles Sanitation Districts AD Pilot	Carson	Déchets alimentaires et biosolides	Électricité et chaleur
UC Davis Renewable Energy Anaerobic Digester	Davis	Déchets verts et alimentaires, fumier	Électricité
Blue Line Zero Waste Energy	South San Francisco	Déchets verts et alimentaires	Gaz naturel comprimé
CR&R Material Recovery Facility	Perris	Déchets verts et alimentaires et matières des centres de récupération	Gaz naturel comprimé
Hill Canyon Wastewater Treatment Plant	Camarillo	Déchets alimentaires et biosolides	Électricité et chaleur
Victor Valley Wastewater Reclamation Authority	Victorville	Déchets alimentaires et biosolides	Électricité

Colony Energy Partners	Tulare	Déchets alimentaires et agricoles, graisses, huiles, fumier biosolides	Gaz naturel comprimé
Agromin Zero Waste Energy	Oxnard	Déchets verts et alimentaires	Électricité et chaleur
Tajiguas Resources Recovery Project	Santa Barbara County	Déchets verts et alimentaires	Électricité
City of Napa Materials Recovery	American Canyon	Déchets verts et alimentaires	Gaz naturel comprimé
Anaergia – Republic Material Recovery Facility	Anaheim	Déchets verts et alimentaires	Électricité
Scholl Canyon Landfill AD Project	Glendale	Déchets verts et alimentaires	Électricité
Encina Waste Water Plant	Carlsbad	Déchets alimentaires, biosolides, graisse et huiles	Électricité et chaleur
San Luis Obispo Kompogas AD Facility	San Luis Obispo County	Déchets verts et alimentaires	Électricité

Source: Government of California. (2016). « California Anaerobic Digestion Projects (a partial list, August 2016) » [tableau]. Récupéré de <http://www.calrecycle.ca.gov/organics/conversion/ADProjects.pdf>

Deux de ces projets sont détaillés plus bas ainsi que deux autres projets n'apparaissant pas sur cette liste.

6.2.2.1 Filière du GNR en Californie

Du côté de la filière du GNR, la California Public Utilities Commission (CPUC) a émis en janvier 2014 des nouvelles normes (Government of California, 2015) (Decision 14-01-034) concernant la concentration permise de 17 composantes préoccupantes du biogaz, des tests à effectuer, du monitoring et du protocole de reddition de compte pour le biogaz produit dans les sites d'enfouissement, les fermes laitières et les centres d'épuration des eaux avant d'être injecté dans le réseau sous forme de biométhane (ou GNR). Ces normes visent à s'assurer de la qualité du biométhane pour qu'il soit sécuritaire (Bioenergy Association of California, 2014) (Bioenergy Association of California, 2013).

Une décision prise en juin 2015 a établi que les coûts liés au respect des normes et à l'interconnexion devaient être supportés par les producteurs de biométhane. Pour que ces normes ne soient pas discriminatoires pour des producteurs de biogaz et afin d'assurer un approvisionnement en biométhane, la CPUC a accordé une aide de 40 millions pour les cinq prochaines années afin d'aider les producteurs de biogaz pour le design, la construction et la gestion des opérations des projets visant l'interconnexion aux réseaux de gaz naturel.

Les demandeurs peuvent toutefois recevoir jusqu'à 50% des coûts d'interconnexion du projet jusqu'à concurrence de 1.5\$ million. Les coûts d'interconnexion comportent : les coûts de préinjection c.-à-d. ceux encourus avant l'injection du biométhane dans le réseau, les coûts

d'interconnexion encourus et enfin, les frais de production pour l'entretien et la gestion des installations de biométhane et de l'accès aux réseaux (Gouvernement of California, 2015, p. 2).

Les projets détaillés dans la prochaine section sont des projets de production de GNR dont la principale utilisation sera d'obtenir du gaz naturel comprimé ou du gaz naturel liquéfié pour les flottes de véhicules (GNV). Deux de ces projets font partie de la liste partielle des projets identifiés par la CalRecycle. Un autre projet très prometteur et récent a été ajouté ainsi qu'un projet plus ancien produisant du gaz naturel liquéfié.

Le GNV est, en effet, une avenue très intéressante pour la Californie. La *Sustainable Energy Pathway de l'Institute of Transportation Studies de l'Université de la Californie – Davis* (« l'Institut ») a d'ailleurs publié un livre blanc (Jaffe Myers, et al., 2015) sur le rôle du gaz naturel dans l'industrie du camionnage aux États-Unis. Sa position est que le GNC serait souhaitable pour les flottes de véhicules légers tandis que le GNL serait une bonne option pour les flottes de camions lourds tels les camions de déchets, les tracteurs routiers ou les camions de ciment.

Malgré les avantages du GNL comme les économies de coûts potentiels sur les transports de longues distances, la sécurisation des approvisionnements et les avantages environnementaux, l'Institut précise toutefois que les barrières à l'entrée pour ce marché sont bien présentes. Une des plus importantes barrières est le coût d'investissement initial pour les infrastructures. L'Institut croit donc que les investissements dans le secteur du GNL ont plus de chance de succès le long des axes majeurs de fret c.-à-d. où le trafic est très dense et où les camions lourds n'ont pas d'options de route. La Californie et la région des Grand-Lacs sont citées comme endroits à privilégier dans les circonstances.

L'Institut souligne également qu'il est primordial de s'assurer des effets positifs environnementaux lors de la prise de décision pour l'utilisation du GNL. Par exemple, il est reconnu que le gaz naturel produit moins de particules fines et d'oxyde de soufre que le diesel lorsqu'il n'y a pas de post-traitement comme un filtre pour les émissions d'échappement. L'Institut cite la littérature scientifique où l'on mentionne qu'un véhicule fonctionnant au diesel avec un filtre pour les particules fines émet moins de particules fines et d'oxyde de soufre qu'un véhicule fonctionnant au gaz naturel.

Par contre, un véhicule fonctionnant au gaz naturel étant doté d'un catalyseur à trois voies sera plus écologique qu'un véhicule au diesel avec filtre (Jaffe Myers, et al., 2015, p. 54). L'Institut prône une approche « du puits aux roues » c'est-à-dire une approche de cycle de vie complète lorsqu'il s'agit de déterminer quel carburant a le plus d'avantages environnementaux.

6.2.2.2 Exemples de projets de biogaz en Californie

CR&R Material Recovery Facility

CR&R Incorporated est une entreprise de collecte et de gestion des matières résiduelles dans le sud de la Californie desservant plus de 3 millions de personnes et plus de 25,000 entreprises. CR&R a signé des ententes avec huit municipalités pour l'approvisionnement de la phase I de son digesteur anaérobie. En tout, quatre phases sont prévues avec une capacité de

production d'un million d'équivalents en gallon de diesel (DGE) pour chaque phase. C'est donc quatre digesteurs qui seront construits d'ici 2020. La phase II est présentement en fin de construction. Pour la Phase I et II, CR&R a obtenu plusieurs subventions de plusieurs organismes pour un total de 55 millions (Relis, 2014).

La phase I a été complétée à la fin de 2015 et mise en service au début 2016. Elle visait la construction et l'achat d'équipements pour le digesteur anaérobique et l'unité de conditionnement du biogaz, afin de le transformer en GNC renouvelable et d'approvisionner 80 véhicules de collecte appartenant à CR&R.

Il est prévu dans les phases subséquentes d'approvisionner plus de véhicules en GNC renouvelable et également d'injecter le GNR dans le gazoduc de la Southern California Gas (Fletcher, CR&R breaks ground on California AD facility, 2014). Enfin, pour chaque phase, la chaleur sera récupérée pour chauffer les digesteurs et la matière solide résiduelle sera vendue à des producteurs agricoles (Goldstein, 2015).

Endeavour Facility (Colony Energy Partners)

En début 2015, l'entreprise a reçu un montant total de subventions de 8,5 \$ million dont 2,67 \$ de CalRecycle, 500 000 \$ du San Joaquin Valley Air Pollution Control District Governing Board et 5 millions de la California Energy Commission (CEC) pour la construction du digesteur et l'unité de conditionnement du biogaz des installations d'Endeavour. Celles-ci sont adjacentes à la station de l'Industrial Wastewater Treatment de la ville de Tulare. Les coûts totaux prévus pour le projet sont entre 25 et 30 millions. Les installations recevront les matières organiques de la région incluant le fumier, les résidus agricoles et les déchets alimentaires en provenance de restaurants et cafétéria ainsi que les matières solides organiques municipales. La région où se situent les installations comporte beaucoup de fermes et d'usines de transformation alimentaire ce qui en fait un endroit de choix pour l'approvisionnement en matières organiques.

Le biogaz produit sera conditionné pour être transformé en biométhane et injecté dans le gazoduc de la Southern California Gas Co. et ensuite servira à fournir du GNC pour alimenter les flottes de camion de la région fonctionnant au gaz naturel. La production prévue est de 2.8 millions de DGE par année. Les installations comporteront également un système de cogénération pour récupérer la chaleur et produire de l'électricité à être utilisé sur place (Fletcher, California Energy Commission awards biogas project \$5 million, 2015).

Ellis Water Recycling Facility

La Station d'Ellis Water Recycling a reçu en 2016 une subvention de la California Energy Commission (CEC) de 3 millions pour le design, la construction et l'opération du système de digestion anaérobique. La ville de Petaluma va également fournir plus de 12 millions. Ce nouveau digesteur vise à répondre à la demande croissante pour le traitement des eaux usées en provenance du secteur de la transformation alimentaire (Processing Magazine, 2013). En plus du digesteur, le projet comportera une unité de conditionnement du biogaz, une station de gaz naturel comprimé et une usine de traitement des déchets. Le projet est donc un projet à circuit fermé (State of California, 2015).

Une fois le nouveau digesteur en activité, la station d'Ellis Water Recycling produira 150 000 d'équivalents gallon d'essence (GGE) de GNC qui servira à alimenter 19 camions de collecte d'ordure (Fletcher, California Energy Commission invests \$3 million in biogas project, 2016).

Altamont Facility

Le projet est situé tout près de la ville de Livermore sur le site d'enfouissement d'Altamont et est le plus important projet au monde de transformation du gaz de décharge en GNL. Le projet est un partenariat entre la société Waste Management qui possède le site d'enfouissement ainsi que la société Linde North America, une entreprise d'ingénierie qui détient l'expertise pour la transformation du gaz de décharge. L'usine a été construite en 2009 avec l'objectif de produire environ 13 000 gallons de GNR par jour, pour alimenter 300 des 485 véhicules de collecte de Waste Management, véhicules qui sont répartis dans 20 villes californiennes (The Site Selection Energy Report, Landfill-to-Liquefied Natural Gas Facility Ramps Up, 2009). Les estimations concernant la longévité du projet de collecte de gaz de décharge étaient d'environ 30 ans au moment de la construction de l'usine. Avec la récupération du gaz de décharge, c'est environ 30 000 tonnes de dioxyde de carbone qui sont éliminées annuellement. Ce projet a été financé en partie par quatre agences soit la California Air Resources Board, la California Energy Commission et la South Coast Air Quality Management District à raison de 15.5 millions de dollars. Selon la California Air Resources Board, le GNL est le carburant présentant, pour l'instant, la plus faible densité de carbone (Waste Management, 2016).

6.2.3 Synthèse du balisage aux États-Unis

À partir des informations qui ont été fournies précédemment pour le Vermont et la Californie, voici les faits saillants concernant les structures de financement pour le biogaz et le GNR:

- Tarifs garantis pour la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable avec des tarifs modulés en fonction du type de production assorti de contrats entre 10 et 20 ans. Au Vermont, les tarifs sont aussi en fonction du volume de production et sont établis de sorte à permettre un profit raisonnable au producteur alors que les tarifs sont basés uniquement en fonction du marché en Californie;
- Programme volontaire pour l'achat d'électricité et de GNR à partir d'énergie renouvelable et tarif supplémentaire payé par les clients au Vermont;
- Incitatifs financiers publics et privés accordés pour les coûts initiaux d'investissements à la production et à la distribution comme le coût d'interconnexion, du digesteur, système de cogénération, etc.;
- Partenariat à long terme entre les municipalités et les entreprises privées en Californie.

Également certains facteurs ont pu être identifiés comme ayant influencé le portrait du biogaz et du GNR dans ces États.

- Mesures gouvernementales favorisant l'essor du biogaz comme l'obligation d'un pourcentage minimal d'énergie renouvelable dans le portefeuille des fournisseurs d'électricité;
- Objectifs d'utilisation d'énergies renouvelables ambitieux;

- Système de plafonnement et d'échange en Californie;
- Objectifs afin d'augmenter l'utilisation de déchets de la biomasse en Californie;
- Exigences de réductions de super polluants en Californie;
- Normes pour le biométhane en Californie;
- Loi pour la disposition des matières organiques via le compostage ou la digestion anaérobique en Californie;
- Objectifs de détournement des matières organiques des sites d'enfouissements en Californie;
- Le Vermont est pauvre en ressources énergétiques traditionnelles tandis que la Californie est riche en ressources;
- Très grande densité de circulation routière pour les automobiles et les camions en Californie;
- Réseau de gaz naturel limité géographiquement au Vermont;
- Importante présence de fermes au Vermont.

6.3 Filières du biogaz en Europe

Les pays membres de l'Union européenne œuvrent, depuis 2014, au sein d'un « Cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030 ». Le système d'échange de quotas d'émissions de l'UE (SEQE-UE), qui couvre 31 pays européens, est au cœur de la lutte pour réduire les émissions de GES (Commission Européenne, 2016). En plus des objectifs de réduction de GES, et des objectifs relatifs aux énergies renouvelables, le cadre d'action propose notamment « d'améliorer l'efficacité énergétique »; de diversifier l'approvisionnement, et de « mettre en place un système énergétique plus compétitif, plus sûr et plus durable » (Conseil de l'Union Européenne, 2015).

Il s'est ainsi développé plusieurs incitatifs au sein de l'Europe, dont les TRG, les crédits carbone, les exemptions de taxes, les crédits d'énergies renouvelables (REC), les crédits de carburant renouvelable (RFC) et, dans quelques plus rares pays, les paiements de chaleur renouvelable (RHI ou RHP). D'autres politiques s'y greffent et peuvent influencer le marché du biogaz, notamment les politiques de gestion des résidus domestiques, d'agriculture et d'élevage, les politiques de gestion de l'eau, pour ne nommer qu'eux.

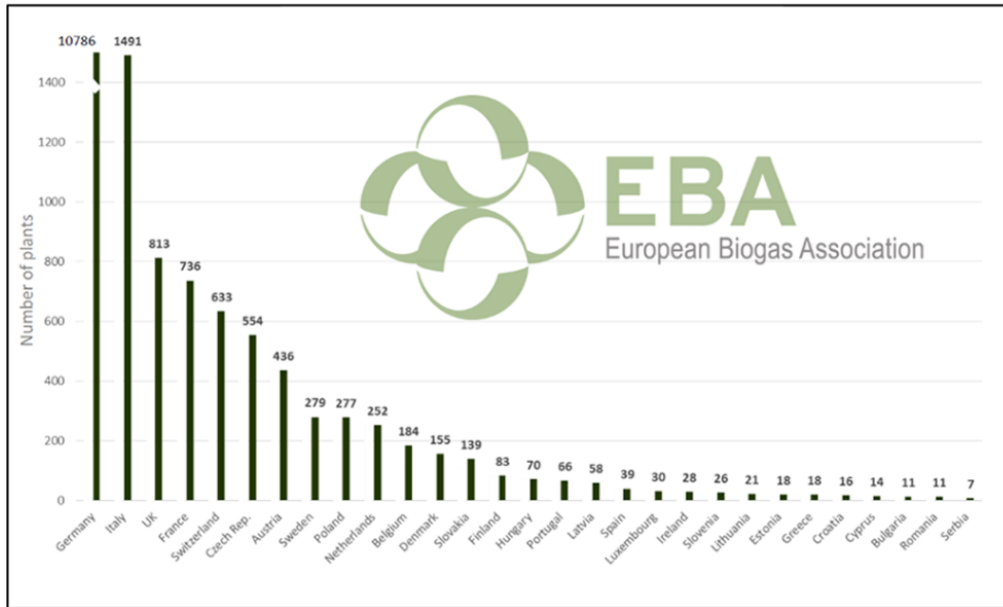
L'Europe est la région qui génère le plus de bioénergie (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2016). Selon les données de 2013, on retrouve 14 000 installations de méthanisation produisant un total de 13,5 Mtep/565Pj/536Bcf (EurObserver, 2014). Une grande partie de ces installations se retrouvent en Allemagne, qui représente 50 % du marché (Weiland, Production de biogaz par les exploitations agricoles en Allemagne, 2013).

En observant l'évolution du nombre d'installations de méthanisation, on constate une forte croissance depuis les années 2000 (AILE; EREP, 2015, p. 7). Pour plusieurs pays européens, cela s'explique en partie par des politiques publiques visant des objectifs tels la gestion des émissions de GES provenant des transports et aussi de l'agriculture. Plus spécifiquement, la méthanisation y est très présente sous forme de projets de digestion anaérobie installée sur les fermes (d'élevage, d'agriculture).

À partir des données de production de biogaz (figure 6.6), nous avons retenu les pays suivants pour les fins de cette étude : France, Allemagne, Royaume-Uni et la Suède. L'Italie n'a pas été retenue, en dépit d'un nombre élevé d'installations de biogaz, car la filière biogaz est dominée, à près de 95%, par des installations agricoles (Carrosio, 2013). De plus, l'Italie ne publie pas de rapport annuel auprès du IEA Bioenergy, les données sont donc très difficiles à rassembler et si elles sont disponibles, elles sont dans des rapports régionaux en italien.

La Suisse, les Pays-Bas, l'Autriche et la Finlande auraient aussi pu être intéressants à analyser en raison du nombre élevé d'installations d'injection de biométhane (figure 6.7). Nous les avons écartés de l'échantillon de référence en raison de la barrière linguistique, mais aussi de la disponibilité des données.

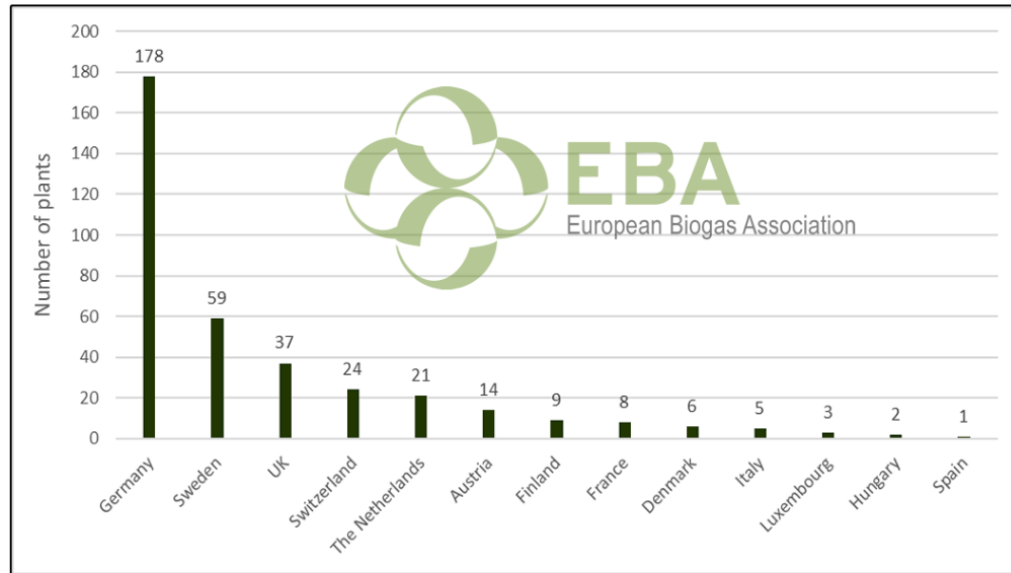
Figure 6-6 Nombre d'installations de biogaz en Europe, au 31 décembre 2014



17 240 biogas plants in Europe (31/12/2014)
Total installed capacity of 8 293 MW_{el}

Source : European Biogas Association (2013). « BA Biomethane & Biogas Report 2015 » [graphique].
 Récupéré de <http://european-biogas.eu/2015/12/16/biogasreport2015/>

Figure 6-7 Principaux pays européens producteurs de biométhane, en 2014



367 biomethane AD plants in Europe (31/12/2014)
Total upgrading capacity 310 thousands m³/h of raw biogas

Source : European Biogas Association. (2013). « BA Biomethane & Biogas Report 2015 ». [graphique].
 Récupéré de <http://european-biogas.eu/2015/12/16/biogasreport2015/>

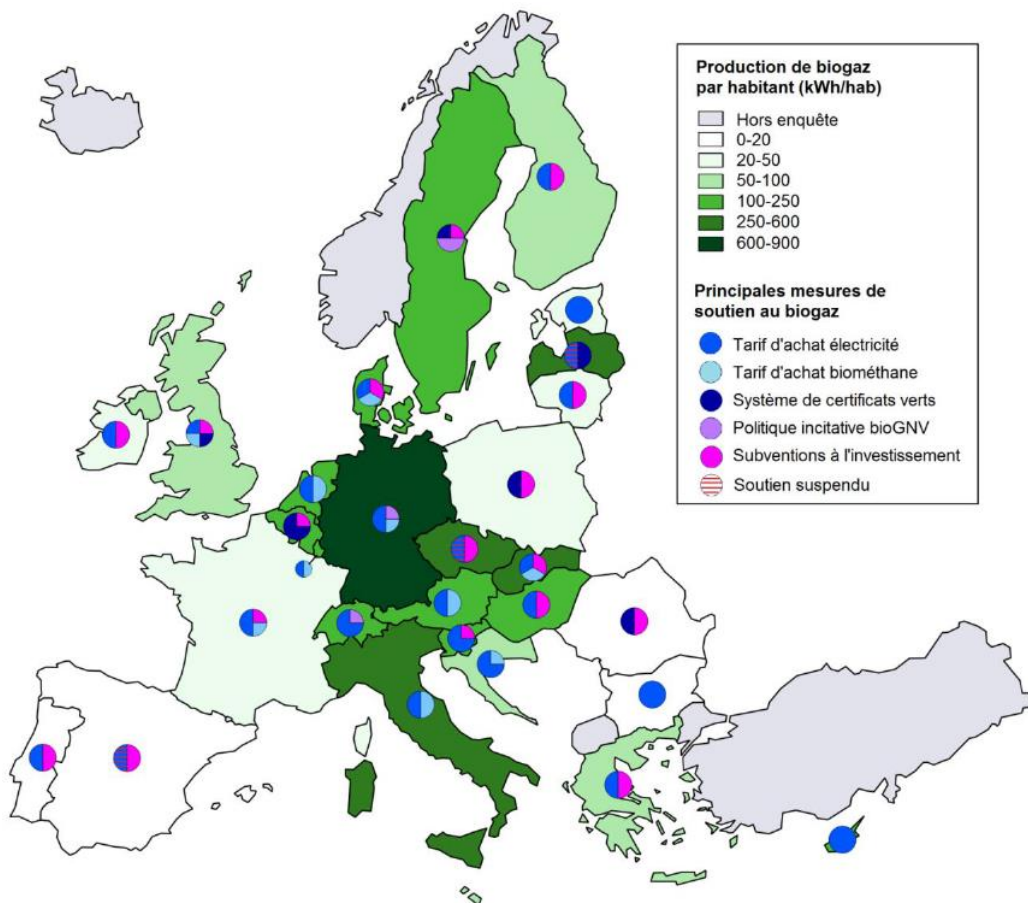
L'injection de biométhane/GNR, quoique moins développé que les installations agricoles en Europe, semble connaître un développement accéléré en raison, notamment, d'un consensus

parmi les experts européens à l'effet que l'injection directe offre un meilleur rendement énergétique que la cogénération (chaleur-électricité). Lorsque c'est possible, l'injection du biométhane directement dans le réseau gazier est ainsi privilégiée dans l'Union européenne, les programmes incitatifs sont également ajustés en conséquence depuis peu.

Au niveau des mécanismes de soutien aux filières, il est pertinent d'observer, comme présenté à la figure 6.8, que la grande majorité des pays européens dispose d'un TRG, bien que l'utilisation de cette forme de financement décroisse pour les pays dont la filière biogaz est plus développée. Le TRG est utilisé comme un outil de démarrage des filières avec un cocktail de subventions en amont et des systèmes de certificats en aval.

Pour chaque pays, nous tentons de présenter la chaîne à partir de la production (coûts d'investissements), le financement et les mécanismes de tarification. En matière de coûts d'investissements, seul un survol sera effectué, en raison d'une grande complexité et hétérogénéité (technologie utilisée, usage, volume de production, disponibilité des données, etc.).

Figure 6-8 Production de biogaz par habitant et mécanismes de soutien en Europe



Source : AILE; EREP; pour l'ADEME. (2015, juin). « Benchmark des stratégies européennes des filières de production et de valorisation de biogaz et perspectives pour la filière française de méthanisation » p. 9 [image].

6.3.1 Filières du biogaz en France

En France, la récente Loi de transition énergétique pour une croissance verte⁴² se retrouve au cœur de la lutte contre les changements climatiques. En plus d'objectifs de réduction de GES et d'approvisionnement à partir d'énergies renouvelables, mentionnons l'objectif de réduction de 50% des déchets enfouis d'ici 2025, ainsi qu'une volonté de diversifier la production d'électricité (Ministère de l'Environnement de l'Énergie et de la Mer, s.d.).

La France vise un approvisionnement de 23 % à partir d'énergies renouvelables d'ici 2020. En 2014, la répartition de la production d'énergie à partir de sources renouvelables s'exprimait comme suit : biomasse (39,0 %), hydraulique (23,8 %), biocarburants (11,6 %), pompes à chaleur (6,8 %) (Ministère de l'Énergie, 2016).

Le transport d'électricité est assumé en entier par Réseau de Transport d'Électricité (RTE), une filiale de EDF à 100% (Fondation d'entreprise ALCEN pour la connaissances des énergies, 2016). La gestion du réseau d'électricité, quant à elle, s'effectue principalement par Électricité Réseau Distribution France (ERDF), filiale d'EDF à 100%, et maintenant connue sous le nom d'ENEDIS. ENEDIS s'occupe de la gestion de 95 % du réseau de distribution d'électricité des grandes métropoles françaises. Les collectivités locales, ou communes, sont propriétaires du réseau (Fondation d'entreprise ALCEN pour la connaissances des énergies, 2016).

Au niveau du gaz naturel, deux entités se partagent actuellement le transport du gaz naturel en France : GRT Gaz (filiale de Gaz de France) et TIGF (Total Infrastructures Gaz France, filiale de Total). Elles sont propriétaires de leur réseau, « des stations de compression attenantes et également, pour TIGF, des installations de compression au niveau des stockages souterrains qui sont connectés à son réseau » (Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, 2016). Le stockage du gaz naturel est effectué par Storengy, filiale de GDF Suez, et TIGF.

Entre les années 1980 et 2000, à l'instar du constat aux États-Unis, la France disposait principalement d'installations de méthanisation à partir des boues d'épuration. Contrairement aux Américains, notons la forte présence d'institutions publiques dans le secteur de la gestion des déchets par rapport au secteur privé qui a pu influencer le marché français. Plus tard, en raison notamment des tarifs d'achat d'électricité produite à partir de biogaz (2006), puis d'injection (2011), la filière a aussi connu une croissance dans le secteur de l'agriculture (AILE; EREP, 2015, p. 6). Les tarifs d'électricité en France sont assez élevés pour favoriser certaines filières orientées vers la production d'électricité.

Le modèle actuel de production de biogaz est centré sur le traitement des effluents d'élevage et des déchets (Observ'ER, 2015). Selon les données de 2014, la France détient 564 installations de production de biogaz, dont près de la moitié est des unités installées sur des fermes (International Energy Agency, 2016, p. 26). Le biogaz est utilisé principalement pour la production d'électricité, suivi de près par le chauffage.

⁴² La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, publiée au Journal Officiel du 18 août 2015. Récupéré de <http://www.developpement-durable.gouv.fr/-La-transition-energetique-pour-la-.html>

Tableau 6-24 Production de biogaz en France

Type d'installation	Nombre d'installations	Production d'électricité (GWh/année)	Production de chaleur (GWh/année)	Production de biométhane (GWh/année)
Boues d'épuration	88	41	401	nd
Traitement de déchets organiques	16	67	22	nd
Industriel	80	7	350	nd
À la ferme et unités centralisées	267	624	415	nd
Sites d'enfouissement avec valorisation du biogaz ⁴³	113	953	294	nd
Total	564	1 692	1 492	267⁴⁴

Source : traduction libre à partir de International Energy Agency (2016). « Status of biogas production in France (data from 2014) » [tableau], dans *IEA Bioenergy Task 37, Country Reports Summary 2015*, p. 26. Récupéré de <http://www.iea-biogas.net/country-reports.html>

Selon les données du Baromètre 2015 des énergies renouvelables électriques en France, « au 30 septembre 2015, 392 sites de production générés par du biogaz étaient raccordés au réseau ERDF » (Observ'ER, 2015).

Comme expliqué dans l'introduction du marché européen, nous présentons seulement quelques exemples de coûts pour des projets de biogaz, puisque les coûts sont hétérogènes en fonction de nombreux critères, et les méthodologies d'estimation sont très complexes d'une filière à l'autre. Les coûts présentés ci-dessous proviennent de deux études, l'une réalisée en 2010 (SOLAGRO, EREP, PSPC, SOGREA, & PERI, 2010), l'autre en 2013 (Theobald, 2015).

Tableau 6-25 Exemple de coûts d'investissements par installations de biogaz en France

Type de projet/d'installation	Coûts d'investissement
Unité méthanisation (100 kWe) avec cogénération	5 000 €/kWe ⁴⁵ (données de 2010)
Unité méthanisation (1 MWe) avec cogénération	2 600 €/kWe ⁴⁶ (données de 2010)
Unité de méthanisation à la ferme	5 600 €/kWe ⁴⁷ (données de 2013)
Unité de méthanisation centralisée	6 500 €/kWe ⁴⁸ (données de 2013)

⁴³ Source : ADEME; ITOM. (2012, octobre). « Les installations de traitement des ordures ménagères en France – Résultats 2010 ».

⁴⁴ Source : Gaz Réseau Distribution France. (2015). « Statistiques 2015 ».

⁴⁵ SOLAGRO, EREP, PSPC, SOGREA, PERI G. (2010, février). « Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale. Rapport final. », p.29.

⁴⁶ Ibid

⁴⁷ Theobald, Olivier (French Agency for Environment and Energy Management). (2015, Octobre). « France Country report », présenté dans le cadre du IEA Bioenergy Task 37, Berlin, Allemagne. Données obtenues à partir de l'étude de 34 installations, en 2013.

⁴⁸ Ibid.

Comme plusieurs pays d'Europe, la France utilise le TRG comme soutien au financement de la filière du biogaz. À cela s'ajoutent d'autres mécanismes d'aide financière (tableau 6.28). Le tarif d'achat est payé par le consommateur d'électricité et de gaz naturel, selon le cas (Theobald, 2015). À titre de référence, le prix moyen de l'électricité en France en 2015, pour les ménages, était de 16,50 c€/kWh⁴⁹ (Eurostat, 2016).

En raison de défis d'exploitation rencontrés par les agriculteurs quant à leurs unités de méthanisation, et afin de privilégier le recours aux effluents d'élevage plutôt que les cultures énergétiques qui pourrait causer des effets indésirables, le Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (MEEM) a effectué des modifications aux modalités du TRG pour 2016, comme indiqué au tableau 6-25.

Tableau 6-26 Synthèse des tarifs d'achat réglementés offerts en France – production d'électricité à partir de biogaz

Production d'électricité à partir de biogaz	
Type d'installation	Tarif ⁵⁰ (c€ = centimes euro)
Sites d'enfouissements	8.65 à 11.4 c€/kWh (24 à 32 €/Gjé)
Installations de digestion anaérobie	11.9 à 22.7 c€/kWh (33 à 63 €/Gjé)

Source : traduction libre à partir de International Energy Agency (2016). « Status of biogas production in France (data from 2014) », [tableau], dans *IEA Bioenergy Task 37, Country Reports Summary 2015*, p. 27. Récupéré de <http://www.iea-biogas.net/country-reports.html>

Tableau 6-27 – Modifications du tarif d'achat en France pour 2016

Type d'installation	Électricité produite en cogénération
Méthanisateurs de 500 kW et moins	Contrat 20 ans (au lieu de 15 ans)
Méthanisateurs de 500 kW et plus	Appel d'offres – complément de rémunération garanti, 20 ans (pour une puissance totale de 5 MW)

Source : MEEM. (2016, 15 janvier). « Cogénération, Les soutiens à la production d'électricité à partir de biogaz ». Récupéré de <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Tarifs-d-achat,40569.html#revalorisation>

En amont de la chaîne, concernant les coûts pour développer les filières, le tableau 6-26 présente une synthèse des mécanismes d'aides financières accordées à la filière méthanisation en France, en plus du TRG. Il est pertinent de souligner que selon les données de 2010, pour être économiquement viable, près d'un tiers de projets de biogaz nécessitaient de 30 % à 50 % d'aide à l'investissement (SOLAGRO, EREP, PSCP, SOGREAH, & PERI, 2010, p. 43). Selon le rapport de la France auprès du IEA Bioenergy en 2015, 25% du financement provient de subventions (15% de l'ADEME, 10% des Régions et des fonds européens).

⁴⁹ Prix moyen 2015, incluant taxes, leviers, taxe à valeur ajoutée (*Value Added Tax*)

⁵⁰ Par conversion directe, 1GJ = 277, 778 kWh

Tableau 6-28 Mécanismes de soutien en amont à la filière biogaz en France (autre que le tarif d'achat)

Mécanisme	Offert par	Description
Subventions	ADEME	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fonds Déchets⁵¹ ▪ Fonds Chaleur Renouvelable⁵²
Subventions diverses	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Régions ▪ Conseils régionaux ▪ Agences de l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ À travers fonds européens FEDER et FAEDER
Appel d'offres autoconsommation ⁵³	Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Secteur industriel, tertiaire, agricole ▪ Installations de 100 à 500kW, max. 50 MW
Participation volontaire au capital	Communautés, intercommunalités	Participation via la création d'une société anonyme avec mission de promotion des énergies renouvelables
Appel d'offres	Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Électricité ▪ Injection GNR
Garanties d'origine ⁵⁴	Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Injection biométhane ▪ Production de biocarburant
Plan Énergie Méthanisation Autonomie Azote ⁵⁵ (EMAA)	Ministère du Développement durable Ministère de l'Agriculture	1 000 unités de méthanisation à la ferme à développer, d'ici 2020
Appel à projets ⁵⁶	Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer	1 500 unités de méthanisation à développer dans les régions rurales, sur 3 ans
Crédit d'impôt transition énergétique	Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer	Secteur domestique/particuliers Soutien à l'achat d'équipements plus performants

⁵¹ Selon le guide publié par le Club Biogaz en 2016 : « Accompagnement et aides financières aux projets de méthanisation sur le territoire français », le Fonds Chaleur représente la plus grande source de financement pour la filière Biogaz, soit 218 Millions d'Euros en 2014, voir :

http://atee.fr/biogaz/accompagnement/projets_methanisation

⁵² Voir le site pour les modalités : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Fonds-chaleur,40568.html>

⁵³ Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (2016, 10 août). Application de la loi transition énergétique : Ségolène Royal lance l'appel d'offres "autoconsommation". Récupéré de

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Application-de-la-loi-transition,48342.html>

⁵⁴ Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (2016, 20 mai). « Pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel : un tarif d'achat du biométhane injecté ». Récupéré de

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Pour-l-injection-dans-les-reseaux.html>

⁵⁵ Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. (2014, 27 août). « Le Plan Énergie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA) : Présentation ». Récupéré de

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-Plan-Energie-Methanisation,32028.html>

⁵⁶ Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. (2015, 20 février). « Appel à projets pour le développement de 1 500 projets de méthanisation en 3 ans ». Récupéré de

<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Appel-a-projets-pour-le.html>

Afin de mettre en contexte les incitatifs financiers offerts pour le biogaz, voici un aperçu des composantes du prix d'électricité pour un ménage français (Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, 2013, p. 142) :

- Part énergie (32 %)
- Coûts commerciaux (6 %)
- Acheminement (32 %)
- Taxe sur la valeur ajoutée (15 %)
- Autres taxes (8 %) (TCFE et CTA)
- Contribution au service public de l'électricité (7%)

En France, nous pouvons constater que la filière de valorisation du biogaz par la production d'électricité a été une priorité. Par contre, pour faire suite au plus récent balisage réalisé par l'ADEME, dans un avis sur la méthanisation, la filière par injection, lorsque possible, est privilégiée.

En raison d'un meilleur rendement énergétique, l'ADEME recommande maintenant en priorité l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel lorsque c'est possible, ou l'utilisation du biogaz en usage direct sous forme de chaleur. (ADEME, 2016)

6.3.1.1 Filière du GNR en France

Au niveau de la transformation du biogaz en biométhane (ou GNR), le secteur est encore peu développé à l'heure actuelle. Toutefois, la situation risque de changer radicalement à partir de 2016. Le projet de *Programmation pluriannuelle de l'énergie*, du Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, souhaite favoriser, pour des motifs de rendement, d'efficacité environnementale et de substitution aux énergies fossiles, « la production de biocarburants et l'injection du biogaz dans le réseau, par rapport à la production de chaleur puis d'électricité » (Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, 2015, p. 49). En matière d'efficacité énergétique, par exemple, les sites de cogénération (chaleur/électricité) à partir du biogaz offrent des rendements de 30 à 70 %, alors que les installations de biométhane ont un rendement de près de 80 %. (Observ'ER, 2015, p. 77)

Selon l'Avis de ADEME sur la méthanisation, les avantages de l'injection dans les réseaux réglementés pour la filière GNR en France iraient au-delà de l'argument de l'efficacité énergétique totale :

L'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel ouvre également la possibilité de garanties d'origine, notamment avec le développement de biométhane carburant, pour le secteur du transport. Les véhicules Gaz naturel Véhicule existent, aussi bien pour les véhicules lourds que légers. Sa diffusion est conditionnée par la mise en place simultanée de l'offre et de la demande : des stations gaz et des véhicules GNV. (ADEME, 2016)

Les données sur la production de GNR en France sont peu détaillées, et seule la production totale a pu être trouvée. Par contre, considérant qu'un nombre important de projets sont à l'étude, il est probable que des données détaillées soient disponibles dans un avenir proche. D'ailleurs, une obligation de divulgation accompagne l'idée, présentement en discussion, d'un seul guichet pour obtenir toutes les autorisations administratives.

Tableau 6-29 Production de GNR en France

	Production de GNR (GWh/année)
Total	267⁵⁷

Source : traduction libre à partir de International Energy Agency (2016). « Status of biogas production in France (data from 2014) », [tableau], dans *IEA Bioenergy Task 37, Country Reports Summary 2015*, p. 26. Récupéré de <http://www.iea-biogas.net/country-reports.html>

En matière d'innovation, la France étudie différentes possibilités tels la production de GNR à partir de résidus ligneux ou de microalgues et le procédé « power-to-gas », qui consiste à utiliser l'électricité renouvelable disponible en surplus pour ensuite la transformer en GNR injectable dans le réseau. Ce procédé est présent en Allemagne.

Selon les données du IEA de 2015, la France dispose de 20 installations de valorisation en biométhane, dont 18 injectent dans le réseau de gaz naturel. Ce nombre était seulement de 4 en 2014 (IEA Bioenergy, 2015, p. 20) et 600 projets d'injection sont présentement à l'étude (Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, 2015).

Pour les coûts d'investissement d'enrichissement, la seule donnée accessible provient du rapport présenté par l'ADEME, en octobre 2015. Il ne saurait être représentatif d'une tendance au niveau des coûts de transformation en GNR, sachant que cette filière est encore à ses débuts.

Tableau 6-30 – Coût d'investissement moyen pour enrichissement du biogaz, en France

Type de projet/d'installation	Coûts d'investissement (valeur moyenne)
Transformation en GNR (« upgrading »)	38 000 €/Nm ³ /h

Source : Theobald, Olivier (French Agency for Environment and Energy Management). (2015, octobre). « France Country report ». Présenté dans le cadre du IEA Bioenergy Task 37, Berlin, Allemagne.

Le GNR bénéficie également d'un tarif d'achat, tout comme pour le biogaz, tel que présenté au tableau 5.3.5. À titre de référence, le prix moyen du gaz naturel en France en 2014, pour les ménages, était de 78,2 €/MWh (Connaissances des énergies, 2016).

Tableau 6-31 Tarifs de rachat réglementés offerts en France, pour le GNR injecté (2011)

Tarif - GNR injecté dans le réseau	
Type d'installation	Tarif
Sites d'enfouissements	45 à 95 €/MWh (12 à 26 €/GJ) (selon le volume, données de 2011)
Installations de digestion anaérobique	69 à 125 €/MWh (19 à 35 €/GJ) (selon volume et type d'intrants, données de 2011)
Boues d'épuration	65 à 134 €/MWh (18 à 37 €/GJ) (selon volume et âge de la station d'épuration des eaux usées)

Source : International Energy Agency (IEA) (2016). « IEA Bioenergy Task 37, Country Reports, Summary 2015 », p. 27. Récupéré de <http://www.iea-biogas.net/country-reports.html>

⁵⁷ Gaz Réseau Distribution France (GRDF), Statistiques 2015

En matière de soutien financier autre que le tarif d'achat, le GNR bénéficie des garanties d'origine. Quant aux autres mécanismes de soutien disponible pour la filière biogaz, il est possible que certains d'entre eux puissent également s'ajouter à la filière GNR normée, comme les fonds européens, conseils régionaux et généraux, ADEME, etc.

De plus, pour favoriser encore plus l'injection du GNR, l'idée de rendre disponible des points de réception publique sur les réseaux réglementés de GRDF est avancée, l'injection portée.

Un nouveau mode d'organisation pourrait élargir les possibilités de valorisation du biogaz : l'injection portée et mutualisée. Plusieurs méthaniseurs d'un même territoire produisent du biométhane. Ce dernier est comprimé, puis transporté pour être injecté en un même point sur le réseau de gaz naturel. L'intérêt de l'injection portée est de réduire le transport de substrats ou de digestats tout en maximisant la valorisation énergétique (choix du point d'injection en fonction de la capacité du réseau et des utilisateurs en amont). Il ouvre également la possibilité d'injecter du biométhane à des projets qui, sinon, opteraient pour la cogénération. Dans certains cas, la méthanisation pourra alimenter directement des stations BioGNV sans passer par le réseau, une pratique courante en Suède. (ADEME, 2016)

Une telle approche par gaz porté pourrait s'associer à des stations de GNC ou GNL près du réseau réglementé pour tenter d'avoir des économies d'échelle en combinant des postes de réception et d'alimentation en GNL ou GNC.

Une caractéristique du modèle tarifaire et réglementaire français est que le distributeur gazier, GRDF par exemple, agit comme facilitateur en offrant un « service d'injection du biométhane »⁵⁸, mais les producteurs sont aussi invités à trouver eux-mêmes des fournisseurs/courtiers de gaz naturel qui pourraient acheter et ensuite valoriser les certificats « garantie d'origine » auprès de consommateurs dans un univers non réglementé. GRDF n'offrant pas directement le service de fourniture du gaz en France, c'est par l'entremise d'un fournisseur de « dernier recours » que l'équivalent du « gaz de réseau » au Québec est offert à ses propres clients, ce principe s'applique aussi pour le biométhane. Ainsi, un producteur de biométhane qui souhaite vendre sa production injectée peut (Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, 2016) :

- s'adresser à un fournisseur localement implanté ou au fournisseur de son choix;
- s'adresser à un fournisseur qui a manifesté son intérêt pour l'achat de biométhane, éventuellement par zone géographique;
- en cas de refus des fournisseurs contactés, s'adresser à un des acheteurs de biométhane de dernier recours qui figurent dans l'arrêté du 4 juin 2012.

Le rôle de GRDF en tant que service public est d'offrir le service d'injection de type « clé en main », en tarifant pour ses diverses prestations à travers une grille tarifaire annuelle. « Conformément à nos missions de service public, nous assurons enfin l'acheminement du

⁵⁸ Pour voir les détails techniques des prestations incluses dans le tarif d'acheminement et celles qui doivent être facturées « à l'acte », consulter le plus récent catalogue de GRDF. <http://www.grdf.fr/documents/10184/1291504/Catalogue+des+prestations+GRDF+1er+juillet+2016.pdf/25684fba-1b6f-4152-a217-d7e0cdd58263>

biométhane à travers le réseau de distribution jusqu'aux consommateurs » (Gaz Réseau de France, s.d.).

Sans offrir l'achat directement du gaz naturel avec le TRG fixé pour encourager le développement de la filière, les distributeurs jouent un rôle d'accompagnement très important entre les producteurs (Amont), les fournisseurs/courtiers (Intermédiaires) et les éventuels consommateurs (Aval). Les détails des prestations incluses dans le tarif d'acheminement et celles à la charge des clients sont disponibles sur les sites des distributeurs, mais ces quelques définitions sont intéressantes à retenir dans le cadre de ce balisage (Gaz Réseau Distribution France, 2009, p. 3):

Client : toute personne physique ou morale titulaire d'un contrat de raccordement et d'un contrat de livraison, ou équivalent.

Contrat de livraison : contrat traitant des caractéristiques de livraison (débits, PCS, pression de livraison...), de la constitution du poste de livraison (équipement de comptage notamment) et de ses conditions d'exploitation.

Contrat de raccordement : contrat définissant les caractéristiques et les conditions de construction et de financement des ouvrages de raccordement.

Opérateur Amont (respectivement : Aval) : exploitant de réseau susceptible d'injecter du gaz sur le réseau (respectivement : de recevoir du gaz depuis le réseau) du Distributeur.

6.3.2 Filières du biogaz en Allemagne

L'Allemagne s'est fixé des objectifs ambitieux de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, soit 40 % à 45 % d'ici 2025 (80 % d'ici 2050) (International Energy Agency, 2016, p. 28). À l'heure actuelle, le pays produit 31 % d'électricité à partir d'énergies renouvelables (US Energy Information Administration, 2016). La production d'électricité de source renouvelable en 2013 se divise comme suit : 33,4 % de l'éolien, 20 % du photovoltaïque, 30,6 % de la biomasse (dont 18 % du biogaz), et 15,1 % de l'hydro (Potsdam-Bornim, Bernd Linke Leibniz-Institute for Agricultural Engineering, 2015).

La Loi sur les énergies renouvelables (*Renewable Energy Source Act* ou EEG), créée en 2000 est au centre de la part croissante des énergies renouvelables dans la production d'électricité, incluant la production de biogaz. En plus des TRG, cette loi permet aux énergies renouvelables de bénéficier d'un accès prioritaire sur le réseau d'électricité public. Selon l'amendement du EEG en 2014, le soutien au biogaz est toutefois réduit et l'objectif pour la biomasse a été fixé à 0,1 GW/année (Clean Energy Wire, 2014). Il est également interdit, depuis 2002, d'enfouir tous déchets dont le contenu organique est de plus de 5% (AILE; EREP, 2015, p. 19).

Le secteur de la production et de la distribution d'électricité est dominé par 4 entreprises : EnBW, E.ON, RWE, Vattenfall. Elles se partageaient 56 % de la production d'électricité en 2014, ainsi qu'une grande part de sa gestion et de sa distribution (Agora Energiewende, 2015). La transmission d'électricité est partagée entre 4 entreprises également : Amprion, Transnet BW (ENBW), Trennet, 50Hertz Transmission. On retrouve également plusieurs plus petits producteurs et distributeurs, ainsi que des fournisseurs d'électricité au détail.

L'Allemagne occupe une place dominante sur le marché européen de la production de biogaz avec une part de marché de 50 % (Weiland, Production de biogaz par les exploitations agricoles en Allemagne, 2013). En 2015, on dénombre 10 065 installations de biogaz, principalement des unités de digestion anaérobie sur les fermes. On y utilise principalement la cogénération, pour produire de l'électricité et de la chaleur. Tel qu'il sera vu plus loin, la production d'électricité s'explique surtout par le tarif de rachat qui s'y rattache.

L'électricité provenant du biogaz est surtout injectée dans le réseau public, et 55 % de la chaleur générée par le biogaz est utilisée sur le site de l'installation.

Le biogaz produit en Allemagne est généralement utilisé sur les sites de méthanisation, ou via une installation située à proximité. Dans ce dernier cas, on met en place un microréseau de conduits situés à moins de 30km entre l'installation de production et la centrale de chauffage à distance (Weiland, Production de biogaz par les exploitations agricoles en Allemagne, 2013).

Tableau 6-32 Production de biogaz en Allemagne

Type d'installation/substrat	Nombre d'installations	Production brute d'électricité (GWh/année)*,**	Production brute de chaleur (GWh/année)*
Boues d'épuration	1 400	1 390	1 979
Traitement de déchets organiques	180***	903,3	479,4
Industriel	80	1 204,4	639,2
Agriculture	8 005	28 002,3	14 861,4
Sites d'enfouissement	400	390	110
Total	10 065	31 890	1 492

*Excluant carburant; ** Excluant pertes d'énergie; ***40 installations ne rencontrent pas la loi allemande d'un minimum d'approvisionnement de 90 %.

Source : traduction libre à partir de IEA. (2015). « Status of biogas production in Germany (data from 2015) », [tableau], dans *IEA Bioenergy Task 37, Country Reports Summary 2015*. Récupéré de <http://www.iea-biogas.net/country-reports.html>

Nous présentons des coûts d'investissements pour deux types de projets, soit une petite installation (150 kWe) et une moyenne (1 MWe), selon des données de 2014 (AILE; EREP, 2015, p. 17). Il est difficile de comparer ces données avec la France, par exemple, puisque les pays ne compilent pas les données selon la même méthodologie.

Tableau 6-33 Exemples de coûts d'investissements d'installations de biogaz en Allemagne

Type d'installation	Coûts d'investissement approximatif
Installation de méthanisation (150 kWe) avec cogénération (torchère)	6 500 € / kWe
Installation de méthanisation (1 MWe) avec cogénération (torchère)	3 500 € / kWe

Source : AILE; EREP (2015). « Benchmark des stratégies européennes des filières de production et de valorisation de biogaz et perspectives pour la filière française de méthanisation ». Données tirées du *IEA Country Report 2014, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe*.

Tout comme la France, l'Allemagne offre également un tarif de rachat pour la production de biogaz. Le pays a utilisé un généreux système de tarif d'achat à travers le EEG depuis les années 2000, système qui a toutefois connu plusieurs révisions. Les modifications de 2012, puis de 2014, réduisent le soutien accordé à la filière biogaz. Dans la version 2014 du EEG, les installations de 500 kW et plus doivent vendre leur électricité sur le marché, puis en 2016, les installations de 100 kW ont dû suivre le mouvement.

Après plus de 15 ans à soutenir les filières du biogaz, l'amendement de 2016 qui sera en vigueur à partir de 2017 retire les tarifs de rachats pour les énergies renouvelables, et les remplace par des mécanismes de marché, soit des encans personnalisés (Appels d'offres) selon le type d'énergie (Clean Energy Wire, 2016). Les installations de biogaz à partir de sites d'enfouissements et de boues d'épuration (tout comme l'hydro, la géothermie et le gaz de mine) n'auront toutefois pas accès à ces encans, en raison, selon le gouvernement, d'une faible compétition dans ces marchés (Clean Energy Wire, 2016).

Les petites installations, de 150 kW et moins (pour la biomasse), pourront conserver leur tarif d'achat (qui sera toutefois révisé). Même si les tarifs d'achats seront retirés en 2017, il est utile de voir les tarifs qui étaient offerts dans la version 2014 du EEG (International Energy Agency, 2015).

Selon le gouvernement allemand, les tarifs octroyés via le EEG couvrent les coûts de production et expliquent qu'il n'y ait pas d'autres subventions offertes à la filière biogaz. Il s'agit donc d'une approche qui favorise la stabilité des revenus aux producteurs au détriment des subventions en amont. Il y a toutefois des subventions disponibles pour le développement de réseaux de chaleur. Les banques représentent le principal soutien en capital (AILE; EREP, 2015, p. 21).

Tableau 6-34 Tarifs de rachats offerts en Allemagne selon le EEG, 2014

Production d'électricité à partir de biogaz		
Type de substrat/d'installation	Tarif (€ cent/kWh) ⁵⁹	Tarif en Gigajoule
Décret sur la biomasse ⁶⁰ (rémunération de base)	5,85 (max. 20 MW) à 13,66 (max. 150 kW)	16 €/GJ 40 €/GJ
Digestion de biodéchets ⁶¹	13,38 (max. 20MW) 15,26 (max. 500 kW)	37 €/GJ 42 €/Gj
Lisier et fumier ⁶²	23,73 (max. 75 kW)	66 €/GJ

Sources : International Energy Agency. (2015). « IEA Bioenergy Task 37 Country Reports Summary 2015 », p.29. Récupéré de <http://www.iea-biogaz.net/country-reports.html> ; AILE; EREP (2015). « Benchmark des stratégies européennes des filières de production et de valorisation de biogaz et perspectives pour la filière française de méthanisation », p.21

⁵⁹ Tarif lorsque le producteur vend l'électricité lui-même (vente directe). Si le producteur choisit plutôt le tarif de rachat garanti, le tarif est alors réduit de 0,2 c€/kWh. C'est un léger incitatif au marché.

⁶⁰ EEG 21 juillet 2014, amendement article 12.

⁶¹ Plus de 90% (en masse) de déchets verts ou biodéchets, voir IEA Bioenergy Task 37 Country Reports Summary 2015, tableau 8.4, p. 29.

⁶² Plus de 80% (en masse) d'effluents d'élevage, voir IEA Bioenergy Task 37 Country Reports Summary 2015, tableau 8.4, p. 29.

À titre de comparaison, le tarif moyen d'électricité en Allemagne en 2015, pour les ménages, était de 29,5 c€/kWh⁶³ (Eurostat, 2016).

Ce sont principalement les ménages (35 %), puis les industries (31 %), qui paient la différence entre le prix garanti au producteur (à travers le tarif de rachat) et le prix du marché (Deloitte Conseil, 2015, p. 9). Bien que la population se soit montrée favorable aux politiques énergétiques à ce jour, ce support citoyen s'est érodé durant les dernières années. Cela explique en partie les récentes modifications apportées au EEG, dont la réduction des entreprises exemptées de la surcharge (pour répartir les coûts sur un plus grand nombre de « payeurs »), et, à l'inverse, l'utilisation d'une surcharge pour l'autoconsommation. Il serait intéressant d'analyser les tarifs d'électricité à venir, lorsque le tarif d'achat prendra fin (en 2017).

Selon les données de 2016, le tarif d'électricité des ménages était composé comme suit (Clean Energy Wire, 2016) :

- Coût d'énergie pour le fournisseur (21.3 %)
- Charges d'utilisation du réseau (24.6 %)
- Surcharge pour énergies renouvelables (22.2 %)
- Taxe de vente (taxe de valeur ajoutée) (16 %)
- Taxe d'électricité (7.2 %)
- Redevances de concession (5.8 %)
- Redevances pour engagements relatifs à l'énergie "offshore" (0.1 %)
- Surcharge pour installations de cogénération (chaleur-énergie) (1.5 %)
- Redevance pour charges du réseau, pour grands utilisateurs (1.3%)

6.3.2.1 Filière du GNR en Allemagne

Au niveau de la transformation du biogaz en biométhane, ou GNR, l'Allemagne dispose de 165⁶⁴ installations en 2014, pour une capacité totale de 104 660 Nm³/h (Potsdam-Bornim, Bernd Linke Leibniz-Institute for Agricultural Engineering, 2015). Selon le rapport du Green Gas Grid Project (Brijder, Dumont, & Blume, 2014, p. 21), l'Allemagne occupait le premier rang au niveau de la production de GNR injecté, loin devant les Pays-Bas. Il n'y a toutefois pas de nouvelles installations prévues en 2016 ni en 2017. De plus, en raison de l'amendement au EEG de 2014, le potentiel de développement de ce marché reste faible. Quant au biogaz transformé en biocarburant, cela ne représente que 1% de l'utilisation du biogaz dans le pays.

Tableau 6-35 Production de GNR en Allemagne

	Capacité d'injection dans le réseau Nm ³ /h
Total	110,310⁶⁵

Source : International Energy Agency. (2015). « IEA Bioenergy Task 37 Country Reports Summary 2015 », p.29. Récupéré de <http://www.iea-biogaz.net/country-reports.html>

⁶³ Prix moyen 2015, incluant taxes, leviers, taxe à valeur ajoutée (*Value Added Tax*)

⁶⁴ Les chiffres montrent 165 installations en 2014 et 118 en 2015, avec une capacité accrue pour 2015. Une hypothèse pourrait être un dénombrement des « sites géographiques » vs « unités de production ».

⁶⁵ Capacité d'injection de GNR des 118 unités d'enrichissement du biogaz en 2015.

Tableau 6-36 Exemples de coûts d'investissements d'installations de GNR en Allemagne (Hors TRG)

Type d'installation	Coûts d'investissement approximatif
Installation de méthanisation (700 Nm ³ /h) avec unité d'enrichissement du biogaz	11 500 €/Nm ³ /h (Production annuelle d'environ 228 000 GJ)

Source : AILE; EREP (2015). « Benchmark des stratégies européennes des filières de production et de valorisation de biogaz et perspectives pour la filière française de méthanisation », p.17, à partir du *IEA Country Report 2014, FNR*.

Avec un système comme celui du tableau 6-34 (7 MW_é), la rentabilité pour les gros producteurs est intéressante, le TRG pouvant être autour de plus de 16 €/GJ, selon le type de substrat intrant. Également, selon la Loi sur l'accès au réseau gazier, les exploitants (distributeurs réglementés) du réseau doivent raccorder les sites de méthanisation au réseau de distribution de gaz et assurer l'injection du gaz. Ils sont propriétaires du raccordement, et les frais associés répartis comme suit (Weiland, Production de biogaz par les exploitations agricoles en Allemagne, 2013):

- Frais de raccordement : 25 % au producteur de biométhane, 75 % à l'exploitant
- Frais d'entretien et de fonctionnement : 100 % à l'exploitant

Cette approche de partage des coûts des frais de raccordement entre les producteurs et le distributeur réglementé est en réalité une forme d'interfinancement partielle des clients existants dans leurs tarifs pour les services de distribution. Le fait que seulement 25% des frais de raccordement et que 100% des frais d'entretien et de fonctionnement soient à la charge du distributeur gazier réglementé ont nettement favorisé le développement de cette filière en Allemagne et explique en grande partie son grand succès dans le passé.

Quant au tarif pour l'injection du biométhane, il semble que le bonus (de 1 à 3 euros cent/kWh) qui venait s'ajouter au feed-in tarif de la version 2012 du EEG a été retiré dans la version 2014 (International Energy Agency, 2016), et qu'aucun tarif n'est prévu dans la version qui sera en vigueur en 2017. Tout comme pour le biogaz, le pays n'offre pas d'autre soutien financier. À titre de référence, le prix moyen du gaz naturel en Allemagne en 2015, pour les ménages, était de 6.8 c€/kWh ou 19 €/GJ⁶⁶ (Eurostat, 2016).

6.3.3 Filières du biogaz au Royaume-Uni

Le contexte des énergies au Royaume-Uni diffère de la France ou de l'Allemagne, dans la mesure où le pays a longtemps misé sur des sources d'énergies fossiles abondantes. Cela explique que le pays se soit fixé un objectif d'approvisionnement en énergies renouvelables plutôt bas en comparaison avec ces deux pays. Selon la *Renewable Energy Directive* de l'UE, l'objectif est de 15% de consommation d'énergie de source renouvelable d'ici 2020 (UK Government, s.d.). En 2015, 24,6 % (UK Government, 2016, p. 159) de l'électricité du pays était produite à partir

⁶⁶ Il est autour de 19 \$/GJ, sans les taxes, pour un client de Gaz Métro avec 3,72 GJ/mois.

d'énergies renouvelables, divisée approximativement comme suit⁶⁷ : 35 % de bioénergie, 48 % d'éolien, 7 % d'hydro, 9 % de solaire photovoltaïque (UK Government, 2016).

En 2013, le gouvernement britannique a mis en place une réforme du marché de l'électricité, afin de le rendre plus compétitif, tout en valorisant le développement d'énergies faibles en émissions de GES (low-carbon energy). On y retient les éléments suivants :

- Un prix plancher carbone
- Un tarif de rachat garanti sous forme de « *contract for difference* », soit un contrat à long terme privilégiant les énergies « propres »
- Une norme de performance au niveau des émissions de GES

Le marché de l'énergie y est compétitif, composé de nombreuses entreprises productrices (37, en 2013), mais six entreprises sont responsables de 60% de la production d'énergie (Deloitte Conseil, 2015). Les principales entreprises productrices d'électricité sont : EDF Energy, E.ON, RWE, Scottish Power, Centrica, SSE, Drax Power Limited, International Power/GDF SUEZ SA., Intergen, ESBI (Thomson Reuters, 2014).

Des entreprises régionales sont propriétaires et gestionnaires du réseau de distribution, tandis que le National Grid Electricity Transmission plc détient et gère le réseau de transmission (haut voltage) de l'Angleterre et du pays de Galles. Les quatorze opérateurs de réseau de distribution sont détenus par six entreprises.

Au niveau du gaz naturel, National Grid est le seul acteur du réseau d'infrastructures de transmission de gaz naturel, et détient quatre des huit entreprises de distribution (National Grid, s.d.). Le réseau de gaz naturel est bien développé au Royaume-Uni, et sert principalement au chauffage des bâtiments. Le biogaz injecté est donc également utilisé à cette fin.

La filière biogaz a connu une croissance dans les années 2000, de façon plus prononcée à partir de l'année 2000, principalement en raison de 2 soutiens financiers : les « *Renewable Obligation Certificates* » ou ROC (qui découle des « *Renewable Obligations* »), et l'introduction du tarif de rachat garanti (AILE; EREP, 2015). Ces mécanismes de soutien seront expliqués davantage dans la partie financement. Les RO seront toutefois remplacés par les « *contract-for-difference* » à partir de 2017.

Le Royaume-Uni représente, selon les données de 2013, le second plus grand producteur d'énergie primaire à partir de biogaz en Europe (suivi toutefois de près par l'Italie) (International Energy Agency, 2016). En 2015, on dénombre 913 installations de biogaz, principalement à partir des sites d'enfouissements, ce qui se démarque de la France et l'Allemagne, où l'on retrouve surtout des installations agricoles.

Les données sur la production de chaleur et de GNR à partir du biogaz ne sont pas disponibles. Les données présentées dans le tableau ci-dessous furent obtenues par le IEA à partir de sources

⁶⁷ Les pourcentages sont calculés à partir des données de production d'électricité en GWh pour chaque type d'énergie renouvelable, présentées dans le document « Capacity of, and electricity generated from, renewable sources (DUKES 6.4) », en format Excel.

diverses, puisqu'il n'existe pas de document pouvant fournir un portrait global de la filière biogaz du Royaume-Uni.

Tableau 6-37 Production de biogaz au Royaume-Uni, en 2015

Type d'installation/substrat	Nombre d'installations	Production d'électricité (GWh/année)
Boues d'épuration ¹	186	846
Traitement de déchets organiques	95 ²	707 ¹
Agriculture	163 ²	1 009 ¹
Industriel	27 ^{1,2}	nd
Sites d'enfouissement	442 ^{1,3}	5 045 ¹
Total	913	7 607

1) IEA Bioenergy (2015), à partir de Dukes (2015), voir :

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/450298/DUKES_2015_Chapter_6.pdf ; 2) IEA Bioenergy (2015), à partir de National Biogas Portal, National Non Food Crops

Foundation (NNFCC); 3) Anaerobic Digestion and Bioresources Association (ADBA) From 2006 Sustainable Power Plant Register, Australian Business Council for Sustainable Energy

Source : traduction libre à partir de IEA. (2015). « Status of biogas production in UK (data from 2015) » [tableau], dans *IEA Bioenergy Task 37, Country Reports Summary 2015*, p. 51. Récupéré de <http://www.iea-biogas.net/country-reports.html>

Le biogaz est donc surtout utilisé pour la production d'électricité, mais la production de biométhane a connu une forte hausse depuis 2013. Quant à la production de biocarburant pour véhicule, 4 millions de litres ont été produits en 2014, et la seule installation de biométhane liquéfié au RU a fermé ses portes (International Energy Agency, 2016, p. 52).

En matière de coûts au Royaume-Uni, la seule information accessible est relative au coût d'une installation d'injection, et est présentée dans le chapitre GNR.

Au niveau des politiques publiques, le pays a instauré un système d'obligation d'approvisionnement en énergies renouvelables en 2002, accompagné d'un système de ROC, (semblable au système de REC que l'on retrouve aux États-Unis). Ce système visait les installations de 5 MW et plus, et 1 ROC était octroyé au producteur, pour chaque MWh d'électricité de source renouvelable. En 2002, l'énergie produite à partir de biogaz (pour les installations agricoles et industrielles) bénéficiait d'un doublement des certificats ROC. Le TRG quant à lui, est venu se greffer en avril 2010, avec, en 2011, un tarif spécifique aux installations de biométhane. Depuis 2014, le ROC ainsi que le TRG, ont toutefois été réduits. En 2015-2016, les installations de digestion anaérobie reçoivent 1,9 ROC/MWh d'électricité produite à partir du biogaz (International Energy Agency, 2016).

À partir de 2017, les RO seront remplacés par les « contract-for-difference » ou CFD. Les premiers encans de CFD en 2015 ont été octroyés à 27 projets d'énergies renouvelables, dont 5 projets de biogaz (principalement d'injection de biométhane) (Climate Brief, 2015).

Tableau 6-38 Tarifs d'achat offerts au Royaume-Uni, 2015 (contrat de 20 ans)

Production d'électricité à partir de biogaz	
Type de substrat/d'installation	Tarif (pence/kWh)
Digestion anaérobique (250 kW et moins)	9,12 ou 10,13 ⁶⁸
Digestion anaérobique (250 kW à 500 kW)	9,12 ou 10,13 ⁶⁹
Digestion anaérobique (500 kW et plus)	8,68

Source : traduction libre à partir de International Energy Agency. (2015). « Table 15.2: The Feed in Tariff (pence/kWh) with guaranteed price for a fixed period », [tableau], dans *IEA Bioenergy Task 37, Country Reports Summary 2015*, p. 53. Récupéré de <http://www.iea-biogaz.net/country-reports.html>

À titre de comparaison, le tarif moyen d'électricité au Royaume-Uni en 2015, pour les ménages, était de 15,52 pence/kWh⁷⁰ (UK Department of Energy and Climate Change, 2015).

En plus des RO, le gouvernement a établi des objectifs pour l'utilisation de carburant à partir de source renouvelable – les *Renewable Transport Fuel Obligations* (RTFO). En 2012-2013, l'objectif était fixé à 4,5 %.

Le Royaume-Uni émet également des certificats de garantie d'origine (appelés REGOs), pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables.

Les coûts liés au soutien financier (tarif d'achat) des projets d'énergies renouvelables sont imputés dans la facture du consommateur final, soit les ménages et les entreprises. Pour le consommateur final, la facture se répartit comme suit :

- Coût d'achat de l'électricité sur le marché en gros (*wholesale*) : 42 %
- Coûts de transmission : 23 %
- Coûts sociaux et environnementaux : 7 %
- Coûts d'opération du fournisseur : 14 %
- Marge de profit du fournisseur : 9 %
- Taxes : 5 %

6.3.3.1 Filière du GNR au Royaume-Uni

Comme mentionné précédemment, bien que le biogaz serve principalement à des fins de production d'électricité, la production de biométhane a connu une forte hausse depuis 2013 : 47 nouveaux projets ont vu le jour en 2014-2015, alors que l'on retrouvait un seul projet en 2012 (IEA Bioenergy, 2015).

⁶⁸ Les tarifs diffèrent dans une même année, en fonction de deux périodes définies. Nous présentons ici le tarif le moins élevé et le plus élevé offert dans l'année 2015, selon le rapport du IEA.

⁶⁹ Ibid.

⁷⁰ Tableau 5.5.1. Tarif pour consommateur « moyen » défini comme ayant une consommation de 2 500 à 4 999 kWh par année, pour des périodes de janvier à juin et juillet à décembre chaque année. Prix incluant les taxes.

Tableau 6-39 Production de biométhane au Royaume-Uni, en 2015

	Production de biométhane (Nm³/h) ¹
Total	750 Nm ³ /h ²

1) Cette colonne ne figure pas dans le tableau initial du IEA.

2) Les données sur la production de biométhane ne sont pas disponibles, mais le rapport de l'IEA précise que l'installation de Minworth, ouverte en 2015, devrait convertir 1,200 Nm³/h de biogaz en 750 Nm³/h de biométhane pour injection dans le réseau.

Source : traduction libre à partir de IEA. (2015). « Status of biogas production in UK (data from 2015) », [tableau], dans *IEA Bioenergy Task 37, Country Reports Summary 2015*, p. 51. Récupéré de <http://www.iea-biogas.net/country-reports.html>

Dans la même veine, l'augmentation importante du nombre de projets explique possiblement la baisse des coûts d'investissements, qui sont passés d'environ 1M d'euros pour la 1^{re} installation, à environ 400 000 euros selon le rapport de l'ADEME.

Tableau 6-40 Exemple de coûts d'investissements d'installations de biogaz au Royaume-Uni

Type d'installation	Coûts d'investissement approximatif
Installation de méthanisation avec cogénération	400 000 €

Source : AILE; EREP; pour l'ADEME, « Benchmark des stratégies européennes des filières de production et de valorisation de biogaz et perspectives pour la filière française de méthanisation », p.43, tiré du IEA Country Report 2014, FNR.

Le producteur de biogaz est responsable de la production et l'épuration en biométhane. Le distributeur de gaz définit les normes de qualité pour l'injection, mais n'est pas responsable de l'exploitation de l'installation. Il existe un fonds de producteurs (*biomethane producer fund*), qui détient et gère l'unité d'injection et de contrôle.

Puisque le gaz naturel, donc incluant le biométhane injecté, est utilisé à des fins de chauffage au Royaume-Uni, le TRG du biométhane est relié au Renewable Heat Incentive (RHI) en amont de la chaîne (voir tableau 6-41).

À titre de comparaison, le tarif de gaz naturel au Royaume-Uni en 2014, pour les ménages, était de 5,14 pence/kWh (incluant les taxes) (UK Department of Energy and Climate Change, 2015).

En 2015, le gouvernement aurait versé plus de 150 M de livres sterling via le RHI pour les projets d'injection de biométhane (Baldwin, 2015).

Tableau 6-41 Tarifs d'achat du biométhane au Royaume-Uni, via le RHI, 2015

Production de biométhane (tarifs à partir de juillet 2015)		
Type d'installation/utilisation	Tarif (pence/kWh)	Tarif (Livres/GJ)
Injection de biométhane		
1er 40 GWh	6,52	18,11
2e 40 GWh	3,83	10,64
> 80 GWh	2,95	8,19
Petite installation de combustion (moins de 200 kWth)		
Moyenne installation de combustion (moins de 200 – 600 kWth)		
Grande installation de combustion (plus de 600 kWth)		

Source : traduction libre à partir de IEA. (2015). « The Feed in Tariff (pence/kWh) with guaranteed price for a fixed period », [tableau], dans *IEA Bioenergy Task 37, Country Reports Summary 2015*, p. 53.
Récupéré de <http://www.iea-biogas.net/country-reports.html>

6.3.4 Filières du biogaz en Suède

Leader européen actuel pour le développement de la filière du biogaz pour des fins de transport (biocarburant), la Suède est un pays qui possède très peu de ressources fossiles tel le charbon, le pétrole et le gaz naturel. Par contre, elle a d'importantes ressources forestières et une bonne hydrographie. Malgré cette dernière, la Suède a exercé beaucoup de retenue sur l'exploitation de ses rivières pour la production d'électricité contrairement au Québec étant donné les fortes pressions pour la protection de celles-ci. Le pays s'est donc tourné dans les années 60 vers le charbon et le mazout ce qui l'a rendu très dépendant des ressources externes. Afin de contrer sa dépendance énergétique et être moins vulnérable aux fluctuations des marchés comme la Suède avait pu l'expérimenter durant la crise du pétrole de 1973, elle a misé sur le nucléaire. Au milieu des années 80, le nucléaire était la première source d'énergie. Toutefois, dans les années 90, la Suède a décidé de miser sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. De là ont découlé plusieurs initiatives telles que :

- Des subventions aux communautés et aux particuliers pour l'interconnexion des réseaux de chaleur alimentés aux bioénergies;
- La création d'une taxe sur les émissions de CO₂ avec exonération pour le bois et certains déchets.

Grâce à ces mesures, la moitié du pays était alimenté en chaleur et en 2008, 71 % de l'approvisionnement en chaleur provenait de bioénergies (Cruciani, 2016, p. 18) En 2014, le pays n'utilisait que 31 % de combustible fossile alors que l'Union Europe en utilisait plus de 72 % (Cruciani, 2016, p. 22). Ces mesures ont également permis l'essor des biocarburants. En 2014, ceux-ci se hissaient au premier rang des utilisateurs de biocarburants à partir de biométhane dans l'Union européenne (Cruciani, 2016, p. 18).

Malgré les mesures et les effets positifs pour la production de chaleur et de biocarburants, ces mesures n'ont pas eu l'impact escompté sur la production d'électricité à partir d'énergie

renouvelable. Contrairement à d'autres pays, la Suède n'a pas été du côté des TRG pour promouvoir l'offre et attirer des investisseurs. Par contre elle a choisi, au début des années 2000, d'adopter un système de certificats vert pour stimuler l'offre. Ce système de marché, partagé avec la Norvège, permet de recevoir un certificat vert pour chaque MWh d'électricité produite à partir d'énergie admissible. Les fournisseurs d'électricité ont l'obligation de remettre chaque année un certain nombre de certificats verts aux autorités compétentes. Ils peuvent en acheter s'ils n'en ont pas assez ou encore en vendre en cas de surplus. En 2014-2015 le prix moyen pour chaque certificat était entre 15 et 20 euros par MWh (ou 42 euros/GJ et 66 euros/GJ) (International Energy Agency, 2015, p. 42). Le système étant neutre quant au type d'énergie renouvelable, c'est le coût de production le plus bas qui a primé et qui a favorisé l'énergie éolienne pour la production d'électricité. Le biogaz pour sa part a plutôt favorisé l'utilisation du biocarburant dans les communautés grâce aux subventions, en particulier pour les flottes captives (Cruciani, 2016, p. 29).

En 2009, plusieurs objectifs ont été établis par le gouvernement en place et conservés par le gouvernement suivant en 2014. Ces objectifs peuvent se résumer comme suit (Cruciani, 2016, p. 17) :

- Utilisation de 50 % d'énergies renouvelables d'ici 2020;
- 10 % d'énergies renouvelables pour les transports d'ici 2020 et affranchissement des carburants fossiles d'ici 2030;
- Amélioration de l'efficacité énergétique de 20 % d'ici 2020;
- Réduction de 40 % des GES d'ici 2020 par rapport à 1990 et ne plus émettre de GES d'ici 2050.

Le pays s'est doté de nouveaux objectifs en juin 2016 avec 100% d'utilisation d'énergie renouvelable d'ici 2040 sans pour autant établir des directives sur le nucléaire. Ceci reflète l'ambiguïté de cette énergie au pays où le Danemark et une partie de la population suédoise exercent beaucoup de pressions pour l'arrêt du nucléaire, alors que d'autres intervenants prônent une limitation du nucléaire en ne gardant que les centrales déjà en activité et en modernisant leur équipement. Le tableau suivant présente le bilan énergétique de la Suède en 2014 (Cruciani, 2016).

Tableau 6-42 Bilan énergétique de la Suède (2014)

	Énergie finale
Électricité	33%
Produits pétroliers	25%
Bioénergies (usages directs)	22%
Bioénergies (réseau de chaleur)	8%
Réseaux de chaleur (autres énergies)	5%
Charbon	4%
Gaz naturel	2%
Autres	1%

Source : Cruciani, Michel. (2016, juin). « La transition énergétique en Suède ». *Études de l'Ifri*.

De façon plus spécifique à la filière du biogaz, il y avait 279 installations de production en 2014. Le prochain tableau répartit ces installations selon leur source d’approvisionnement.

Tableau 6-43 Production de biogaz en Suède, en 2014

Type d’installation/substrat	Nombre d’installations	Production d’électricité (GWh/année)
Boues d’épuration	139	679
Traitement de déchets organiques	35	717
Agriculture	39	44
Industriel	5	123
Sites d’enfouissement	60	219
Gazéification	1	1
Total	279	1783

Source : traduction libre à partir de International Energy Agency. (2015). « Biogas production in Sweden from different plants (data from 2014) », [tableau], dans *IEA Bioenergy Task 37 Country Reports Summary 2015*, p. 41. Récupéré de <http://www.iea-biogas.net/country-reports.html>

En Suède, 60 % du biogaz produit et purifié pour faire du biométhane servant de biocarburant pour les véhicules. Le reste est principalement utilisé comme chauffage. Le tableau suivant répartit le biogaz selon les différentes sources d’utilisation.

Tableau 6-44 Utilisation du biogaz en Suède (données de 2013)

Utilisation du biogaz	GWH	%
Électricité*	58	3
Chaleur**	434	24
Biocarburant pour véhicule	1017	57
Industriel	75	4
Torchage	191	11

*Exclut les pertes d’efficacité; **Inclus les pertes de chaleur.

Source : traduction libre à partir de International Energy Agency. (2015). « Utilisation of biogas in Sweden (data from 2013) », [tableau], dans *IEA Bioenergy Task 37, Country Reports Summary 2015*, p. 42. Récupéré de <http://www.iea-biogas.net/country-reports.html>

6.3.4.1 Filière du GNR en Suède

Tel qu’on a pu le voir dans le tableau du bilan énergétique de la Suède ci-haut, une très petite partie de l’énergie (2 %) provient du gaz naturel. Il a aussi été indiqué que 60 % du biogaz produit et purifié pour faire du biométhane servant de biocarburant pour les véhicules et que le reste servait principalement à l’approvisionnement en chaleur. Il y a au pays 59 usines de conditionnement du biogaz pour la production du biométhane. Au pays environ 50 000 véhicules fonctionnent au gaz naturel dont 70 %, en 2015, provenait du biométhane (GNR). Des 50 000, on compte 2300 autobus et 800 camions lourds. La majorité du GNR utilisé comme carburant est du GNC puisqu’une seule usine fabrique du GNL et que seulement 6 des 225 stations offrent du GNL (International Energy Agency, 2015, p. 42).

En plus des mesures incitatives mentionnées ci-haut, certaines ont favorisé l'essor du GNR comme biocarburant. Par exemple, les primes à l'achat de véhicule et l'obligation depuis 2006, pour chaque distributeur de carburant, d'installer au moins une pompe de carburant alternatif. En plus des mesures nationales, il y a aussi eu des mesures locales comme l'achat de véhicules municipaux, stationnements gratuits, etc.

Pour l'instant, la très grande majorité du GNR utilisée comme biocarburant se présente sous forme de GNC. Mais la transformation du GNR en GNL pourrait augmenter dans les prochaines années. D'ailleurs, la Suède possède deux terminaux méthaniers pour la réception du GNL importé dont un est connecté au gazoduc. L'augmentation de l'utilisation du GNL grâce aux terminaux pourrait avoir des effets bénéfiques sur la production suédoise de GNL. De plus, l'utilisation du GNL dans le nord de la Suède, une région où l'on retrouve beaucoup d'exploitation minière et forestière, pourrait augmenter au fur et à mesure que l'utilisation du GNC produit localement et distribué par les stations-service détenues par les municipalités augmente. En effet, comme mentionné dans l'exemple ci-bas, le GNL permet aux régions éloignées du nord de la Suède de stocker du gaz naturel et d'assurer un approvisionnement constant même lorsque la production locale n'arrive pas à suivre la demande.

6.3.4.2 Exemple de projet de biogaz en Suède

BiogaC Project

Le projet BiogaC est un projet pilote (en 2015) (NGVA Europe, 2015) visant le déploiement des stations-service qui offrent du GNC sur le réseau routier du nord de la Suède. Malgré les 200 stations-service vendant du GNC en Suède, celles-ci sont principalement situées dans le sud du pays. Ce projet vise la construction de nouvelles stations-service de GNC dans les villes de Härnösand et Umeå tandis que deux stations existantes situées à Sundsvall et Skellefteå seront mises à niveau. Sundsvall, par exemple, est une installation de digestion anaérobie approvisionnée en déchets ménagers, boues d'épuration et déchets de pâtes et papiers. Plusieurs municipalités aux environs ainsi que des entreprises sont sollicitées pour obtenir une quantité suffisante de matières organiques. L'installation de Sundsvall est la plus importante installation du genre au nord de la Suède avec une production annuelle estimée de 8 millions de m³ de biométhane (WSP Parsons Brinckerhoff, 2016).

Le transport est par définition une activité intensive dans cette région nordique à cause des exploitations minières et forestières. La circulation des véhicules lourds dans la région offre donc un grand potentiel de production de GNR, GNR qui peut ainsi contribuer à l'essor économique de la région. Le biométhane provient principalement de source locale, c.a.d. produit par les municipalités. La production locale élimine les coûts de transport de GNR. Le GNL est aussi utilisé. Il est stocké afin de pallier les périodes où la demande ponctuelle est supérieure à la capacité de production. Le besoin d'un tel projet vient du fait que les entreprises parcourant de longues distances pour se rendre au nord veulent s'assurer d'un approvisionnement fiable en carburant ce qui rend les entreprises hésitantes à opter pour des véhicules fonctionnant au gaz naturel. Ceci a pour conséquence de limiter l'offre de GNC. Ce projet vise donc à briser ce cercle vicieux. Des subventions de 2 millions d'euros ont été accordées à AGA Gas par le programme de Réseau Transeuropéen de Transports (RTE-T) de l'Union européenne. Le projet est le résultat d'engagement de cinq villes du nord qui se sont

commises à convertir leur propre flotte de véhicules afin d'inciter les entreprises privées à faire de même.

6.3.5 Synthèse du balisage en Europe

Tous les pays européens analysés œuvrent sous le Cadre d'action en matière de climat et d'énergie (2020 et 2030), cadre ayant participé au développement de nombreux incitatifs et règlements autour de la gestion des GES, de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables. Ces éléments ont permis le développement de nombreuses installations de biogaz depuis les années 2000, l'Allemagne étant toujours le leader de cette filière en Europe.

La figure 6-8 nous démontre que les principales mesures de soutien à la filière biogaz en Europe sont :

- le tarif d'achat d'électricité (ou TRG);
- les subventions à l'investissement;
- le tarif d'achat (TRG) pour le GNR (biométhane).

Parmi les pays européens analysés, la France est la région offrant le plus de soutien financier autre que le TRG.

Le TRG des pays analysés⁷¹ est surtout modulé selon :

- les intrants/le type d'installation;
- le volume de production;
- le prix de l'énergie sur le marché (électricité et gaz naturel).

L'Allemagne étant le plus grand contributeur à l'essor de la filière biogaz en Europe, il est pertinent de porter une attention plus prononcée aux mécanismes que ce pays a mis en place :

- un système de TRG (révisé à la baisse au fil de l'évolution de la filière), modulé selon les intrants, le volume, et l'utilisation (ce dernier dans une moindre mesure);
 - le plus haut tarif étant octroyé pour les petits systèmes, approvisionné en effluents d'élevage;
- un bonus pour l'injection de biométhane (de 1 à 3 cent euros/kWh), toutefois retiré depuis 2014;
- aucune subvention gouvernementale, les TRG étaient réputés couvrir les coûts de production (en date d'aujourd'hui du moins);
- la nécessité pour les producteurs de biogaz, depuis 2014, de vendre leur électricité sur le marché;
- pour le GNR, la responsabilité, pour l'exploitant, d'assumer 75 % des frais de raccordement au réseau de distribution de gaz, et 100 % des frais d'entretien et de fonctionnement.

Ce survol de quelques régions européennes et de leurs modèles de soutien nous éclaire sur l'influence des nombreux facteurs (politiques, légaux, technologiques, notamment) lorsque vient le temps d'établir les mécanismes à privilégier selon les objectifs visés. La prochaine section, consacrée au contexte québécois, permet de mettre en relief ces modèles face aux objectifs qui seront poursuivis à l'échelle provinciale, et de s'en inspirer.

⁷¹ La Suède est le seul pays européen, parmi ceux analysés, qui n'a pas de TRG.

7 Filières du biogaz au Québec

Le balisage pour le Québec ne suivra pas le même format que pour le Canada, le Vermont, la Californie et l'Europe. De temps en temps, nous référons au Québec dans les sections précédentes, mais nous dresserons ici plutôt un portrait avec des données pour guider les lecteurs moins familiers avec le profil énergétique québécois et préparer la section 8.

D'abord, le contexte dans lequel l'Avis (R-3972-B-0001, 14 juin 2016) demandé par le ministre Pierre Arcand à la Régie de l'énergie s'inscrit a déjà été présenté. La raison même de ce rapport démontre la volonté de la province à développer une filière de valorisation du biogaz pouvant mener à une production de GNR au Québec. Cette demande du ministre s'inscrit dans une suite d'efforts déjà en cours pour se doter d'un cadre législatif à la foi contraignant en amont, et incitatif en aval, pour favoriser la filière dans un contexte plus large de meilleure gestion des déchets et d'atteinte d'objectifs environnementaux.

Le système énergétique du Québec se distingue de celui des autres régions du monde par sa part importante d'approvisionnement local en énergies renouvelables (47 % du total). Toutes formes confondues, les deux principales sources locales d'énergie primaire sont la force hydraulique (35 %) et la biomasse (7 %). La ressource éolienne arrive en troisième lieu. Les autres besoins énergétiques du Québec sont comblés par les hydrocarbures, qui proviennent entièrement d'importations et comptent pour la moitié, soit 53 %, du bilan. Le pétrole, dont plus des trois quarts sont consommés par le secteur des transports, représente 38 % du bilan énergétique, tandis que la part du gaz naturel, surtout consommé par le secteur industriel, s'élève à 14 % (311 PJ équivalent 8,1 milliards de mètres cubes). (Whitmore & Pineau, 2016).

Au Québec, Hydro-Québec TransÉnergie exploite le réseau de transport d'électricité, commercialise ses capacités de transit et gère les mouvements d'énergie sur le territoire québécois, tandis qu'Hydro-Québec Distribution est responsable d'assurer l'approvisionnement en électricité aux clients.

Du côté du gaz naturel, deux entreprises se partagent la distribution de la ressource au Québec, soit Gaz Métro (filiale de Valener) et Gazifère (filiale d'Enbridge Inc.). Gaz Métro distribue environ 97 % du gaz consommé au Québec. Son réseau s'étend sur plus de 10 000 km et assure le service auprès d'environ 200 000 clients. Depuis récemment, la société investit dans le développement du gaz naturel renouvelable et du gaz naturel comme carburant. Gazifère, quant à elle, possède et exploite 950 km de réseau gazier et assure le service de plus de 41 500 clients sur un territoire couvrant la ville de Gatineau.

Bien que le captage des biogaz sur certains sites soit une réalité depuis plus de 10 ans, la valorisation des biogaz issus de la digestion anaérobie était, jusqu'à récemment, très peu répandue au Québec en raison des faibles coûts des autres énergies et de l'enfouissement des matières résiduelles organiques. Pour contrer les effets néfastes des émissions de méthane, brûler le gaz résiduel à la torchère était la solution moins coûteuse; elle était donc l'approche la plus souvent privilégiée.

Le Plan d'action sur les changements climatiques 2006-2012 et la Stratégie énergétique 2006-2015 ouvrirent la porte au gouvernement à mieux harmoniser ses efforts et ses priorités pour la

valorisation du biogaz en vue d'atteindre les objectifs qu'il s'était fixés, car sa captation permettrait à la fois de réduire les émissions de GES et de développer une source d'énergie locale et renouvelable pouvant remplacer des sources d'énergie fossile.

En vue d'atteindre ces objectifs et d'encourager davantage la mise en valeur de la matière résiduelle dans le respect des 3RV, le gouvernement dévoila sa Politique de gestion des matières résiduelles, en novembre 2009, et le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (PTMOBC). En 2008, le taux de mise en valeur de la matière organique résiduelle au Québec s'élevait à 12 %. L'objectif de la nouvelle politique était d'élever ce taux à 60 % en 2015, en vue d'éliminer complètement les matières organiques résiduelles des sites d'enfouissement à l'horizon de 2020. La biométhanisation s'apprêterait donc à l'atteinte conjointe de ces trois grandes stratégies gouvernementales. Le PTMOBC offrit de nouvelles occasions pour la biométhanisation. Depuis l'annonce du programme, le financement de dix projets municipaux a été approuvé en vue de mettre en place des installations de biométhanisation pour produire du biogaz qui sera utilisé en remplacement du gaz naturel, contre seulement cinq pour des installations de compostage. Ce programme, géré par le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), est désormais financé par le Fonds vert et plus particulièrement par l'entremise des redevances pour l'élimination de matières résiduelles et du Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques.

En avril 2009, Hydro-Québec lançait ses premiers appels d'offres pour les projets de cogénération à la biomasse. Plusieurs projets furent sélectionnés. À l'heure actuelle, quatre projets de cogénération au biogaz ont été retenus pour une capacité totalisant 20 MW. Le prix moyen des approvisionnements post-patrimoniaux des appels d'offres était de 105,2 \$/MWh (29\$/GJ) selon le dossier R-3986-2016. D'autres programmes gérés par le MAPAQ, RECYC-QUÉBEC et le gouvernement fédéral viennent s'ajouter à ces mesures. L'ensemble des cibles se trouvent désormais appuyées par diverses initiatives qui favoriseraient le développement d'une filière de valorisation des déchets, du biogaz et du gaz naturel renouvelable au Québec (tableau 7-1).

Tableau 7-1 Principales aides financières pour la biométhanisation

	Secteurs ciblés*	Digestion anaérobie	Compostage	ÉR	Autres
Québec					
MDDELCC : Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage	M	X	X		
MAPAQ : Programme Prime-Vert	A	X	X		
Hydro-Québec : Appel d'offres, projet de cogénération au biogaz	SE, M	X			X
Fédéral					
Infrastructure Canada : Fonds pour l'infrastructure verte	M	X		X	X
FCM : Fonds municipal vert	M	X	X	X	X
RNCan : Fonds écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable	SE, PÉ	X		X	

Notes : * A = agriculture/agroalimentaire, M = municipalité, PÉ = producteur d'énergie, SE = site d'enfouissement
Sources : Perron (2010), sites web des gouvernements québécois et fédéral.

En 2016, le gouvernement québécois a rendu publique sa Politique énergétique 2030. Cette politique vise, entre autres, la réduction de 40 % de la quantité de produits pétroliers consommée, l'augmentation de 25 % de la production d'énergie renouvelable et l'augmentation de 50 % de la production de bioénergie d'ici 2030. En conjonction avec les objectifs globaux de réduction d'émissions de GES de 20 % sous le niveau de 1990 d'ici 2020 et de 37,5 %⁷² d'ici 2030, et la mise sur pied d'un marché du carbone au Québec (SPEDE) en janvier 2013, les biogaz se présentent plus que jamais comme une source d'énergie neutre en carbone qui peut jouer un rôle important dans la transition énergétique.

Dans son fascicule « Les énergies renouvelables », publié dans le cadre des consultations publiques de la politique énergétique 2030, en 2015, le MERN a souligné les conditions nécessaires pour qu'une stratégie de développement des bioénergies soit efficace, soit :

- 1) *Une disponibilité de biomasse exploitable pour la bioénergie sans incidence sur l'écologie;*
- 2) *Des technologies de conversion fiables et efficaces;*
- 3) *Une gamme de produits qui peuvent être écoulés compétitivement sur des marchés diversifiés : énergie, carburants, coproduits, fibre pour divers usages;*
- 4) *Des modes de financement pouvant accepter le risque.*

Toutefois, le MERN reconnaît, plus loin dans son rapport, que malgré les progrès dans le développement des technologies de valorisation énergétique de la biomasse, plusieurs avancées seront nécessaires au cours des prochaines années pour que « les bioproduits puissent être fabriqués à des prix compétitifs, sans subventions des pouvoirs publics. » (Ministère des Ressources naturelles, 2015, p. 97). Selon le gouvernement, « L'état de maturité des filières doit faire l'objet d'une grande attention », et classe la filière des biogaz, selon son potentiel technico-économique, sur un horizon à moyen terme (2020-2025) pour les projets qui valorisent les matières organiques issues de boues municipales et de résidus alimentaires, et à long terme (2025-2030) pour les projets de GNR et de biogaz provenant de résidus municipaux et de transformation animale (Ministère des Ressources naturelles, 2015, p. 9).

Le gouvernement reconnaît aussi la complexité de développer la filière des biogaz et de commercialiser le biométhane dans le contexte québécois. Bien qu'il souligne que les exigences réglementaires visant à réduire les GES aux États-Unis présentent un terrain fertile pour l'exportation d'une partie de la production de biométhane québécois vers les marchés américains, il présente quatre enjeux qui mettent en doute la rentabilité économique des projets et de la commercialisation du GNR au Québec, sans une intervention soutenue du pouvoir public (Ministère des Ressources naturelles, 2015, p. 105) :

- Le coût de revient du biométhane, y compris sa purification pour respecter les normes de qualité requises pour que le gaz puisse être injecté dans les réseaux de distribution du gaz naturel, rend la rentabilité des projets de production de GNR plus incertaine. Les faibles coûts actuels de l'énergie de même que les surplus d'électricité représentent des obstacles supplémentaires.

⁷² La cible de 37,5% a été confirmée suite à des consultations publiques à l'automne 2015. Voir : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/consultations/cible2030/index.htm>

- Les distributeurs de gaz naturel sont réglementés en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie. Ils ne peuvent pas se procurer leur fourniture à n'importe quel prix, ce qui limite leur champ d'action pour commercialiser le biométhane produit au Québec.
- Les matières résiduelles municipales sont par nature hétérogènes et moins propices à une méthanisation performante par rapport aux résidus agricoles et aux boues utilisées ailleurs dans le monde pour produire du biométhane. Au Québec, le Programme de traitement de la matière organique par biométhanisation et compostage limite à 10 % l'apport de résidus organiques provenant du secteur agricole et impose que le biométhane produit à partir de matières résiduelles municipales remplace des hydrocarbures fossiles.
- Les technologies de biométhanisation utilisées par les municipalités québécoises pour traiter leurs matières résiduelles seront vraisemblablement étrangères. Dans ce contexte, il devient extrêmement difficile pour des entreprises québécoises de conquérir une part du marché des technologies et de maximiser les retombées pour le Québec des investissements majeurs que requiert la biométhanisation à grande échelle.

En ce qui a trait à la filière du biogaz issue de gestion des déchets avec des sites d'enfouissement, le Québec a déjà un cadre légal qui favorise le captage du biogaz, pour le brûler avec torchère au minimum :

Rappelons que le Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles oblige les lieux d'enfouissement technique les plus importants, c'est-à-dire ceux qui enfouissent plus de 50 000 tonnes de matières résiduelles par année, à capter, puis à éliminer ou à valoriser leurs biogaz. (Gouvernement du Québec, 2015)

La plupart des gros sites d'enfouissement au Québec valorisent déjà, ou ont des projets, pour valoriser davantage les biogaz captés produits par la dégradation des résidus organiques historiquement présents ou collectés. Des municipalités comme Montréal veulent aller plus loin en harmonisant les règlements des arrondissements sur la collecte de résidus organiques, pour se conformer à l'échéancier de 2020 imposé par le gouvernement québécois.

Le but : augmenter les chances d'atteindre les objectifs de récupération et de compostage imposés par le gouvernement. L'Assemblée nationale a exigé des municipalités qu'il n'y ait plus aucune matière recyclable ou compostable dans les sites d'enfouissement des déchets d'ici 2020. Or, en 2015, Montréal recyclait à 58% et collectait seulement 13% des matières organiques (Houde-Roy, 2016).

Aux dires d'acteurs en amont de la filière de production du biogaz au Québec, les prochaines années seront cruciales pour trouver des solutions suite aux récentes réglementations en matière de gestion de matières résiduelles. Lors de la 16^e semaine québécoise de réduction des déchets (SQRD) tenue à la mi-octobre 2016, le directeur du Front commun québécois pour une gestion écologique des déchets (FCQGED), M. Karel Ménard, disait :

La plupart des municipalités ont introduit la collecte des résidus de table et commencent à construire les infrastructures pour composter les matières récupérées afin d'éviter l'enfouissement de matières organiques d'ici 2020. En milieu densément peuplé, le compostage classique est moins envisageable, il faut passer par la biométhanisation. Cela consiste à fabriquer des biogaz en décomposant des déchets, et on obtient alors un digestat qu'il faut composter. Ce sont des infrastructures qui coûtent cher et c'est vrai qu'à Montréal, notamment, ça avance lentement. Donc, actuellement, les résidus de table collectés des Montréalais sont notamment envoyés à

Joliette à 70km pour y être compostés. Mais encore faut-il que les matières collectées soient de bonne qualité si on veut du compost utilisable comme de l'engrais, sinon il risque d'être à son tour enfoui! (Ménard, 2016)

Ainsi, en amont de la chaîne de valorisation du biogaz, notamment pour les résidus organiques domestiques collectés par les municipalités, il y aura éventuellement deux alternatives au Québec pour se conformer aux exigences du gouvernement : le compostage direct ou la biométhanisation avec compostage des digestats⁷³.

Pour le développement optimal de filières de valorisation du biogaz, il s'agit d'une forme de concurrence à tenir en compte, en fonction des coûts de collecte et du transport à partir des municipalités vers les sites d'enfouissement, de compostage ou de méthanisation, selon les options offertes. À partir de ces options (compostage direct ou biométhanisation avec compostage), à distance égale, nous émettons l'hypothèse que les coûts de la collecte et de transport deviendraient à peu près neutres par camion, et que c'est la qualité des intrants (prix payé de la tonne à la porte du site), et les coûts de traitement (Coûts du capital, coûts fixes et variables des étapes de méthanisation et épuration) qui sont les variables clés au milieu de la chaîne de la filière biogaz et GNR.

Plus en amont de cette chaîne de valorisation du biogaz et du GNR, ce sont : l'espérance de revenus pour la production d'électricité localement, l'électricité via réseau, l'injection directe de GNR dans le réseau, l'injection indirecte via le transport du GNL ou du GNC, ou l'utilisation privée de GNR, qui complètent les enjeux pour développer les diverses filières.

Tel qu'expliqué par le MERN dans son fascicule *Les énergies renouvelables*, publié dans le cadre des consultations de la politique énergétique 2030 :

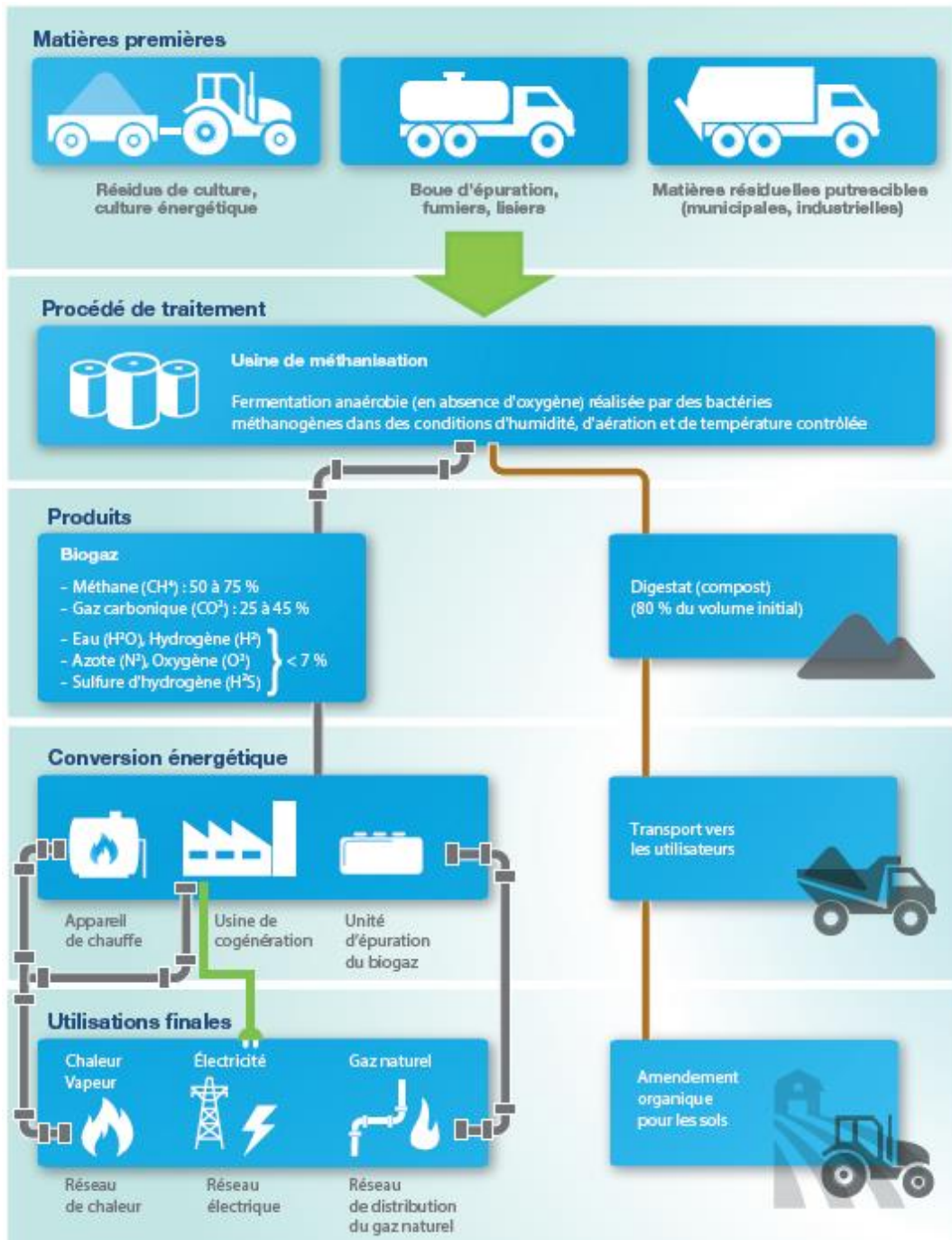
« La valorisation du biogaz sous forme thermique au moyen de la cogénération ou sous forme de carburant de remplacement se fait le plus souvent sur le site de production ou à proximité. Elle ne recourt donc pas à un réseau de distribution. Le réseau de distribution de gaz naturel peut distribuer le gaz naturel renouvelable tiré du biogaz, si ce produit respecte certaines normes et ne nuit pas à la qualité générale du gaz acheminé par le distributeur à sa clientèle. Il peut également être exporté. La Loi sur la Régie de l'énergie a été modifiée en 2006 afin de permettre aux producteurs d'acheminer le biogaz produit à un client, sans avoir à passer par le réseau de distribution de gaz naturel. » (Ministère des Ressources naturelles, 2015, p. 95).

Plus particulièrement dans le contexte québécois, notons que le CIRAIG estimait à 247 g éq. CO₂/kWh les émissions liées à la production d'électricité à partir de centrale de cogénération au biogaz, contre 88 g éq. CO₂/kWh pour une centrale à la biomasse et 620 g éq. CO₂/kWh pour une centrale au gaz naturel (Ministère des Ressources naturelles, 2015, p. 28). Ainsi, pour des raisons de coûts de transport et d'entreposage du biogaz, la production d'électricité s'avère souvent être la seule solution envisageable pour ceux qui sont trop éloignés des réseaux de distribution gaziers, le réseau électrique étant beaucoup plus répandu, mais le faible coût de

⁷³ Selon une certaine logique économique, une trop grande offre de compost, à la suite de l'interdiction d'enfouissement des matières putrescibles, diminuerait la valeur du compost au mieux ; au pire, le compost devrait être enfoui.

l'électricité, le contexte de surplus électrique au Québec, et la disponibilité du propane à coût intéressant limitent le potentiel de cette filière.

Figure 7-1: Rappel des étapes pour une valorisation des déchets par injection du GNR.



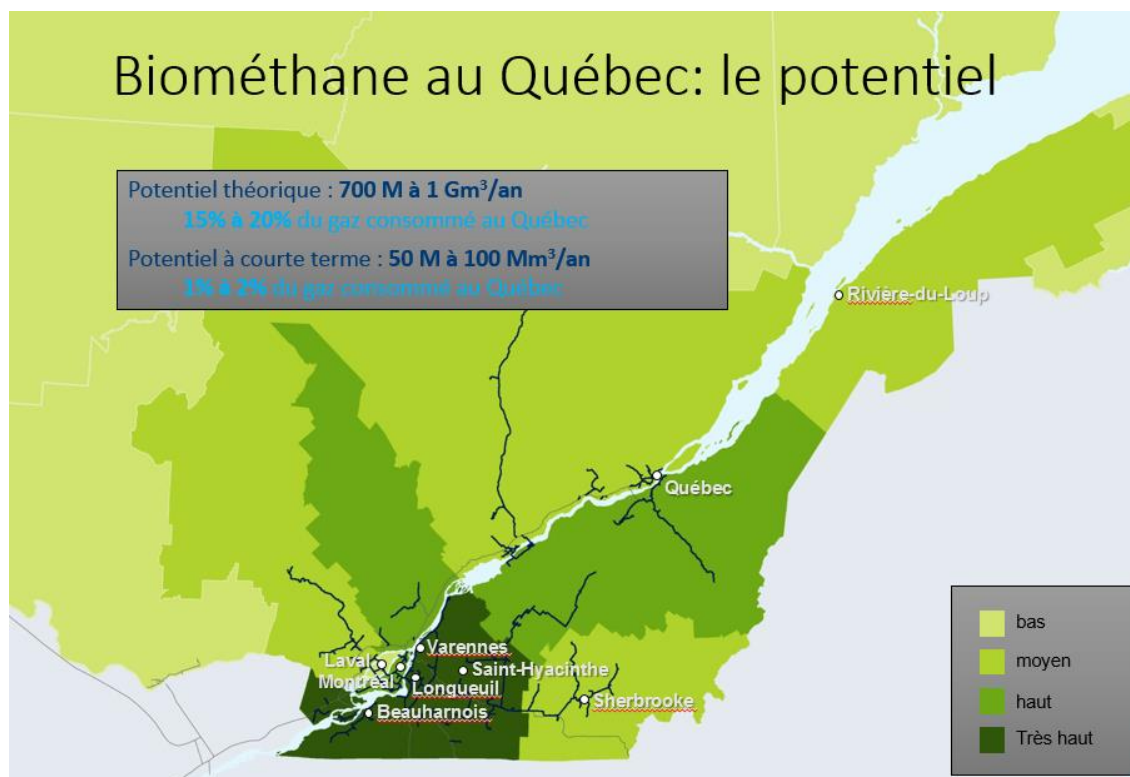
Source : Ministère des Ressources naturelles. (2015, 16 mars). « Figure 2.5 – Processus de production et de valorisation du biométhane », [figure], dans *Politique énergétique 2016-2025 - Les énergies renouvelables*, fascicule no. 4, gouvernement du Québec, p. 93. Récupéré de <https://mern.gouv.qc.ca/energie/politique/documents/fascicule-4.pdf>

Selon des analyses préliminaires de Gaz Métro diffusées publiquement en septembre 2016, il y aurait un potentiel québécois de l'ordre de 5 % des volumes distribués au Québec seulement avec les matières organiques résiduelles. Ce potentiel maximal ne semble toutefois pas tenir compte des enjeux mentionnés pour évaluer les différentes options et ne constituerait donc pas un potentiel technico économique en tant que tel. La figure 7-2 fournie par Gaz Métro et présentée dans la prochaine section du rapport établit plutôt un potentiel à court terme de l'ordre de 1 % à 2 % de la consommation québécoise.

Nous disposons d'un potentiel de production d'environ 10 Bcf (billion cubic feet) en termes de matières organiques résiduelles dans la province. À titre comparatif, Gaz Métro distribue 200 Bcf par année à ses clients », explique Donald Beverly, conseiller senior, Développement et énergies renouvelables, au sein de l'entreprise (Les Affaires, 2016).

Dans le fascicule *Les énergies renouvelables*, le MERN souligne que, selon les évaluations de Gaz Métro, « 25 à 30 Mm³ de gaz naturel renouvelable pourraient être injectés dans son réseau chaque année par les projets municipaux en développement. Le reste pourrait être valorisé sans le recours au réseau de distribution » (Ministère des Ressources naturelles, 2015, p. 94).

Figure 7-2 Potentiel de production de biométhane au Québec



Source : Gaz Métro (2013). « Figure 1 : Potentiel de production de biométhane au Québec, source Gaz Métro », [figure], dans *Biométhane - Fiche d'information*. Récupéré de http://www.corporatif.gazmetro.com/Data/Media/Fiche_Biomethane_sept2013.pdf

De plus, sur un horizon plus long terme, en plus du captage dans les sites ou du digesteur anaérobique, la production par gazéification/pyrolyse pourrait ajouter au potentiel de production de biogaz et ultimement de GNR.

Les résidus forestiers, c'est-à-dire les cimes, branches, sciure de bois, etc., restés au sol une fois que les arbres ont été récoltés et sciés – ne manquent pas au Québec. Là encore, cette matière est utilisée pour produire un gaz, le méthane. Donald Beverly évalue à environ 15 Bcf par an le potentiel énergétique de cette ressource. D'ores et déjà, Gaz Métro a mis à l'essai au Centre des technologies du gaz naturel de Boucherville, un procédé thermochimique appelé hydrogénation pyrocatalytique afin de transformer les copeaux de bois (Les Affaires, 2016).

Ces premières données, ainsi que le balisage dans les sections précédentes, démontrent que cette filière est majoritairement au stade de recherche et développement. La commercialisation de biogaz produit à partir de biomasses plus solides semble en balbutiement dans le monde, mais il y a des projets québécois dignes de mention et assez avancés. Nous y reviendrons dans la prochaine section.

Le prochain tableau présente une série de données utiles extraites du dossier R-3970-2016 de Gaz Métro comme base de référence pour le Québec.

Tableau 7-2 Hypothèses de prix du gaz naturel déposé par Gaz Métro dans le dossier R-3970-2016

Hypothèses retenues (\$CAN/GJ)				
	octobre	nov.- mars	avr.-sept.	année
2016-2017				
Prix à Empress	2,45 \$	2,89 \$	2,76 \$	2,79 \$
Prix à Dawn	3,25 \$	3,86 \$	3,46 \$	3,61 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	2,66 \$	3,59 \$	3,74 \$	3,58 \$
2017-2018				
Prix à Empress	2,85 \$	3,19 \$	2,92 \$	3,03 \$
Prix à Dawn	3,54 \$	4,11 \$	3,56 \$	3,79 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,73 \$	3,81 \$	3,94 \$	3,87 \$
2018-2019				
Prix à Empress	3,03 \$	3,42 \$	3,14 \$	3,25 \$
Prix à Dawn	3,64 \$	4,25 \$	3,69 \$	3,92 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,92 \$	3,99 \$	4,09 \$	4,03 \$
2019-2020				
Prix à Empress	3,25 \$	3,60 \$	3,35 \$	3,45 \$
Prix à Dawn	3,76 \$	4,38 \$	3,78 \$	4,03 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,06 \$	4,12 \$	4,21 \$	4,16 \$

Tableau 7-3 Demande de gaz naturel déposé par Gaz Métro dans le dossier R-3970-2016

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base) (10 ⁶ m ³)			
	2017	2018	2019	2020
Grandes entreprises	2 991,0	3 275,9	3 259,4	3 262,2
Petit et moyen débits	2 710,5	2 723,7	2 736,0	2 741,8
TOTAL	5 701,6	5 999,6	5 995,4	6 004,1

Extrait de la cause tarifaire 2017, R-3970-2016; Gaz Métro – 2, Document 1; 29 avril 2016.

Tableau 7-4 Hypothèses du prix des externalités GES par Gaz Métro dans le dossier R-3970-2016

Année	(\$us/T CO ₂)	Taux de change	(\$can/T CO ₂)
2017	13,66	1,41	19,26
2018	14,64	1,40	20,50
2019	15,67	1,39	21,78
2020	16,76	1,39	23,30

Année	Gaz naturel (¢can/m ³)	Mazout n° 2 (¢can/l)	Mazout n° 6 (¢can/l)
2017	3,76	6,13	6,62
2018	3,99	6,47	7,01
2019	4,24	6,82	7,41
2020	4,52	7,24	7,89

Extrait de la cause tarifaire 2017, R-3970-2016; Gaz Métro – 2, Document 1; 29 avril 2016.

En ce qui concerne les chiffres pour la demande encore plus en aval, notons que selon le rapport de Secor-KPMG, déposé dans le cadre du dossier de l’Avis sur les approvisionnements R-3900-2014 à la Régie, le secteur du transport routier de marchandises passerait de 17 Mm³ en 2015 à 128 Mm³ en 2030, ce qui représente un besoin à combler de 0,6 à 4,5 Bcf. (Secor-KPMG-Dossier R-3900, 2014)

Tableau 7-5 Demande relative en transport prévue selon le rapport de Sécor-KPMG

	2017	2030 ⁷⁴
Demande prévue en transport	17 Mm ³	128 Mm ³
Pourcentage des livraisons PMD	0,57%	3,92%
Pourcentage des livraisons VGE	0,63%	4,67%
Pourcentage des livraisons totales	0,30%	2,13%

À titre de référence, selon le dossier R-3970-2016, les pertes annuelles dues à l’efficacité énergétique pour les clients grandes entreprises de Gaz Métro sont prévues être de l’ordre de 20 Mm³/an à l’horizon 2020 et de 16 Mm³/an pour les clients PMD seulement pour les efforts dans le cadre du PGEÉ. Le budget annuel est prévu varier entre 21M \$ et 22M \$ sur la période.

⁷⁴ L’hypothèse utilisée pour établir les pourcentages en 2030 est une stabilité des ventes prévue en 2020.

7.1 Filières du biogaz au Québec

À l'heure actuelle, il n'existe aucun bilan ou recensement officiel sur l'ensemble des projets de valorisation du biogaz et de GNR implantés ou à venir au Québec. Les tableaux 7-6 à 7-10, compilés par la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal (la Chaire), tentent de présenter un bilan de ces projets. Ces listes, dont les données proviennent de diverses sources et communications, ne sont pas exhaustives. Elles offrent cependant un premier portrait d'ensemble qui pourra, nous l'espérons, être mis à jour et servir de base pour développer une base de données officielle.

Les informations sur ces projets sont souvent éparpillées et inconsistantes d'une source à l'autre. Pour cette raison, toutes données de production ou de potentiel de biogaz et de GNR devraient être analysées avec prudence et considérées préliminaires tant qu'un bilan officiel n'aura pas été publié. L'absence de système intégré d'informations liées à ces projets s'avère un facteur limitant dans la prise de décision liée au développement des filières du biogaz et du GNR au Québec.

Il se consomme du biogaz depuis près de trente ans au Québec. Le biogaz est récupéré principalement dans des sites d'enfouissement, des centres municipaux d'épuration des eaux et des méthanisateurs agricoles et agroalimentaires (fermes et fromageries). À son état non raffiné, il est utilisé pour générer de la chaleur (pour le chauffage de bâtiments ou dans des procédés) ou de la chaleur et de l'électricité (cogénération).

Selon les données recensées par la Chaire (tableau 7-6), plus de 170 Mm³ de biogaz est actuellement valorisé, principalement dans les sites d'enfouissement privés (152 Mm³/an) et le secteur municipal (18 Mm³/an). En 2016, des projets de valorisation sont implantés dans neuf sites d'enfouissement privés, contre cinq dans le secteur municipal, dont trois dans des stations de traitement des eaux usées (Gatineau, Repentigny, Châteauguay) et deux dans des sites d'enfouissement municipaux gérés par la Régie de la gestion des matières résiduelles de la Mauricie.

Si près de 20 projets sont implantés dans les milieux agricole et agroalimentaire, l'ensemble de ces projets ne représente qu'une somme marginale du biogaz valorisé au Québec, soit moins de 0,01 % du total des biogaz valorisé en 2016. Notons que les données pour les projets dans ces secteurs sont peu fiables et rares. Deux fermes porcines valorisaient le biogaz issu de lisier pour le chauffage de bâtiments, et de nombreuses fromageries et industries agroalimentaires récupéraient le biogaz issu de matières organiques résiduelles de leur usine pour générer de la chaleur utilisée dans des procédés. Les producteurs privés exploitaient des centrales de production d'électricité à partir de biogaz d'une capacité totale de près de 37 MW.

Deux projets de valorisation de biogaz sont prévu d'ici 2017 (tableau 7-7), soit la mise en service de la centrale de cogénération de Biomont à Montréal (54 Mm³/an), en arrêt depuis 2014, et le Centre de traitement intégré Société d'économie mixte de l'est de la Couronne Sud (2,4 Mm³/an) de pour remplacer l'utilisation de gaz naturel dans des procédés industriels. Ces deux projets sont appuyés par le PTMOBC

Tableau 7-6 Projets de valorisation de biogaz implantés au Québec, 2016

Projets	Lieu	Biogaz (Mm ³ /an)	Capacité installée (MW)	Exploitation	Matières *	Utilisations principales
TOTAL PROJETS IMPLANTÉS (min.)		170,2	37,0			
Municipal		Sous-total	17,9			
Régie de gestion des matières résiduelles de la Mauricie (RGMRM)	Champlain	1,6		2010	SE	Chauffage dans le traitement du lixiviat et pour le système de déshydratation de Nutra Canada.
Régie de gestion des matières résiduelles de la Mauricie	St-Étienne-des-Grès	13		2008	SE	Chauffage des serres Sagami (Savoura).
Station d'épuration Saint-Bernard	Châteauguay	n.d.		1991	BM	Chauffage dans le traitement des boues d'épuration.
Station de traitement des eaux usées à l'île Lebel	Repentigny	n.d.		En act. (n.d.)	BM	Chauffage des biométhaniseurs et de bâtiment.
Station mécanisée de traitement des eaux usées en Outaouais	Gatineau	3,3		En act. (n.d.)	BM	Chauffage des bâtiments et de l'unité de séchage de boue.
Industrie - Site d'enfouissement		Sous-total	152,3	33,9		
EBI Énergie inc : Centrale de cogénération, station d'optimisation et de valorisation de biogaz et station de GNR comprimé	St-Thomas	Voir tableau 7-8	9,4	Phase 1 : 2003 Phase 2 : 2013	SE	Cogénération : électricité (vendue à Hydro-Québec + GNR pour le remplacement de GN (injecté dans le réseau gazier). Depuis 2013, production de GNR-C pour véhicule.
Kruger : Central de biogaz Lidya Énergie Laurentide	Lachute	46,4	9,98	2007	SE	Cogénération : électricité (vendue à Hydro-Québec) et chaleur.
Matrec inc.	Saguenay	n.d.		En opér. (n.d.)	SE	Chauffage du lixiviat.
Produits Forestiers Arbec s.e.n.c.	L'Ascension	26,3		2012	SE	Séchage de bois, pipeline de 6 km entre l'enfouissement de la MRC Lac-St-Jean Est et Arbec.
Tembec : Usine de traitement anaérobie des effluents	Témiscamingue	24,5		2005	MO ICI	Remplacement de GN pour le séchage rapide de la pâte.
Terreau Biogaz S.E.C : Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska-Roland Thibault	Boucherville	n.d.	3	Phase 1 : 2012 Phase 2 : 2013	MO R-ICI	Cogénération : électricité (vendue à Hydro-Québec) et chaleur.
Vison Enviro Progressive (anciennement BFI Usine de triage Lachenaie) : Complexe Enviro Progressive	Terrebonne	Voir tableau 7-8	3,9	Phase 1 : 1996 Phase 2 : 2014	SE	Cogénération + GNR pour le remplacement de GN (injecté dans le réseau de TransCanada Pipeline et vendu en Californie).
WM Québec Inc. : Centrale de cogénération	St-Nicéphore	19,2	7,6	2012	SE	Cogénération : électricité (vendue à Hydro-Québec) et chaleur.
WM Québec Inc./Rolland/Gaz Métro	Ste-Sophie	36,0		2005	SE	Besoins thermiques de l'usine Rolland de Cascades.
Industrie – agricole		Sous-total	0,012	0,7		
Ferme Péloquin	Ste-Anne-de-Sorel	0,004	0,55	2001	Lisier de porc	Chauffage de bâtiments.
Ferme Saint-Hilaire	St-Odilon-de-Cranbourne	0,008	0,12	2004	Lisier de porc	Cogénération : production d'électricité et chauffage de bâtiments.
Industrie - agroalimentaire		Sous-total	0,00046	2,5		
Fromagerie Blackburn	Saguenay-Lac-Saint-Jean	0,00002	0,17	2007	MO RU	Chauffage et procédés.
Fromagerie Champêtre Inc	Le Gardeur	0,00009	0,09	En opér. (n.d.)	MO RU	Chauffage et procédés.
Fromagerie des Basques	Trois-Pistoles	0,00016	0,44	2013	MO RU	Chauffage et procédés.
Fromagerie La vache à Maillotte	La Sarre	0,00007	0,69	2010	MO RU	Chauffage et procédés.
Fromagerie Le Détour	Temiscouata Sur Le Lac	0,00003	0,5	n.d.	MO RU	Chauffage et procédés.
Fromagerie Port-Joli	St-Jean-Port-Joli	0,000016	0,09	2010	MO RU	Chauffage et procédés.
Laiterie de Charlevoix	Baie-St-Paul	0,00007	0,49	2011	MO RU	Chauffage et procédés.
+ 8 autres projets à travers le Québec		n.d	n.d	n.d	MO RU	Chauffage et procédés.

Sources : AQPER (2016), Bio-Terre Systèmes Inc (2016), Hydro-Québec (2016), MDDELCC (2016), Labbé et La Roche (2012), Lacroix (2014), La Roche (2013), Whitmore et Pineau (2016). Communications personnelles de EBI Énergie Inc., Gaz Métro, MERN, RGMRM et WM Québec Inc. Données compilées par la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal. * BO = boues municipales, MO = matières organiques, R = résidentielles, ICI = institutionnelles, commerciales et industrielles, SE = sites d'enfouissement, RU = résiduelles de l'usine, GN = gaz naturel, GNR = gaz naturel renouvelable, GNR-L = gaz naturel renouvelable liquéfié, n.d. = non disponible.

Tableau 7-7 Projets de valorisation du biogaz à venir au Québec

Projets	Lieu	Biogaz (Mm ³ /an)	Capacité installée (MW)	Exploitation	Matières *	Utilisations principales
TOTAL PROJETS À VENIR (min.)		56,4	4,8			
Municipal						
Centre de traitement intégré Société d'économie mixte de l'est de la Couronne Sud	Varenes	2,4		2017	MO R-ICI	Production de biogaz pour le remplacement du GN dans un procédé industriel.
Industrie - Site d'enfouissement						
Biomont Énergie Inc. (anciennement Gazmont) : Centrale de cogénération	Montréal	54	4,8	2017 ; était en service de 1996-2014	SE	Production d'électricité (vendue à Hydro-Québec) et de chauffage qui alimentera la TOHU et le siège social du Cirque du Soleil.

Sources : MDDELCC (2016). Communication personnelle d'Éolectric. Données compilées par la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

* MO = matières organiques, R-ICI = résidentielles, institutionnelles, commerciales et industrielles, SE = site d'enfouissement, GN = gaz naturel.

7.1.1 Filière du GNR au Québec

Bien que la filière du biogaz soit présente depuis le début des années 2000 à partir de sites d'enfouissement privés ou public, le Québec débute avec la production de GNR à l'aide de digesteur spécialisé, la ville de Saint-Hyacinthe étant à la tête du projet le plus avancé et médiatiser à ce jour avec cette dernière technologie.

Greenlane Biogas has been contracted by Filtrum Construction, a Quebec-based water and wastewater treatment infrastructure construction specialist, to supply two Totara biogas upgrading systems and additional equipment to upgrade the biomethanization plant located at the city of St. Hyacinthe's wastewater treatment plant.

Installation of the Totara systems at the biomethanization plant will allow the city to purify raw biogas to produce renewable natural gas (RNG) from organic waste. Each Totara unit has the capacity to upgrade up to 2,000 normal cubic meters per hour of biogas for a total production capacity of 13 million normal cubic meters annually. The RNG that is produced by the city will be used to heat and fuel municipal buildings and vehicles. Surplus RNG will be sold to Gaz Métro. Since 2010, the city has been treating its wastewater sludge with biomethanization. This upgrade will allow the city to increase the stream of organic matter its processes to include residential compostable waste from 23 surrounding municipalities and agri-food waste from local businesses (Greenlane Biogas, 2016).

Tableau 7-8 Projets de gaz naturel renouvelable implantés au Québec, 2016

Projets	Lieu	GNR* (Mm ³ /an)	Date d'exploitation	Matières**	Utilisations principales
TOTAL PROJETS IMPLANTÉS (min.)		94,8			
Municipal					
Ville de St-Hyacinthe	Saint-Hyacinthe	5,7	Phase 1 : 2010 Phase 2 : 2014	MO R-ICI, BO	Séchage de boues et production GNR pour le remplacement de GN (vendu et injecté dans le réseau gazier ; voir phase 3 dans le tableau 7-9.)
Industrie - Site d'enfouissement		Sous-total	89,1		
EBI Énergie Inc : Centrale de cogénération, station d'optimisation et de valorisation de biogaz et station de GNR comprimé	St-Thomas	14,1	Phase 1 : 2003 Phase 2 : 2013	SE	Cogénération : production d'électricité (vendue à Hydro-Québec; voir tableau 7-6) + GNR pour le remplacement de GN (injecté dans le réseau gazier). Depuis 2013, production de GNR-C pour véhicule.
Vison Enviro Progressive (anciennement BFI Usine de triage Lachenaie) : Complexe Enviro Progressive	Terrebonne	75***	Phase 1 : 1996 (biogaz) Phase 2 : 2014	SE	Cogénération + GNR pour le remplacement de GN (injecté dans le réseau de TransCanada Pipeline et vendu en Californie).

Sources : MDDELCC (2016). Communications personnelles de EBI Énergie Inc., Gaz Métro et MERN. Données compilées par la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

Notes : Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets de valorisation du biogaz ou des GNR au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de publication, ne sont ni exhaustives, ni validées. * Le biogaz est principalement composé de méthane (environ 35-70 %) et de dioxyde de carbone. Lorsqu'il est purifié, on obtient un « gaz naturel renouvelable » (GNR) de qualité comparable à celle du gaz naturel qui circule dans le réseau gazier. ** BO = boues municipales, MO = matières organiques, R = résidentielles, ICI = institutionnelles, commerciales et industrielles, SE = sites d'enfouissement, RU = résiduelles de l'usine, GN = gaz naturel, GNR = gaz naturel renouvelable, GNR-C = gaz naturel renouvelable comprimé. *** Ce chiffre pourrait être différent s'il était mis à jour en date de 2016.

Au Québec, il y a un cadre réglementaire spécifique pour l'injection du GNR, mais aucun TRG bonifié comme ceux présentés dans le balisage n'existe. Le gaz des producteurs de GNR est acheté au prix du marché additionné des coûts évités (Transport, Compression, SPEDE). Les producteurs doivent se soumettre aux règles des tarifs et conditions établies pour un tarif de réception basé sur le principe d'utilisateur-payeur, avec ajustement si requis sur la durée de vie. Au-delà de pouvoir acheter le GNR au prix du marché plus les coûts évités, le rôle des distributeurs gaziers au Québec pour contribuer à développer la filière de GNR est de construire et gérer des installations de réception, pour ensuite récupérer l'ensemble des coûts pour le client producteur/injecteur demandeur du service. Après un premier dossier refusé où Gaz Métro demandait de s'impliquer en amont de la réception du GNR, qui avait été précédé d'une audience sur la recevabilité, un second dossier, aussi précédé d'une audience sur la recevabilité, a été approuvé dans le cadre de la décision D-2015-107 le 10 juillet 2015. Deux intervenants avaient participé aux audiences (ACIG; SÉ-AQLPA) à titre d'intervenants et L'UMQ avait été observatrice. Nous reviendrons à cette décision dans la section 8.

Tableau 7-9 Projets de gaz naturel renouvelable à venir au Québec

Projets	Lieu	GNR (Mm ³ /an)	Expl.	Matières *	Utilisations principales
TOTAL PROJETS À VENIR (min.)		75,8			
Municipal		Sous-total	38,0		
BioM — Complexe intermunicipal de valorisation des matières organiques de Beauharnois-Salaberry et de Roussillon	Beauharnois	2,1	2019	MO R-ICI	GNR pour le remplacement GN.
Centre de biométhanisation de l'agglomération de Québec	Québec	7,6	2022	MO R-ICI, BM	GNR pour le remplacement GN.
Centre de biométhanisation et de compostage	Laval	n.d.	2019	MO R-ICI, BM	GNR pour le remplacement GN.
Centre de recyclage des matières organiques par biométhanisation et compostage	Longueuil	6,5	2022	MO R-ICI	GNR pour le remplacement GN.
Centre de traitement des matières organiques (CTMO) SUD : Centre de biométhanisation	La Salle	4,0	n.d.	MO R-ICI	GNR pour le remplacement du GN (vendu et injecté dans le réseau gazier).
CTMO EST : Centre de biométhanisation	Montréal-Est	4,0	n.d.	MO R-ICI	GNR pour le remplacement du GN (vendu et injecté dans le réseau gazier).
Régie d'assainissement des eaux du bassin de La Prairie	Sainte-Catherine	0,8	n.d.	BM	GNR pour le remplacement du GN.
Société d'économie mixte d'énergie renouvelable de la région de Rivière-du-Loup	Cacouna	1,5	2016	MO R, BM, SE	Production de GNR-L pour approvisionner le réseau de la Route bleue de Gaz Métro.
Usine de biométhanisation de la Régie d'assainissement des eaux de la Vallée-du-Richelieu	Mont-Saint-Hilaire	0,4	n.d.	BM	GNR pour le remplacement du GN.
Ville de St-Hyacinthe	Saint-Hyacinthe	11,1 (nouv. capacité) <i>(capacité totale : 16,8)</i>	Phase 3 : 2017	MO R-ICI, BM	Séchage de boues et production de biométhane pour le remplacement de gaz naturel (vendu et injecté dans le réseau de Gaz Métro ; voir phases 1 et 2 dans tableau 7-8)
Industrie - Site d'enfouissement					
Syngaz Inc.	Dolbeau-Mistassini	37,8	n.d.	SE	Production de GNR-L pour approvisionner le réseau de la Route bleue de Gaz Métro.

Sources : AQPER (2016), MDDELCC (2016), Office de consultation publique de Montréal (2012), Taillefer (2015), Ville de Longueuil (2016), Ville de Laval (2016), ONÉ (2016), Whitmore et Pineau (2016). Communications personnelles de Gaz Métro et MERN. Données compilées par la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

* BO = boues municipales, MO = matières organiques, R = résidentielles, ICI = institutionnelles, commerciales et industrielles, SE = sites d'enfouissement, GN = gaz naturel, GNR = gaz naturel renouvelable, GNR-L = gaz naturel renouvelable liquéfié, n.d. = non disponible.

Tableau 7-10 Projet de gaz de synthèse prévu au Québec

Projet	Lieu	Gaz synthèse* (Mm ³ /an)	Exploitation	Matière	Utilisations principales
Pyrobiom Énergies : Unité de transformation de biomasse ligneuse résiduelle	Thetford Mines	n.d.	2017	Biomasse ligneuse résiduelle	Production de gaz de synthèse pour alimenter la fournaise et pour être transformé en combustibles liquides ou solides (ex. : huile pyrolytique).

Source : Savard (2016).

Note : * Le « gaz de synthèse » est produit par gazéification de matières carbonées solides comme le charbon et la biomasse et qui est principalement constitué de deux autres gaz combustibles : le monoxyde de carbone (CO) et l'hydrogène (H₂).

8 Principes tarifaires pour amélioration des pratiques actuelles et pistes de solution

Bien qu'il ait été restreint aux États et territoires les plus actifs dans le cadre de ce rapport, le balisage effectué nous a permis d'établir les contextes du macro-environnement les plus favorables comme conditions de base au développement accéléré de filières du biogaz en général et du gaz naturel renouvelable en particulier. Voici quelques constats généraux :

1. L'environnement politique, par ses pouvoirs exécutifs, doit idéalement favoriser des initiatives pour réduire les émissions de GES, souvent par une forme de taxe sur le carbone et une stratégie énergétique claire, prévisible et récente;
2. Sur le plan économique, le prix de marché du gaz naturel, et indirectement celui de l'électricité, sur les marchés actuels, oblige les promoteurs de projets à recourir à diverses formes d'aide/garantie financière pour pouvoir justifier des investissements tout au long de la chaîne de valeur.
3. L'acceptabilité sociale et l'engagement doivent être présents du début de la chaîne de valeur jusqu'à la fin, c'est-à-dire de la participation citoyenne des individus, institutions et entreprises dans la collecte de matières résiduelles, jusqu'à la possibilité éventuelle de choisir eux-mêmes l'utilisation de sources d'énergie renouvelables en amont;
4. L'environnement technologique doit être bien maîtrisé par les acteurs du marché tout au long de la chaîne de valeur des filières du biogaz et du gaz naturel renouvelable;
5. Pour l'environnement écologique, des mesures précises et contraignantes en ce qui a trait à la gestion des résidus organiques doivent être présentes;
6. Le pouvoir législatif en place doit garantir des environnements réglementaires favorisant à la fois les investissements en amont et la consommation en aval.

Le Québec se compare très avantageusement aux autres juridictions balisées pour les environnements politique et écologique. Il resterait encore des enjeux à adresser pour mieux arrimer les environnements économique, social, technologique et réglementaire afin de s'approcher des autres États ou territoires balisés.

Tableau 8-1 Diagnostic du macro-environnement au Québec en 2016-2017 pour favoriser le développement de filières du biogaz et du gaz naturel renouvelable

Environnement	Diagnostic	Commentaires
Politique	Favorable	Le Québec a mis en place le SPEDE, le gouvernement actuel est en place pour encore deux ans, les programmes des autres partis sont assez favorables, la récente politique énergétique fixe des objectifs et des cibles de réduction de GES compatibles avec le développement de filières.
Économique	Défavorable	Les prix du gaz naturel et de l'électricité sont bas, Hydro-Québec doit gérer des surplus d'électricité renouvelables, le vaste territoire québécois est un enjeu en dehors des centres urbains, les programmes d'aide/garantie actuels peuvent être insuffisants pour développer certaines filières.
Social	Moyen	Les individus, institutions et entreprises semblent développer une conscience citoyenne positive sur l'importance de mieux gérer leurs résidus, mais les comportements des mêmes acteurs en tant que consommateurs d'énergie renouvelable peuvent encore évoluer en aval des filières.
Technologique	Moyen	Les techniques de captage du biogaz sur des sites d'enfouissement sont de plus en plus maîtrisées, il y a peu d'expertise québécoise dans les nouvelles filières, la digestion anaérobie avec certains types d'intrants pose des enjeux pour le GNR, la gazéification/pyrolyse est prometteuse à moyen terme pour le potentiel commercialisable de la filière du gaz naturel renouvelable.
Écologique	Moyen	L'interdiction d'enfouissement des matières putrescibles au Québec accélère l'analyse de l'option de filières de production de biogaz et de valorisation avec la filière du gaz naturel renouvelable, mais la fenêtre d'opportunité pourrait se refermer rapidement si le compostage s'impose trop rapidement par rapport aux alternatives.
Légal	Moyen	Le projet de loi 106 permettra une distinction beaucoup plus claire entre le GNR et le biogaz brut. Toutefois, advenant le choix de la mise en place de grilles de GNR fixes pour les projets plus modestes, des modulations spécifiques, ou même des processus d'appel d'offre pour les plus gros projets d'injection, des décrets et règlements supplémentaires pourraient être requis. Le rôle de la Régie, de Transition Énergie Québec (TEQ), des distributeurs dans la gestion des attributions des subventions et GNR ou appels d'offre est à définir.

Pour résumer ce premier diagnostic du macro environnement, prenons pour acquis que la volonté politique est très favorable aux filières du biogaz au Québec et que, même s'il pourrait y avoir de 3 à 4 autres législatures élues d'ici 2030, l'environnement politique demeurera positif,

ce qui rassurera normalement les investisseurs. Une cible pourrait cependant être fixée en ce sens.

Sur le plan économique, à l'instar des autres juridictions dans le monde, si la volonté politique demeure, le développement des filières du biogaz nécessitera une forme d'appui d'ici l'horizon 2030, la valeur des externalités environnementales attribuée aux GES ne sera pas assez élevée, l'introduction d'une forme de TRG devient nécessaire pour démarrer certaines filières.

Pour l'environnement social, si le citoyen québécois est en principe favorable, surtout dans certains groupes d'âge (Fragasso-Marquis, Les jeunes plus nombreux à consommer de façon responsable, 2016), des efforts de communication seront nécessaires pour qu'il participe encore plus activement comme consommateur⁷⁵ en acceptant de payer marginalement plus cher dans certains cas pour favoriser certaines filières. En ce sens, les débats sur le projet de loi 102 ont démontré que certains intervenants des milieux des affaires et municipaux ont de sérieuses craintes sur leur capacité à absorber des impacts tarifaires trop élevés pour développer certaines filières du biogaz.

L'environnement technologique pour valoriser certaines filières du biogaz est déjà assez bien maîtrisé dans le monde, mais le choix des meilleures technologies et l'expertise québécoise est encore à développer pour réellement créer de la valeur ajoutée. L'expertise devrait normalement se développer sur l'horizon 2030 si la filière progresse.

Le Québec, sur le plan écologique, est assez avantageux. Il suit les autres juridictions en matière de traitement des déchets, il cherche à contrôler les effets néfastes de son développement économique et social. Par contre, mentionnons que son vaste territoire offre des solutions qui pourraient ne pas être envisagées sans compromettre l'environnement écologique ailleurs dans le monde, souvent à moindres coûts, pour gérer les résidus organiques. L'espace disponible pour l'enfouissement contrôlé par exemple, sans nécessairement favoriser les filières du biogaz, n'est pas aussi problématique qu'en Europe sur le plan écologique. Il y a un réel risque de concurrence accrue au Québec entre les filières de compostage contrôlé et celles liées aux biogaz et au GNR.

Finalement, pour l'environnement légal québécois, le projet de loi 106 est un bon premier pas pour établir les rôles et responsabilités des divers acteurs de cette future filière. Concernant l'éventualité de la mise en place de grilles fixes de GNR plus ou moins modulées, l'octroi des subventions, la gestion de processus d'appel d'offres pour les plus gros projets, ou les rapports de suivi, certaines juridictions balisées avaient décidé d'émettre des règlements et décrets encore plus spécifiques pour accélérer le processus. Certains nouveaux décrets pourraient être nécessaires pour soutenir des TRG fixes en dessous d'un seuil maximal par exemple.

Aussi, pour le Québec, soulignons que le secteur agricole pose des enjeux semblables à ceux de la MRC Les Basques en France, une région assez éloignée des centres urbains et des réseaux gaziers. Dans ce dernier cas, même si les politiques énergétiques favorisent certaines filières

⁷⁵ Les opinions et croyances des « citoyens » constituant les forces collectives d'une société sont souvent en opposition des comportements d'achat en tant que « consommateurs »; comportements qui répondent davantage à des forces individuelles pour combler des besoins de base au moindre coût possible.

pour mieux gérer ses déchets, comme l'injection dans les réseaux gaziers, la réalité territoriale exigera des TRG plus généreux. Le Groupe Agéco résume ces enjeux dans une des annexes du rapport pour les petites villes ou le secteur agricole plus loin des réseaux gaziers :

Le principal enjeu de la filière se situe au niveau des débouchés pour la valorisation du biogaz. Le biogaz produit à petite échelle ne peut être stocké ni transporté. Il doit donc être valorisé sur place ou transformé en électricité. Lorsque les volumes autoconsommés sont inférieurs à la production de biogaz, le surplus doit être valorisé à proximité (quelques centaines de mètres au plus). Cette valorisation peut passer par l'installation à proximité d'une activité économique exigeant de la chaleur (une serre ou une meunerie par exemple) ou par l'installation d'un réseau de chaleur. Dans ce dernier cas toutefois, les coûts d'installation sont souvent prohibitifs. Sans programme de micro-production d'électricité, il n'est pas possible à l'heure actuelle de valoriser le biogaz sous forme d'électricité vendue au réseau.

Le coût d'installation d'une unité de biométhanisation se situe entre 2500 et 5000 \$ par kilowatt de puissance totale. Ce coût est fonction principalement de la taille de l'unité, du rendement en biogaz de l'effluent traité et de l'installation ou non d'une unité de cogénération. Le coût d'investissement pour l'installation d'une unité de biométhanisation à la ferme pour une ferme porcine typique du Québec serait d'environ 350 000 \$ à 500 000 \$ (5000 porcs ou 100 KW ou 800 000 kWh ou 80 000\$ à 0.10\$/kWh). Pour une ferme laitière de 180 têtes (100 vaches en lactation plus la relève), le coût du système serait de l'ordre de 300 000 \$. (AGRINOVA - Groupe AGECO, 2009, p. 2)

Ainsi, selon les chiffres du Groupe Agéco, avec l'hypothèse irréaliste de produire sans arrêt à puissance maximale pendant un an, chacun des kWh revient à 57 cents/kWh (5 000\$/8 760 heures). Malgré le potentiel de récupération de chaleur possible dans quelques cas isolés, l'effort économique requis est élevé pour ultimement déplacer une source d'énergie hydroélectrique ou éolienne déjà considérée renouvelable, même pour sa propre consommation interne. À l'argument français, exprimé dans sa propre politique énergétique récente, qu'il est préférable d'utiliser le biogaz directement pour optimiser l'efficacité énergétique des diverses filières, le Québec doit ajouter l'abondance d'électricité déjà renouvelable.

Dans le cadre de ce rapport, nous arrivons à la conclusion que les efforts pour développer la filière électrique pour valoriser le biogaz, bien que possible dans certains cas (les réseaux autonomes pouvant être l'exception à ce constat), ne s'inscrivent pas dans une démarche cherchant à optimiser les efforts, les ressources humaines et financières du Québec à l'horizon 2030, afin d'atteindre les objectifs de la Stratégie Énergétique, notamment la réduction des GES. Toutefois, pour les clients des tarifs D, DM ou G d'Hydro Québec Distribution, « l'option de mesurage net »⁷⁶ existe déjà au Québec, les modalités sont approuvées par la Régie et constituent une forme de stockage disponible pour les clients de petites puissances.

L'option de mesurage net s'applique à l'abonnement au tarif D ou au tarif D M dont la puissance maximale appelée ne dépasse jamais 50 kilowatts pendant les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée. ... L'option de mesurage net ..., s'applique à l'abonnement au tarif G ... (Pages 24-34 des tarifs d'électricité au 1^{er} avril 2016)

⁷⁶ Tarifs d'électricité en vigueur le 1^{er} avril 2016. <http://www.hydroquebec.com>

Ainsi, même si nous arrivons ici dans nos analyses dans le cadre du thème 5 à la conclusion que le contexte québécois se prête mal au développement de la filière du biogaz pour produire de l'électricité, il pourrait être analysé dans une perspective qui dépasserait les argumentaires économiques ou environnementaux. Le contexte particulier du Québec par rapport aux autres États et territoires, avec déjà près de 100% d'énergies électriques renouvelables combiné à des tarifs avantageux, ne laisse que la question de la gestion des effluents et des odeurs comme argument, d'autres alternatives que l'autoproduction d'électricité doivent être explorées selon nous.

Toujours en lien avec le tableau 8.1, pour mieux gérer la question écologique liée à la gestion des matières putrescibles, nous arrivons à un diagnostic relativement unique pour valoriser le biogaz et qui semble être moins présent dans les autres juridictions balisées. Au Québec, nous constatons que l'interdiction d'enfouissement des matières putrescibles risque d'entrer plus directement en concurrence avec des solutions et des investissements dans la production de compost, sans nécessairement passer par la production de biogaz. En conséquence, les plus gros producteurs de biogaz actuels, les sites d'enfouissement, risquent de voir leur production future diminuer. La quantité d'intrants pour les digesteurs anaérobiques pourraient également diminuer. Comme les matières putrescibles doivent être transportées, les projets de compostage plus proche des points de collectes peuvent se multiplier et empêcher une concentration des intrants vers des sites de production de biogaz plus importants et plus rentables.

« C'est bien simple, il faut prendre une décision rapidement. Les municipalités ont jusqu'en 2020⁷⁷ pour choisir comment elles traiteront leurs matières putrescibles, mais je veux me décider avant la fin de mon mandat. Ça fait des années que j'y pense et ça commence à m'énerver sérieusement », a affirmé le maire Tremblay, lors d'une entrevue accordée au Quotidien. ... « Mon idée n'est vraiment pas faite encore. Montréal et Québec se sont tournés vers cette solution, mais si je devais prendre une décision immédiatement, j'irais plus vers le compostage », a indiqué le maire de Saguenay. (Rainville, Biométhanisation ou compostage?, 2016).

Pour conclure notre diagnostic suite à l'analyse du macro-environnement du Québec dans le contexte du balisage, nous croyons que la présence en abondance d'électricité disponible et abordable, le plus vaste territoire et la concurrence de solutions de compostage à court terme, constituent des contextes assez uniques par rapport aux autres États et territoires balisés. Ainsi, les modèles d'ailleurs risquent de ne pas fonctionner en raison de ces deux éléments distincts.

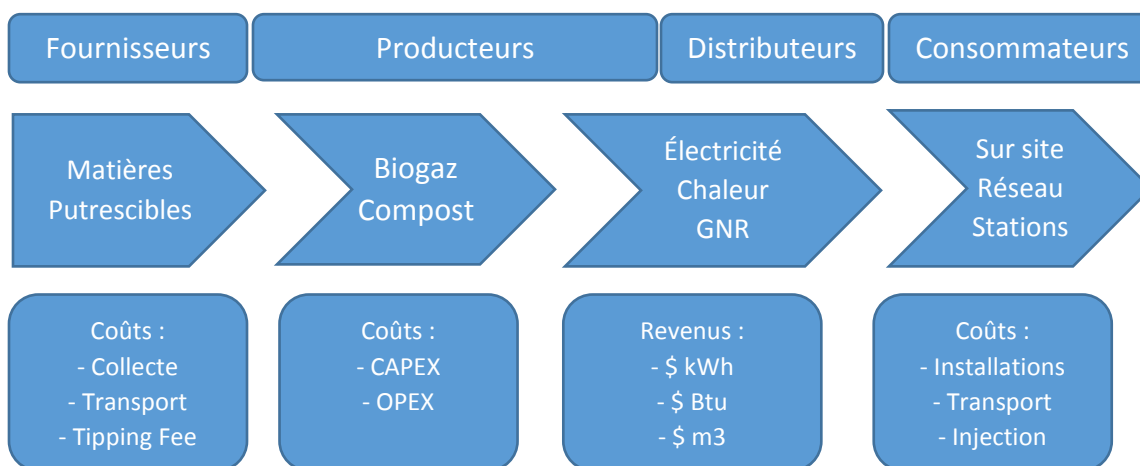
Les autres enjeux sont assez comparables et certains principes tarifaires sont donc intéressants pour inspirer le Québec pour investir des ressources dans le développement de filières du biogaz.

⁷⁷ La date de l'interdiction d'enfouissement a été repoussée en 2022. La ville de Saguenay a finalement opté pour investir dans le compostage entre 5 M\$ à 10 M\$ à la suite de la visite du maire en Angleterre après St-Hyacinthe. Les arguments des coûts et de l'espace disponible ont été invoqués comme justification.

8.1 Évaluation des grands principes tarifaires répertoriés dans le cadre du balisage

Précisons que dans n'importe quel marché, selon la position des acteurs dans une filière, certains principes tarifaires peuvent s'adresser aux fournisseurs, aux producteurs, aux distributeurs, sans oublier le rôle à jouer par les consommateurs complètement en aval de toute chaîne de valeur pour un marché donné. La figure 8.1 tente d'illustrer une chaîne de valeur à développer en ce sens. Notre balisage a permis de constater, possiblement davantage que pour d'autres industries, que l'ensemble des maillons de la chaîne de valeur pour la production et de valorisation du biogaz doit travailler en grande symbiose sur un territoire donné pour espérer atteindre des consommateurs-utilisateurs prêts à contribuer à l'atteinte des objectifs d'une transition énergétique.

Figure 8-1 Illustration des rôles potentiels de différents acteurs de la chaîne de valeur en amont et en aval de différentes filières du biogaz



Pour évaluer les grands principes tarifaires pour n'importe quelle filière, nous devons d'abord essayer de comprendre comment se construisent les coûts au sein de ces dernières. Pour qu'une filière soit viable à moyen et long terme, elle ne doit pas être créée artificiellement. La complexité d'évaluer les « bons » ou « mauvais » principes tarifaires est d'autant plus grande lorsque la filière est naissante et est aussi souvent fortement subventionnée dans un ou plusieurs maillons de la chaîne de création de valeur. Comme nous l'avons vu dans la section sur le balisage pour le biogaz et le GNR, les principes tarifaires ne sont pas statiques, ils ne sont jamais parfaits, ils évoluent au fur et à mesure. Toutefois, ils doivent obligatoirement offrir une relative garantie pour l'ensemble des acteurs sur le long terme, au moment de la décision d'investir ou de choisir de consommer du biogaz, du GNR, du GNL, ou du GNC.

Si on se positionne du côté de l'offre, pour qu'une filière de produit ou de service soit viable à la base, sous un angle strictement économique, le prix/tarif⁷⁸ peut être défini comme « le moyen

⁷⁸ Conceptuellement, le terme « tarification » est plus commun pour désigner un « prix » pour un service public et les consommateurs payent alors un « tarif ».

ultime pour récupérer l'ensemble des coûts pour les différents acteurs d'une chaîne de valeur, actifs au sein d'industrie, dans un marché donné ». Ce prix/tarif pour un produit ou un service peut aussi être plus ou moins stable dans le temps, sous forme d'un prix fixé par le marché ou d'un tarif plus ou moins réglementé selon le cas.

En ce sens, à prix constant⁷⁹, à l'instar du Québec avec certains programmes existants, si les coûts sont trop élevés pour attirer des investisseurs et espérer concurrencer les alternatives déjà offertes, certains États et territoires vont choisir d'offrir des incitatifs en amont de la chaîne de valeur. Ces pratiques incitatives cherchent d'abord à réduire les coûts de production⁸⁰ sous forme de subventions aux investissements, réductions du coût du capital, ou mesures fiscales avantageuses. Le principal désavantage d'une forme d'aide qui s'adresse uniquement à la réduction des coûts du capital à investir est qu'il n'existe aucune garantie pour les investisseurs sur les autres coûts en aval pour atteindre les marchés et sur les revenus pour une longue période de temps.

Un autre désavantage potentiel d'incitatifs directs en amont de la chaîne peut être la disponibilité, la provenance, la gestion et la reddition de compte des fonds disponibles. La plupart des formes de réduction des coûts directs recensés en amont de la chaîne de valeur, dans le cadre du balisage, sont à la charge des pouvoirs exécutifs, des ministères des gouvernements ou des agences. Si elles sont disponibles, ces aides proviennent souvent des mêmes acteurs de la chaîne de valeur qui récupèrent ces coûts à même leurs prix et tarifs auprès des consommateurs finaux de toute façon. Ainsi, avec beaucoup de croisement d'aides financières et de financement, la gestion des divers programmes peut devenir complexe pour les promoteurs et le calcul des coûts complets à la fin de la durée de vie utile des mesures quasiment impossible⁸¹.

Dans les juridictions qui ont un mécanisme de fixation d'un plafond ou d'une taxe sur des externalités environnementales comme les GES, ce prix sur les émissions de biogaz d'un site d'enfouissement ou d'une exploitation agricole devient alors un coût évité à soustraire pour ces acteurs en amont de la chaîne de valeur soit les gestionnaires de ces sites. Ultimement, à moins d'avoir un prix d'externalité très élevé, même si les mesures de réduction de coûts avec la réduction de GES sont importantes, le prix/tarif final est toujours celui qui prévaut alors dans le marché en concurrence directe⁸² avec la chaleur, l'électricité, le gaz naturel ou l'essence, externalités incluses.

⁷⁹ Le « prix de marché » de la production de chaleur, de gaz naturel, d'électricité ou d'essence n'est en réalité pas constant, ce qui augmente le risque, le coût du capital et les coûts d'investissements. Les « tarifs réglementés » ne sont pas constants également, ils peuvent varier sur des bases mensuelles ou annuelles par exemple.

⁸⁰ Les « coûts » deviennent des « revenus requis » dans un contexte d'offre d'un service public réglementé qui est souvent exprimé par la formule suivante : Revenus Requis = (Actifs nets + capital d'opération) x Rendement + Amortissement + Dépenses d'opération + Taxes

⁸¹ Il existe plusieurs tests qui pourraient être adaptés de ceux déjà connus au Québec dans le cadre des efforts en efficacité énergétique comme le Test du Coût Total en Ressource (TCTR) mais lorsque les efforts financiers touchent plusieurs maillons d'une chaîne, il devient complexe de garantir leur validité.

⁸² Une concurrence plus indirecte des filières de biogaz pourrait venir des coûts moins élevés que la valorisation avec des alternatives comme l'enfouissement, le compostage, ou les torchères.

Dans les juridictions où il y a une taxe relativement prédéterminée sur les GES, sans nécessairement avoir un marché de crédits de carbone, comme en Colombie-Britannique ou en Alberta, les prix/tarifs des alternatives augmentent et améliorent ainsi l'attrait relatif de l'offre des filières biogaz par rapport à ses concurrents directs. Si les niveaux de taxe sur le carbone sont connus et incrémentaux sur un horizon de temps bien défini dans plusieurs juridictions balisées, la plupart des taxes sur le carbone sont soumises aux risques politiques sur une plus longue période. En fait, ces taxes ne sont pas des « contrats » comme des appels d'offres ou des TRG.

Par contre, s'il s'agit d'une forme de plafonnement des émissions de GES comme le SPEDE, l'incertitude sur la valeur des coûts évités selon le moment de la mise en service s'ajoute à l'incertitude des revenus. Dans certaines juridictions balisées, comme le Québec, la Californie et bientôt l'Ontario, c'est un marché du carbone qui est préconisé au lieu d'une taxe directe. La valeur des droits d'émissions de carbone vient aussi agir sur les revenus anticipés des producteurs. Lorsqu'il s'agit de crédits ou droits d'émissions de carbone monnayables dans un marché comme source de revenus supplémentaires, la garantie de revenu pour les producteurs peut être plus imprévisible selon les options disponibles. En effet, tout au long des filières, ces crédits/droits peuvent être transférés ou vendus entre les différents acteurs dès le début des projets ou conservés comme actif pour être valorisé plus tard dans le temps.

Alternativement, pour favoriser rapidement des filières du biogaz, le balisage nous a aussi démontré que plusieurs États et territoires utilisent le TRG pour favoriser la production d'électricité ou du GNR dans les filières de valorisation du biogaz. Ce TRG peut être soumis à plusieurs contraintes ou processus d'appel d'offres pour favoriser certaines chaînes de valeur par rapport à d'autres (électricité ou GNR par exemple). Ce genre de mesure, surtout s'il n'est pas trop ajusté sur un prix de marché réel volatil, a l'avantage de favoriser les investissements.

Au lieu d'agir uniquement sur les coûts en amont de la chaîne de valeur des filières, ces États et territoires garantissent des revenus aux producteurs souvent plus élevés que le prix du marché pour produire de l'électricité ou du gaz naturel injecté, comprimé ou liquéfié, s'il est produit à partir de biogaz. L'écart du TRG par rapport aux alternatives existantes et la durée de la garantie de revenu sont alors des facteurs déterminants dans les décisions d'investissement avec un revenu unitaire garanti.

Le balisage a démontré qu'il existe plusieurs modulations possibles de TRG en fonction de la volonté de discriminer les acteurs en amont des chaînes de valeur selon les secteurs agricoles à petite ou grande échelle, les grands et petits sites d'enfouissement⁸³, les usines d'épuration, ou les municipalités. D'autres formes de discrimination pour établir le niveau du TRG existent aussi pour favoriser davantage la récupération de la chaleur avec la production d'électricité ou la valorisation des composts résiduels pour le GNR.

Le tarif de rachat garanti sur la durée de vie du projet, modulable ou non, permet d'intéresser rapidement des investisseurs, mais selon les propos de la Commission européenne, le TRG doit être établi et utilisé de manière à ne pas créer une distorsion trop importante dans le marché (Commission européenne, 2014). Nous croyons aussi qu'il faut chercher à minimiser les effets

⁸³ Il existe aussi certaines différences contextuelles si les sites sont privés ou publics

de distorsion, mais il serait utopique de croire qu'ils ne peuvent survenir au début d'une filière naissante.

Finalement, du côté de la demande dans le marché, le balisage a démontré que les différents prix payés par les acteurs d'une chaîne de valeur jusqu'au consommateur final peuvent être aussi influencés par la valeur perçue de l'ensemble des attributs du produit ou du service rendu. Pour un même usage, sans contrainte légale, certains consommateurs sont prêts à payer plus cher pour de l'électricité renouvelable ou du GNR, dans le cadre d'un tarif offert sur une base volontaire. Au Canada, la firme Bullfrog Power utilise depuis plusieurs années ce modèle de tarification à valeur ajoutée dans un univers déréglementé et Fortis BC l'utilise dans un univers réglementé.

8.1.1 Évaluations des principes tarifaires pour les filières du biogaz

Comme nous avons pu le constater, l'information pour les filières de valorisation du biogaz par la production d'électricité et dans une moindre mesure pour l'injection du GNR était beaucoup plus disponible. Bien que nous ayons pu identifier une filière de valorisation en Suède qui était orientée à 50 % vers la production de gaz naturel comprimé ou liquéfié pour les véhicules, la plupart des États et territoires avaient des principes tarifaires qui favorisaient la production d'électricité d'abord.

Une importante question pour tout développement de marché aujourd'hui est de bien connaître d'où vient la demande et comment elle pourrait évoluer dans le temps. Dans le cas du biogaz, plusieurs acteurs peuvent devenir producteurs s'ils ont accès à une source d'intrant, mais peu peuvent vraiment utiliser l'ensemble de l'énergie produite à moindres coûts par rapport aux alternatives s'ils comptabilisent l'ensemble des coûts pour produire une unité de valeur.

Tableau 8-2 Chaînes de valeur des filières du biogaz les plus courantes répertoriées dans le cadre du balisage

Intrants/Résidus	Collecte \$	Processus \$	Énergie	Distribution \$	Valeurs \$
Effluents d'élevage	Fermes	Digesteur Compostage	Chaleur Électricité GNR	Réseaux privés ⁸⁴ Injection r. public	Chaleur Électricité Engrais ⁸⁵
Déchets agroalimentaires Organiques	Sites	Captage Digesteur Compostage	Électricité GNR	Réseaux privés Injection r. public	Électricité GNR GNL/GNC
Déchets commerciaux Organiques	Sites	Captage Digesteur Compostage	Électricité GNR	Réseaux privés Injection r. public	Électricité GNR GNL/GNC
Déchets résidentiels Organiques	Sites	Captage Digesteur Compostage	Électricité GNR	Réseaux privés Injection r. public	Électricité GNR GNL/GNC
Boues d'épuration	Usine	Digesteur Compostage	Chaleur Électricité GNR	Réseaux privés Injection r. public	Chaleur Électricité GNR GNL/GNC
Biomasse forestière ⁸⁶	Industrie	Gazéification/Pyrolyse	À venir	À venir	À venir
Déchets inorganiques	Sites	Incinération	Chaleur	Réseaux privés	Chaleur

Note : Injection r. public = injection réseau public.

Par exemple, du côté de la demande, ce sont ultimement des prix par BTU, par kWh, par tonne d'engrais, par M3 classiques, par M3 comprimés ou par M3 liquéfiés qui déterminent la volonté de choisir une source d'énergie renouvelable par rapport à l'alternative. Au-delà des problèmes des coûts fixes et variables par kWh ou M3/h et de la complexité de la « recette⁸⁷ » des divers processus, ils doivent donc identifier les sources de revenu ou de coûts évités dès le début d'un projet. C'est donc en observant le marché sous l'angle des revenus sur la période de vie utile d'un projet qu'un TRG devient intéressant à considérer et qu'il a fait ses preuves ailleurs pour démarrer une filière.

De plus, pour des TRG, contrairement aux subventions pour réduire les coûts initiaux, subventions qui sont établies à priori et donc déjà dépensées à l'an 0 d'un projet, sans garantie de résultat sur sa durée de vie, il est possible d'ajuster le tir dans le temps si les critères d'origine ne sont plus respectés par les producteurs. Ainsi, avec le balisage autour des questions de subvention ou de TRG, vient l'importante question du principe de la modulation ou non des tarifs et des subventions.

⁸⁴ Nous considérons ici des réseaux de distribution privés au sens large, c'est-à-dire sur un lieu privé pour des fils électriques ou des canalisations, pour distribuer de l'électricité, de la chaleur ou du gaz, ou par autres moyens s'il y avait des installations de compression ou de liquéfaction par exemple.

⁸⁵ L'engrais de source « renouvelable » possède peu de débouchés pour le moment, le secteur agricole étant le plus important.

⁸⁶ La production d'électricité directement avec la combustion de la biomasse est volontairement exclue de ce tableau pour souligner la rareté répertoriée ailleurs pour la gazéification/pyrolyse plus spécifiquement.

⁸⁷ Lors des premières années d'opération d'un processus de méthanisation avec un biodigesteur, les experts et la littérature consultés dans le cadre de ce rapport soulignaient que le plus difficile est de trouver le meilleur équilibre des différents intrants en fonction de la technologie choisie.

Devons-nous moduler les subventions et les tarifs pour favoriser les filières du biogaz?

Moduler selon les intrants (effluents d'élevage, organiques, boues, ou biomasse)

D'abord, complètement en amont, peu importe la filière ultime du biogaz, les principes tarifaires pour favoriser la collecte des effluents d'élevage, des déchets agroalimentaires, des déchets organiques, des boues d'épuration, et éventuellement de la biomasse forestière ne peuvent être identiques alors que le succès de la filière repose sur une recette tarifaire qui demande un peu de tous ces intrants. Le balisage effectué démontre que les États et territoires ont décidé de maximiser la production du biogaz avec des tarifs d'achat garantis modulés pour tenir compte de la problématique des intrants plus ou moins facile à valoriser. Le principal désavantage de cette solution est qu'il est pratiquement impossible de calibrer une tarification en ce sens sans directement ou indirectement favoriser une filière par rapport à une autre. Également, dans les cas des collectes sur sites, elle nécessite un contrôle avec une forme de vérification externe pour assurer le respect des critères d'accès sur une période plus longue. Par contre, comme il est pratiquement impossible pour les petits producteurs (ex : fermes/effluents d'élevage) de concurrencer la qualité, la fiabilité et le prix des services offerts en chaleur, électricité ou gaz; les subventions pour réduire les coûts et le tarif de rachat garanti peuvent tenir compte d'efforts autres que financiers. Il s'agit alors d'une forme de rémunération supplémentaire à la gestion. En conséquence, dans certains cas, sans modulation des subventions et/ou tarifs selon les intrants, il y aurait un risque de concentration de sélection des projets en fonction des intrants plus rentables seulement sans maximiser le potentiel de production au Québec. D'ailleurs, pour les appels d'offres en électricité au Québec, une forme de modulation a déjà été utilisée pour favoriser certaines filières avec les éoliennes, petites centrales au fil de l'eau et biomasse. **Nous croyons qu'il faudrait chercher à moduler les tarifs et subventions en fonction des intrants.**

Moduler selon le volume (petits, moyens, ou gros producteurs)

Après la considération de l'accès et de la qualité des divers intrants, ce sont les principes classiques d'économie d'échelle qui entrent en jeu pour établir les coûts concernant le processus afin de produire de l'énergie et ensuite le distribuer via des réseaux. Plus le volume de production, transport et de distribution est élevé, plus les coûts fixes par unité diminuent. En ce sens, le balisage a également démontré que la solution préconisée pour tenir compte des économies d'échelle était de moduler les subventions en amont et les tarifs d'achat garanti en aval. L'avantage de cette formule est de tenir compte que certains sites ou usines pourraient très bien devenir rentables sans devoir subventionner des coûts ou garantir des revenus pour valoriser le biogaz. Un des désavantages de cette formule régressive est qu'elle peut empêcher des initiatives qui se trouvent aux limites de puissance/production fixées, par crainte de perdre une plus grosse subvention ou le tarif de rachat garanti. **Pour instaurer le plus de projets possible et développer une expertise québécoise sans égard à la taille des initiatives dans un premier temps, nous croyons que le tarif devrait être modulé selon le volume.**

Moduler selon le type de propriété (site public ou privé)

En ce qui concerne la modulation des subventions et tarifs selon le caractère privé ou public des entreprises, sous un angle strictement économique, seule la question du risque perçu pourrait servir à justifier une modulation des subventions en amont. En effet, surtout si une entreprise privée est nouvelle dans l'industrie, l'octroi d'une somme substantielle à l'avance pour construire des installations de production est plus risqué sur la durée de vie. Également, le risque des investissements plus en aval pour l'injection serait plus à risque qu'une entreprise pouvant compter sur des entités publiques comme les municipalités ou les Régies régionales. Par contre, à l'instar des autres juridictions balisées, l'utilisation d'un tarif de rachat garanti permet de cesser les versements advenant la fin de la production et même d'ajuster le tarif si certaines conditions initiales ne sont plus respectées sur la durée de vie. **Avec un TRG, nous ne voyons pas la nécessité de moduler en fonction du type de propriété.**

Moduler selon la technologie (captage, biodigesteur, gazéification/pyrolyse)

La modulation selon les technologies serait en lien étroit avec le site de collecte et les volumes produits. Nous ne pouvons toutefois nous prononcer sur les différentes technologies qui se distinguent dans la grande famille de la digestion anaérobie ou du captage, cette dernière catégorie technologique étant probablement mieux maîtrisée. Le balisage nous a permis de constater que les plus gros sites d'enfouissement utilisaient déjà le captage pour se conformer aux lois et plusieurs récupèrent et valorisent le biogaz depuis plusieurs années. Pour les sites d'enfouissement, si la valorisation du biogaz par production électrique est déjà une réalité avec des processus d'appel d'offres ou des TRG, ils valorisent aussi déjà le biogaz avec de la production de GNR, de GNL et de GNC. De plus, à l'instar du Québec, les gestionnaires de sites d'enfouissement ont déjà initié des investissements pour ajouter des unités de biodigestion anaérobie. Ils pourraient donc bénéficier d'un éventuel TRG plus élevé pour le biogaz produit avec les biodigesteurs que pour le biogaz par captage, et ainsi contribuer activement au développement de la filière via leur expertise en commercialisation des produits du GNR comme le GNC ou le GNL. L'inconvénient majeur est assez semblable à celui de moduler selon le type d'intrant, c'est-à-dire qu'il faudrait être en mesure de distinguer les projets qui produisent du biogaz avec la technologie des biodigesteurs et par captage. **Comme pour la modulation des intrants, malgré un certain inconfort de permettre aux gouvernements de favoriser une technologie par rapport à une autre, nous croyons qu'il serait souhaitable de débiter avec une forme de modulation d'un TRG selon les technologies et processus de production qui favorise les biodigesteurs.** Il s'agirait ici d'une approche tarifaire utilisant l'ingénierie sociale en plus de la valeur et des coûts pour démarrer cette filière technologique. Ajoutons toutefois que l'expertise des entreprises qui gèrent des sites d'enfouissement et qui valorisent déjà du GNR (via des courtiers ou échanges de certificats), sous forme de GNC et du GNL dans le secteur du transport, pourrait devenir un élément important de cette filière naissante au Québec surtout en aval. Ils devraient pouvoir participer en installant eux-aussi des biodigesteurs en complément des techniques de captage. La technologie de gazéification/pyrolyse étant peu présente ailleurs, notre balisage n'a pas réussi à repérer ce type de modulation du TRG pour l'instant. Par contre, nous pouvons croire qu'éventuellement cette technologie pourrait être favorisée afin de démarrer la filière et qu'ensuite, les TRG seraient modulables selon la capacité de production comme pour les sites avec captage, une technologie maintenant plus mature.

Moduler selon l'énergie produite (électricité ou GNR)

Nous nous posons la question ici par rapport à la modulation potentielle des TRG pour produire de l'électricité versus produire du GNR, ou même, plus en aval, pour favoriser le GNC ou le GNL. De manière générale, la majorité des modulations présentées dans cette section s'appliquaient pour la production d'électricité. En ce sens, le balisage nous indique que les subventions en amont et les tarifs garantis en aval pour favoriser le GNR sont très souvent basés sur ceux établis pour favoriser la filière électrique, eux-mêmes basés sur des prix de référence électriques. Dans la majorité des cas, pour notamment tenir compte des coûts d'épuration (plus les coûts de liquéfaction et de regazéification pour le GNC/GNL porté), on ajoute des bonifications pour les projets d'injection de GNR, de GNL ou de GNC. Par contre, plus récemment, un consensus semble se former dans l'Union européenne au sein de ses propres politiques énergétiques pour favoriser davantage la filière GNR globalement et l'injection dans les réseaux spécifiquement lorsque possible : « ... en raison d'un meilleur rendement énergétique, l'ADEME recommande l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel lorsque c'est possible » (ADEME, 2016, p. 3). Comme certains États et territoires ajoutaient des bonifications pour tenir compte des coûts d'épuration supplémentaires pour produire du GNR par rapport à l'électricité, il s'agissait d'une forme de modulation indirecte. Selon le balisage, une modulation qui favorise la production de GNR par rapport à la production d'électricité ou de chaleur est souhaitable. **Nous sommes d'accord avec la position de la France, suite à son propre balisage, voulant que le GNR offre plus de valeur ajoutée par rapport à la production d'électricité ou le chauffage et qu'une modulation en ce sens est justifiable.**

Moduler selon la méthode de distribution ou l'usage (transport vs autres usages)

La modulation selon l'usage final, bien que proche de la modulation selon l'énergie produite, touche davantage la question d'utiliser le biogaz/GNR en priorité dans le secteur du transport, soit par l'injection ou par de la distribution de gaz porté par voies terrestres. Nous reviendrons sur la question de l'injection plus tard dans ce rapport. Dans cette section, nous posons la question à savoir si les aides en amont ou en aval peuvent être plus élevées pour des projets qui visent les approvisionnements de stations de carburant, pour du GNC ou du GNL (ou même pour des postes de réception publics offert par les distributeurs réglementés à des endroits stratégiques). Si nous ne sommes pas contre en principe, il serait difficile de gérer une telle modulation. Il serait préférable d'ajuster les subventions en amont. Bien que plus difficile à appliquer pour les autres usages, un TRG pour les producteurs qui désirent vendre à des clients en transport est possible s'il est destiné à des postes de réception précis, des stations multicarburants par exemple. **Nous croyons qu'une modulation des TRG qui favoriserait les usages en GNC et en GNL en aval des chaînes de valeur du biogaz offre plus de valeur ajoutée en déplaçant le diésel; les projets avec gaz porté pourraient donc être bonifiés pour tenir compte des coûts de liquéfaction, compression, ou regazéification supplémentaires.** Pour le transport, la valeur des émissions de GES joue déjà un peu plus son rôle en ce sens, en remplaçant directement les hydrocarbures taxés de manière modulable. Une modulation des subventions en amont pour les stations de ravitaillement ou en aval pour l'achat de véhicule est plus logique et gérable.

Moduler selon un prix de référence du marché (selon le prix des alternatives)

La modulation selon un prix de référence du marché a occasionné des problèmes à Fortis BC dans un contexte de baisse des prix du gaz naturel. Pour les petits projets, nous ne voyons pas la nécessité de moduler selon un prix de marché, l'impact tarifaire sur le volume est marginal. Par contre, le signal de prix devient plus important avec les volumes vendus et le risque doit être partagé pour les plus gros projets. Par exemple, les projets intermédiaires pourraient voir 50 % du TRG ajusté en fonction d'un prix de référence avec une modulation qui tend vers des ajustements à 100 % du prix du marché pour les plus gros projets, avec un écart de départ. **Nous favorisons une modulation du TRG progressive pour limiter le risque des plus gros projets par rapport au prix du marché.**

Moduler selon le SPEDE (selon les coûts des externalités environnementales-GES)

Tel que précisé au tout début de ce rapport dans les prémisses et conditions tarifaires pour développer les filières du biogaz⁸⁸, si nous pouvions mesurer précisément les coûts des externalités sociales et environnementales dans le temps, et être tous convaincus que ce sont les véritables coûts, l'approche tarifaire selon les coûts pourraient peut-être fonctionner. Avec la taxe carbone ailleurs, la valeur du SPEDE au Québec est une de ces tentatives pour fixer un coût aux externalités et ne plus avoir besoin d'approches tarifaires avec de l'ingénierie sociale comme celles développées par États et territoire balisés. Nous avons déjà mentionné que plusieurs considèrent que la valeur actuelle du SPEDE est présentement insuffisante pour influencer nos décisions. Toutefois, s'il advenait que les prix des externalités atteignent le prix presque équivalent aux écarts entre le prix du marché et le TRG, disons une valeur de 9 \$/GJ avec 200 \$/TCO₂, cela pourrait changer la donne. Dans le contexte actuel, à 16 \$/TCO₂ la valeur améliore de 0,85 \$/GJ sa situation concurrentielle; elle pourrait atteindre 1,50 \$/GJ avec un prix à 30 \$/TCO₂. Le risque que la tonne de CO₂ atteigne 100 \$ ou 200 \$ d'ici 2030 est minime, mais il faudrait alors penser à ajuster les TRG. **Nous croyons qu'il faudrait prévoir des ajustements si des seuils de valeur de TCO₂ sont atteints.**

8.1.2 Évaluations des principes tarifaires pour le gaz naturel renouvelable

Au Québec, assez paradoxalement, malgré un contexte politique favorable et une volonté affichée de certains acteurs clés de la filière, la valorisation du GNR produit, notamment par EBI, est peu utilisée. Même si Gaz Métro a acheté des volumes de GNR à EBI dans le passé, le prix obtenu serait beaucoup plus intéressant en Californie. Le contexte politico-économico-légal en Californie fait en sorte que la valeur du GNR destiné principalement à son utilisation en transport est beaucoup plus élevé. EBI favorise donc son exportation, à travers l'injection dans le réseau de transport québécois, vers des marchés où la demande en GNR est plus forte en raison de généreux programmes pour alimenter ses camions lourds et via les postes de ravitaillement en GNL/GNC complètement à l'ouest du continent.

En ce qui concerne l'environnement réglementaire actuel du Québec pour l'injection de GNR dans les réseaux réglementés, une seule demande en ce sens a été étudiée, soit celle de Saint-Hyacinthe, dans le cadre des dossiers R-3824-2012 et le dossier R-3909-2014. Nous reprenons

⁸⁸ Voir le sommaire exécutif au début de ce rapport.

ici l'essentiel de l'historique dans le cadre de la plus récente décision concernant le projet de production de gaz naturel renouvelable, ou plutôt de biométhane à l'époque :

Le 28 septembre 2012, Gaz Métro a déposé une demande visant à obtenir l'autorisation pour un projet visant la construction et l'acquisition d'actifs devant servir à l'injection de gaz produit par la Ville dans son réseau de distribution. Ce projet se divisait en deux volets. Le « volet A » impliquait des investissements par Gaz Métro dans des installations requises pour assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du gaz produit par la Ville. Le « volet B » visait des investissements relatifs à la conduite de raccordement en vue d'une injection dans le réseau de distribution de Gaz Métro. Par sa décision D-2013-0415, la Régie a statué sur le volet A du projet en indiquant que les actifs qu'il visait ne constituaient pas des actifs destinés à la distribution de gaz naturel au sens de l'article 73 de la Loi. La Régie a rejeté l'ensemble de la demande de Gaz Métro sur cette base. (Régie de l'Énergie, 2015, p. 6)

Dans le contexte réglementaire de 2012, la Régie avait donc rejeté la demande d'investissement en amont, c'est-à-dire la composante des actifs avant que le gaz ne soit considéré interchangeable, qu'elle considère non destiné à la distribution réglementée de gaz naturel au sens de la Loi. Par contre, dans une deuxième demande en 2014, la Régie statuait sur l'établissement d'un tarif au producteur pour récupérer l'ensemble des coûts d'une conduite de raccordement et le prolongement de 2 KM de son réseau avec un poste de réception. Conformément aux règles et conditions du tarif de réception en vigueur, dans sa décision, la Régie fixe un taux d'OMQ à 2,445 c/m³ (Investissement), un taux fixe de 0,629 c/m³ (Distribution), un taux variable de 0,095 c/m³ (Taux variable). Les coûts d'injection à partir des installations du producteur sont donc établis au total à 0,0317 \$/M³ ou 0,85 \$/GJ.

En parallèle, Gaz Métro a demandé de faire approuver un contrat d'achat de 13 millions de m³ par année pour un terme de 20 ans afin de l'injecter dans son réseau. Le prix offert au producteur de gaz naturel renouvelable est établi en additionnant le coût évité de fourniture (NGX Union-Dawn Spot Day Ahead Index), le coût évité pour le gaz de compression (ratio de gaz de compression applicable de TransCanada Pipelines-TCPL pour le tronçon Dawn-GMIT EDA multiplié par le prix de fourniture à Dawn), le coût évité pour le tarif de transport (Taux TCPL en vigueur pour le tronçon Dawn-GMIT EDA), et le coût évité du SPEDE (prix de vente final, par unité, de la dernière enchère du marché du carbone).

Comme diagnostic de la filière pour l'injection du GNR dans le contexte québécois, ces tarifs à payer et à recevoir par les producteurs, selon le cas, sont fixés chaque année dans un cas et selon le marché dans l'autre cas. Ils sont donc potentiellement variables et peuvent occasionner un risque supplémentaire et un frein potentiel à l'investissement par rapport à un tarif de rachat garanti comme d'autres juridictions.

Aussi, depuis quelques mois, les projets de valorisation du GNR via des stations de ravitaillement destinées au transport se sont multipliés. Lorsque les canalisations de Gaz Métro, Gazifère, TQM ou TCPL ne sont pas à proximité, le transport du GNR pourrait théoriquement se faire également avec des méthodes de gaz porté, via GNL ou GNC. Il faudrait ainsi ajouter des coûts d'épuration du biogaz, compression ou liquéfaction, transport par camion ou autres moyens que par les réseaux réglementés, l'entreposage sur place, la décompression ou la regazéification pour alimenter au bout de la chaîne de valeur des stations de ravitaillement ou un point de

réception sur un réseau réglementé. À ce stade, nous pouvons seulement poser le diagnostic que ces solutions de gaz porté, notamment si elles sont destinées à des stations de ravitaillement, deviennent intéressantes si la concentration des intrants en régions éloignées permet une alimentation d'un site ou d'un digesteur anaérobie assez près d'un projet de station multi-énergie. La concurrence est alors le prix de l'essence ou du diesel en région éloignée, beaucoup plus taxé.

8.2 Pistes de solution

Rappelons que dans le cadre des consultations publiques sur le sujet du biométhane, le Gouvernement du Québec avait posé 5 grandes questions (Fascicule 4; pages 105-106) toujours pertinentes dans le cadre de ce rapport pour orienter des pistes de solution (Gouvernement du Québec, 2015):

- I. *Comment le gouvernement doit-il intervenir pour favoriser la distribution de biométhane par les distributeurs de gaz naturel et stimuler le marché du gaz naturel renouvelable chez les consommateurs qui souhaitent intervenir économiquement en faveur de la lutte contre les changements climatiques?*
- II. *La cogénération d'électricité et de chaleur à partir de biogaz est-elle une option économiquement viable au Québec comme mode de gestion écoresponsable des émissions gazeuses liées à l'enfouissement des matières résiduelles?*
- III. *Quelles seront les conséquences de l'interdiction d'enfouir les matières résiduelles fermentescibles sur la production de biogaz dans ces lieux d'enfouissement après 2020?*
- IV. *Quelles sont les pratiques de gestion des lisiers et des fumiers à encourager auprès de nos agriculteurs pour favoriser le développement de la biométhanisation dans les régions du Québec?*
- V. *Dans le contexte énergétique nord-américain actuel, quelles sont les autres avenues à explorer si la mise en œuvre du Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (PTMOBC) se révèle une solution incompatible avec l'état des finances publiques québécoises?*

À la lumière du balisage global, nous pourrions déjà répondre sommairement que : plusieurs mesures complémentaires pourraient être envisagées pour répondre à la première question sur l'injection du GNR; la 2^e question portant sur la production d'électricité serait plus difficile à implanter dans le contexte québécois actuel; l'interdiction des matières organiques force un choix économique à court terme pour les municipalités entre le compostage et le biogaz; les agriculteurs québécois pourraient certainement s'inspirer des pays comme l'Allemagne et que l'État québécois devrait exploiter davantage les outils tarifaires et réglementaires pour favoriser le développement de filières. Nous reprenons ces questions dans l'ordre dans cette section.

i. Favoriser la distribution du biométhane/GNR par les distributeurs de gaz naturel ?

Concernant l'utilisation du TRG pour favoriser le démarrage de la filière d'injection du gaz naturel renouvelable dans les réseaux, comme dans le cas de l'Europe, pour la production d'électricité seuls les projets qualifiés de « petits », ayant peu d'impact sur l'offre actuelle, peuvent obtenir automatiquement un TRG garanti. Les projets qualifiés « intermédiaires » sont d'abord classés en ordre de priorité avant d'être confirmés. Pour les projets qualifiés de « gros », ils doivent prendre part à des processus d'appel d'offres en bonne et due forme. Bien que l'unité pour fixer les seuils québécois devrait être exprimée en gigajoules (GJ), gigajoules par jour (GJ/j), mètre cube (m³) ou mètres cubes par heure (M³/h), nous croyons qu'il faut s'inspirer de ce genre de pratique pour favoriser un démarrage de la filière GNR au Québec.

La nature des aides pouvant être octroyées au titre du régime en question aux projets en matière d'énergies renouvelables est fonction de la taille de ces projets :

- les grands projets de plus de 5 MW de puissance installée prendront part aux appels d'offres spécifiques à chaque technologie ;
- les projets de taille moyenne dont la puissance installée est comprise entre 0,5 et 5 MW figureront sur une liste de projets pour chaque technologie et seront classés par ordre de priorité, en fonction de critères spécifiques, aux fins de l'octroi d'aides ;
- les projets de moins de 0,5 MW de puissance installée pourront bénéficier directement d'aides, sur demande. (Commission européenne, 2016)

À l'exemple des principes énoncés pour diverses technologies concernant l'utilisation des TRG dans l'exemple de l'Europe, si le potentiel de production de biogaz et de gaz naturel renouvelable au Québec ne vient pas concurrencer, ni menacer, sur l'horizon 2030 les autres sources d'approvisionnement en gaz naturel ou en électricité, cette solution serait intéressante pour favoriser les investissements en amont rapidement. L'approbation des Plans d'approvisionnement des distributeurs par la Régie dans le cadre légal actuel pourrait servir d'élément de contrôle pour ne pas créer d'impact tarifaire au-delà d'un certain seuil acceptable, compatible avec l'idée de favoriser la nouvelle filière sans grande distorsion du marché. À l'instar de la France, même si nous devons mettre un bémol pour la filière électrique, pour le GNR, comme l'ADEME l'indique, c'est une solution qui a fait ses preuves :

Le biométhane bénéficie de tarifs d'achat garantis sur 15 ans. Comme pour l'électricité issue de cogénération de biogaz, ce tarif est constitué d'une base de référence additionnée d'une prime comprise entre 5 et 30 euros/MWh selon le type d'intrants (ISDND⁸⁹, déchets urbains, déchets agricoles et agroalimentaires, boues d'épuration). (ADEME, 2016)

Il faut toutefois faire attention aux comparaisons avec le cas de la filière éolienne au Québec qui est passée par un processus d'appel d'offres du distributeur et des décrets pour des quantités appréciables. Le contexte et le risque sont différents, surtout pour les petits projets. Malgré un éventuel programme de TRG, le GNR ne risque pas d'atteindre des niveaux d'injection démesurés par rapport aux volumes livrés en gaz naturel. Une modulation adéquate des tarifs garantis ne devrait pas nécessiter d'appels d'offres pour les « petits » producteurs et serait

⁸⁹ ISDND=Installation de Stockage de Déchets Non Dangereux

automatique. Pour les projets « intermédiaires »⁹⁰, un processus de surveillance simplifié serait l'idéal et enfin, alors qu'un processus d'appel d'offres plus élaboré avec des cibles maximales d'injection pour les plus gros projets offrirait un contrôle adéquat des impacts tarifaires. La plupart des juridictions analysées, en plus de moduler les TRG, ont graduellement réduit les prix des TRG après quelques années, ayant comme double effet d'offrir un incitatif pour démarrer les projets rapidement et tenir compte du développement des expertises techniques pour réduire les coûts et maîtriser les technologies les mieux adaptées au contexte local. Le plus récent avis de l'ADEME résume très bien les enjeux que nous aurons aussi au Québec :

Pour l'ADEME, la méthanisation est une filière prometteuse aux bénéfices multiples, tant en termes environnementaux (traitement des déchets, production d'énergie renouvelable, diminution des émissions de gaz à effet de serre...) que de diversification des activités agricoles, notamment pour les éleveurs. Elle doit prendre une part importante dans l'atteinte des objectifs fixés par la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 (LTECV) (gestion des déchets organiques des ménages et gros producteurs, encore trop souvent destinés à l'enfouissement) et la loi de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) dont la publication est prévue fin 2016.

[...] Les projets les plus sensibles sont les projets collectifs de grande taille du fait d'investissements très importants, de plus forte dépendance aux gisements extérieurs et parfois de difficultés de fonctionnement. **Aujourd'hui, les aides publiques (dispositif de soutien aux investissements ou à l'énergie produite, garantie d'origine...) restent cependant essentielles pour assurer la concrétisation des projets. L'ADEME recommande que les dispositifs de soutien public soient les plus stables possibles pour assurer une bonne visibilité aux porteurs de projets comme aux financeurs.**

La méthanisation se conçoit comme un écosystème à part entière, qui associe de nombreux acteurs : agriculteurs, gros producteurs de déchets organiques, gestionnaires des réseaux gaz et électricité, collectivités, particuliers. **Il s'agit d'une filière dont la pertinence économique et la viabilité environnementale doivent être confortées par une approche systémique au sein des territoires.** (ADEME, 2016)

Nous reviendrons plus en détail dans la section 8.2.2 à cette première question de la liste du gouvernement concernant la filière spécifique du GNR par l'injection dans les réseaux des distributeurs. Les autres questions sont regroupées dans la générale section « Biogaz ».

8.2.1 Biogaz

ii. Cogénération d'électricité à partir de biogaz (Autoproduction)

Pour les raisons qui ont déjà été invoquées dans le tableau 8.1 de la section 8, la filière de valorisation du biogaz par la cogénération d'électricité ne devrait pas être une priorité au Québec sur la très grande majorité de son territoire. L'exception des réseaux autonomes pose d'autres défis pour l'approvisionnement en intrants en quantité et en qualité qui sont difficiles à évaluer dans le contexte de ce rapport. Tel que mentionné dans le fascicule no 4 préparé par le Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du gouvernement du Québec (mars 2015), le cadre réglementaire actuel est assez bien adapté pour favoriser la cogénération avec du biogaz,

⁹⁰ La Régie pour les plus gros projets d'injection et l'organisme Transition Énergie Québec (TEQ) pour les plus petits projets agricoles et régionaux pourraient surveiller et approuver les contrats de TRGi selon une grille préétablie sur un horizon de 10 ou 15 ans

mais le contexte québécois ne justifie pas d'investir beaucoup de ressource en ce sens à court et moyen terme.

L'autoproduction d'électricité à l'échelle résidentielle et commerciale (petits commerces) permet à un client d'injecter de l'électricité excédentaire obtenue d'une installation de 50 kW ou moins en échange de crédits. Hydro-Québec Distribution offre donc « d'entreposer » de l'électricité produite par ses clients en prévision du moment où la demande de ce client dépassera sa production. Les modalités d'application de ce programme au Québec sont comparables à celles qu'on trouve ailleurs en Amérique du Nord. Au Québec, au 1er avril 2014, cette filière de « mesurage net » (net metering) comptait 69 abonnés disposant de 512 kW installés (0,001 % de la capacité québécoise) sous forme de panneaux solaires photovoltaïques et de microéoliennes. Les bas tarifs de l'électricité au Québec défavorisent ce type de production. Par ailleurs, malgré un intérêt démontré, aucun des abonnés à l'autoproduction n'utilise la filière hydroélectrique comme source de production, le cadre réglementaire n'y étant pas favorable (Loi sur le régime des eaux). (Gouvernement du Québec, 2015, p. 21)

Le fascicule 4 du MERN (mars 2015) soulignait aussi que pour la filière de cogénération à la biomasse, dans le cadre d'appels d'offres, seulement 19 % des objectifs de 100 MW en 2003 et 43 % celui de 125 MW en 2009 avait été atteint. Les récentes tentatives avec une forme de TRG pour 300 MW ont été prolongées et pourraient être maintenues en place dans sa forme actuelle pour favoriser les projets sur certains sites produisant du biogaz avec accès au réseau électrique, mais plus difficilement au réseau gazier.

iii. Conséquence de l'interdiction d'enfouir les matières résiduelles fermentescibles

En ce qui concerne cette question spécifique, nous avons déjà mentionné qu'elle va accélérer l'urgence du choix entre l'option d'investir dans des installations de compostage ou d'alimenter des installations équipées de biodigesteurs. Il s'agit d'une forme de concurrence pour développer les filières du biogaz. Pour l'impact sur la capacité de production des sites d'enfouissement actuels, le balisage n'a pas permis d'évaluer la réduction de la quantité et la qualité du biogaz produit sur le moyen et long terme. Nous ne pouvons qu'émettre l'hypothèse que les sites d'enfouissement actuels verront les intrants de qualité nécessaire à la production de biogaz être réduits dans le temps.

iv. Pratique à encourager pour mieux valoriser les effluents d'élevage au Québec

Nous avons déjà précisé en ii que la production d'électricité et de chaleur avec du biogaz au Québec n'était peut-être pas la meilleure option dans le contexte québécois pour créer le plus de valeur. Les bas prix de l'électricité provenant déjà de sources renouvelables laissent peu de place à cette option pour le secteur agricole québécois. Par contre, à l'instar des autres juridictions, la problématique des émissions de méthane du secteur agricole doit s'inscrire dans une réflexion plus large, qui doit considérer que s'il n'est pas capté et torché, le méthane est 25 fois plus dommageable que le CO₂. Certains pourraient y voir une justification d'un TRG beaucoup plus généreux dans une approche selon les coûts pour ces petits producteurs. Devrions-nous considérer dans nos analyses, par exemple, qu'une valeur équivalente de 1 \$/GJ devrait être multipliée par 25 pour offrir un revenu garanti équivalent à 25 \$/GJ aux agriculteurs qui désirent produire du biogaz ou du GNR avec les effluents d'élevage ? Malgré cela, les économies d'échelle sur leurs coûts fixes et variables, la problématique du transport et de la

distribution du biogaz ou du GNR ainsi produit, avec des fermes loin des réseaux d'injection, pose un autre problème plus important que le prix de l'électricité. S'ils peuvent utiliser une partie de cette source énergétique pour leurs propres besoins, il y a lieu de se poser la question de l'importance de centraliser les effluents vers un site commun, une sorte de coopérative qui pourrait mélanger divers effluents d'une région donnée et produire du biogaz avec un digesteur approprié aux intrants de ses membres. Ce genre de projets spécifiques aux effluents d'élevage mérite d'être évalué d'une manière plus précise, mais notons déjà que malgré de généreux TRG, le volume à injecter serait marginal par rapport aux sites avec des intrants comme les matières organiques et les boues.

v. Solutions compatibles avec les finances publiques du Québec

Le balisage sur les différentes filières du biogaz nous a permis de conclure qu'un bon cocktail de subventions ciblées en amont et de TRG modulables en aval pouvait permettre un décollage assez rapide des filières. Par contre, à l'instar de l'Allemagne, une fois les filières en pleine expansion, il y a lieu d'abord d'éliminer progressivement les subventions directes et ensuite de réduire les TRG au fur et à mesure que les objectifs fixés sont atteints. Les solutions à adopter devraient donc maintenir d'ici 2022 les contributions en amont comme celle du PTMOBC en plus de permettre des TRG pour démarrer rapidement les filières du biogaz et du GNR en particulier. Certains États et territoires n'hésitent pas à être plus généreux dans les TRG pour abolir les subventions en amont sur le coût du capital, libérant ainsi le gouvernement du fardeau financier associé (AILE; EREP, 2015).⁹¹

À partir des éléments du balisage, l'analyse du macro-environnement et des réponses aux questions concernant les différentes filières du biogaz pour le Québec, nous croyons que la filière du GNR offre le plus grand potentiel de valeur ajoutée. L'injection dans les réseaux existants doit être favorisée dans la mesure du possible pour offrir plusieurs options de valorisation en aval aux divers acteurs mais les solutions qui passent par du gaz porté ne doivent pas être négligées non plus, surtout si elles visent la substitution du diesel dans le secteur du transport. Des scénarios d'utilisation d'une grille de tarifs de rachat garanti (TRG) semblable à celle du balisage sont analysés plus en détail dans la section 8.2.2.

8.2.2 Gaz naturel renouvelable au Québec – la piste d'un TRG et ses impacts tarifaires

Notons que le prix de la fourniture est à des niveaux historiquement bas en Amérique du Nord, avec comme conséquence que pour développer la filière de GNR au Québec, il sera nécessaire de garantir des revenus unitaires supérieurs au prix du gaz naturel classique incluant les coûts évités associés. Tel que vu lors du balisage, lorsqu'ils sont offerts, il n'est pas rare de voir des TRG de 8 \$/GJ pour les plus gros sites d'enfouissement et même jusqu'à 32 \$/GJ⁹² pour stimuler les plus petits projets dans le secteur agricole notamment. L'Association Canadienne du Gaz évaluait d'ailleurs les coûts de production du GNR à 15 \$-20 \$/Gj pour des projets avec biodigesteurs. Pour l'exercice qui suit, nous avons privilégié une approche ascendante en ce qui

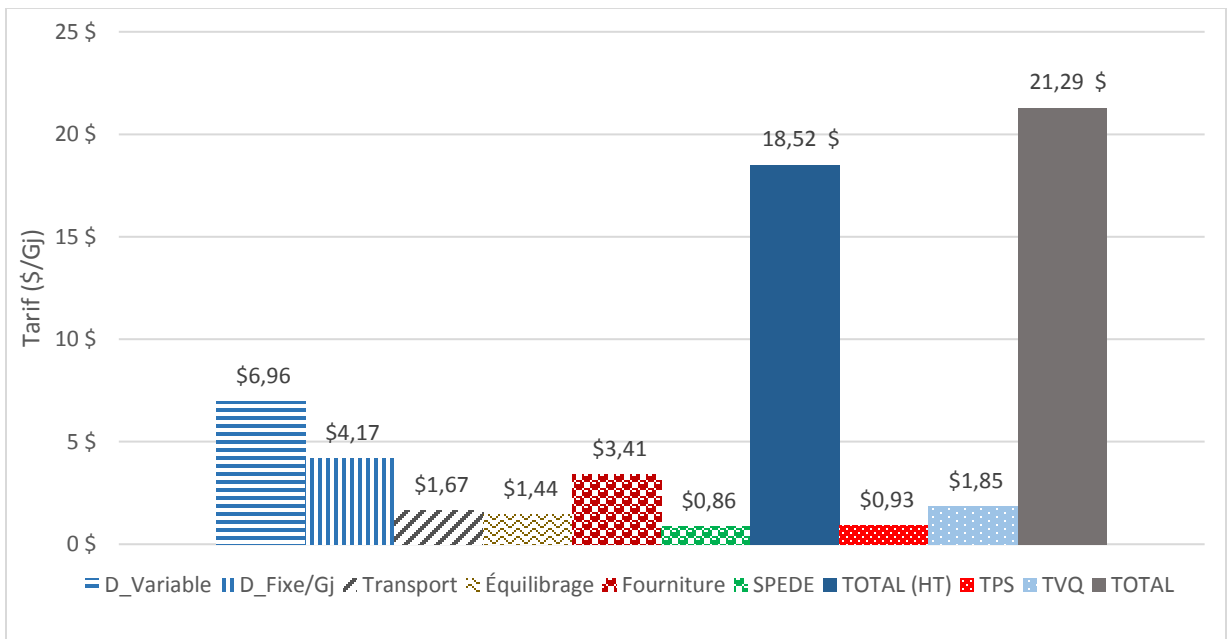
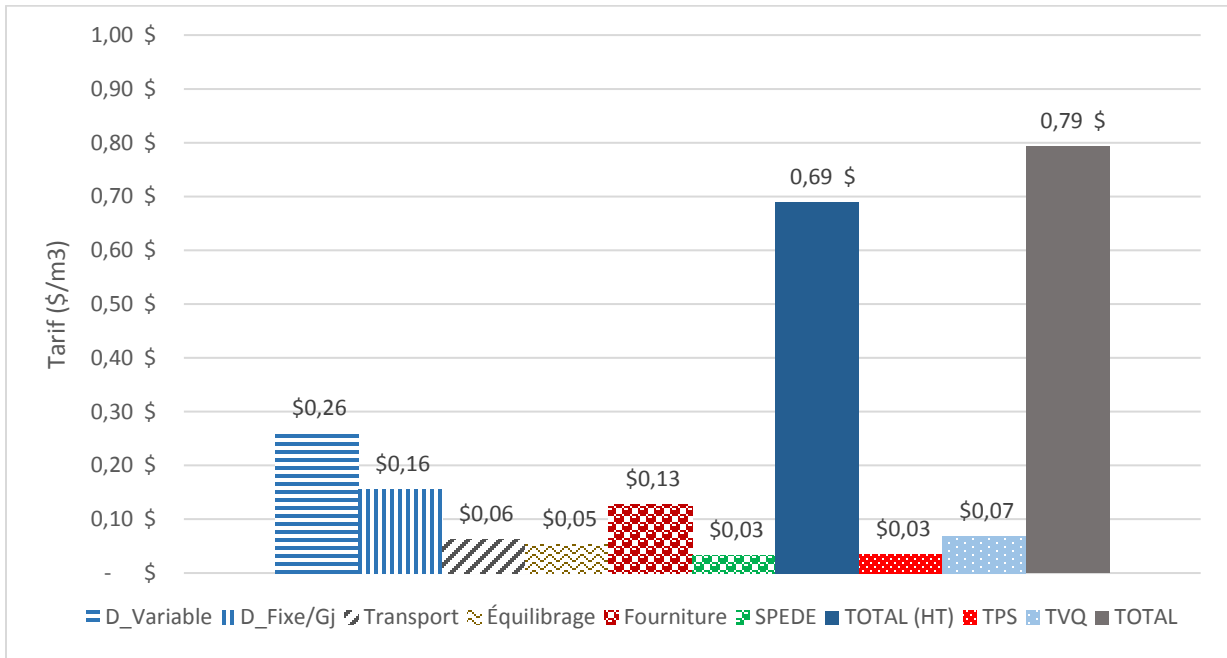
⁹¹ Voir page 64 de la référence pour la liste des 20 mesures proposées par l'ADEME pour la France.

⁹² Nous avons sélectionné 4 grands scénarios de TRG (8 \$; 16 \$; 24 \$; et 32 \$) pour 4 différentes puissances pour faire certaines analyses de sensibilité. Il s'agit d'estimations sommaires pour guider le débat.

concerne la filière du GNR au Québec. Nous débutons par l'idée de faire payer à 100 % les clients volontaires. Ensuite, des analyse d'impacts tarifaires si les coûts pouvaient être socialisés à l'ensemble des clients sur la base de leur consommation totale sont présentées. Pour ces analyses, nous utiliserons les hypothèses de Gaz Métro en date d'avril 2016, avec les données publiques et prévisions des tableaux des pages 93 et 94. La solution idéale devrait possiblement inclure les deux approches tarifaires, sans oublier le rôle que des courtiers spécialisés pourraient jouer éventuellement dans les solutions finales.

Pour débiter en aval de cette potentielle nouvelle chaîne de valeur du GNR injecté, la figure 8-2 (en m³ et en GJ) montre les diverses composantes d'un tarif sur la base d'un petit client.

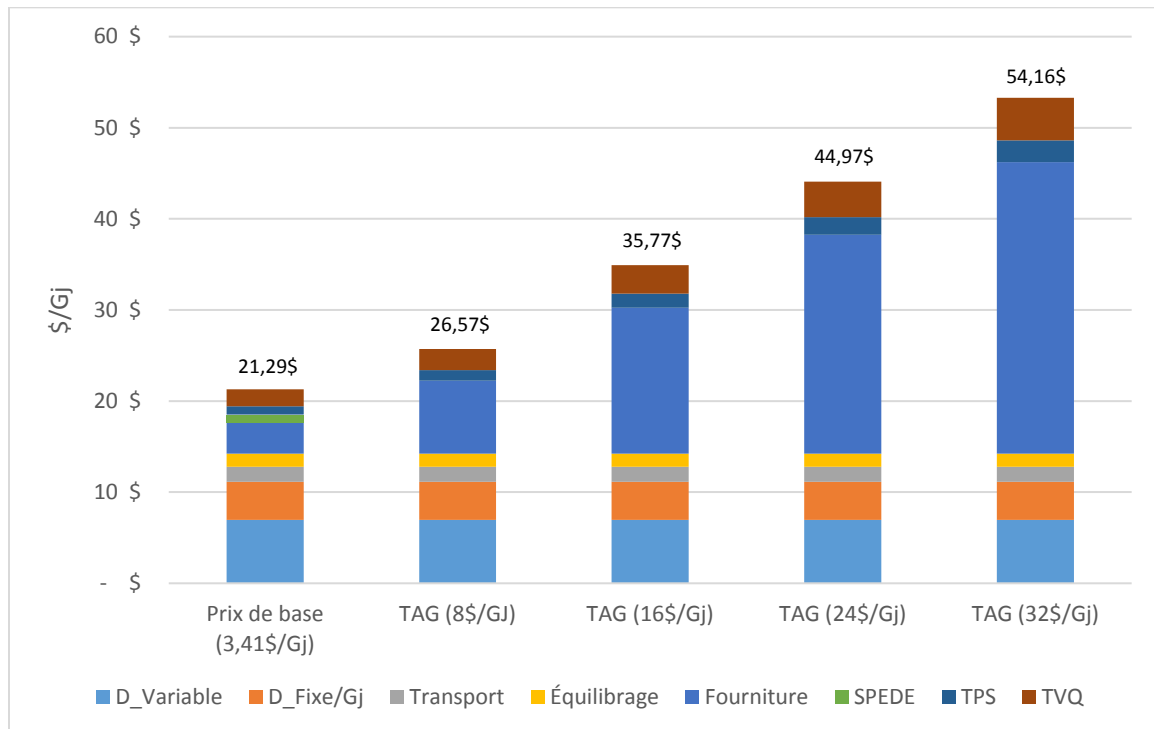
Figure 8-2 Calculs de prix unitaires moyens par mètre cube et par gigajoule pour un client au tarif D1 ayant consommé 100 mètres cubes (3,72 GJ) sur une période de 30 jours en octobre et novembre 2016.



Notons que pour ce type de client plutôt résidentiel avec chauffage, la composante distribution représentait 11 \$/Gj ou 42 ¢/m³, soit plus de 50 % de la facture totale, incluant les taxes applicables au Québec. Pour une même période mensuelle, si plusieurs de ces composantes vont varier en fonction du profil de consommation et du volume à distribuer, le prix unitaire de la fourniture (s'il est en gaz de réseau), le transport et le SPEDE seraient stables pour les autres catégories de client chez Gaz Métro.

Pour donner une idée de l'ampleur de l'impact tarifaire avec une forme de TRG aux producteurs, nous avons repris l'exemple de la facture du client ayant consommé 100 m³ ou 3,72 GJ avec des prix de TRG variant entre le minimum de 8 \$/GJ et un éventuel maximum à 32 \$/GJ. Cet exemple de la figure 8-3 évalue sommairement l'impact d'un éventuel tarif d'adhésion volontaire semblable à celui de Fortis BC Gas ou qu'un courtier pourrait offrir.

Figure 8-3 Impacts sur le prix unitaire facturé à un client d'une éventuelle option volontaire selon 4 scénarios incrémentaux de tarif de rachat garanti (TRG)



Note : TRG = Tarif de rachat garanti. Calculs basés sur une consommation mensuelle de 100 mètres cubes (3,72 GJ) au tarif D1. Le SPEDE est soustrait des scénarios, mais pas le transport.

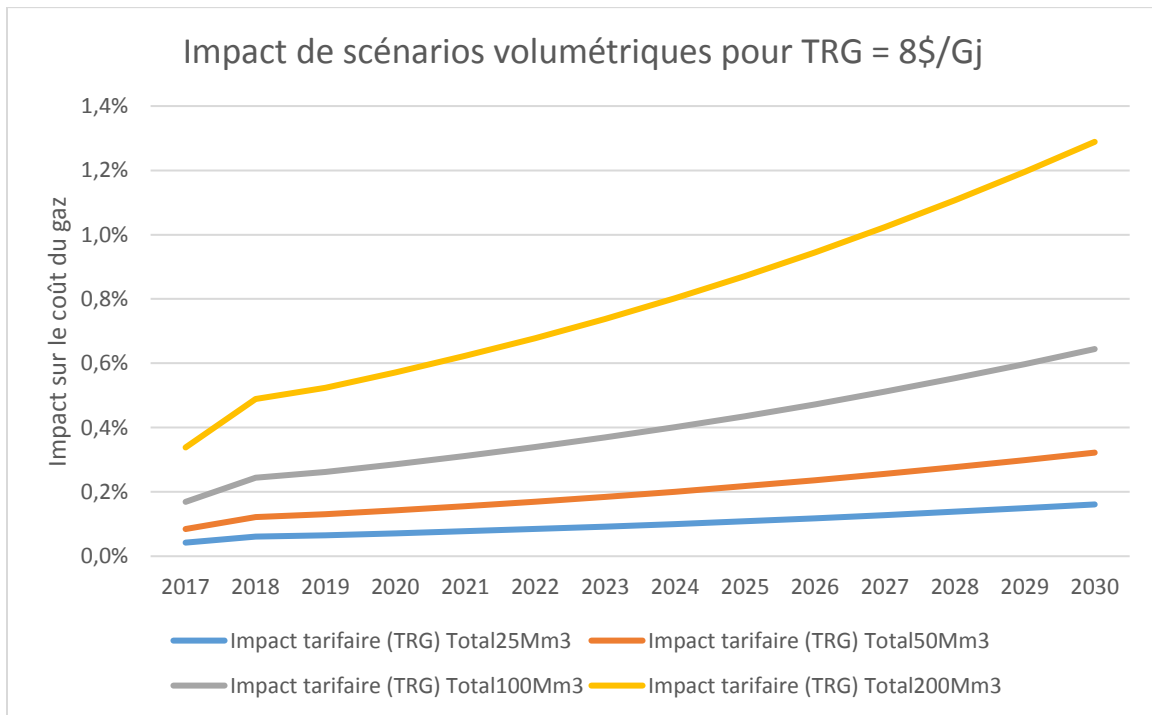
Fourniture par GJ Tarif de rachat garanti GNR	3,41 \$ (+0 %)	8 \$ (+135 %)	16 \$ (+369 %)	24 \$ (+604 %)	32 \$ (+838%)
Prix total par GJ	21,29 \$	26,57 \$	35,77 \$	44,97 \$	54,16 \$
Facture mensuelle (3,72 GJ)	79 \$	99 \$	133 \$	167 \$	202 \$
Effort individuel (\$)	-	20 \$	54 \$	88 \$	123 \$
Effort individuel (%)	-	+25 %	+68 %	+111 %	+156 %

Ainsi, complètement en aval de la chaîne de valeur du GNR, pour espérer recruter des clients volontaires qui assumeraient 100 % des coûts, ces analyses démontrent que ce client devrait payer 25 % (20 \$) de plus que sa facture totale mensuelle si les coûts d'acquisition du GNR sont de 8 \$ pour Gaz Métro. Il importe de mentionner ici que l'effort relatif ira en augmentant avec la consommation du client couplé à la nature régressive des tarifs de distribution de Gaz Métro.

Les clients volontaires aux autres tarifs verraient des impacts tarifaires relatifs beaucoup plus élevés. Il s'agit donc d'un minimum relatif par rapport à l'ensemble de la clientèle de Gaz Métro qui voudrait adhérer à ce type de tarif. Évidemment, des modulations en fonction du pourcentage désiré sont possibles comme c'est offert par Fortis BC gas ou encore par des courtiers comme Bullfrog Power. Ce genre de principe tarifaire selon une approche basée sur les coûts marginaux et la valeur perçue dans le marché par les clients volontaires respecterait le principe d'utilisateur-payeur, pourvu que la demande soit égale ou supérieure à l'offre⁹³.

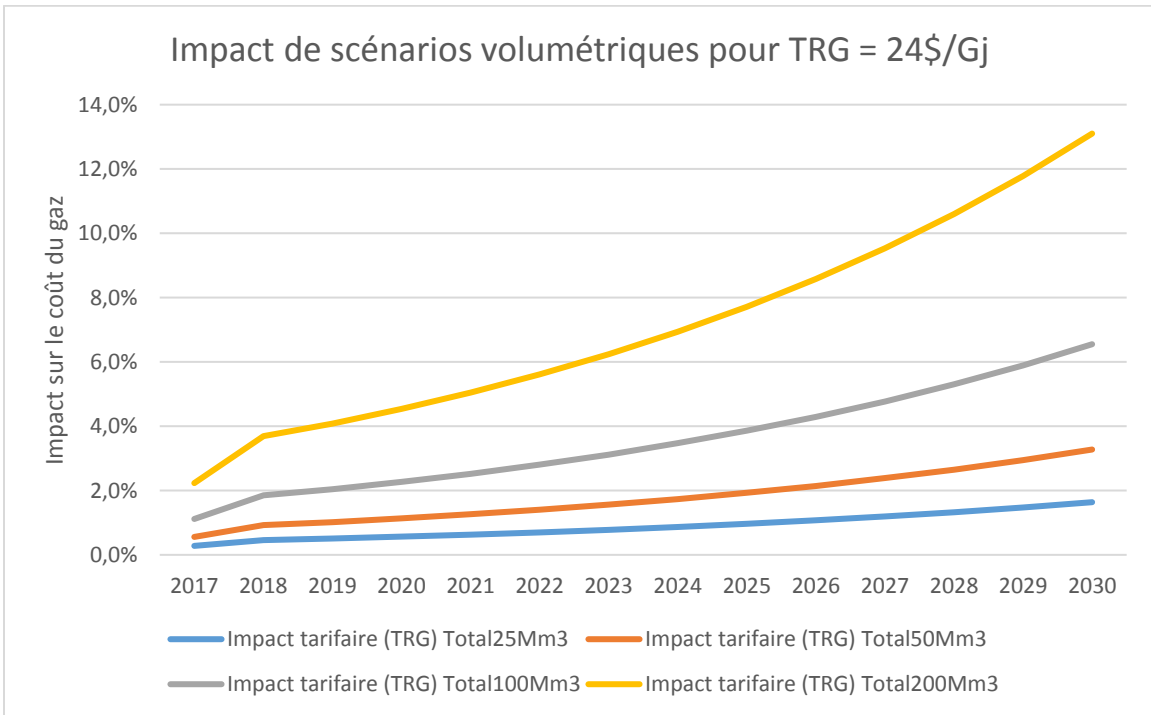
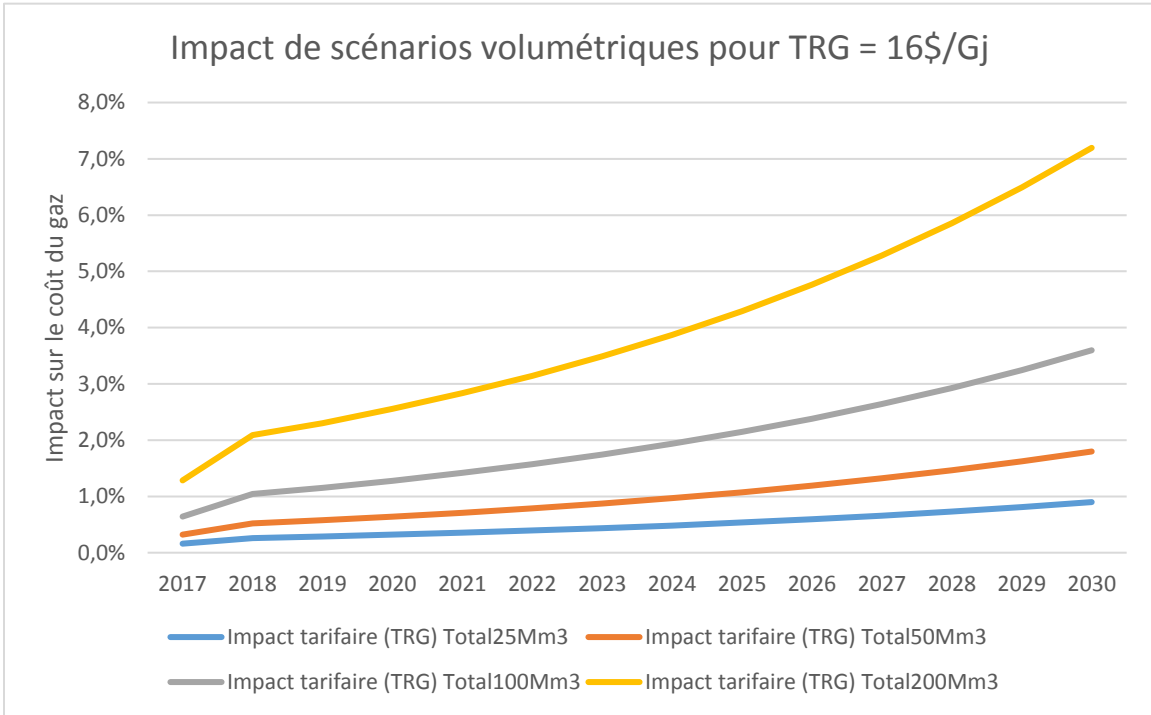
Regardons maintenant quelques scénarios d'impacts tarifaires globaux en fonction de scénarios où les coûts de développement de la filière GNR injecté seraient totalement socialisés. Notons que la valeur du SPEDE est fixée en fonction des externalités, nos scénarios fixent donc à des niveaux pouvant atteindre 8x, 16x, 24x ou 32x une valeur des externalités qui seraient autour de 1 \$/GJ (20 \$/TCO2) en 2017. Dans le dossier pour établir tarif d'achat proposé à la Ville de Saint-Hyacinthe par Gaz Métro, dans sa décision D-2015-107, la Régie acceptait l'idée d'offrir le prix en fonction de la fourniture classique, plus des coûts évités en transport, en compression et pour le SPEDE⁹⁴, nous en avons tenu compte dans ces analyses d'impact par rapport aux coûts d'approvisionnements du marché (Il y a 4 séries d'analyses pour la figures 8-4).

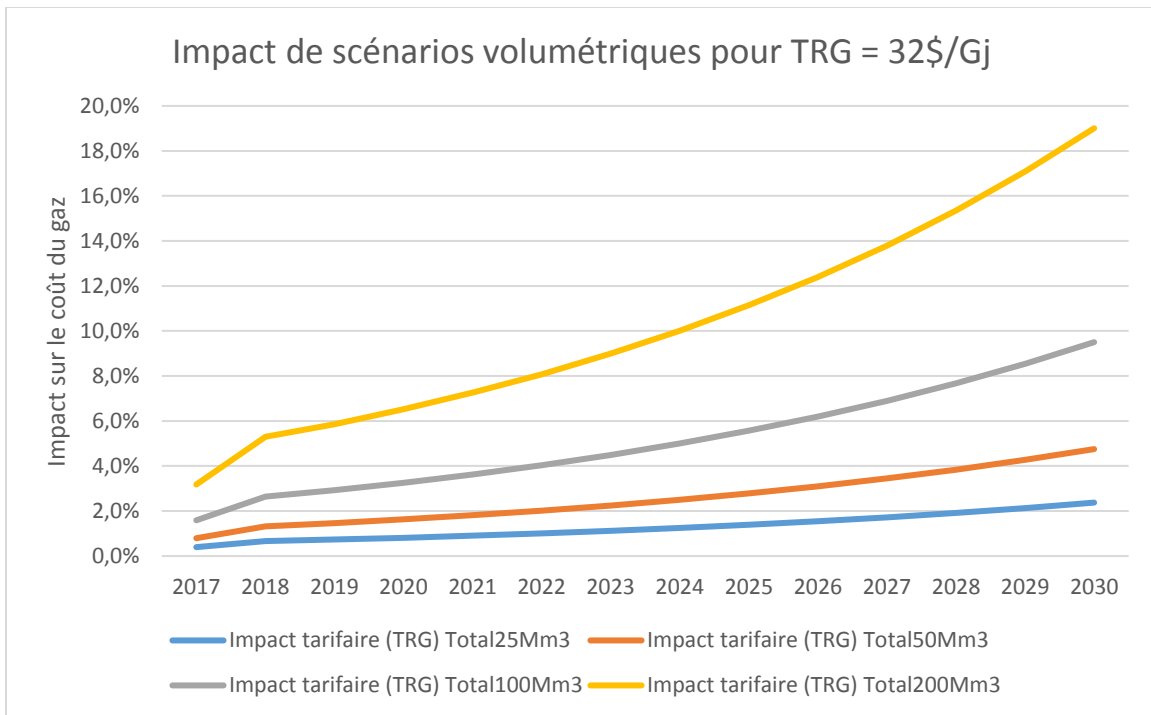
Figure 8-4 Impacts tarifaires sur la fourniture selon divers scénarios de progression des achats (TRG)



⁹³ Si la demande s'avérait supérieure à l'offre, il faudrait gérer la situation de manière à ne pas créer de perceptions voulant que des clients payent pour des bénéfices qui n'existent pas en réalité.

⁹⁴ Dossier R- – Décision D-2015-107, 10 juillet 2015





Notons que nous avons aussi appliqué un taux d'inflation de 2 % sur les TRG, ce qui pourrait être débattu pour tenir compte des améliorations technologiques à venir qui devraient améliorer la productivité et diminuer les impacts tarifaires. Un peu à la manière de mécanismes incitatifs pour les producteurs, ne pas appliquer l'inflation, ou l'appliquer selon un pourcentage, comme c'est le cas en France notamment, sur les TRG diminuerait les impacts tarifaires pour les clients.⁹⁵ La question d'appliquer totalement ou non l'inflation sur le TRG a fait l'objet de plusieurs débats en Europe. Il est évident que plus le prix de départ du tarif garanti est élevé, plus le TRG en 2030 affectera à la hausse l'impact dans le temps. Par exemple, un TRG de départ de 24 \$/GJ donnerait un prix de plus de 30 \$/GJ en 2030. Plusieurs techniques financières pourraient être utilisées pour tenir compte du prix de départ, afin de réduire l'effet d'inflation avec le temps pour donner un prix de départ élevé au début, mais de le limiter par la suite. Ce genre d'ajustements en fonction de l'inflation peut être assez sophistiqué et est pratiqué notamment en France (Gaz Réseau Distribution France, 2016).

Ces analyses sommaires démontrent bien naturellement que c'est plutôt le volume de GNR à acheter et à injecter, en fonction d'un prix moyen, qui serait le déterminant principal de l'impact tarifaire pour éventuellement juger du caractère raisonnable de cet impact sur les approvisionnements des clients québécois. Par contre, si le volume acheté d'ici 2030 est autour de 100 Mm², sans dépasser un TRG de l'ordre de 24 \$/GJ ajusté de l'inflation, l'impact serait autour de 6 % sur le prix de la fourniture, et sous 4 % avec des TRG moyen de 16 \$/GJ.

Avec l'objectif de se donner des balises pour développer un éventuel TRG fixe pour le Québec qui pourrait aussi évoluer en fonction de subventions régressives, nous proposons des scénarios

⁹⁵ Les fichiers utilisés sont en annexe et pourraient être disponibles pour les intervenants afin qu'ils les ajustent et les modifient; les méthodes, les coûts et les hypothèses sont toujours à raffiner.

de grilles plus ou moins modulées. Par exemple, le tableau 8-3 utilise la même fourchette que précédemment, soit entre 8 \$ et 24 \$ le gigajoule pour fixer un TRG. Le choix d'un maximum autour de 24 \$/GJ ferait en sorte qu'il serait possible de fixer un impact tarifaire jugé raisonnable entre 4 % et 6 % avant de revoir le TRG pour les premiers 100 Mm3, pour les projets avec des productions plus petites. Notez que nous avons tenté d'effectuer des analyses de rentabilité (VAN : valeur actuelle nette)⁹⁶ à partir des estimations de coûts du balisage pour établir ces niveaux de TRG entre 8 \$/GJ et 24 \$ GJ (voir annexe A). Les zones vertes du tableau représentent des rentabilités jugées acceptables sur 20 ans avec un taux d'actualisation de 8 %, en tenant compte des modulations des subventions initiales entre 70 % et 0 %.

Tableau 8-3 Exemple de tableau croisé de subventions régressives en fonction de divers TRG modulées en fonction du volume annuel produit pour des intrants organiques de base

Grille d'analyse de TRG potentiel pour la période de démarrage de la filière 2017 à 2022					
	3154GJ/an (10m3/h) (100KW)	15768GJ/an (48m3/h) (500KW)	31 536 GJ/an (97 m3/h) (1000KW)	157680GJ/an (483 m3/h) (5000KW)	315360GJ/an (967 m3/h) (10000KW)
Subventions \$->	70 %	50 %	40 %	20 %	0 %
TRG-4\$/GJ ⁹⁷					
TRG-8 \$/GJ					
TRG-10 \$/GJ					
TRG-12 \$/GJ					
TRG-14 \$/GJ					
TRG-16 \$/GJ					
TRG-18 \$/GJ					
TRG-20 \$/GJ					
TRG-22 \$/GJ					
TRG-24 \$/GJ					

Légende :

	Un TRG dans cette zone risque d'être insuffisant pour attirer les capitaux
	Un TRG dans cette zone attirerait les investissements requis
	Un TRG dans cette zone pourrait offrir une rentabilité élevée
	Un TRG dans cette zone offrirait une rentabilité très élevée

NB : Ce tableau est présenté à titre indicatif pour stimuler la réflexion, il devrait être ajusté et validé avec l'industrie et le véritable potentiel technico-économique pour le Québec.

Ainsi, dans l'exemple du tableau 8-3, pour les projets avec des capacités supérieures à 500 000 GJ/an, un processus d'appel d'offres pourrait se substituer à ce genre de grille fixe, avec une analyse plus fine, et l'établissement de TRG qui permettent un rendement jugé raisonnable aux investisseurs qui répondraient à l'appel de proposition.

⁹⁶ Les analyses de rentabilité jugées acceptables pour les producteurs dépendent de trop de variables, avec ce genre de grille fixe. Il est probable que certains projets puissent présenter des rendements supérieurs et d'autres qui ne se réaliseraient pas.

⁹⁷ Le 4 \$ est une référence proche du prix de marché actuel avec les coûts évités.

De plus, à partir de ce genre de grille de base, il est possible de moduler en fonction d'autres variables identifiées comme le type d'intrant (voir annexe B pour m³/tonne en fonction des intrants), la technologie, l'usage/distribution, ou la vente directe aux distributeurs réglementés par rapport aux courtiers qui prendraient un peu plus de risque avec leurs clients volontaires. L'idée est de chercher à répartir le risque financier et de le rémunérer le plus adéquatement possible entre les différents acteurs qui supporteraient la nouvelle filière québécoise. Un cocktail d'options avec des ajustements serait souhaitable pour inclure le plus d'acteurs dans l'effort collectif et ainsi répartir les risques.

Tableau 8-4 Exemple d'idées répertoriées de modulations supplémentaires de la grille de base avec intrants organiques déjà modulés selon le volume au tableau 8.3

Modulation	Proportion TRG	Type de modulation	Justification
Projet avec effluents d'élevage	+40 %	Selon les intrants	Coûts plus élevés pour la collecte et réduction du méthane à la source
Projet majoritaire avec boues d'usine d'épuration	-20 %	Selon les intrants	Technologie plus mature
Contrat d'achat avec le distributeur réglementé	-20 %	Selon le risque	Favoriser le transfert de risques en dehors du marché réglementé
Projet avec injection réseau via gaz porté	+20 %	Selon la distribution	Coûts de liquéfaction/compression plus élevés
Projet avec biométhaniseurs	+20 %	Selon la technologie	Coûts de développement de compétences spécifiques
Projet spécifique pour des stations multicarburants	+40 %	Selon l'usage	Coûts de liquéfaction/compression plus élevés et -GES
Projet avec la biomasse (Gazéification)	+40 %	Selon la technologie	Coûts de R&D et de démonstration à intégrer dans la rentabilité

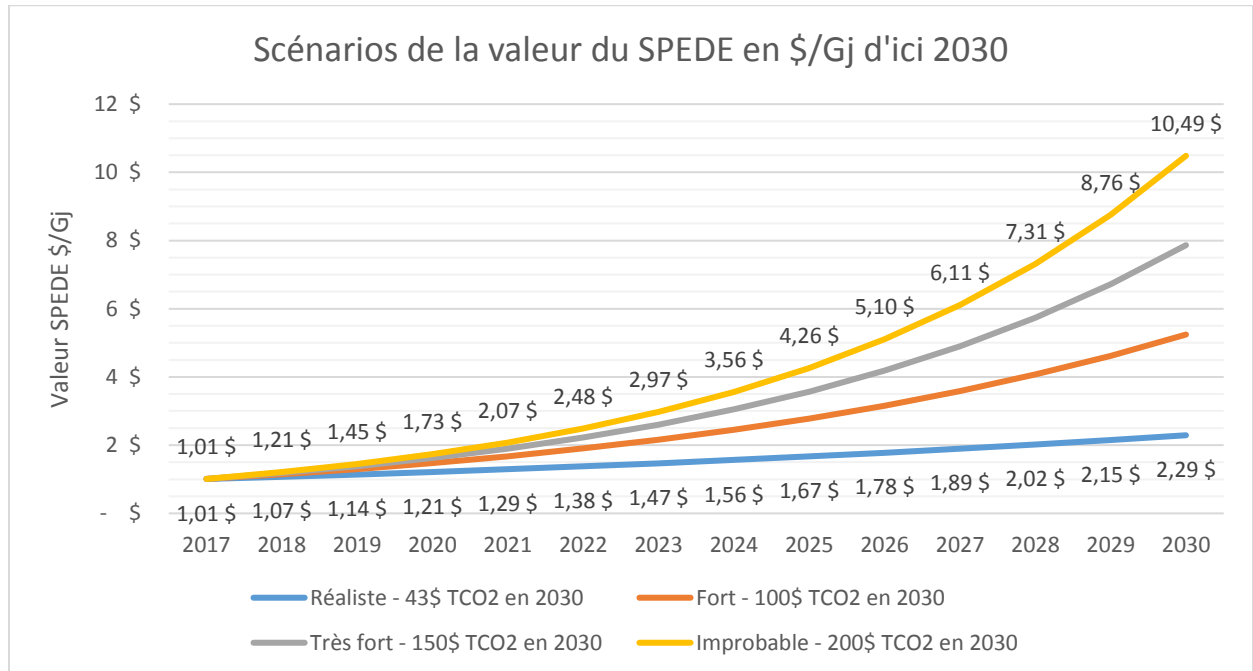
NB : Ce tableau est présenté à titre indicatif pour stimuler la réflexion, il devrait être ajusté et validé avec l'industrie et le véritable potentiel technico-économique pour le Québec

En plus des modulations potentielles présentées au tableau 8-4 relevées au cours de notre balisage, il faut considérer moduler plus tard dans le temps en fonction de la concurrence des prix du gaz naturel et de la valeur des externalités. Des modulations potentielles des TRG en fonction du prix du gaz naturel et de la valeur du SPEDE viseraient surtout les projets présentant des risques d'impact tarifaire plus élevé. En fonction de l'exemple de la grille préliminaire du tableau 8-3, ce serait plutôt les TRG pour des projets de 500 000 GJ/an et plus, possiblement octroyés via appels d'offres, qui seraient visés. Par contre, pour attirer les investissements, les critères de modulations doivent être connus dès le départ. Un certain partage du risque n'implique pas automatiquement un transfert à 100 % du risque de prix du SPEDE ou de prix du

gaz naturel, des techniques avec partage à 50 % peuvent être envisagées dans le cas de contrats octroyés dans l'univers réglementé par exemple.

Nous l'avons déjà mentionné, en plus du prix du gaz naturel, la valeur des externalités environnementales risque d'évoluer dans le temps. Il faut logiquement aussi se questionner sur le niveau de la valeur de la tonne de CO2 à partir duquel il n'est plus requis de prévoir des approches tarifaires favorisant l'ingénierie sociale. Avec quel niveau de valeur du SPEDE l'approche des coûts reprendrait du service et rendrait même caduques des approches selon la valeur octroyée par des clients volontaires ? Le tableau 8-5 présente des scénarios de valeur des externalités qui pourraient modifier la donne par rapport au TRG. Notez que les analyses présentées ici sont basées sur le scénario d'une croissance régulière vers 43 \$/TCO2 en 2030, ce que nous avons qualifié de scénario réaliste pour les besoins du rapport. Rappelons que le chiffre maximal avancé plus tôt dans le rapport est sous les 50 \$/TCO2 pour atteindre une certaine forme d'acceptabilité sociale.

Figure 8-5 Scénarios de l'évolution de la valeur du SPEDE d'ici 2030



La figure 8-5 illustre qu'avec une valeur équivalente du SPEDE autour de 1 \$/GJ prévue en 2017, elle pourrait doubler pour atteindre 2 \$/GJ en 2030, ce qui est peu par rapport aux différentes valeurs de TRG proposées ailleurs. Comparons alors les TRG offerts dans le cadre de notre balisage, comme dans l'exemple du tableau 8-3, en acceptant l'hypothèse d'un prix du gaz naturel qui double pour passer de 4 \$/GJ en 2017 à 8 \$/GJ en 2030, ajoutons des valeurs assez peu probables de SPEDE à 100 \$/TCO2, soit 5 \$/GJ, nous atteindrions alors le seuil médian autour de 13 \$/GJ en 2030. Si un tel scénario de hausse du prix du gaz naturel de 4 \$/GJ et une valeur de la TCO2 à 100 \$/TCO2 se réalisent en 2030, il faudrait alors songer à éliminer les TRG.

9 Conclusion

Vous trouverez le **résumé nos conclusions dans le sommaire exécutif** qui, nous l'espérons, pourra guider la mise en place de solutions innovantes pour développer les filières du biogaz en général et du gaz naturel renouvelable en particulier, si tel est notre désir collectif, à l'instar des autres États et territoires balisés dans le rapport.

Ajoutons à ce sommaire seulement trois questions fondamentales dans le débat à venir :

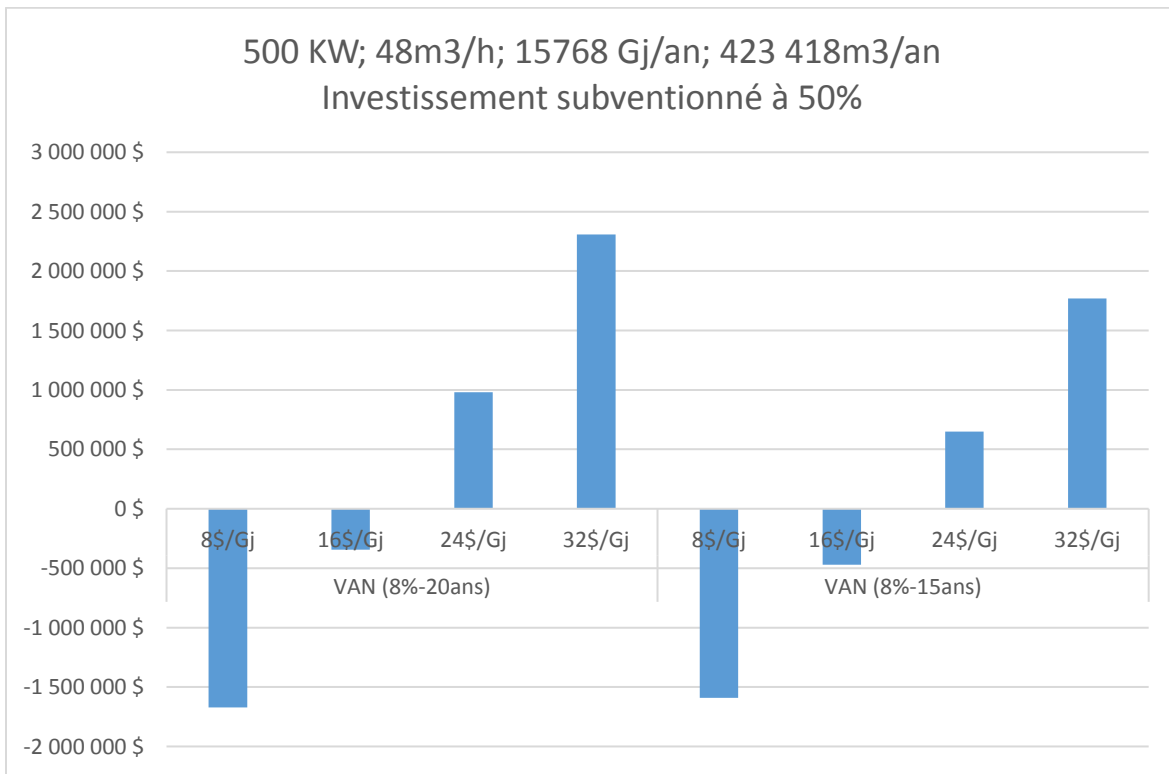
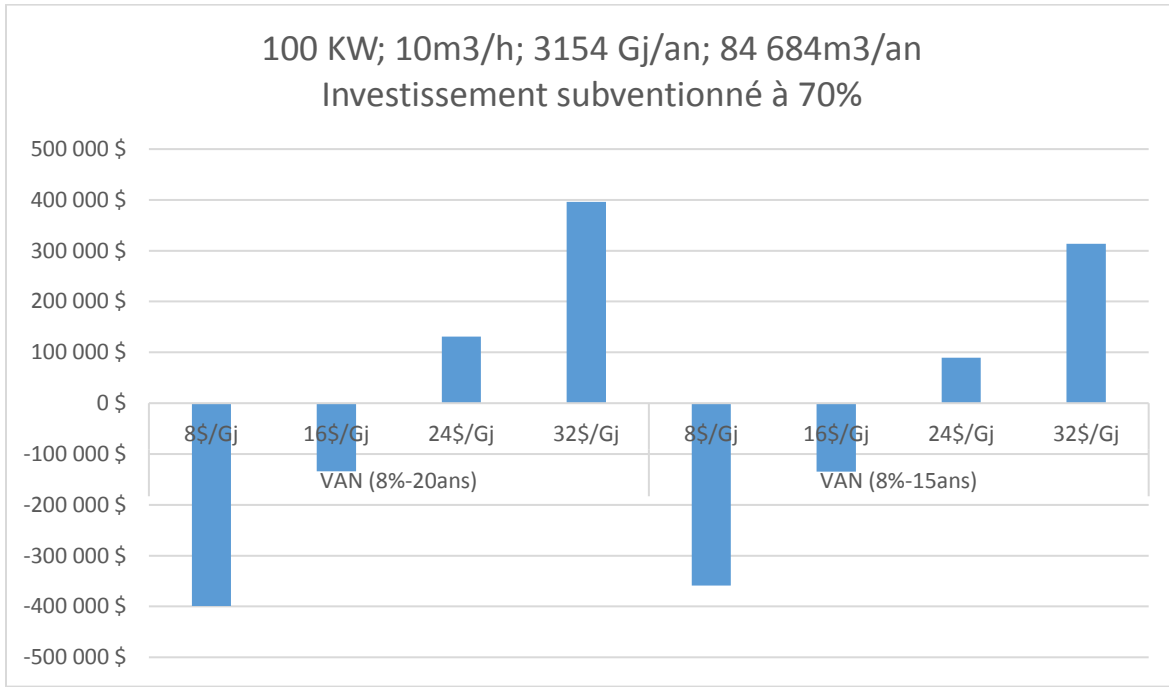
- ✓ Les outils actuels de prise en compte des coûts d'externalités environnementales ou sociales sont-ils suffisants pour démarrer une filière de GNR au Québec ?
- ✓ Sommes-nous prêts à accepter de dévier d'une approche tarifaire classique basée sur les coûts pour faire de la place aux approches basées sur la valeur perçue par des clients volontaires ?
- ✓ Sommes-nous prêts à accepter une approche tarifaire d'ingénierie sociale qui inclurait une socialisation de certains coûts pour atteindre les cibles de la nouvelle politique énergétique ?

Nous aimerions aussi conclure ce rapport avec d'autres questions plus générales que nous avons pu retrouver au cours de notre balisage et pour lesquelles les réponses pourraient venir pendant les audiences publiques sur le sujet, nous invitons les parties prenantes à alimenter le débat sur ces questions en plus de celles soulevées auparavant :

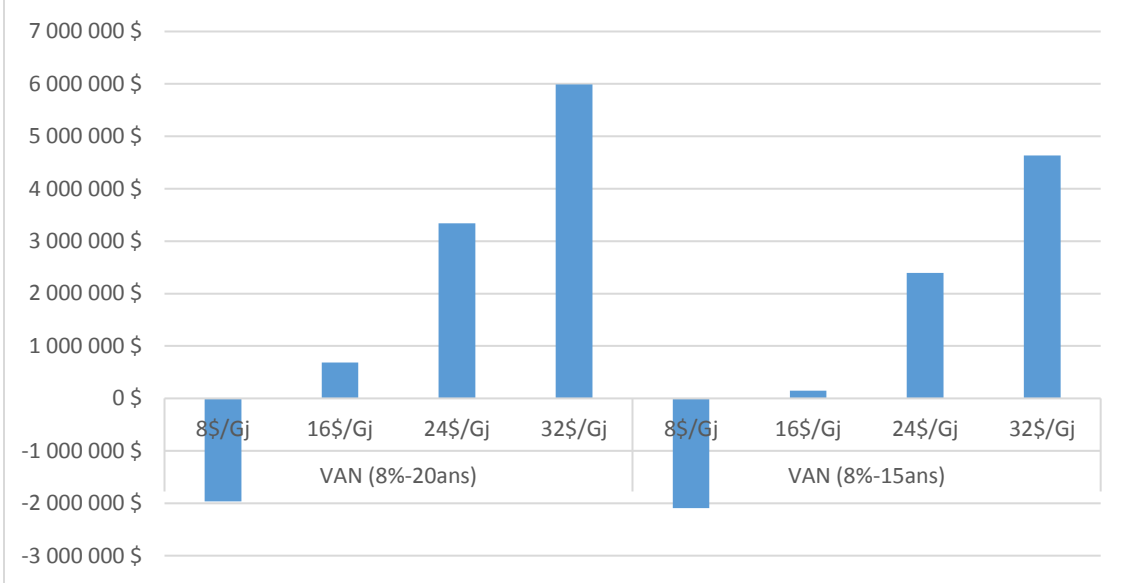
- TRG sur 15 ou 20 ans ? Inflation ou non ? ROE de base aux investisseurs ?
- Abandon progressif des subventions, mais maintien des TRG à tous ?
- Exclusion des intrants de cultures énergétiques dans agricole ?
- Soutien à concentrer en aval aux stations multiénergie pour le GNC/GNL ?
- Soutien aux achats/conversion de flottes en transport léger ou lourd ?
- TRG bonifié pour les initiatives hors réseau via gaz porté ?
- Certification d'origine « verte » via EcoLogo ou un modèle plus québécois ?
- Rôles précis des distributeurs vs courtiers pour valoriser les certificats d'origine ?
- Offre de poste d'injection public sur le territoire québécois ?
- Guichet unique via TEQ, les distributeurs, approbations et suivis par la Régie ?
- Assouplissement des règles de nomination du tarif de réception actuel ?
- Partage de quels coûts avec la clientèle réglementé non volontaire ?
- Rendre obligatoire une déclaration de production de biogaz pour établir une base de données centrale afin de répertorier l'ensemble des infrastructures existantes et projets à venir ?

Annexe A - Analyses sommaires de rentabilité de la grille de base

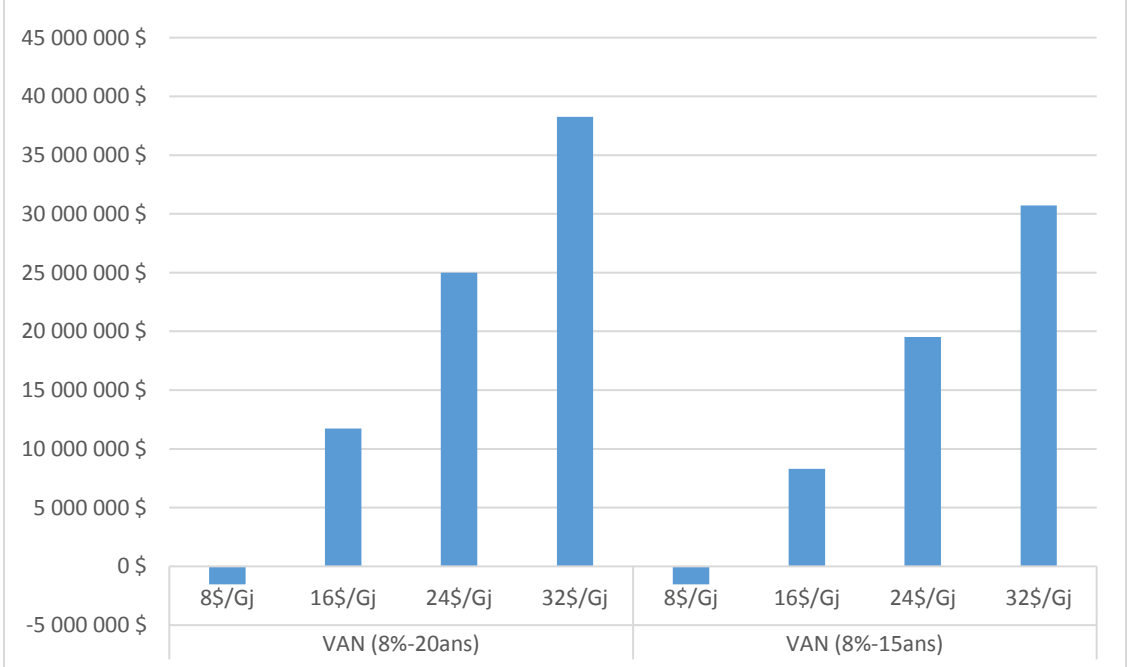
(Attention : ces analyses sont effectuées à titre illustratif avec une moyenne de coûts retrouvées ailleurs dans le cadre du balisage)



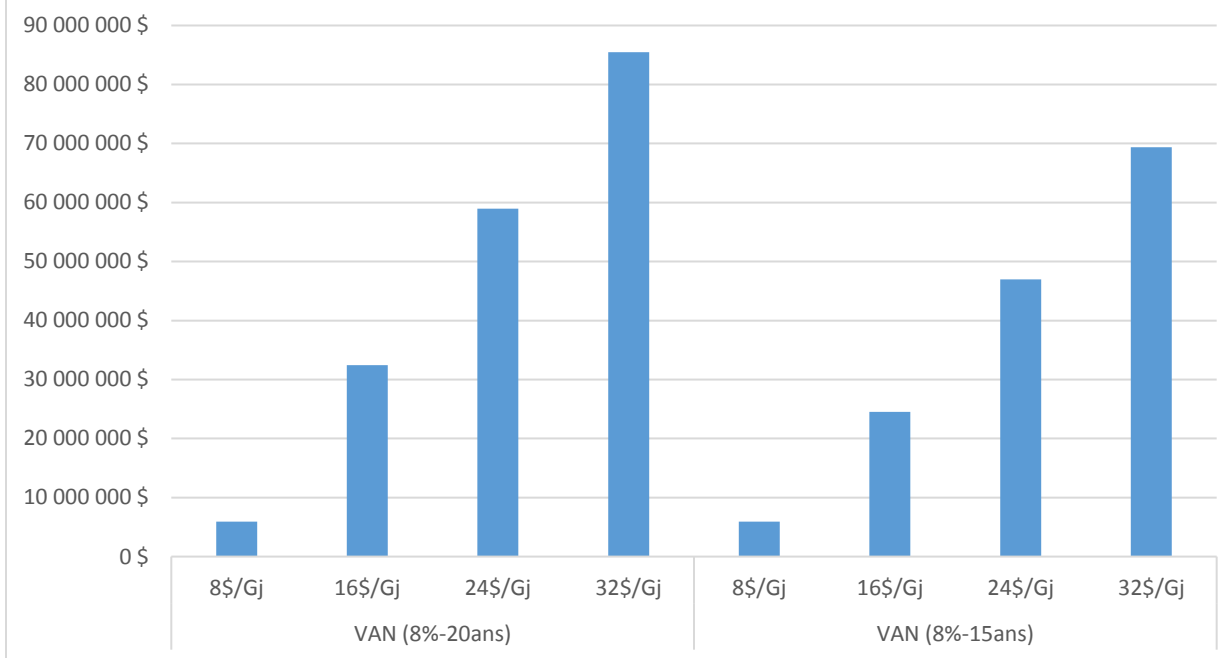
1000 KW; 97m³/h; 31 536 Gj/an; 846 836m³/an
 Investissement subventionné à 40%



5000 KW; 483m³/h; 157 680 Gj/an; 4 234 178m³/an
 Investissement subventionné à 20%



10000 KW; 967m³/h; 315 360 Gj/an; 8 468 355m³/an
Investissement subventionné à 0%



Annexe B - Quelques données avec équivalences biogaz/méthane pour différents intrants

Intrant	M3 de biogaz/Tonne d'effluents
Bovin (Lisier)	13-32
Porc (Lisier)	16-23
Volaille (Fumier)	61-112
Maïs (Ensilage)	197
Blé (Ensilage)	162
Foin (Ensilage)	145
Déchets domestiques	126
Gras	238

Source : Ministère des Ressources naturelles (2012, décembre). « Biométhanisation – Fiche détaillée ». Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques. Récupéré de http://www.efficaciteenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/agroalimentaire_agricole/1-Biom%C3%A9thanisation.pdf

Intrant	M3 de méthane/Tonne d'effluents
Lisier de porc	0,5 à 10
Lisier de bovins	15
Boue d'épuration	20
Ensilage	100
Pelouse	120
Graisse usagée ou d'abattoir	200 à 300

Source : Bernier, Daniel (2013). « Perspectives de développement de la biométhanisation à la ferme en conditions québécoises ». Direction recherches et politiques agricoles, UPA. Colloque 2013 de l'AQPER *Énergie et économie : réussir la transition vers le renouvelable*. Les 27 et 28 février 2013, Loews Le Concorde, Québec.

GJ	Pieds cubes	Mètres cubes	kWh	MMBtu	TEP
1	947,8171	26,853	277,778	0,9478	0,024

Source : Office Nationale de l'Énergie du Canada. (2016). « Tables de conversion d'unités d'énergie ». Récupéré de <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/tl/cnvrsntbl/cnvrsntbl-fra.html>

Biométhane (M3)	Pétrole (L)	Essence (L)	Charbon (Kg)
1	1,06	1,11	1,3

Source : Club Biogaz ATEE (2012, octobre). « Vers l'autonomie énergétique des territoires ; Méthanisation et biogaz, une filière d'avenir ». Édition 2016. Récupéré de http://atee.fr/sites/default/files/brochure_methanisation_territoires_nov_2016.pdf

Glossaire des acronymes utilisés dans ce rapport

ABC :	American Biogas Council
ADEME :	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
BCUC :	British Columbia Utilities Commission
CO2 :	Dioxyde de carbone
EEG :	Loi sur les énergies renouvelables (en Allemagne)
EPA :	Environmental Protection Agency
ERDF :	Électricité Réseau Distribution France
GES :	Gaz à effet de serre
GJ :	Gigajoules
GMP :	Green Mountain Power
GNC :	Gaz naturel comprimé
GNL :	Gaz naturel liquéfié
GNR :	Gaz naturel renouvelable
GNV :	Gaz naturel pour véhicule
GRDF :	Gaz Réseau Distribution France
HSAD :	High Solids Anaerobic Digester ou digesteur anaérobique à haute teneur en solides
IEA :	International Energy Agency
kWe :	kilowatt électrique
kWh :	kilowattheures
LCFS :	Low Carbon Fuel Standard
MWh :	Mégawatt heure
MDDELCC :	Ministère du Développement durable, Environnement et Lutte contre les changements climatiques du Québec
MPC :	Millier de pieds cubes
PRP :	Potentiel de réchauffement de la planète
PTMOBC :	Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage
RNCAN :	Ressources naturelles Canada

RES :	Renewable Energy Standard
RPS :	Renewable Portfolio Standard
SIERE :	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
SOP :	Standard Offer Program
SPEDE :	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre
SWMS :	Solid Waste Management Services (SWMS)
TEQ :	Transition Énergie Québec
TRG :	Tarif de rachat garanti
VGS :	Vermont Gas System Inc.

Références

- Abboud, S., Aschim, K., Bagdan, B., Sarkar, P., Yuan, H., Scorfield, B., . . . Marmen, L. (2010). *Potential Production of Methane from Canadian Wastes*. Récupéré sur https://www.researchgate.net/profile/Salim_Abboud/publication/268341359_Potential_Production_of_Methane_from_Canadian_Wastes/links/568aa3dd08ae1e63f1fbdf11.pdf
- ADEME. (2016, novembre). Avis de l'ADEME - Méthanisation. *Les Avis de l'ADEME*. Récupéré sur http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/avis_ademe_methanisation-2016.pdf
- ADEME. (2016, octobre 4). *Injecter du biogaz dans le réseau?* Récupéré sur ADEME: <http://www.ademe.fr/collectivites-secteur-public/integrer-lenvironnement-domaines-dintervention/production-distribution-denergie/injecter-biogaz-reseau>
- Agora Energiewende. (2015). *RAP (2015): Report on the German power system. Version 1.01*. Berlin: Mara Marthe Kleiner.
- AGRINOVA - Groupe AGECO. (2009, avril). F08 - Biogaz. MRC Les Basques. Récupéré sur http://www.mrcdesbasques.com/mrc/biomasse/annexe_18.pdf
- AILE; EREP. (2015). *Benchmark des stratégies européennes des filières de production et de valorisation de biogaz et perspectives pour la filière française de méthanisation*. Angers: Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie.
- Alberta Electric System Operator. (2016). *Renewable Electricity Program*. Récupéré sur Alberta Electric System Operator: <https://www.aeso.ca/market/renewable-electricity-program/>
- American Biogas Council. (2015, juillet 8). *Biogas State Profile: Vermont*. Récupéré sur American Biogas Council: https://www.americanbiogascouncil.org/State%20Profiles/ABCBiogasStateProfile_VT.pdf
- American Biogas Council. (s.d.). *About Biogas : How Biogas Systems Work*. Récupéré sur American Biogas Council: https://www.americanbiogascouncil.org/biogas_howSystemsWork.asp
- American Biogas Council. (2015, juillet 8). *Biogas State Profile, California*. Récupéré sur American Biogas Council: https://www.americanbiogascouncil.org/State%20Profiles/ABCBiogasStateProfile_CA.pdf
- Anderson, R. (s.d.). *Economics of the BioEconomy*. Récupéré sur University of Guelph: <http://bioeconproject.com/>
- Andrews, B. (2016, février 23). *Renewable natural gas program examined by utilities commission*. Récupéré sur British Columbia Sustainable Energy Association:

- <http://www.bcsea.org/renewable-natural-gas-program-examined-by-utilities-commission>
- Association canadienne du biogaz. (2014). *Renewable Natural Gas Technology Roadmap for Canada*.
- Association canadienne du biogaz. (2016). *Biogas projects in Canada*. Récupéré sur Canadian Biogaz Association: http://biogasassociation.ca/about_biogas/projects_canada
- Association Canadienne du Gaz. (2014). *Feuille de route technologique sur le gaz naturel renouvelable pour le Canada*.
- Association du biogaz du Canada. (2012). *Farm to fuel: Developer's Guide to Biomethane*. Viking Strategies.
- Aubry, A. (2015, septembre 29). Récupéré sur Canadian Gas Association: http://www.cga.ca/news_item/city-of-hamilton-and-union-gas-partner-to-grow-natural-gas-transit-fleet/
- Baldwin, J. (. (2015). UK Biomethane Market Update, 50 Plants Injecting Gas By End 2015. *IEA Bioenergy Conference 2015*. IEA Bioenergy. Récupéré sur [http://www.iea-biogas.net/files/daten-redaktion/download/publications/Workshops/2015_Germany%20IEA%20Bioenergy/4a.Biomethane%20and%20grids_John%20Baldwin_10-2015%20\(2\).pdf](http://www.iea-biogas.net/files/daten-redaktion/download/publications/Workshops/2015_Germany%20IEA%20Bioenergy/4a.Biomethane%20and%20grids_John%20Baldwin_10-2015%20(2).pdf)
- BC Hydro. (2016). *Standing Offer Program - Program Rules - Version 3.2, April 2016*. Récupéré sur <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/independent-power-producers-calls-for-power/standing-offer/standing-offer-program-rules.pdf>
- Bennet, N. (2016, mai 26). *Canadian gas companies commit to upping biogas*. Récupéré sur Business Vancouver: <https://www.biv.com/article/2016/5/canadian-gas-companies-commit-upping-biogas/>
- Bennett, N. (2016, mai 26). *Canadian gas companies commit to upping biogas*. Récupéré sur Business Vancouver: <https://www.biv.com/article/2016/5/canadian-gas-companies-commit-upping-biogas/>
- Benoit, C. (Septembre 2014). *Système de tarification du carbone au Canada*. Sherbrooke: Université de Sherbrooke.
- Bioenergy Association of California. (2013, Mai 15). *Health Protective Standards Report by ARB and OSHA for AB 1900*. Récupéré sur Bioenergy Association of California: <http://www.bioenergyca.org/policy-activity/pipeline-biogas/ab-1900-staff-report-appendices/>
- Bioenergy Association of California. (2014, août 26). *Final Pipeline Biomethane Standards (Jan2014), D. 14-01-034 (Phase 1)*. Récupéré sur Bioenergy Association of California: <http://www.bioenergyca.org/policy-activity/pipeline-biogas/final-pipeline-biomethane-standards-jan2014/>

- Brijder, M., Dumont, M., & Blume, A. (2014). *Contribution GreenGa Grids Project to Development in Biomethane Markets*. Berlin: Intelligent Energy Europe.
- British Columbia Government. (2016, septembre 15). *Climate Action Legislation*. Récupéré sur <http://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/policy-legislation-programs/climate-action-legislation#CEA>
- British Columbia Government. (2016, septembre 15). *Renewable Energy*. Récupéré sur <http://www2.gov.bc.ca/gov/content/industry/electricity-alternative-energy/renewable-energy>
- British Columbia Ministry of Agriculture. (2015, Novembre). *Waste Management Factsheet*. Récupéré sur An overview of on-farm biogas production: http://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/agriculture-and-seafood/agricultural-land-and-environment/waste-management/manure-management/382600-1_an_overview_of_onfarm_biogas_production.pdf
- British Columbia Utilities Commission - Decision and Order G-133-16. (2016, août 12). *BCUC*. Récupéré sur Application for Approval of Biomethane Energy Charge Rate Methodology: <http://www.bcuc.com/>
- California Energy Commission. (2016). *Low Carbon Fuel Standard, Fuels and Transportation Division Emerging Fuels and Technologies Office*. Récupéré sur California Energy Commission: http://www.energy.ca.gov/low_carbon_fuel_standard/
- California Energy Commission. (2016, août 10). *Renewable Portfolio Standards (RPS)*. Récupéré sur California Energy Commission: <http://www.energy.ca.gov/portfolio/>
- Carrosio, G. (2013). *Energy production from biogas in the Italian countryside: policies and organizational models*. Trieste: Elsevier.
- Clean Energy Wire. (2014, octobre 7). *Comparing old and new: Changes to Germany's Renewable Energy Act*. Récupéré sur Clean Energy Wire: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/comparing-old-and-new-changes-germanys-renewable-energy-act>
- Clean Energy Wire. (2016, juillet 8). *EEG reform 2016 – switching to auctions for renewables*. Récupéré sur Clean Energy Wire: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/eeg-reform-2016-switching-auctions-renewables>
- Clean Energy Wire. (2016, Février 11). *Germany's dependence on imported fossil fuels*. Récupéré sur Clean Energy Wire: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-dependence-imported-fossil-fuels>
- Clean Energy Wire. (2016, juillet 26). *What German households pay for power*. Récupéré sur Clean Energy Wire Factsheet: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/what-german-households-pay-power>

- Climate Brief. (2015, février 2). *Contracts worth £315 million have been awarded...* Récupéré sur Carbon Brief Clear on Climate: <https://www.carbonbrief.org/uk-renewables-auction-pushes-down-costs>
- Commission Européenne. (2014, juin 28). Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C 200/01). *Journal officiel de l'Union européenne*. Récupéré sur [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=EN)
- Commission Européenne. (2016, avril 29). *Aides d'État: la Commission autorise l'octroi d'aides en faveur des énergies renouvelables en Italie*. Récupéré sur http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-1605_fr.htm
- Commission de l'énergie de l'Ontario. (2012). *Interim Decision EB-2011-0242 EB-2011-0283*.
- Commission européenne. (2014). Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C, 200/01). *Journal officiel de l'Union européenne*. Récupéré sur [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=EN)
- Commission européenne. (2016, avril 29). *Aides d'État: la Commission autorise l'octroi d'aides en faveur des énergies renouvelables en Italie*. Bruxelles.
- Commission Européenne. (2016, octobre 7). *Système d'échange de quotas d'émissions de l'UE*. Récupéré sur Action pour le climat: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_fr.htm
- Conkling, R. L. (2011). *Energy Pricing: Economics and Principles*. Springer.
- Connaissances des énergies. (2016). *Structuration des prix du gaz en France*. Récupéré sur Connaissances des énergies: <http://www.connaissancesdesenergies.org/fiche-pedagogique/structuration-des-prix-du-gaz-france>
- Conseil de l'Union Européenne. (2015, mars 17). *Cadre d'action en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030*. Récupéré sur Conseil de l'Union Européenne: <http://www.consilium.europa.eu/fr/policies/climate-change/2030-climate-and-energy-framework/>
- Cruciani, M. (2016, Juin). *La transition énergétique en Suède, Études de l'Ifri*. France, Belgique: Ifri Centre énergie. Récupéré sur Institut français des relations internationales: <https://www.ifri.org/fr/publications/notes-de-lifri/transition-energetique-suede>
- Deloitte Conseil. (2015). *European energy market reform - Country profile UK*. Zurich: Deloitte Conseil.
- Deloitte Conseil. (2015). *European energy market reform, Country profile: Germany*. Zurich: Deloitte Conseil.
- Dsire. (s.d.). Récupéré sur Dsire Clean Energy Technology Center.

- Dsire. (2016, novembre 4). *Renewable Energy Standard, Program Overview, Vermont*. Récupéré sur Dsire NC Clean Energy Technology Center:
<http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5786>
- Dsire. (2016, juillet 21). *Renewable Market Adjusting Tariff (ReMAT), Program Overview, California*. Récupéré sur Dsire NC Clean Energy Technology Center:
<http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5665>
- Dsire. (2016, mai 19). *Standard Offer Program, Program Overview, Vermont*. Récupéré sur Dsire NC Clean Energy Technology Center:
<http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5680>
- EEA Report . (2016). *Renewable energy in Europe 2016 - Recent growth and knock-on effects*.
- Electrigaz. (2015). *Biogas FAQ*. Récupéré sur Electrigaz: http://www.electrigaz.com/faq_en.htm
- Ericsson, K., Nikoleris, A., & Nilsson, L. (2013). *The biogas value chains in the Swedish region of Skane*.
- EurObserv'er. (2014). *État des énergies renouvelables en Europe, édition 2014*. Récupéré sur http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan14_FR.pdf
- Eurostat. (2016, mai). *Electricity Price Statistics*. Récupéré sur Eurostat Statistics Explained: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics
- Fletcher, K. (2014, juillet 3). CR&R breaks ground on California AD facility. *Biomass Magazine*. Récupéré sur <http://biomassmagazine.com/articles/10641/crr-breaks-ground-on-california-ad-facility>
- Fletcher, K. (2015, janvier 9). California Energy Commission awards biogas project \$5 million. *Biomass Magazine*. Récupéré sur <http://biomassmagazine.com/articles/11418/california-energy-commission-awards-biogas-project-5-million>
- Fletcher, K. (2016, mars 22). California Energy Commission invests \$3 million in biogas project. *Biomass Magazine*. Récupéré sur <http://biomassmagazine.com/articles/13065/california-energy-commission-invests-3-million-in-biogas-project>
- Fondation d'entreprise ALCEN pour la connaissances des énergies. (2016, Septembre 26). *Fiches pédagogiques, Pays et acteurs, ENEDIS*. Récupéré sur Connaissances des énergies: <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/erdf>
- Fondation d'entreprise ALCEN pour la connaissances des énergies. (2016, septembre 26). *Fiches pédagogiques, Pays et acteurs, RTE*. Récupéré sur Connaissances des énergies: <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/rte>

- Fortis BC. (2016). *Our suppliers*. Récupéré sur Fortis BC:
<https://www.fortisbc.com/NaturalGas/RenewableNaturalGas/OurSuppliers/Pages/default.aspx>
- Fortis BC- About biogas and biomethane. (2016, septembre 15). *Fortis Energy BC*. Récupéré sur
<https://www.fortisbc.com/NaturalGas/RenewableNaturalGas/OurSuppliers/Pages/about-biogas-and-biomethane.aspx>
- Fragasso-Marquis, V. (2016, novembre 23). Les jeunes plus nombreux à consommer de façon responsable. *La Presse Canadienne*. Récupéré sur <http://www.lapresse.ca/le-soleil/actualites/environnement/201611/23/01-5044312-les-jeunes-plus-nombreux-a-consommer-de-facon-responsable.php>
- Fragasso-Marquis, V. (2016, novembre 23). Les jeunes plus nombreux à consommer de façon responsable. *Le Soleil*. Récupéré sur <http://www.lapresse.ca/le-soleil/actualites/environnement/201611/23/01-5044312-les-jeunes-plus-nombreux-a-consommer-de-facon-responsable.php>
- Gaz Métro. (2016, juillet 6). *Conversion de biomasse en gaz naturel renouvelable*. Récupéré sur Gaz Métro: <https://www.gazmetro.com/fr/a-propos/medias/nouvelles/conversion-de-biomasse-en-gaz-naturel-renouvelable/>
- Gaz Réseau de France. (s.d.). *Bénéficiaire de votre injection biométhane*. Récupéré sur Gaz Réseau de France: <http://www.grdf.fr/producteurs-de-biomethane/mon-projet/beneficiaire-injection-biomethane>
- Gaz Réseau Distribution France. (2009, mars). Prescriptions techniques du distributeur GrDF. Récupéré sur
http://www.grdf.fr/documents/10184/1291504/Prescriptions_techniques_du_distributeur.pdf/7d6000a8-2e32-4491-b0e0-30f612f0ccde
- Gaz Réseau Distribution France. (2014). *Outil d'aide à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel*. Récupéré sur Injection Biométhane:
<http://www.injectionbiomethane.fr/accueil.html>
- Gaz Réseau Distribution France. (2016). *Catalogue des prestations annexes proposées par GRDF, Version du 1er juillet 2016*. Récupéré sur
<http://www.grdf.fr/documents/10184/1291504/Catalogue+des+prestations+GRDF+1er+juillet+2016.pdf/25684fba-1b6f-4152-a217-d7e0cdd58263>
- Gipe, P. (2009, mai 29). *Vermont feed-in tariffs become law*. Récupéré sur Grist:
<http://grist.org/article/2009-05-29-vermont-feed-in-tariffs/>
- Goldstein, N. (2015, octobre). California MSW Organics Digester Prepares To Launch. *BioCycle*, Vol. 56, No. 9, p. s.p. Récupéré sur <https://www.biocycle.net/2015/10/21/california-msw-organics-digester-prepares-to-launch/>
- Gorrie, P. (2015, Février). Toronto Expands Anaerobic Digestion Of Source Separated Organics. *BioCycle*, Vol. 56, No. 2, p. 40. Récupéré sur BioCycle:

<https://www.biocycle.net/2015/02/13/toronto-expands-anaerobic-digestion-of-source-separated-organics/>

Gouvernement de l'Alberta. (2015). *Alberta Energy, Electricity Supply*. Récupéré sur Alberta Energy: <http://www.energy.alberta.ca/electricity/682.asp>

Gouvernement de l'Alberta. (2015, août 25). *Alberta Environment and Parks*. Récupéré sur Programs and Services: <http://aep.alberta.ca/climate-change/programs-and-services/default.aspx>

Gouvernement de l'Alberta. (2016, novembre 1). *Alberta Environment and Parks*. Récupéré sur Bioenergy Producer Program: <http://aep.alberta.ca/climate-change/programs-and-services/bioenergy-producer-program.aspx>

Gouvernement de l'Alberta. (2016, juin 13). *Climate Change and Emissions Management Act*. Récupéré sur <http://www.qp.alberta.ca/documents/Acts/C16P7.pdf>

Gouvernement de l'Alberta. (2016, août 9). *Industrial Emissions Management*. Récupéré sur Alberta Environments and Parks: <http://aep.alberta.ca/climate-change/programs-and-services/industrial-emissions-management.aspx>

Gouvernement de l'Alberta. (s.d.). *Carbon levy and rebates*. Récupéré sur Gouvernement de l'Alberta: <http://www.alberta.ca/climate-carbon-pricing.aspx#rebate>

Gouvernement de l'Ontario. (2016, novembre 17). *Cap and trade: program overview*. Récupéré sur Gouvernement de l'Ontario: <https://www.ontario.ca/page/cap-and-trade-program-overview>

Gouvernement de l'Ontario. (2016, juin 8). *Le Plan d'action contre le changement climatique et le gaz naturel renouvelable*. Récupéré sur Salle de presse: <https://news.ontario.ca/moe/fr/2016/06/le-plan-daction-contre-le-changement-climatique-et-le-gaz-naturel-renouvelable.html>

Gouvernement du Canada. (2015, mars 25). *Fonds pour l'infrastructure verte*. Récupéré sur Gouvernement du Canada - Infrastructure Canada: <http://www.infrastructure.gc.ca/prog/gif-fiv-fra.html>

Gouvernement du Québec. (2015, Mars 13). *Inauguration de la plus importante usine de transformation de biogaz en biométhane au Canada - Les ministres Heurtel et Arcand saluent l'avant-gardisme et le savoir-faire de vision Enviro Progressive*. Récupéré sur Portail Québec - Services Québec: <http://www.fil-information.gouv.qc.ca/Pages/Article.aspx?aiguillage=ajd&type=1&idArticle=2303137183>

Gouvernement du Québec. (2015, mars 13). *Inauguration de la plus importante usine de transformation de biogaz en biométhane au Canada - Les ministres Heurtel et Arcand saluent l'avant-gardisme et le savoir-faire de vision Enviro Progressive*. Récupéré sur Portail Québec - Services Québec: <http://www.fil->

information.gouv.qc.ca/Pages/Article.aspx?aiguillage=ajd&type=1&idArticle=230313718
3

Gouvernement du Québec. (2015). *Politique énergétique 2016-2025, Les énergies renouvelables, Fascicule no. 4*. Récupéré sur <https://mern.gouv.qc.ca/energie/politique/documents/fascicule-4.pdf>

Gouvernement du Québec_Projet_de_Loi_106. (Déposé pour étude à l'automne 2016).
Gouvernement du Québec.

Government of California. (2015, juin 11). *Decision regarding the cost of Compliance with Decision 14-01-034 and Adoption of Biomethane Promotion Policies and Program*. Récupéré sur <http://www.bioenergyca.org/wp-content/uploads/2015/09/Decision-on-Pipeline-Biomethane-Cost-Allocation-June2015.pdf>

Government of British Columbia. (s.d.). *Climate Leadership*. Récupéré sur Climate Action Leadership: <https://engage.gov.bc.ca/climateleadership/>

Government of California. (2015, juin 11). DECISION REGARDING THE COSTS OF COMPLIANCE WITH DECISION 14-01-034 AND ADOPTION OF BIOMETHANE PROMOTION POLICIES AND PROGRAM. Récupéré sur <http://www.bioenergyca.org/wp-content/uploads/2015/09/Decision-on-Pipeline-Biomethane-Cost-Allocation-June2015.pdf>

Government of California. (2016, août). *California Anaerobic Digestion Projects (a partial list, August 2016)*. Récupéré sur Government of California, Cal Recycle: <http://www.calrecycle.ca.gov/organics/conversion/ADProjects.pdf>

Government of California. (2016, novembre 17). *California's 75 Percent Initiative: Defining the Future*. Récupéré sur Government of California, Cal Recycle: <http://www.calrecycle.ca.gov/75Percent/>

Government of California. (2016, septembre 19). *GOVERNOR BROWN SIGNS NATION'S TOUGHEST SUPER POLLUTANT RESTRICTIONS INTO LAW*. Récupéré sur Government of California, Office of Governor Edmund G. Brown Jr.: <https://www.gov.ca.gov/news.php?id=19549>

Government of California. (2016, Août 30). *Mandatory Commercial Organics Recycling (MORE)*. Récupéré sur Government of California, Cal Recycle: <http://www.calrecycle.ca.gov/Recycle/Commercial/Organics/>

Green Mountain Power. (2016). *Sign up for Cow Power*. Récupéré sur Green Mountain Power: <http://www.greenmountainpower.com/innovative/cow/enroll/>

Greenlane Biogas. (2016, septembre 6). Greenlane supplies biogas upgrading systems for Quebec facility. *Biomass Magazine*, pp. <http://biomassmagazine.com/articles/13655/greenlane-supplies-biogas-upgrading-systems-for-quebec-facility>.

- Hamilton Public Works. (s.d.). *Wastewater treatment in Hamilton*. Récupéré sur Hamilton: <http://www2.hamilton.ca/NR/rdonlyres/A06A29EC-0A14-4BB6-9FA7-8F2F4613BDC5/0/WTPBrochure.pdf>
- Harvest Power. (2013, septembre 11). *Harvest Power Launches Energy Garden that Turns Local Food Scraps into Renewable Energy*. Récupéré sur Harvest Power: <http://www.harvestpower.com/harvest-power-launches-energy-garden-that-turns-local-food-scraps-into-renewable-energy/>
- Harvest Power. (2015, Novembre 02). *Blog - Cotton Candy into Power*. Récupéré sur Harvest Power: <http://www.harvestpower.com/cotton-candy-into-power/>
- Harvest Power, Stormfisher Environmental. (2016, janvier 12). *STORMFISHER ENVIRONMENTAL ACQUIRES ANAEROBIC DIGESTER*. Récupéré sur Harvest Power: <http://www.harvestpower.com/stormfisher-env-acquires-anaerobic-digester/>
- HazMat Management. (2014, juillet 17). *Forging a path for Biogas in Alberta*. Récupéré sur HazMat Management: <http://www.hazmatmag.com/environment/forging-a-path-for-biogas-in-alberta/1003162673/>
- Hilary. (2015, mars 18). *Green Energy Offers in Alberta*. Récupéré sur Call me power: <http://callmepower.ca/en/ab/compare/green-energy>
- Houde-Roy, L. (2016, août 15). Les matières recyclables et les légumes bientôt interdits dans les poubelles. *Metro*. Récupéré sur <http://journalmetro.com/actualites/montreal/1008218/les-matieres-recyclables-et-les-legumes-bientot-interdits-dans-les-poubelles/>
- IEA Bioenergy. (2015). *IEA Bioenergy Task 37, Country Report Summary, 2014*. IEA Bioenergy.
- IEA Bioenergy. (2015). UK Biomethane Market Update 50 Plants Injecting Gas by End 2015. *IEA Bioenergy Conference 2015*, (p. 19).
- IFRI. (2016, février 22). *Politiques énergétique et climatique des États-Unis durant les mandats d'Obama*. Récupéré sur Connaissances des énergies: <http://www.connaissancedesenergies.org/politiques-energetique-et-climatique-des-etats-unis-durant-les-mandats-dobama-160222>
- Independent Electricity System Operator. (2016). *Large Renewable Procurement*. Récupéré sur Independent Electricity System Operator: <http://www.ieso.ca/Pages/Participate/Generation-Procurement/Large-Renewable-Procurement/default.aspx>
- Independent Electricity System Operator. (2016). *Supply Overview*. Récupéré sur Independent Electricity System Operator: <http://www.ieso.ca/Pages/Power-Data/Supply.aspx>
- International Energy Agency. (2015). *IEA Bioenergy Task 37 - Country Reports Summary 2015*.

- International Energy Agency. (2016, Septembre 27). *2012 Amendment of the Renewable Energy Sources Act (EEG 2012)*. Récupéré sur IEA: <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/germany/name-25107-en.php>
- International Energy Agency. (2016). *IEA Bioenergy Task 37, Country Report, Summary 2015*. IEA Bioenergy.
- International Gas Union. (2015). *Biogas - from refuse to energy*.
- International Panel on Climate Change. (s.d.). *Climate Change 2007: Working Group I: The Physical Science Basis*. Récupéré sur International Panel on Climate Change: http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html#table-2-14
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2016, septembre 22). *Renewable energy highlights*. Récupéré sur IRENA: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_stats_highlights_2016.pdf
- Jaccard, M., Hein, M., & Vass, T. (2016). *Can Canada's Government Achieve Its Paris Commitment*. Simon Fraser University: School of Resource and Environmental Management.
- Jaffe Myers, A., Dominguez-Faus, R., Lee, A., Medlock, K., Parker, N., Scheitrum, D., . . . Fan, Y. (2015). *STEPS White Paper: Exploring the Role of Natural Gas in U.S. Trucking (Revised Version)*. Institute of Transportation Studies, UC Davis; Rice University. Récupéré sur <http://steps.ucdavis.edu/files/12-08-2015-UCD-ITS-RR-15-05.pdf>
- Kryzanowski, T. (2014, Mars). *Canada's largest biogas plant: Digester depending on steady stream of liquid manure from southern Alberta farms*. Récupéré sur Agricultural News: <http://www.agannex.com/energy/canadas-largest-biogas-plant>
- Leach, A., Adams, A., Cairns, S., Coady, L., & Lambert, G. (2015). *Climate Leadership Report to Minister*.
- Les Affaires. (2016, Septembre 22). *Créer du gaz vert en valorisant la biomasse*. Récupéré sur Les Affaires: <http://www.lesaffaires.com/strategie-d-entreprise/10-choses-a-savoir/creer-du-gaz-vert-en-valorisant-la-biomasse/590193>
- Lincoln Renewable Natural Gas Inc. (s.d.). *May 27, 2014 Selectboard Meeting*. Récupéré sur Middlebury, Vermont - Shire Town of Addison County: http://www.townofmiddlebury.org/vertical/sites/%7BCA36F8A3-652B-4085-AA8E-DD3623CC0020%7D/uploads/99-Lincoln_Renewable_Natural_Gas.pdf
- Ménard, K. (2016, Octobre 17). Les déchets des Québécois décortiqués. (M. Marchal, Intervieweur) Récupéré sur <http://www.lerefletdulac.com/national/2016/10/17/les-dechets-des-quebecois-decortiques.html>
- Méritet. (2016). *Chair of the Council of Economic Advisers, 2015*.
- Méritet, S., & Monjon, S. (2016, février 9). *Politiques énergétique et climatique des États-Unis durant les deux mandats de Barack Obama"*, Note de l'IFRI, février 2016. Récupéré sur

Institut français des relations internationales:
<https://www.ifri.org/fr/publications/enotes/politiques-energetique-climatique-etats-unis-durant-mandats-de-barack-obama>

- Ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique . (2015). *Stratégie de l'Ontario en matière de changement climatique*.
- Ministère de l'agriculture, de l'alimentation et des affaires rurales. (2016, Janvier 4). *Biogaz (digestion anaérobie)*. Récupéré sur Ministère de l'agriculture, de l'alimentation et des affaires rurales: http://www.omafra.gov.on.ca/french/engineer/ge_bib/biogas.htm
- Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires Rurales. (2016, janvier 4). *Biogaz (digestion anaérobie)*. Récupéré sur Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Affaires Rurales: http://www.omafra.gov.on.ca/french/engineer/ge_bib/biogas.htm
- Ministère de l'agriculture, de l'alimentation et des affaires rurales. (2016, janvier 4). *Le point sur les systèmes de biogaz de l'Ontario : tarifs de rachat garantis, règles relatives aux digesteurs anaérobies mixtes réglementés et autorisations de projets d'énergie renouvelable*. (G. d. l'Ontario, Éditeur) Récupéré sur Gouvernement de l'Ontario - Ministère de l'agriculture, de l'alimentation et des affaires rurales: http://www.omafra.gov.on.ca/french/engineer/facts/fit_prog.htm
- Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. (2013). *Panorama énergies-climat – Edition 2013*. Récupéré sur http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/30-Le_prix_de_electricite.pdf
- Ministère de l'Énergie, d. l. (2016). *Repères, Chiffres clés de l'énergie, Édition 2015*. Ministère de l'Énergie, de l'Environnement et de la Mer.
- Ministère de l'Environnement de l'Énergie et de la Mer. (s.d.). *La transition énergétique pour la croissance verte*. Récupéré sur Ministère de l'Environnement de l'Énergie et de la Mer: <http://www.developpement-durable.gouv.fr/-La-transition-energetique-pour-la-.html>
- Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. (s.d.).
- Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. (2015). *Programmation pluriannuelle de l'énergie*. Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.
- Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. (2016, septembre 26). *La structure et le fonctionnement du marché du gaz naturel en France*. Récupéré sur Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer: <http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-structure-et-le-fonctionnement,10665.html>
- Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. (2016, novembre 29). *Pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel : un tarif d'achat du biométhane injecté*. Récupéré sur <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Pour-l-injection-dans-les-reseaux>
- Ministère des Ressources naturelles. (2015). *Politique énergétique 2016-2025 - Les énergies renouvelables*. (g. d. Québec, Éd.) *Fascicule no. 4*, p. 132. Récupéré sur <https://mern.gouv.qc.ca/energie/politique/documents/fascicule-4.pdf>

- MRN-Québec. (2016). *Politique énergétique 2030*. Ministère des ressources naturelles.
- Naskeo Environnement. (2016, septembre 14). *Le digestat*. Récupéré sur Le Biogaz Energie Renouvelable: http://www.biogaz-energie-renouvelable.info/digestats_valorisation.html
- National Grid. (s.d.). *What we do in the Gas Industry*. Récupéré sur National Grid: <http://www2.nationalgrid.com/uk/our-company/gas/>
- Natural Gas Local. (2016). *Natural Gas Rates in Vermont*. Récupéré sur Natural Gas Local: <http://naturalgaslocal.com/states/vermont/>
- NGVA Europe. (2015, février 26). *EU TO FUND DEVELOPMENT OF CNG INFRASTRUCTURE IN NORTHERN SWEDEN*. Récupéré sur NGVA Europe: <https://www.ngva.eu/eu-to-fund-development-of-cng-infrastructure-in-northern-sweden>
- Normes ISO pour gaz à effet de serre 14064/14065. (2016, Septembre 15). *Organisation internationale de normalisation*. Récupéré sur <http://www.iso.org/iso/fr/home.htm>
- Observ'ER. (2015). *Le baromètre 2015 des énergies renouvelables électriques en France*. Récupéré sur Observ'ER, L'observatoire des énergies renouvelables en France: http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/energie_renouvelable_france.asp
- Observ'ER. (2015). *Le baromètre 2015 des énergies renouvelables électriques en France, 6ième édition*. Paris: Observ'ER.
- Office national de l'énergie - Analyse des marchés de l'énergie. (2016). *Panorama de l'électricité renouvelable au Canada*.
- Olivier, F. (2016, Octobre 3). Le gouvernement Trudeau imposera une taxe carbone dès 2018. *Le Devoir*. Récupéré sur Le Devoir: <http://www.ledevoir.com/politique/canada/481431/un-prix-plancher-pour-le-carbone-au-canada-10-la-tonne-des-2018>
- Ontario Energy Board. (2016, mai 25). Staff Discussion Paper on a Cap and Trade Regulatory Framework for the Natural Gas Utilities. *EB-2015-0363*. Récupéré sur http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2015-0363/Cap_and_Trade_Staff_Discussion_Paper_20160525.pdf
- Ontario Sustainable Energy Association. (2016, octobre 13). *Green Energy Doors Open*. Récupéré sur Ontario Sustainable Energy Association: <http://greenenergydoorsopen.ca/2016/10/13/field-trip-to-hamiltons-woodward-wastewater-treatment-and-cogeneration-plant/>
- Potsdam-Bornim, Bernd Linke Leibniz-Institute for Agricultural Engineering. (2015). *IEA Bioenergy Task 37, Country Report, Germany*. Berlin: IEA Bioenergy.
- Processing Magazine. (2013, Janvier 22). CALIFORNIA WASTEWATER PLANT UNABLE TO MEET FOOD PROCESSORS' DEMAND. *Processing Magazine*. Récupéré sur

- <http://www.processingmagazine.com/california-wastewater-plant-unable-to-meet-food-processors-demand/>
- R-3972-A-0002. (11 juillet 2016). *Avis public sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel*. Régie de l'énergie.
- R-3972-B-0001. (14 juin 2016). *Demande d'avis du ministre Pierre Arcand à madame Diane Jean*. Régie de l'énergie.
- Radio-Canada. (2015, septembre 18). Québec accorde 1,3 M\$ à l'entreprise de biométhanisation Terix-Envirogaz. Récupéré sur <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/739590/biomethanisation-terrix-envirogaz-aide-quebec-energie>
- Radio-Canada. (2016, octobre 3). Québec créera quatre stations multicarburants d'ici 2018. Récupéré sur <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/806529/quebec-projet-pilote-stations-multicarburant-paul-arcand-propane-hydrogene-electricite-biocarburant>
- Rainville, P. (2016, mars 7). Biométhanisation ou compostage? *Le Quotidien*. Récupéré sur <http://www.lapresse.ca/le-quotidien/actualites/201603/06/01-4957883-biomethanisation-ou-compostage.php>
- Rainville, P. (2016, mars 7). Biométhanisation ou compostage? *Le Quotidien*. Récupéré sur <http://www.lapresse.ca/le-quotidien/actualites/201603/06/01-4957883-biomethanisation-ou-compostage.php>
- Régie de l'Énergie. (2015, juillet 10). Décision D-2015-107, R-3909-2014. *Demande de Société en commandite Gaz Métro relative à un projet d'investissement pour le raccordement de la ville de Saint-Hyacinthe à des fins d'injection et à l'établissement de certains taux*. Récupéré sur http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/286/DocPrj/R-3909-2014-A-0023-Dec-Dec-2015_07_10.pdf
- Relis, P. (2014). Converting Green Waste and Food Scraps Into Vehicle Fuel. *Act Expo & NGV Global 2014* (p. 12). Perris: CR&R Environmental Services. Récupéré sur <http://www.gladstein.org/pdfs/ACTE2014Presentations/3-5RenNatGasLowCarbonOps/4PaulRelis.pdf>
- Ressources naturelles Canada. (2015, janvier 5). *Biogaz*. Récupéré sur Ressources naturelles Canada: <http://www.rncan.gc.ca/energie/renouvelable-electricite/systemes-bioenergie/biogaz/7402>
- Ressources naturelles Canada. (2016, octobre 13). *Démonstration de production d'électricité à partir de déchets urbains*. Récupéré sur Ressources naturelles Canada: <http://www.rncan.gc.ca/energie/financement/programmes-financement-actuels/fep/4964>
- Ressources naturelles Canada. (2016, octobre 28). *Ressources de la biomasse*. Récupéré sur Ressources naturelles Canada: <http://www.rncan.gc.ca/energie/renouvelable-electricite/systemes-bioenergie/7390>

- Rettino-Parazelli, K. (2015, novembre 25). Le patronat mise sur les lois du marché. *Le Devoir*. Récupéré sur <http://www.ledevoir.com/economie/actualites-economiques/485534/krp-test-climatique>
- Secor-KPMG-Dossier R-3900. (2014). *Estimation des besoins pour la période 2015-2030 en gaz naturel au Québec*.
- SÉMER. (2013, février 9). *Matières refusées*. Récupéré sur Société d'économie mixte d'énergie renouvelable de la région de Rivière-du-Loup: http://www.semer.ca/matieres/?id=semer_matieres_refusees&a=2012
- Simet, A. (2016, Juin 02). Ontario slates \$100 million toward renewable natural gas. *Biomass Magazine*. Récupéré sur <http://biomassmagazine.com/articles/13336/ontario-slates-100-million-toward-renewable-natural-gas>
- SOLAGRO, EREP, PSPC, SOGREA, & PERI, G. (2010). *Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale - rapport final*. ADEME; Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.
- State of California. (2015, octobre). *Grant Request Form (GRF), CEC-270, ARV-15-054*. Récupéré sur http://www.energy.ca.gov/business_meetings/2016_packets/2016-03-09/Item07_ARV-15-054.pdf
- Stevens, D. (2016, juin 13). *The Role of Renewable Fuels to Increase in Ontario*. Récupéré sur Energy Insider: <http://energyinsider.ca/index.php/the-role-of-renewable-fuels-to-increase-in-ontario/>
- Stormfisher. (2016). *About us*. Récupéré sur Stormfisher: <http://www.stormfisher.com/about-us/>
- The Site Selection Energy Report, Landfill-to-Liquefied Natural Gas Facility Ramps Up. (2009, Décembre 14). *Site Selection, Vol. 1, Issue 8*. Récupéré sur <http://siteselection.com/theEnergyReport/2009/december/landfill/>
- Theobald, O. (2015). France Country report. Dans F. A. Management (Éd.), *IEA Bioenergy Task 37* (p. 15). Berlin: IEA Bioenergy.
- Thomson Reuters. (2014, mai 1). *Electricity regulation in the UK: overview*. Récupéré sur Practical law, A Thomson Reuters legal solution: http://uk.practicallaw.com/1-523-9996?q=*&qp=&qo=&qe#a578279
- Tomain, J. P., & Cudahy, R. D. (2011). *Energy Law in a nutshell - 2nd edition*. Eagan Minnesota: Thomson Reuters - West Nutshell Series.
- Transition Énergétique France - Volet relatif à l'offre d'énergie - 2.3.1 - Le biogaz. (2016, Septembre).
- UK Department of Energy and Climate Change. (2015, Mars). *Quarterly energy prices, December 2015*. Récupéré sur UK Department of Energy and Climate Change:

- https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/487860/QEP_December_2015_Tables_Annex.pdf
- UK Government. (2016). *Renewable sources of energy: Chapter 6, Digest of United Kingdom Energy Statistics (DUKES)*. Récupéré sur Chapter 6, :
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/547977/Chapter_6_web.pdf
- UK Government. (2016, juillet 26). *Renewable sources of energy: Chapter 6, Digest of United Kingdom Energy Statistics (DUKES)*. Récupéré sur UK Government National Statistics:
<https://www.gov.uk/government/statistics/renewable-sources-of-energy-chapter-6-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- UK Government. (s.d.). *Renewables*.
- UK Government. (s.d.). *National Renewable Energy Action Plan for the United Kingdom*. Récupéré sur
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/47871/25-nat-ren-energy-action-plan.pdf
- US Energy Information Administration (IEA). (2016, Octobre 31). *Vermont Price of Natural Gas to Consumers*. Récupéré sur IEA: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n3020vt3a.htm>
- US Energy Information Administration. (2016, Octobre 31). *California Price of Natural Gas Sold to Commercial Consumers*. Récupéré sur US Energy Information Administration:
<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n3020ca3a.htm>
- US Energy Information Administration. (2016, octobre 20). *California, Profile Analysis*. Récupéré sur US Energy Information Administration:
<http://www.eia.gov/state/analysis.cfm?sid=CA>
- US Energy Information Administration. (2016, mai 24). *Germany's renewables electricity generation grows in 2015, but coal still dominant*. Récupéré sur IEA US Energy Information Administration, Today in Energy:
<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=26372>
- US Energy Information Administration. (2016, juin 16). *Vermont State Profile and Energy Estimate*. Récupéré sur US Energy Information Administration:
<http://www.eia.gov/state/?sid=VT#tabs-5>
- US Energy Information Administration. (2016, juin 16). *Vermont, Profile Analysis*. Récupéré sur US Energy Information Administration: <http://www.eia.gov/state/analysis.cfm?sid=VT>
- Vandermeer, J. (2015, Août 12). *Norwich Township council supports renewable energy proposals to turn manure into bio-fuel and electricity*. *Norwich Gazette*, s.p. Récupéré sur <http://www.norwichgazette.com/2015/08/12/norwich-township-council-supports-renewable-energy-proposals-to-turn-manure-into-bio-fuel-and-electricity>
- Vepp. (s.d.). *Participation in the Vermont Standard Offer Program by Vermont's Farmers*. Récupéré sur Vepp: <http://www.vermontstandardoffer.com/farm-methane/>

- Vermont Department of Public Service. (2016). *Vermont Comprehensive Energy Plan*. Récupéré sur <http://legislature.vermont.gov/assets/Legislative-Reports/Executive-summary-for-web.pdf>
- Ville de Toronto. (2016, avril 29). *Authority to Enter into Renewable Natural Gas Projects*. Récupéré sur <http://www.toronto.ca/legdocs/mmis/2016/pw/bgrd/backgroundfile-92679.pdf>
- Ville de Toronto. (2016, juin 7). *Toronto Item - Tracking Status, City Council consideration on June 7, 2016*. Récupéré sur Ville de Toronto: <http://app.toronto.ca/tmmis/viewAgendaItemHistory.do?item=2016.PW13.8>
- Viresco Solutions. (2015). *Report Card on the Alberta Bioenergy Producer Credit Program*. Récupéré sur Western Canada Biodiesel Association: http://www.virescosolutions.com/wp-content/uploads/2015/10/Bioenergy-Producer-Report-Card-FINAL_20150901.pdf
- Waste Management. (2016). *Green Energy*. Récupéré sur Waste Management: <http://altamontlandfill.wm.com/green-energy/index.jsp>
- Water Technology Acceleration Project. (2013, juin 20). *Moving from "cost center" to "profit center": Hamilton Water*. Récupéré sur Water Technology Acceleration Project: <http://www.watertapontario.com/news/innovative-water-utilities-biogas-water-technology-ontario/20>
- Weiland, P. (2013). Production de biogaz par les exploitations agricoles en Allemagne. *Sciences, eaux et territoires 2013/3 (Numéro 12)*, 14-23.
- Weiland, P. (2013). Production de biogaz par les exploitations agricoles en Allemagne. *Sciences Eaux & Territoires 2013/3 (Numéro 12)*, pp. 14-23.
- Whitmore, J., & Pineau, P.-O. (2016). *État de l'Énergie au Québec*. Montréal: École des Hautes Études Commerciales. Récupéré sur <http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2015/12/EEQ2016.pdf>
- WSP Parsons Brinckerhoff. (2016). *BIOGAZ SUNDSVALL, SUÈDE*. Récupéré sur WSP Parsons Brinckerhoff: <http://www.wsp-pb.com/fr/Savoir-Faire/Energie/Projets/Biogaz-Sundsvall-Suede/>