

**MESURES RELATIVES À L'ACHAT ET LA  
VENTE DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE**

1	<b>TABLE DES MATIÈRES</b>	
2	<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>4</b>
3	<b>1 FILLIÈRE QUÉBÉCOISE DE GNR .....</b>	<b>7</b>
4	1.1 Potentiel de production.....	7
5	1.2 Freins au développement.....	11
6	1.2.1 Producteurs subventionnés.....	11
7	1.2.2 Producteurs non-subventionnés .....	12
8	1.2.3 Clients volontaires.....	13
9	1.3 Grands constats.....	14
10	<b>2 ACHAT DE GNR .....</b>	<b>15</b>
11	2.1 Balisage des mécanismes d'achat de GNR .....	15
12	2.1.1 Canada.....	15
13	2.1.2 États-Unis.....	16
14	2.1.3 Europe.....	17
15	2.2 TRG proposé pour les producteurs subventionnés .....	18
16	2.2.1 Recommandations d'Aviseo.....	19
17	2.2.2 Précisions sur l'application envisagée .....	22
18	2.3 Achat du GNR auprès des producteurs non-subventionnés .....	23
19	<b>3 FONCTIONNALISATION DE L'ACHAT DE GNR.....</b>	<b>24</b>
20	3.1 Calcul du coût d'achat de GNR à Dawn .....	24
21	3.2 Création d'un inventaire de GNR .....	27
22	<b>4 CONSOMMATION VOLONTAIRE DE GNR .....</b>	<b>28</b>
23	4.1 Balisage de la vente de GNR .....	28
24	4.1.1 Fortis BC Energy Inc.....	28
25	4.1.2 Vermont Gas Systems Inc .....	29
26	4.1.3 Fournisseurs d'énergie verte.....	30
27	4.2 Intérêt des clients pour la consommation volontaire .....	30
28	4.2.1 Carboneutralité.....	30
29	4.2.2 Exemplarité de l'état.....	31

1	4.2.3	Carburant .....	32
2	<b>5</b>	<b>VENTE DE GNR .....</b>	<b>33</b>
3	5.1	Règles en vigueur pour la consommation volontaire de GNR.....	33
4	5.2	Tarif de fourniture de GNR proposé .....	33
5	5.3	Prix du GNR .....	34
6	5.3.1	Prix du GNR 2017-2018.....	36
7	5.3.2	Cas particulier .....	37
8	5.4	Conditions et modalités du tarif.....	38
9	5.4.1	Adhésion .....	38
10	5.4.2	Autres modalités.....	39
11	5.5	Combinaison de services .....	39
12	5.6	Procédure d'information aux clients .....	43
13	5.7	Relation avec les courtiers.....	44
14	5.8	Impact sur la facture totale .....	45
15	<b>6</b>	<b>GESTION DE L'INVENTAIRE DE GNR .....</b>	<b>46</b>
16	6.1	Suivi des ventes de GNR .....	46
17	6.2	Durée de vie du GNR.....	48
18	6.3	Comptabilisation et récupération des coûts échoués .....	48
19	<b>7</b>	<b>MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF....</b>	<b>50</b>
20	7.1	Création du tarif de fourniture de GNR.....	50
21	7.2	Exemption du service de SPEDE .....	52
22	7.3	Ajout d'une combinaison de services .....	52
23	<b>8</b>	<b>CONCLUSIONS .....</b>	<b>53</b>

## **INTRODUCTION**

1 Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») demande l'approbation de la Régie de  
2 l'énergie (« la Régie ») pour différentes mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel  
3 renouvelable (« GNR ») afin de favoriser son injection dans le réseau du distributeur.

4 Comme exprimé dans le dossier R-3972-2016 concernant la consultation publique de la Régie  
5 sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité  
6 et du gaz naturel<sup>1</sup> (« consultation publique sur les pratiques tarifaires »), Gaz Métro considère  
7 que l'augmentation de l'offre d'énergies renouvelables comme le GNR est une opportunité  
8 importante, voire nécessaire, pour elle et ses clients. En effet, l'intégration d'énergies  
9 renouvelables dans le réseau gazier permettra au service de distribution de Gaz Métro de  
10 demeurer une alternative intéressante à long terme, et ce, même au-delà du moment où les  
11 énergies plus polluantes auront été déplacées. Plus précisément :

12 - Le développement de la filière GNR permettra tout d'abord à Gaz Métro de contribuer à  
13 l'atteinte d'objectifs de la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec  
14 (« Politique énergétique »), notamment ceux consistant à privilégier une économie faible  
15 en carbone, à favoriser une consommation responsable et à stimuler l'innovation  
16 technologique. Le GNR permettra aussi de contribuer à l'atteinte de certaines cibles de la  
17 Politique énergétique, soit d'augmenter de 25% la production totale d'énergies  
18 renouvelables et d'augmenter de 50% la production de bioénergie.

19 - Ensuite, la *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant*  
20 *diverses dispositions législatives*, qui a été adoptée le 10 décembre dernier par  
21 l'Assemblée nationale, a modifié l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, lequel se  
22 lit dorénavant comme suit :

23 « À l'exception des réseaux privés d'électricité, tout titulaire d'un droit exclusif de  
24 distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la  
25 Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan  
26 d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour  
27 satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité  
28 énergétique. Le plan doit tenir compte :

---

<sup>1</sup> R-3972-2016, C-GM-0003, Gaz Métro – 1, Document 1, section 5.2.

Mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable, R-4008-2017

---

- 1                   1° des risques découlant de ses choix de sources d'approvisionnement;
- 2                   2° pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie
- 3                   établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa
- 4                   de l'article 112;
- 5                   3° pour l'approvisionnement en gaz naturel :
- 6                   a) de la marge excédentaire de capacité de transport que le titulaire estime
- 7                   nécessaire pour favoriser le développement des activités industrielles, cette marge
- 8                   ne pouvant excéder 10 % de la quantité de gaz naturel que ce titulaire prévoit livrer
- 9                   annuellement;
- 10                  b) de la quantité de gaz naturel renouvelable déterminée par règlement du
- 11                  gouvernement en vertu du paragraphe 4° du premier alinéa de l'article 112.

12                   Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques,

13                   sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret. »

14                   [nous soulignons]

15                   À cet effet, le Plan d'action 2017-2020 découlant de la Politique énergétique 2030 (« Plan

16                   d'action 2017-2020 ») rendu public par le gouvernement du Québec le 26 juin 2017

17                   prévoit d' « adopter en 2017 un règlement qui établit à 5% la proportion minimale de GNR

18                   que les distributeurs québécois de gaz naturel doivent injecter dans leur réseau de

19                   distribution pour les clients au Québec<sup>2</sup>. » Le Plan d'action prévoit que l'échéance (cible)

20                   pour attendre ce seuil de 5% est 2020.

- 21                   - De plus, la valorisation du GNR est au bénéfice de la clientèle de Gaz Métro. En effet, la
- 22                   reconnaissance de la valeur environnementale du GNR permettra de réduire les gaz à
- 23                   effet de serre (« GES ») des clients, ce qui est particulièrement important pour les
- 24                   marchés sensibles aux mesures gouvernementales. Ainsi, elle assurera une longévité et
- 25                   un maintien du bassin de clients existants en protégeant des volumes qui autrement
- 26                   auraient été perdus au profit d'autres sources d'énergie, protégeant ainsi la compétitivité
- 27                   des tarifs de distribution.
- 28                   - Le GNR produit au Québec permettra également de diversifier les sources
- 29                   d'approvisionnement de Gaz Métro. L'achat de GNR produit au Québec encouragera non

---

<sup>2</sup> Action 37, p. 3, [http://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/Tableau-PA-PE2030\\_170626.pdf](http://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/Tableau-PA-PE2030_170626.pdf)

1           seulement l'économie québécoise et la consommation locale, mais réduira aussi les  
2           capacités de transport requises pour répondre au besoin de la clientèle de Gaz Métro.

3           - Enfin, à titre de service public, Gaz Métro se réjouit de mettre son réseau gazier à profit  
4           dans le cadre de projets porteurs en GNR qui favorisent l'économie circulaire et  
5           l'autonomie énergétique des communautés.

6           Pour toutes ces raisons, et tel qu'il sera plus amplement ci-après exposé, Gaz Métro doit mettre  
7           en place de nouvelles mesures relatives à l'achat et la vente de GNR dans son réseau gazier.  
8           Dans cette optique, les *Conditions de services et Tarif* (« CST ») ont d'abord été modifiées afin  
9           de faciliter le libre marché entre les producteurs de GNR et les clients désirant consommer du  
10          GNR<sup>3</sup>. En effet, dans le cadre de la phase 1 de la Cause tarifaire 2018, Gaz Métro a demandé à  
11          la Régie de permettre la combinaison de services de fourniture et de transport pour que les clients  
12          qui souhaitent s'approvisionner directement auprès des producteurs de GNR puissent utiliser le  
13          service de fourniture du distributeur comme complément à leur consommation totale. Un  
14          assouplissement des pénalités relatives aux déséquilibres volumétriques pour les clients qui  
15          consomment du GNR produit en franchise a également été demandé. La Régie a répondu par  
16          une décision favorable<sup>4</sup> à ces demandes.

17          Gaz Métro cherche maintenant à élargir l'offre de GNR au Québec et la rendre disponible au plus  
18          grand bassin de clients possible. Pour y arriver, deux objectifs sont poursuivis par le distributeur,  
19          soit :

- 20                1. Pour les clients : Faciliter la consommation volontaire de GNR pour les clients  
21                intéressés à valoriser cette énergie renouvelable;
- 22                2. Pour les producteurs : Envoyer un signal de prix aux producteurs qui encourage la  
23                production de GNR.

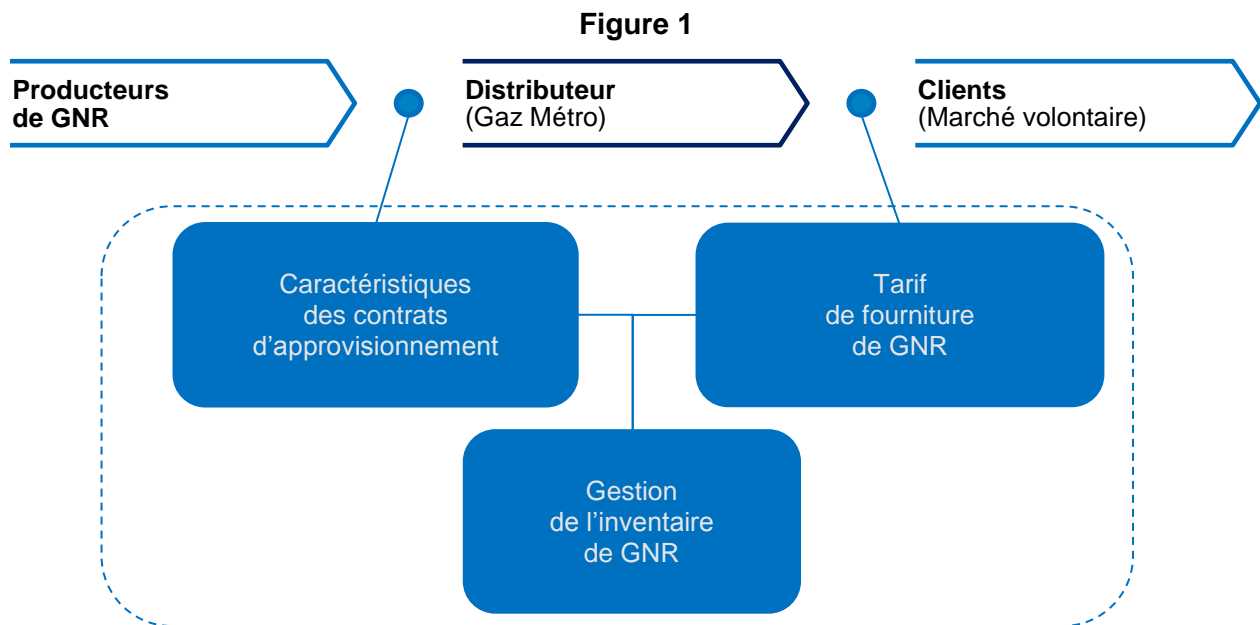
24          Les mesures proposées pour atteindre ces objectifs, intrinsèquement liés, sont présentées selon  
25          trois volets principaux. Le premier volet couvre l'achat du GNR en soumettant, pour approbation  
26          par la Régie, les caractéristiques des contrats d'approvisionnement que Gaz Métro entend  
27          conclure avec les producteurs de GNR. À cet effet, Gaz Métro a confié à un expert, la firme

---

<sup>3</sup> R-3987-2016, B-0069, Gaz Métro – 2, Document 1.

<sup>4</sup> D-2017-041, section 2.

- 1 Aviseo Conseil Inc. (« Aviseo »), le mandat de recommander une stratégie tarifaire québécoise  
 2 pour le GNR afin de favoriser le développement de la filière au Québec<sup>5</sup>. Le deuxième volet  
 3 aborde la mise en place d'un tarif de GNR pour l'achat volontaire par les clients. Enfin, le troisième  
 4 volet traite de la gestion de l'inventaire de GNR.



- 5 Ce document fait aussi état de la fonctionnalisation proposée pour recouvrir les coûts d'achat du  
 6 GNR et des modifications nécessaires aux *CST* pour refléter les demandes du distributeur. Un  
 7 balisage des différents mécanismes d'achat ainsi qu'un balisage des modèles de consommation  
 8 volontaire de GNR sont également détaillés. Avant d'aborder ces éléments, un aperçu de la filière  
 9 québécoise de GNR, dont les principaux freins à son développement, est présenté.

## 1 FILLIÈRE QUÉBÉCOISE DE GNR

### 1.1 POTENTIEL DE PRODUCTION

- 10 Sylvain Audette, expert pour la Régie dans le cadre de la consultation publique sur les pratiques  
 11 tarifaires, note qu'il n'existe aucun bilan ou recensement officiel des projets de GNR implantés

<sup>5</sup> Rapport présenté à l'annexe 1.

1 ou à venir au Québec<sup>6</sup>. À la connaissance de Gaz Métro, la production de GNR au Québec se  
2 limite présentement à trois sites qui totalisent près de 100 Mm<sup>3</sup> par an. Deux sites  
3 d'enfouissement, EBI Énergie Inc et Vision Enviro Progressive Montréal, produisent la grande  
4 majorité des volumes. L'autre site est municipal, soit celui de la Ville de Saint-Hyacinthe, qui doit  
5 commencer à injecter du GNR dans le réseau de Gaz Métro en 2017.

6 Selon les analyses de Gaz Métro, le potentiel de production du GNR est toutefois plus important.  
7 Le GNR au Québec pourrait être produit par divers moyens. D'abord, les matières organiques  
8 résiduelles, qu'elles proviennent des bacs bruns des particuliers, des commerces, des  
9 institutions, des industries ou des usines de traitement des eaux usées, pourraient être traitées  
10 par biométhanisation dans des digesteurs anaérobiques. Ainsi, les projets de biométhanisation  
11 des municipalités sont parmi les plus susceptibles d'injecter leur GNR dans le réseau gazier à  
12 court terme. En effet, dans le cadre de la Politique québécoise de gestion des matières  
13 résiduelles du gouvernement du Québec<sup>7</sup>, ce dernier s'est engagé à élaborer une stratégie afin  
14 d'interdire l'élimination de la matière organique putrescible<sup>8</sup>. Une des solutions pour le faire est  
15 la biométhanisation. Gaz Métro estime que le potentiel de GNR produit par les villes pourrait  
16 atteindre, en incluant les bacs bruns, les ICI et les boues municipales, environ 72 Mm<sup>3</sup> à terme.

---

<sup>6</sup> R-3872-2016, A-0012, Rapport d'expert, p. 95.

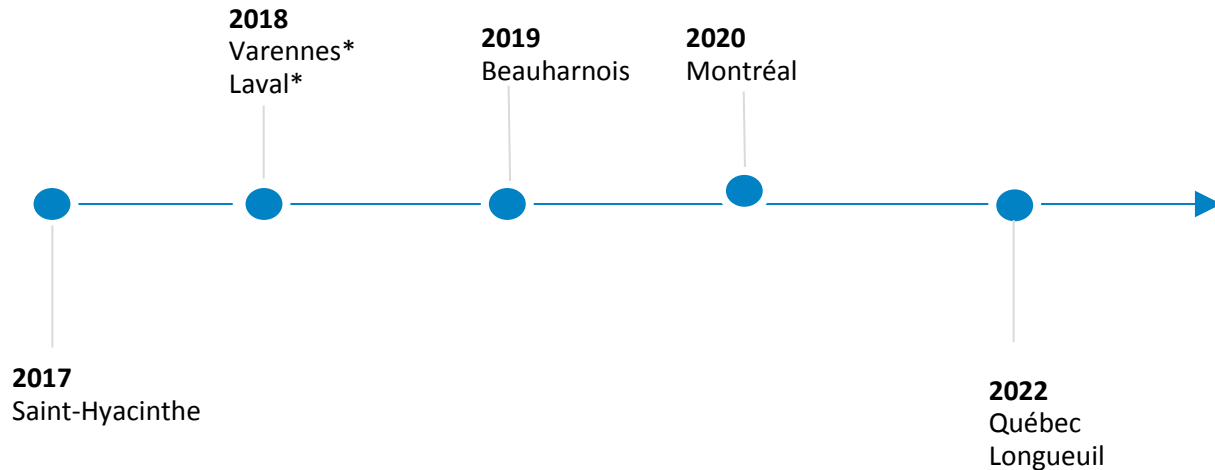
<sup>7</sup> <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/matieres/pgmr/>.

<sup>8</sup> Dans l'accord de partenariat entre les municipalités et le gouvernement du Québec, ce dernier s'est engagé à prolonger jusqu'au 31 décembre 2022 la date butoir de la mise en exploitation des installations de traitement subventionnées par le programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (actuellement fixé au 31 décembre 2019), sous réserve d'un report équivalent, par le gouvernement fédéral, de l'échéance de reconnaissance des dépenses admissibles engagées par les demandeurs dans le cadre du Fonds pour l'infrastructure verte.



Figure 2

**Localisation de quelques sites municipaux de GNR  
selon l'année estimée de mise en service**



Sources : Liste des projets municipaux à venir<sup>9</sup> et estimation de mise en service par Gaz Métro

\* Les projets de Varennes et Laval prévoient actuellement produire du biogaz mais sont considérés puisqu'ils pourraient potentiellement produire du GNR.

1 Les projets privés de biométhanisation représentent également un potentiel encore plus  
2 important à terme. Par exemple, les lieux d'enfouissements vont continuer à produire du GNR  
3 pendant des décennies, même advenant que les matières organiques n'y seront éventuellement  
4 plus enfouies. Ces derniers, qu'ils soient présentement actifs ou fermés, présentent des volumes  
5 potentiels de GNR considérables, soit jusqu'à 255 Mm<sup>3</sup>. Étant donné l'importance des volumes  
6 impliqués, leur participation contribuerait significativement au développement de la filière de GNR  
7 et à sa consommation locale.

8 À plus petite échelle, mais en plus grand nombre, les fumiers et les résidus agricoles peuvent  
9 aussi être traités par biométhanisation. La filière agricole présente également un potentiel  
10 considérable de 453 Mm<sup>3</sup>.

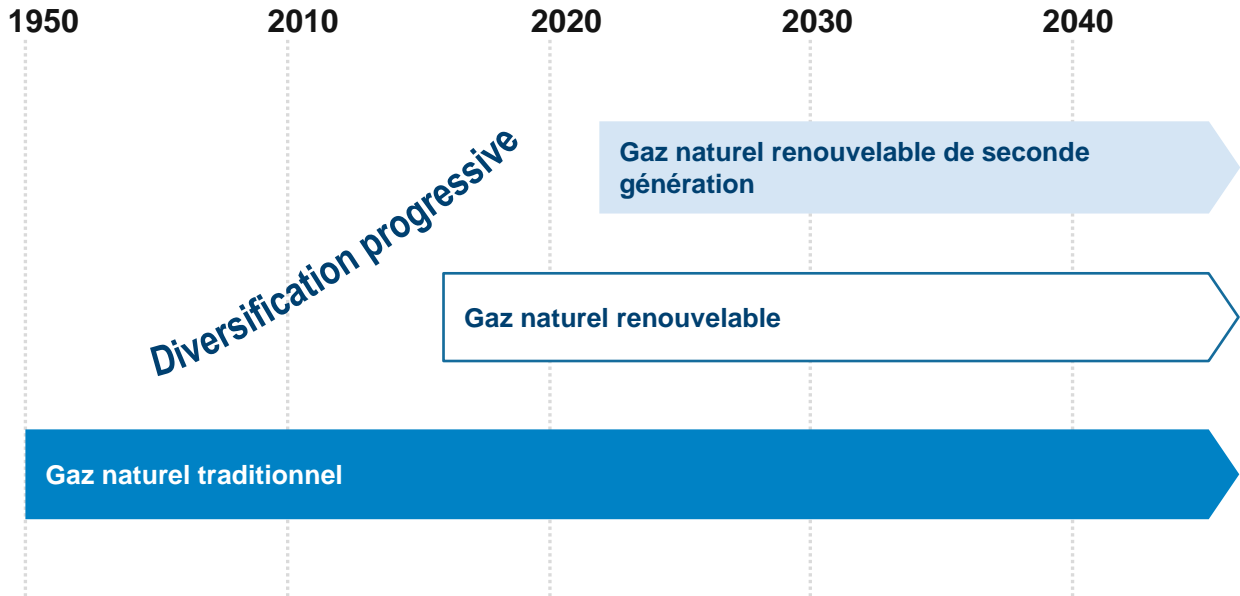
11 Une technologie thermochimique est également en développement à moyen terme pour convertir  
12 la biomasse forestière résiduelle en GNR de seconde génération. Cette technologie favoriserait

<sup>9</sup><http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/programmes/biomethanisation/liste-projets.htm#projets-a-venir>.

- 1 grandement le développement de la filière de GNR au Québec, avec une production pouvant
- 2 atteindre jusqu'à 425 Mm<sup>3</sup> sur un potentiel absolu de 4 900 Mm<sup>3</sup>.

Figure 3

La filière de GNR potentiel au Québec selon les technologies



- 3 Au total, Gaz Métro évalue le potentiel de production de GNR au Québec à plus de 700 Mm<sup>3</sup> vers
- 4 un horizon 2030, ce qui représente de 10 à 12% des volumes livrés par Gaz Métro. Ce potentiel
- 5 de production est toutefois corollaire à des conditions de marché qui favorisent le développement
- 6 de la filière. À cet effet, Aviseo précise que :

7 « La base du succès de la filière repose notamment sur un environnement financier adéquat et

8 aligné avec les conditions économiques des producteurs. Ceux-ci, ayant des réalités très

9 différentes, doivent pouvoir opérer dans des conditions de marché adaptées afin de contribuer à

10 la diversification du portefeuille énergétique québécois.<sup>10</sup> »

<sup>10</sup> Voir annexe 1, p. 19.

## 1.2 FREINS AU DÉVELOPPEMENT

### 1.2.1 Producteurs subventionnés

1 Dans la D-2015-107, la Régie a approuvé, suivant une demande formulée par Gaz Métro,  
2 le prix d'achat pouvant être déboursé par cette dernière pour acquérir le GNR produit par  
3 la ville de St-Hyacinthe (« prix d'achat approuvé »). Or, ce prix d'achat approuvé, qui  
4 découle uniquement du coût évité pour l'achat de gaz naturel traditionnel<sup>11</sup>, ne reconnaît  
5 pas l'entièreté de la valeur du GNR. En premier lieu, il est basé sur le prix du gaz naturel  
6 traditionnel, qui jouit d'un contexte de bas prix depuis plusieurs années maintenant. Cette  
7 tendance devrait également se maintenir dans les prochaines années. Dans un deuxième  
8 lieu, il tient compte de la valeur des unités d'émission de GES lors de la dernière enchère  
9 du Québec, et non pas du coût des mesures à mettre en place qui pourraient être  
10 nécessaires pour atteindre les cibles de réduction de GES à l'horizon 2030. Le marché,  
11 encore à ses débuts, verra vraisemblablement un accroissement significatif des  
12 participants, alors que les crédits disponibles devraient diminuer. En utilisant les prix  
13 actuels des unités d'émission, la valeur réelle des bénéfices environnementaux du GNR  
14 est assurément sous-estimée.

15 Pour des producteurs subventionnés comme les producteurs municipaux, le prix d'achat  
16 approuvé couvre encore moins les coûts associés à la production à petite échelle  
17 d'énergies renouvelables comme le GNR, qui sont significativement plus élevés. Bien que  
18 les villes qui optent pour le GNR sont admissibles à des subventions du Programme de  
19 traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (« PTMOBC »)  
20 pour les infrastructures, Aviseo note que :

21 *« En ciblant les infrastructures dans son intervention, le gouvernement apporte un support*  
22 *en amont dans le processus de valorisation des matières résiduelles. Ainsi, la rentabilité*  
23 *de fonctionnement des projets repose entièrement sur les municipalités. »*<sup>12</sup>

24 Puisqu'une des conditions pour l'accès aux subventions est que le GNR produit par la  
25 ville soit consommé au Québec, le prix d'achat approuvé est présentement le seul signal  
26 de prix pour évaluer la rentabilité d'un projet. Or, les coûts élevés de prétraitement, de

---

<sup>11</sup> Gaz Métro achète le GNR à un prix équivalent au prix de marché de la fourniture auquel s'ajoute le prix du transport vers le Québec et des droits d'émission associés au marché du carbone.

<sup>12</sup> Voir annexe 1, p. 11.

1 biométhanisation et de purification du biogaz ainsi que ceux découlant du tarif de  
2 réception auquel ils sont assujettis pour injecter le GNR dans le réseau de Gaz Métro  
3 peuvent compromettre la rentabilité des projets. Des producteurs municipaux potentiels  
4 ont d'ailleurs déjà indiqué à Gaz Métro qu'en fonction des prévisions du prix d'achat  
5 approuvé, leur projet de production n'était pas rentable.

6 Aviseo abonde dans le même sens, soulignant que le prix d'achat approuvé à Saint-  
7 Hyacinthe « risque fortement de ne pas convenir aux autres projets pour lesquels la  
8 capacité de production est plus faible et qui font face à des coûts de production unitaire  
9 plus élevés<sup>13</sup> ». Dans ces conditions, il se pourrait que des producteurs municipaux  
10 renoncent à l'idée de se tourner vers la production de GNR, ce qui limite le développement  
11 de la filière au Québec.

12 Outre les producteurs municipaux subventionnés, des demandeurs privés peuvent  
13 également bénéficier des subventions du PTMOBC, qui sont toutefois moins généreuses  
14 que celles accordées aux municipalités. De plus, il est possible de penser que des projets  
15 privés (ex. : industriels, commerciaux, biomasse) obtiennent d'autres types de  
16 subventions provenant de différents programmes. L'intérêt de ces producteurs pourrait  
17 être limité étant donné le prix d'achat approuvé et par conséquent, la production  
18 potentielle de GNR diminuerait. Le signal de prix doit donc être corrigé dans le marché.

### **1.2.2 Producteurs non-subventionnés**

19 Les producteurs non-subventionnés font quant à eux face à une logique de marché  
20 ouvert. Puisqu'ils ne reçoivent pas d'aide gouvernementale, ces derniers peuvent vendre  
21 le GNR à l'extérieur du Québec, où des opportunités de marché beaucoup plus  
22 attrayantes que le prix d'achat approuvé sont présentées.

23 Dans le Tableau 1, un recensement des prix de GNR en 2016 permet de comparer le prix  
24 d'achat approuvé, qui était en moyenne à 20,45 ¢/m<sup>3</sup> durant cette période, à ceux offerts  
25 en Europe, aux États-Unis et ailleurs au Canada. Il apparaît de ces données que le prix  
26 d'achat approuvé est significativement inférieur.

---

<sup>13</sup> Voir annexe 1, p. 17.

1 La valorisation du GNR est notamment importante aux États-Unis, en raison du  
 2 *Renewable Fuel Standard* mis en place pour promouvoir l'utilisation du GNR en  
 3 remplacement du carburant. Les parties ciblées du secteur des énergies fossiles doivent  
 4 se procurer des crédits, soit des *Renewable Identification Numbers* (« RINs »), créés pour  
 5 chaque gallon d'essence renouvelable produit. Les RINs se transigent comme un produit  
 6 financier et sont valides pour l'année de la création ainsi que l'année suivante. De manière  
 7 similaire, le programme *Low Carbon Fuel Standard* fait la promotion de l'utilisation de  
 8 carburant en provenance de sources renouvelables spécifiquement pour la Californie.

**Tableau 1**  
**Recensement des prix du GNR en 2016**

Prix	Colombie-Britannique	Ontario	Allemagne	France	Royaume-Uni	Californie	Vermont
<b>\$/GJ</b>	<b>14,4</b>	<b>14,7 – 27,3</b>	<b>8,5 – 34,7</b>	<b>18,4 – 51,2</b>	<b>13,2 – 29,2</b>	<b>≈ 48</b>	<b>≈ 24</b>
<i>¢/m³</i>	54,6	55,7 – 103,4	32,3 – 131,5	32,3 – 131,5	50,1 – 110,8	≈ 181	≈ 91

Source : Aviseo (2017), p. 27

9 Bien qu'économiquement intéressant, ce contexte incite à l'exportation du GNR et les  
 10 attributs environnementaux de cette production d'énergie locale quittent la province. De  
 11 plus, si Gaz Métro n'est pas en mesure d'offrir aux producteurs non-subsventionnés un prix  
 12 autre que celui approuvé pour Saint-Hyacinthe, l'achat de GNR sera difficile. Le prix que  
 13 peut payer le distributeur pour ces producteurs doit donc être revu.

### 1.2.3 Clients volontaires

14 La filière de GNR n'est pas encore développée au Québec, ce qui se caractérise par une  
 15 méconnaissance générale par les différentes parties prenantes et un manque de fluidité  
 16 dans le marché. Les nouveaux producteurs de GNR n'ont pas nécessairement l'expertise  
 17 pour vendre directement l'énergie aux clients intéressés. En effet, des producteurs  
 18 potentiels ont mentionné à Gaz Métro ne pas être à l'aise pour développer des ententes  
 19 contractuelles ni gérer les nominations pour des clients qui souhaiteraient acheter du GNR  
 20 auprès d'eux. En conséquence, les clients intéressés à s'approvisionner en GNR ont de  
 21 la difficulté à accéder aux producteurs pour signer des ententes avec eux.

22 D'autant plus que, bien que possible pour l'ensemble de la clientèle, fournir soi-même sa  
 23 fourniture (« achat direct ») demande un certain niveau de sophistication de la part du

1 client. Le client doit trouver et conclure une entente avec un fournisseur ou un producteur  
2 pour son approvisionnement en GNR. Cela suppose aussi que le fournisseur ou le  
3 producteur est disposé à vendre à des clients qui pourraient avoir de très petits volumes.  
4 Considérant que plus de 98% des clients de moins de 50 000 m<sup>3</sup> par année optent pour  
5 le gaz de réseau, il est peu probable que l'ensemble de la clientèle ait un accès fluide à  
6 du GNR s'il est seulement disponible au travers de l'achat direct.

7 Or, ce manque de fluidité dans le marché pourrait mener à des pertes de volumes et des  
8 hausses tarifaires. Des clients ont mentionné qu'ils envisagent de cesser leur  
9 approvisionnement en gaz naturel si le GNR n'est pas disponible dans un avenir parfois  
10 aussi rapproché que la fin de l'année 2017. Les coûts de Gaz Métro étant essentiellement  
11 fixes, toute perte de volumes engendrerait une pression à la hausse sur les tarifs de  
12 distribution des clients. À terme, cela pourrait nuire à la compétitivité du gaz naturel au  
13 Québec dans certains marchés, en plus de compromettre la pérennité des activités du  
14 distributeur.

### **1.3 GRANDS CONSTATS**

15 Le potentiel technique de la filière de GNR au Québec est important. Le prix d'achat approuvé  
16 pour la ville de Saint-Hyacinthe ne permet toutefois pas de répondre aux besoins et attentes des  
17 producteurs subventionnés et non-subventionnés de GNR. De plus, le marché du GNR n'est pas  
18 encore fluide; ainsi, les clients intéressés à s'approvisionner éprouvent de la difficulté à rejoindre  
19 les producteurs.

20 À cet effet, Sylvain Audette note que, parmi les conditions générales pour démarrer la filière de  
21 GNR au Québec, le développement d'une tarification en amont ainsi que l'offre d'une tarification  
22 en aval pour capter une valeur perçue par les clients volontaires<sup>14</sup> sont nécessaires. Des mesures  
23 doivent donc rapidement être prises relativement à l'achat et la vente du GNR.

---

<sup>14</sup> R-3872-2016, A-0012, Rapport d'expert, p. 8.

## 2 ACHAT DE GNR

1 Tel que mentionné à la section 1, le prix d'achat de GNR présentement approuvé par la Régie,  
2 basé sur les coûts évités du gaz naturel traditionnel, ne permet pas de remplir les conditions qui  
3 permettront de faire lever cette filière. Gaz Métro s'est donc penchée sur le prix devant être offert  
4 aux producteurs.

### 2.1 BALISAGE DES MÉCANISMES D'ACHAT DE GNR

5 Le balisage des mécanismes d'achat montre que l'utilisation de tarifs de rachat garanti<sup>15</sup>  
6 (« TRG »), est largement répandue en Amérique du Nord et en Europe. définit les TRG comme  
7 « des conditions de prix connues d'avance encadrées dans un contrat d'une durée  
8 déterminée<sup>16</sup> ». Ce mécanisme, bien que très populaire, comporte plusieurs variantes; elles  
9 seront abordées ci-dessous. D'autres mécanismes pour l'achat de GNR sont également  
10 présentés.

#### 2.1.1 Canada

11 En Colombie-Britannique, Fortis BC Energy Inc. (« Fortis BC ») offre un TRG établi au  
12 cas par cas lors d'une négociation bilatérale avec le producteur de GNR. Le TRG a pour  
13 objectif d'établir un prix d'achat qui offre un rendement raisonnable pour le producteur. Le  
14 TRG ainsi que le projet de GNR en général font ensuite l'objet d'une demande  
15 d'approbation auprès de l'organisme réglementaire du distributeur, la *British Columbia*  
16 *Utilities Commission* (« BCUC »). Le coût moyen d'achat est à un peu plus de 49 ¢/m<sup>3</sup> <sup>17</sup>.  
17 Le distributeur est également activement impliqué dans le développement de la filière de  
18 GNR, allant même jusqu'à offrir de construire et d'opérer certaines infrastructures dans  
19 les activités réglementées pour certains producteurs<sup>18</sup>. Fortis BC a reçu l'approbation de

---

<sup>15</sup> De l'anglais *Feed-in tariffs*.

<sup>16</sup> Voir annexe 1, p. 20.

<sup>17</sup> Idem, p. 46.

<sup>18</sup> R-3872-2016, A-0012, Rapport d'expert, p. 30.

1 la BCUC afin de réaliser d'autres ententes d'achat de GNR qui se traduiront par de  
2 nouvelles installations de production de GNR au cours des prochaines années<sup>19</sup>.

3 En Ontario, la production d'énergies renouvelables concerne surtout la production  
4 d'électricité, qui est soutenue à l'aide d'un TRG. Ce dernier est modulé selon plusieurs  
5 critères qui permettent d'offrir des tarifs précis pour les producteurs et favorise les petits  
6 projets ayant une petite production<sup>20</sup>.

7 Enbridge et Union Gas avaient également soumis, en 2012, une grille permettant de  
8 calculer un TRG pour les producteurs de GNR qui injectent dans leur réseau, pour  
9 approbation par l'*Ontario Energy Board* (« OEB »). Cette demande, qui incluait aussi une  
10 socialisation du surcoût relatif à l'achat du GNR à l'ensemble de la clientèle, n'avait pas  
11 été acceptée par le régulateur<sup>21</sup>. Les distributeurs avaient été invités à la soumettre à  
12 nouveau, mais aucune demande n'a été formulée depuis.

13 De son côté, l'OEB a lancé au début de l'année 2017 une initiative pour développer un  
14 *Framework for the Assessment of Distributor Gas Supply*, dont l'objectif est de mettre à  
15 jour l'approche réglementée du processus de planification d'approvisionnement de gaz  
16 naturel. L'initiative établira notamment la place du GNR dans les plans  
17 d'approvisionnement des distributeurs de gaz naturel. Travaillée en groupe de travail avec  
18 plusieurs parties prenantes, l'OEB vise avoir complété sa réflexion pour la fin de l'année  
19 2017<sup>22</sup>.

### **2.1.2 États-Unis**

20 En Californie, la majorité du GNR consommé provient de l'extérieur du territoire et la  
21 tarification est établie selon une logique de valorisation des propriétés environnementales  
22 sur le marché. En effet, la réglementation en place, comme mentionné à la section 1.2.2,

---

<sup>19</sup> R-3872-2016, A-0012, Rapport d'expert, p. 31.

<sup>20</sup> Voir annexe 1, p. 21.

<sup>21</sup> R-3872-2016, A-0012, Rapport d'expert, p. 36-37.

<sup>22</sup> EB-2017-0129, Framework for the Assessment of Distributor Gas Supply Plans.



1 favorise grandement l'utilisation du GNR, ce qui fait en sorte que des producteurs de GNR  
2 obtiennent des prix intéressants allant jusqu'à 181 ¢/m<sup>3</sup> <sup>23</sup>.

3 Au Vermont, Vermont Gas Systems Inc (« VGS ») envisage passer par des appels  
4 d'offres pour acheter du GNR en vue d'offrir un tarif de GNR à sa clientèle. La demande  
5 a été déposée pour approbation auprès du *Vermont Public Service Board*<sup>24</sup>, mais la  
6 décision du régulateur n'a pas encore été rendue. Selon le *Request for proposal* soumis  
7 par VGS, les contrats seraient de 1, 2, 3 ou 5 ans. Le producteur devrait être en mesure  
8 de fournir un minimum 200 GJ/jour (2 Mm<sup>3</sup>/an). Les ententes de plus de 7 500 GJ/jour  
9 (environ 72 Mm<sup>3</sup>/an) ou de plus de 5 ans pourraient faire l'objet d'une approbation par le  
10 régulateur. La livraison du GNR serait sur une base ferme ou interruptible. VGS  
11 accepterait les offres d'approvisionnement provenant autant de l'intérieur de l'état que de  
12 l'extérieur et le GNR ainsi acquis devrait ensuite être injecté dans le réseau du distributeur.

### **2.1.3 Europe**

13 L'Allemagne, la France et le Royaume-Uni offrent tous une forme de TRG, dont le Tableau  
14 2 en résume les grandes lignes.

---

<sup>23</sup> Voir annexe 1, p. 24 et 25.

<sup>24</sup> Docket No. 8667, Petition of Vermont Gas Systems Inc. for a Renewable Gas Program and Option Tarrif.

Tableau 2

## TRG offerts aux producteurs de GNR en Allemagne, en France et au Royaume-Uni

	Allemagne	France	Royaume-Uni
<b>Critères de détermination du prix</b>	TRG selon le type et la capacité de production, bonis pour épuration et rabais pour coûts évités	TRG fixé de manière à assurer un taux d'enrichissement en capital de 0,5 sur un investissement de 7 ans	TRG octroyant un TRI de 12 % pour un projet standard avec une capacité de production de 1 MW
<b>Fréquence d'ajustement</b>	Au marché	Annuelle	Trimestrielle
<b>Modulation selon la source d'intrant</b>	Oui, pour la production de chaleur	Oui, prime agricole et déchet urbain	Non
<b>Évolution du prix dans le temps</b>	Dégressif annuellement de 1,5 %	Nouveau projet selon l'évolution des coûts du travail + inflation	Dégressif à 5 % ou 10 % selon le total des coûts prévus du programme
<b>Durée des contrats</b>	20 ans	15 ans	20 ans

Source : Aviseo (2017), p. 27

1 En plus du TRG, des subventions à l'investissement ainsi que d'autres mécanismes sont  
 2 disponibles. Par exemple, en France, des subventions sont offertes, entre autres avec  
 3 l'Agence de l'environnement et de la Maîtrise de l'Énergie ainsi que les Fonds européens<sup>25</sup>.  
 4 En Allemagne, plusieurs incitatifs obligent la consommation d'énergies renouvelables,  
 5 notamment dans les constructions neuves et pour les flottes automobiles<sup>26</sup>.

## 2.2 TRG PROPOSÉ POUR LES PRODUCTEURS SUBVENTIONNÉS

6 À l'issue de l'analyse des freins aux producteurs subventionnés (section 1.2.1) ainsi que le  
 7 balisage des mécanismes d'achat de GNR (section 2.1), Gaz Métro juge qu'il est nécessaire de  
 8 revoir les caractéristiques des contrats d'approvisionnement auprès des producteurs  
 9 subventionnés de GNR.

<sup>25</sup> Voir annexe 1, p. 48.

<sup>26</sup> Idem, p. 47.

1 Aviseo en vient au même constat, mentionnant que :

2 « [...] pour permettre à la filière québécoise de biométhanisation de voir le jour, il doit y avoir un  
3 ajustement tarifaire. Les prix offerts présentement sur le marché ne permettent pas aux  
4 municipalités de convertir leurs matières résiduelles en énergie renouvelable de façon viable. Sans  
5 intervention supplémentaire, elles risquent de se tourner vers d'autres alternatives<sup>27</sup>. »

6 Ainsi, Aviseo recommande l'implantation d'un TRG pour les producteurs subventionnés afin de  
7 rencontrer les conditions nécessaires dans la perspective des producteurs. Selon Aviséo, le TRG  
8 permettrait d'offrir un prix adapté à leurs coûts de fonctionnement. Le TRG permettrait également  
9 de réduire le risque financier du producteur en lui offrant une prévisibilité, ce qui facilite la  
10 planification et la gestion budgétaire<sup>28</sup>. Finalement, l'application des recommandations d'Aviseo  
11 « stimulerait la filière du gaz naturel renouvelable au Québec, et ce, avec un impact financier  
12 relativement faible<sup>29</sup>. »

13 L'implantation d'un processus permettant à Gaz Métro de conclure des contrats  
14 d'approvisionnement en GNR reposant sur un TRG est également jugée souhaitable, car un  
15 signal de prix serait envoyé dans le marché dès qu'un producteur potentiel envisage produire du  
16 GNR. Gaz Métro souligne également la simplicité d'un tel processus, car elle n'aurait pas à  
17 revenir à la Régie pour faire approuver, à la pièce, les caractéristiques des contrats  
18 d'approvisionnement des producteurs subventionnés.

### **2.2.1 Recommandations d'Aviseo**

19 Le TRG proposé par Aviseo tient compte de trois principes directeurs<sup>30</sup>, soit :

- 20 1. le respect de l'ordre de priorisation des 3RV<sup>31</sup> : il ne faut pas que la production de  
21 déchets organiques devienne avantageuse en raison du prix du GNR;
- 22 2. une structure de prix préétablie : les tarifs doivent être établis à l'avance pour  
23 s'assurer que les projets soient conçus de manière optimale et qu'il n'y ait pas de  
24 choix stratégiques qui nuisent à l'ensemble de la filière;

---

<sup>27</sup> Voir annexe 1, p. 18

<sup>28</sup> Idem, p.31

<sup>29</sup> Idem, p 35

<sup>30</sup> Idem, p. 31

<sup>31</sup> Les 3RV, qui vise la réduction à la source, le réemploi et le recyclage avant la valorisation, est un concept consacré dans le domaine du développement durable qui vise prioritairement à réduire son impact environnemental avant de l'atténuer.

1 3. offrir un tarif adapté pour refléter la structure de coûts de fonctionnement: le tarif  
 2 offert doit être dégressif avec la hausse de la capacité de production afin de refléter  
 3 la structure de coûts des projets.

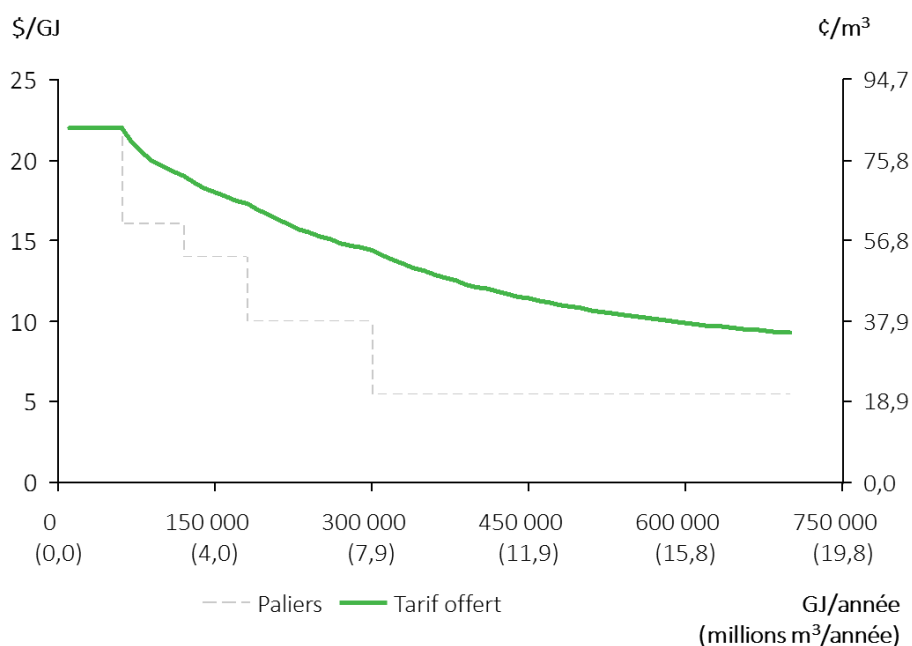
4 Aviseo précise le détail de l'établissement du TRG proposé comme suit :

5 « Les paliers sont conçus de manière à suivre la structure des coûts de fonctionnement de  
 6 la biométhanisation. Aviseo s'est inspiré de la littérature récente et une consultation auprès  
 7 de promoteurs de projets au Québec pour dériver une courbe de fonctionnement. Selon  
 8 l'approche privilégiée, les trois premiers paliers sont plus courts pour refléter la baisse  
 9 rapide des coûts unitaires. Ils s'allongent ensuite sur l'avant-dernier palier pour finalement  
 10 s'établir au niveau des coûts évités [...]»<sup>32</sup>

11 Le TRG proposé prend également en considération que les projets subventionnés dans  
 12 le cadre du PTMOBC peuvent obtenir une aide financière allant jusqu'à 66 % des  
 13 dépenses en capital.

Figure 4

## Courbe du TRG proposé pour les producteurs subventionnés



Source : Aviseo (2017), p. 35.

<sup>32</sup> Voir annexe 1, p. 35.

1 Avec le TRG proposé, chaque producteur se voit attribuer un tarif selon sa capacité de  
 2 production totale, et ce, peu importe la quantité réellement produite ou vendue. La grille  
 3 présentée au Tableau 3 permet de calculer un tarif unique à chaque producteur. Selon  
 4 cette grille, un petit producteur de 1,5 Mm<sup>3</sup>, comme Beauharnois, recevrait environ  
 5 83 ¢/m<sup>3</sup> alors qu'un grand producteur de 16,8 Mm<sup>3</sup>, comme Saint-Hyacinthe, recevrait  
 6 environ 37 ¢/m<sup>3</sup>. Le coût moyen d'achat pour les projets présentement visés par le  
 7 PTMOBC atteindrait 54 ¢/m<sup>3</sup> (voir Tableau 4), un niveau jugé cohérent avec les tarifs  
 8 offerts dans les autres systèmes selon Aviseo<sup>33</sup>.

Tableau 3

## Grille pour calculer le TRG d'un producteur selon la capacité de production

Capacité de production (m <sup>3</sup> /année)	Tarif (¢/m <sup>3</sup> )	Tarif offert (¢/m <sup>3</sup> )
<b>[0 – 1 583 537[</b>	83,4	83,4
<b>[1 583 537 – 3 167 063[</b>	60,6	]83,4 – 72,0[
<b>[3 167 063 – 4 750 594[</b>	53,0	]72,0 – 65,6[
<b>[4 750 594 – 7 917 656[</b>	37,9	]65,6 – 55,6[
<b>Plus de 7 917 656</b>	20,5	]55,6 – ... [

Source : Aviseo (2017), p. 54

Tableau 4

## TRG offert à certains producteurs subventionnés par le PTMOBC

Projet du PTMOBC	Capacité de production (m <sup>3</sup> /année)	Tarif offert (¢/m <sup>3</sup> )
<b>Beauharnois</b>	1 499 989	83,4
<b>Varenes</b>	2 399 983	75,6
<b>Laval</b>	2 999 979	72,6
<b>Montréal (1)</b>	3 329 984	71,1
<b>Montréal (2)</b>	3 329 984	71,1
<b>Québec</b>	7 599 946	55,2
<b>Saint-Hyacinthe</b>	16 799 880	36,6
<b>Moyenne pondérée</b>	<b>5 422 817</b>	<b>53,5</b>

Source : Aviseo (2017), p. 53

<sup>33</sup> Voir annexe 1, p. 35.

1           Aviso recommande également de mettre en place des contrats de long terme d'une  
2           durée déterminée, pour réduire le risque pour les producteurs et faciliter leur planification.  
3           De plus, le TRG prévu au contrat du producteur devrait être indexé à l'inflation pour tenir  
4           compte de l'évolution des coûts de fonctionnement dans le temps. Aviso recommande  
5           enfin que la grille soit révisée annuellement afin d'intégrer les changements de la filière et  
6           des conditions de marché.

7           Le TRG proposé par Aviso est en ligne avec plusieurs observations et recommandations  
8           de Sylvain Audette dans le cadre de la consultation publique sur les pratiques tarifaires<sup>34</sup>.  
9           M. Audette avance que les technologies encore en développement ont davantage besoin  
10          d'aide et devrait être soutenues par un TRG<sup>35</sup>. Il cite notamment les projets avec  
11          digesteurs anaérobiques pour la biométhanisation, soit ceux présentement visés par les  
12          subventions du PTMOBC, et éventuellement les projets avec de la gazéification et la  
13          pyrolyse<sup>36</sup>. Il est également d'avis qu'un TRG devrait être modulé selon le volume et le  
14          coût des externalités comme le SPEDE<sup>37</sup>. Enfin, les TRG doivent permettre de protéger  
15          le producteur<sup>38</sup> tout en favorisant une bonne gestion des coûts<sup>39</sup>.

### **2.2.2 Précisions sur l'application envisagée**

16          Pour des fins pratiques, certaines recommandations d'Aviso devraient être adaptées à  
17          la réalité de Gaz Métro. Dans un premier temps, plusieurs éléments seraient considérés  
18          pour l'établissement de la capacité de production totale. La capacité de production est  
19          une des données qui sert d'intrant à la détermination du montant d'une subvention.  
20          Puisqu'il arrive que le design d'un projet évolue en cours de développement, Gaz Métro  
21          tiendrait également compte des installations et des équipements mis en place au poste  
22          d'injection. En outre, si Gaz Métro venait à constater que la capacité de production  
23          n'avait pas été établie adéquatement au départ, des ajustements pourraient être  
24          effectués.

---

<sup>34</sup> R-3972-2016

<sup>35</sup> R-3972-2016, A-0012, Rapport d'expert, p. 111.

<sup>36</sup> R-3972-2016, A-0025, Notes sténographique du 14 février 2016, Volume p. 22.

<sup>37</sup> R-3972-2016, A-0012, Rapport d'expert, p. 113.

<sup>38</sup> R-3972-2016, A-0025, Notes sténographique du 14 février 2016, p. 13.

<sup>39</sup> Idem, p. 15-16.

1 Dans un deuxième temps, Gaz Métro signerait des contrats fermes d'approvisionnement  
2 où le TRG défini par la grille reproduite au Tableau 3 servirait à l'établissement du prix  
3 d'achat au producteur. Les contrats auraient une durée de 5 à 20 ans. Comme proposé  
4 par Aiseo, une indexation du prix d'achat serait prévue dans les contrats. Le contrat  
5 prévoirait également que, dans l'éventualité où les coûts évités étaient supérieurs au prix  
6 d'achat, le producteur se verrait rémunérer les coûts évités. Aucune résiliation de contrat  
7 à l'initiative du producteur ne serait acceptée, afin d'assurer à Gaz Métro une stabilité du  
8 coût d'achat et de disponibilité du GNR. Il est à noter que toutes modifications aux  
9 installations ayant un impact sur la capacité de production pourraient entraîner une  
10 révision du TRG.

11 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver les caractéristiques des contrats**  
12 **d'approvisionnement en GNR qu'elle entend conclure avec les producteurs**  
13 **subventionnés, soit un prix d'achat établi en application de la grille reproduite au Tableau**  
14 **3, ainsi que des contrats d'une durée de 5 à 20 ans, avec indexation et une clause**  
15 **prévoyant le maximum du prix d'achat ou des coûts évités.**

### **2.3 ACHAT DU GNR AUPRÈS DES PRODUCTEURS NON-SUBVENTIONNÉS**

16 L'utilisation d'une grille est moins adéquate pour les producteurs non-subventionnés. Ces  
17 derniers ont la possibilité d'exporter à l'extérieur du Québec, où les opportunités de marché sont  
18 très attrayantes. De plus, des producteurs de GNR se trouvent également à l'extérieur du  
19 Québec, comme en Ontario ou aux États-Unis. Ainsi, Gaz Métro ne connaîtrait pas  
20 nécessairement les capacités de production de ces derniers pour établir un TRG approprié.

21 L'achat de GNR auprès de producteurs non-subventionnés offre plusieurs opportunités et  
22 d'importants volumes, sans nécessité d'investissement sur le réseau, car ils injectent déjà pour  
23 exportation dans d'autres réseaux de transport et de distribution. Gaz Métro pourrait ultimement  
24 acheter auprès d'eux afin d'atteindre la quantité de GNR devant être livrée par le distributeur,  
25 fixée par les objectifs de la Politique énergétique 2030 et les exigences législatives et  
26 réglementaires qui en découlent.

27 Étant donné le contexte dans lequel ces producteurs évoluent, Gaz Métro a besoin de plus de  
28 flexibilité pour négocier avec les producteurs non-subventionnés. Gaz Métro suggère que les

1 caractéristiques du contrat d'approvisionnement, dont le prix d'achat du GNR auprès des  
2 producteurs non subventionnés de GNR, soient présentées à la Régie au cas par cas pour  
3 approbation.

### **3 FONCTIONNALISATION DE L'ACHAT DE GNR**

4 Afin de permettre le calcul des tarifs tout en limitant les transferts et ajustements, Gaz Métro  
5 propose la fonctionnalisation et l'allocation des coûts ci-dessous.

#### **3.1 CALCUL DU COÛT D'ACHAT DE GNR À DAWN**

6 Le coût d'achat de GNR serait au point de référence de Dawn. Trois raisons expliquent la  
7 nécessité de fonctionnaliser l'ensemble des achats de GNR à Dawn. Premièrement, le gaz de  
8 réseau est présentement établi à Dawn et les achats en franchise sont toujours fonctionnalisés  
9 à Dawn. Une fonctionnalisation des coûts d'achat à Dawn assurerait une meilleure cohérence au  
10 sein du service de fourniture de Gaz Métro. Deuxièmement, comme il sera présenté dans la  
11 section 5.4 sur les conditions et modalités du nouveau tarif de GNR, les clients auraient la  
12 possibilité d'adhérer au tarif de GNR pour une partie de leur consommation et de compléter  
13 celle-ci soit avec du gaz de réseau ou de l'achat direct. Une fonctionnalisation uniformiserait le  
14 point de livraison. Troisièmement, le distributeur pourrait acheter du GNR auprès de producteurs  
15 qui n'injectent pas en franchise. Un tarif de GNR basé à Dawn faciliterait donc l'allocation des  
16 coûts pour ces producteurs.

17 Pour les achats de GNR en franchise, une valeur de transport serait déduite du prix d'achat de  
18 GNR. Cette portion transport serait égale au prix de transport du distributeur, diminué des  
19 ajustements tarifaires pour le maintien de la capacité de FTLH (85 TJ/jour) et pour la marge  
20 excédentaire prévue au sous-paragraphe a du paragraphe 3° du premier alinéa de l'article 72 de  
21 la Loi sur la Régie de l'énergie (« Marge excédentaire »).

#### Explication du changement de base de fonctionnalisation du transport

23 Comme mentionnée à la section 1.2.1, le prix d'achat du GNR est actuellement établi selon  
24 la méthode approuvée dans la décision D-2015-107. Le prix découle du coût évité pour  
25 l'achat de gaz naturel traditionnel : il est obtenu en additionnant le prix de marché de la



fourniture, le prix de transport de TCPL entre Dawn et la franchise (tronçon Dawn-GMIT EDA) et le prix des droits d'émission associés au marché du carbone. Conséquemment, la fonctionnalisation entre les services est également établie en fonction de ces prix.

Gaz Métro n'a pas retenue l'approche de fonctionnaliser la portion transport en utilisant le tarif de TCPL en vigueur pour le tronçon Dawn-GMIT EDA car cela aurait pour effet de créer un biais chez le client au tarif GNR lors de la facturation de l'ensemble des services de fourniture et de transport. Pour illustrer cette situation et justifier les ajustements requis au tarif du distributeur, une comparaison entre les deux bases de fonctionnalisation (prix de transport de TCPL vs prix de transport de Gaz Métro) est effectuée pour des achats de GNR produit en franchise et leur impact sur la facture d'un client au tarif GNR pour les services de fourniture et transport.

Le tableau suivant détaille la fonctionnalisation d'un achat de GNR produit en franchise au prix de 38,000 ¢/m<sup>3</sup> selon les deux méthodologies :

Figure 5A

	Option 1 Tarif de TCPL ¢/m <sup>3</sup>	Option 2 Tarif de transport de Gaz Métro ajusté ¢/m <sup>3</sup>
<b>Prix d'achat au producteur de GNR en franchise</b>	38,000	38,000
<b>Portion transport</b>		
Tarif de transport de TCPL <sup>(1)</sup>	-2,933	
Tarif de transport du distributeur <sup>(2)</sup>		3,439
Moins l'ajustement pour		
- le maintien des capacités FTLH <sup>(3)</sup>		-0,234
- la marge excédentaire <sup>(4)</sup>		-0,019
Tarif de transport du distributeur ajusté		-3,186
<b>Coût d'achat du GNR à Dawn (prix d'achat moins portion transport)</b>	35,067	34,814

<sup>(1)</sup> Tarif Dawn – GMIT EDA de TCPL au 1<sup>er</sup> janvier 2018

<sup>(2)</sup> Tarif du distributeur au 1<sup>er</sup> février 2018

<sup>(3)</sup> Coût de maintien des capacités au 1<sup>er</sup> février 2018

<sup>(4)</sup> Coût de la marge excédentaire au 1<sup>er</sup> février 2018

1 Le client qui contracte le service de GNR se verrait facturer les prix suivants, selon l'option  
2 applicable :

Figure 5B

	Option 1 Tarif de TCPL  ¢/m <sup>3</sup>	Option 2 Tarif de transport de Gaz Métro ajusté  ¢/m <sup>3</sup>
<b>Service de Fourniture</b>		
Prix du GNR à Dawn	35,067	34,814
<b>Service de transport</b>		
Prix de base du transport	3,439	3,439
Cavalier	<u>-0,234</u>	<u>-0,234</u>
<b>Facture totale F et T</b>	38,272	38,019

3 Or, dans cet exemple, la facture totale du client devrait correspondre à 38,019 ¢/m<sup>3</sup>, soit le  
4 prix d'achat du GNR (38,000 ¢) augmenté de l'ajustement pour la marge excédentaire  
5 (0,019 ¢/m<sup>3</sup>). Cet ajustement est requis car, conformément à la décision D-2017-094  
6 (paragr. 461), il doit être appliqué à l'ensemble de la clientèle. Ce résultat est obtenu sous  
7 l'option 2, alors que l'option 1 engendre un biais et résulte en un prix total supérieur.

8 Gaz Métro propose que la fonctionnalisation de la portion transport pour les achats de GNR  
9 en franchise soit établie en utilisant le tarif de transport du distributeur diminué des  
10 ajustements tarifaires pour le maintien de la capacité de FTLH (85 TJ/jour) et pour la Marge  
11 excédentaire.

12 Aucun coût d'équilibrage n'est engendré par l'achat de GNR. En effet, le prix que payerait  
13 Gaz Métro aux producteurs ne changerait pas en fonction des variations du marché pendant  
14 l'année; il n'y a donc pas de saisonnalité dans le prix. De plus, le profil d'achat de Gaz Métro ne  
15 refléterait pas nécessairement le profil de consommation des clients. En effet, Gaz Métro  
16 achèterait le GNR disponible à la vente par les producteurs selon les volumes au contrat, et ce,  
17 sans tenir compte des besoins journaliers des clients. Ainsi, aucun coût ne serait fonctionnalisé  
18 au service d'équilibrage. Puisque le coût d'achat est exempt de coût d'équilibrage, Gaz Métro  
19 exclurait les achats de GNR du calcul du transfert de la fourniture vers l'équilibrage.

### 3.2 CRÉATION D'UN INVENTAIRE DE GNR

1 Un inventaire distinct de l'inventaire de gaz de réseau serait créé pour y verser les coûts d'achat  
2 du GNR fonctionnalisé à Dawn.

3 Cependant, Gaz Métro propose de fonctionnaliser les coûts du rendement et des impôts générés  
4 par l'inventaire de GNR au service de l'ajustement relié aux inventaires du gaz de réseau existant.  
5 Comme il sera présenté à la section Conditions et modalités du tarif<sup>5.4</sup> sur les conditions et  
6 modalités du nouveau tarif de GNR, autant les clients en gaz de réseau que les clients en achat  
7 direct avec transfert de propriété pourraient y adhérer. Ces deux clientèles sont déjà assujetties  
8 à l'ajustement relié aux inventaires de gaz de réseau. De plus, Gaz Métro offrirait la possibilité  
9 aux clients de n'avoir qu'une partie de leur consommation au tarif de GNR. Puisque le profil de  
10 consommation d'un même client qui consomme à la fois du gaz naturel traditionnel et du GNR  
11 ne peut être différencié, il serait impossible d'identifier les coûts d'inventaires réellement  
12 engendrés par la consommation de gaz naturel traditionnel, d'une part, et la consommation de  
13 GNR, d'autre part. Enfin, Gaz Métro a proposé dans le cadre du dossier générique portant sur  
14 l'allocation des coûts et la structure tarifaire<sup>40</sup> d'abolir le service d'ajustements reliés aux  
15 inventaires et de plutôt récupérer ces coûts à l'équilibrage, une fonctionnalisation jugée plus  
16 appropriée par le distributeur. La création d'un ajustement relié aux inventaires de GNR distinct  
17 ne serait donc pas souhaitable, puisqu'il serait potentiellement temporaire.

18 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la fonctionnalisation du coût d'achat de GNR**  
19 **à Dawn à la fourniture, en fonction d'une portion transport égale au tarif de transport du**  
20 **distributeur diminué des ajustements tarifaires pour le maintien de la capacité de FTLH**  
21 **(85 TJ/jour) et pour la Marge excédentaire, sans transfert vers l'équilibrage.**

22 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la fonctionnalisation des coûts du rendement**  
23 **et des impôts générés par l'inventaire de GNR au service de l'ajustement relié aux**  
24 **inventaires du gaz de réseau existant.**

---

<sup>40</sup> R-3867-2013, B-0133, Gaz Métro – 5, Document 1, section 4.

## 4 CONSOMMATION VOLONTAIRE DE GNR

1 Le marché volontaire de l'énergie renouvelable consiste à l'achat d'énergie renouvelable de  
2 manière volontaire par les consommateurs. La section suivante présente un balisage de la vente  
3 de GNR en Amérique du Nord ainsi que l'intérêt des clients de Gaz Métro pour la consommation  
4 volontaire de GNR.

### 4.1 BALISAGE DE LA VENTE DE GNR

5 Le droit de propriété sur les attributs environnementaux, sociaux et autres attributs non  
6 énergétiques peut être valorisé grâce à l'achat d'instruments de marché. C'est le cas avec les  
7 *Renewable Energy Certificates*<sup>41</sup> pour l'électricité aux États-Unis, et les *Guarantee of Origin* pour  
8 l'électricité et le gaz naturel en Europe<sup>42</sup>. Des distributeurs offrent également la possibilité de  
9 consommer du GNR de façon volontaire à même leur service de fourniture<sup>43</sup>. Le distributeur  
10 s'assure alors d'acheter une quantité équivalente en GNR à celle vendue aux clients. Des  
11 modèles de consommation volontaire nord-américains sont présentés ci-dessous plus en détails.

#### 4.1.1 Fortis BC Energy Inc.

12 Fortis BC offre aux clients intéressés la possibilité d'acheter une quantité de GNR  
13 équivalente à 5, 10, 25, 50 ou 100 % de leur consommation totale. Au départ, le prix du  
14 GNR visait à compenser les coûts d'achat du GNR. Depuis l'automne 2016, le prix du  
15 GNR a été revu et prend maintenant la forme d'une prime payée en sus du gaz naturel  
16 traditionnel. Cette prime, inférieure aux coûts totaux d'achat du GNR, a été définie de  
17 sorte à minimiser l'inventaire de GNR. La différence entre le coût d'achat du GNR et le  
18 prix de vente de GNR, ainsi que des coûts échoués associés aux unités de GNR  
19 invendues, est assumé par l'ensemble de la clientèle<sup>44</sup>. En janvier 2017, cette prime,  
20 sujette à une révision annuelle, s'élevait à 26,52 ¢/m<sup>3</sup><sup>45</sup>, soit 39,94 ¢/m<sup>3</sup> quand on y ajoute

---

<sup>41</sup> <https://www.epa.gov/greenpower/renewable-energy-certificates-recs>.

<sup>42</sup> <http://www.greengas.org.uk/>.

<sup>43</sup> À noter que les réseaux de distribution ne permettent pas de s'assurer que le GNR injecté est physiquement distribué au client qui l'achète volontairement.

<sup>44</sup> Order G-133-16, Fortis BC, 1<sup>er</sup> décembre 2016.

<sup>45</sup> <https://www.fortisbc.com/NaturalGas/RenewableNaturalGas/CalculateYourContribution/Pages/default.aspx>.

1 le prix du gaz naturel traditionnel. Les adhérents à des contrats long terme peuvent  
2 bénéficier d'un escompte.

3 Autant les petits clients que les clients commerciaux sont admissibles au tarif de GNR.  
4 Les clients ne doivent toutefois pas être inscrits avec un courtier. Certains engagements  
5 peuvent toutefois être pris avec un courtier pour les contrats de transport. L'inscription est  
6 effective le 1<sup>er</sup> du mois et les clients peuvent annuler leur adhésion en tout temps.  
7 L'annulation sera effective en moins d'une semaine. Aucun frais n'est associé au  
8 déplacement d'un tarif à un autre<sup>46</sup>.

9 La grande majorité des adhérents au tarif de GNR sont des clients résidentiels ayant  
10 choisi de couvrir un petit pourcentage de leur consommation<sup>47</sup>. Des organisations du  
11 secteur public souscrivent également au tarif de GNR afin de rencontrer des exigences  
12 découlant du *Climate Action Secretariat*<sup>48</sup>. Ce dernier travaille à atteindre les objectifs de  
13 réduction de GES de la Colombie-Britannique en coordonnant les activités d'action  
14 climatique au travers du Gouvernement et avec les parties prenantes.

15 Fortis BC s'assure qu'il n'y a pas plus de GNR qui est vendu par rapport à ce qui a  
16 réellement été injecté dans le réseau du distributeur sur un horizon de 12 mois. Dans  
17 l'éventualité où plus de GNR aurait été vendu que ce qui a réellement été injecté, Fortis  
18 peut transférer les volumes dans l'inventaire de gaz naturel traditionnel et acheter des  
19 crédits carbone pour compenser<sup>49</sup>.

#### **4.1.2 Vermont Gas Systems Inc**

20 Le tarif proposé par VGS prendrait la forme d'une prime sur le prix du gaz naturel  
21 traditionnel. La prime serait calculée en soustrayant le coût moyen du gaz naturel  
22 traditionnel du coût moyen du gaz naturel renouvelable. La prime serait mise à jour  
23 chaque trimestre pour refléter le changement des coûts du gaz naturel traditionnel et

---

<sup>46</sup> <https://www.fortisbc.com/NaturalGas/RenewableNaturalGas/SignUpYourBusiness/Pages/default.aspx>.

<sup>47</sup> Voir annexe 1, p. 22.

<sup>48</sup> <https://www.fortisbc.com/NaturalGas/RenewableNaturalGas/PublicSectorOrganizations/Pages/default.aspx>.

<sup>49</sup> Fortis BC, General Terms and conditions, article 28.3, p. 60.

1 renouvelable. Le client peut choisir d'opter pour 10, 25, 50 ou 100 % de GNR sur sa  
2 consommation totale.

3 VGS se donnerait une fenêtre de 12 mois pour balancer le GNR vendu avec celui  
4 réellement injecté dans le réseau du distributeur. Dans l'éventualité où VGS ferait face à  
5 un manque d'inventaire ou une augmentation des coûts de manière drastique, le  
6 distributeur se réserverait le droit de suspendre le programme de manière proactive, ou  
7 d'acheter des crédits de carbone pour contrebalancer les ventes de GNR excédentaire,  
8 ou encore de remettre rétrospectivement les revenus de GNR perçus en trop aux clients.

### **4.1.3 Fournisseurs d'énergie verte**

9 À défaut de passer directement par son distributeur, un client intéressé à compenser sa  
10 consommation de gaz naturel traditionnel peut faire affaires avec des « fournisseurs  
11 d'énergie verte<sup>50</sup> ». La plupart du temps, le client conserve son contrat avec son  
12 distributeur de gaz naturel local et paie une prime au fournisseur d'énergie verte. Cette  
13 prime permet de financer des projets de développement d'énergies renouvelables visant  
14 à réduire les émissions de GES. Par exemple, Bullfrog Power utilise la prime payée par  
15 ses clients à son service de « gaz vert » pour financer des projets d'énergies  
16 renouvelables ainsi que couvrir les coûts pour l'achat et l'injection de GNR dans le réseau  
17 de TCPL<sup>51</sup>. Cette prime pour le « gaz vert » s'élevait à près de 15 ¢/m<sup>3</sup> en mai 2017<sup>52</sup>.

## **4.2 INTÉRÊT DES CLIENTS POUR LA CONSOMMATION VOLONTAIRE**

### **4.2.1 Carboneutralité**

18 Des clients de Gaz Métro ont manifesté leur intérêt à s'approvisionner rapidement en GNR  
19 afin de respecter leur positionnement écoresponsable ou pour répondre à des directives  
20 corporatives liées à la carboneutralité<sup>53</sup>. Par exemple, Ikea s'est engagée à devenir  
21 « energy neutral » d'ici 2020, c'est-à-dire qu'elle souhaite produire autant d'énergie

---

<sup>50</sup> De l'anglais *Green energy supplier*.

<sup>51</sup> <https://www.bullfrogpower.com/green-energy/green-natural-gas/learn-more/>.

<sup>52</sup> <https://www.bullfrogpower.com/products-solutions/homes/condo-apartment/>.

<sup>53</sup> La carboneutralité vise à réduire les émissions de GES dans l'atmosphère et à compenser les émissions qui n'ont pu être réduites, en posant des actions écologiquement responsables.

1 renouvelable qu'elle en consomme dans ses opérations<sup>54</sup>. D'autres clients se sont  
2 également engagés dans la voie de la carboneutralité en affichant publiquement leurs  
3 cibles : l'Université de Sherbrooke vise à devenir carboneutre d'ici 2030<sup>55</sup>, L'Oréal Canada  
4 et son usine de production de St-Laurent s'engagent à être carboneutre avant 2020<sup>56</sup>,  
5 Pratt & Whitney a pour objectif d'être carboneutre dans ses activités commerciales pour  
6 son anniversaire de 100 ans (en 2028)<sup>57</sup> et Bombardier d'ici 2020<sup>58</sup>.

7 En consommant du GNR, les clients réduisent leurs émissions de GES à la source et  
8 donc, deviennent carboneutres sans avoir recours à la compensation de leurs émissions  
9 de GES, ni à avoir à investir dans de nouveaux équipements. Le GNR s'inscrit ainsi  
10 comme une solution de choix pour les organisations souhaitant respecter la philosophie  
11 des 3RV.

#### **4.2.2 Exemplarité de l'état**

12 Le Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques du gouvernement du  
13 Québec comporte une série de mesures spécifiques mises en place pour rehausser la  
14 performance énergétique et rendre prioritaire l'utilisation d'énergies renouvelables comme  
15 moyen de chauffage principal dans le secteur institutionnel québécois. Ces mesures sont  
16 applicables pour les ministères, les organismes et entreprises du gouvernement ainsi que  
17 les réseaux public et privé de la santé, des services sociaux et de l'éducation<sup>59</sup>.

18 Dans le guide sur l' « Efficacité énergétique des bâtiments en neuf étapes », mis à jour  
19 en octobre 2016<sup>60</sup>, les nouveaux édifices sont maintenant obligés d'utiliser  
20 presque exclusivement des sources d'énergie renouvelable pour alimenter leur système de  
21 chauffage principal, notamment de sources géothermique, solaire, hydroélectrique ou  
22 éolienne. Certaines rénovations majeures d'un bâtiment existant sont également  
23 couvertes par les mêmes exigences qu'un nouveau bâtiment. Ces mesures ont un impact

---

<sup>54</sup> <http://inhabitat.com/ikea-announces-plans-to-become-100-energy-neutral-by-2020/>.

<sup>55</sup> <https://nova.ca/2017/02/luniversite-de-sherbrooke-carboneutre-2030/>.

<sup>56</sup> <http://loutardeliberee.com/loreal-canada-se-refait-beaute-ecologique-citoyenne/>.

<sup>57</sup> <http://www.pwc.ca/en/news-events/pratt-whitney-canada-breathing-life-into-helicopter-emergency-medical-services>.

<sup>58</sup> <http://www.bombardier.com/content/dam/Websites/bombardiercom/supporting-documents/Sustainability/Reports/BT/Bombardier-Transportation-Sustainability-Report-2010-en.pdf>.

<sup>59</sup> <http://www.transitionenergetique.gouv.qc.ca/clientele-affaires/secteur-institutionnel/#.WSRNGLI1qUI>.

<sup>60</sup> [http://www.efficaciteenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/institutions/Mesures\\_exemplarite\\_Etat-PACC.pdf](http://www.efficaciteenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/institutions/Mesures_exemplarite_Etat-PACC.pdf).

1 sur la place du gaz naturel dans les bâtiments provinciaux, un segment de marché qui  
2 représente plus de 358 Mm<sup>3</sup> pour le distributeur. Gaz Métro estime que près de 5 à 8 Mm<sup>3</sup>  
3 par année sont à risque dès maintenant.

4 Sans être nommé de façon précise, le GNR fait partie des énergies renouvelables  
5 admissibles. Dans l'éventualité où les clients seront en mesure de s'approvisionner avec  
6 du GNR, il sera reconnu parmi la liste des énergies renouvelables autant pour le nouveau  
7 bâtiment que le bâtiment existant en rénovation majeure, ce qui préviendrait la perte de  
8 volumes actuelle et permettrait de nouvelles ventes.

#### **4.2.3 Carburant**

9 Le transport des marchandises et des personnes est le secteur le plus émissif de GES au  
10 Québec<sup>61</sup>. D'ailleurs, dans sa Politique énergétique, le gouvernement du Québec a  
11 identifié le gaz naturel comme une des composantes clés de la transition énergétique au  
12 Québec pour le transport<sup>62</sup>.

13 Toutefois, le carburant représente une partie importante du budget des entreprises de  
14 transport ou possédant un parc de véhicules. Le fait que le GNR soit vendu plus cher que  
15 le gaz naturel pourrait représenter un frein à la consommation. Par contre, tout comme  
16 les clients des autres segments de marché, une entreprise qui s'engage dans une  
17 démarche de développement durable pourrait démontrer un intérêt envers le GNR pour  
18 sa flotte de véhicules. De plus, l'avantage est doublé pour les municipalités, qui peuvent  
19 être productrices de GNR et aussi consommatrices pour leur flotte ou au travers d'appels  
20 d'offres de collecte de matières résiduelles. Par conséquent, ce segment de marché  
21 pourrait être intéressé à consommer de façon volontaire du GNR.

---

<sup>61</sup> <https://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/politique-energetique-2030.pdf>.

<sup>62</sup> Idem.



## **5 VENTE DE GNR**

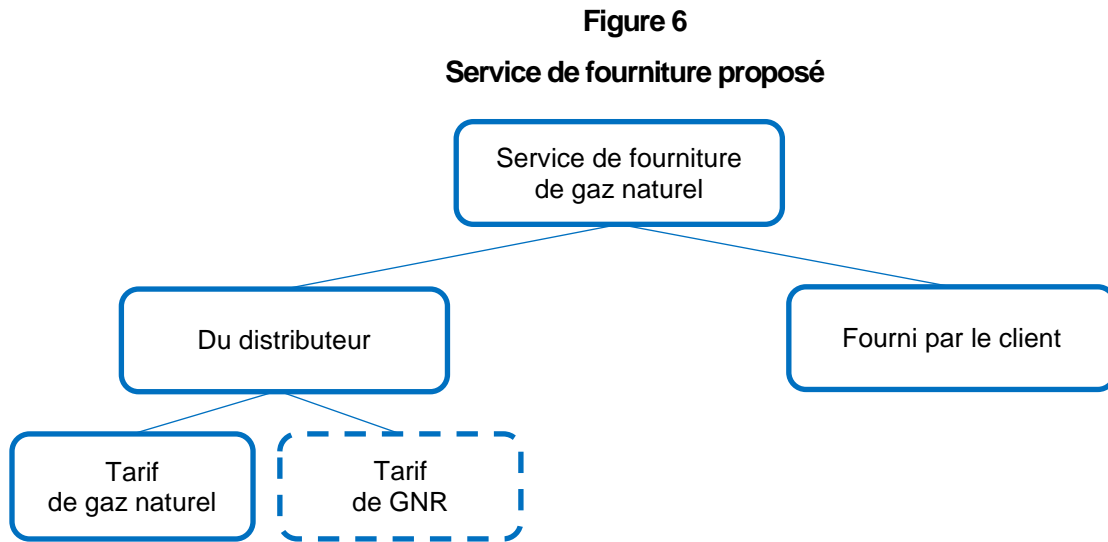
### **5.1 RÈGLES EN VIGUEUR POUR LA CONSOMMATION VOLONTAIRE DE GNR**

1 Les clients qui désirent consommer du GNR doivent fournir leur propre fourniture en signant  
2 directement une entente avec un fournisseur ou un producteur de GNR. Si le client ne désire pas  
3 couvrir 100 % de sa consommation en GNR, il peut combler la différence à partir du gaz de  
4 réseau de Gaz Métro ou en signant un ou d'autres contrats en achat direct.

5 Un client qui fournit son propre GNR peut se voir exempté du service de transport si le GNR qu'il  
6 achète est directement injecté dans le réseau de distribution de Gaz Métro. De plus, un client qui  
7 consomme du GNR peut se voir exempté du service de SPEDE. Pour ce faire, il doit soumettre  
8 au distributeur un formulaire de déclaration d'exemptions acceptées par le vérificateur des  
9 émissions de GES de Gaz Métro pour la période visée.

### **5.2 TARIF DE FOURNITURE DE GNR PROPOSÉ**

10 Gaz Métro propose de mettre sur pied un tarif de GNR dans son service de fourniture afin de  
11 répondre aux besoins des clients qui souhaitent consommer du GNR de façon volontaire, mais  
12 dont le manque de fluidité dans le marché limite leur accès à l'offre des producteurs. Le nouveau  
13 tarif de GNR se retrouverait dans le service de fourniture du distributeur, tel que présenté en  
14 pointillé à la Figure 7.



1 Gaz Métro souhaite proposer un tarif qui reflète le plus adéquatement possible les principes et  
2 considérations tarifaires, notamment :

- 3
- 4 • l'équité entre les clients ainsi que la réduction et la limitation du niveau d'interfinancement;
  - 5 • les objectifs de simplicité, de compréhension et de facilité administrative; et
  - 6 • la stabilité des revenus et une certaine stabilité des tarifs.

6 Pour ce faire, le prix ainsi que les conditions et modalités suivantes seraient appliqués.

### 5.3 PRIX DU GNR

7 Le prix du GNR serait fixé de manière à récupérer le coût d'achat du GNR. L'établissement du  
8 prix serait fait en même temps que les autres prix fixés dans le cadre de la cause tarifaire. En  
9 effet, Gaz Métro juge qu'il n'est pas nécessaire de revoir le prix du GNR sur une base mensuelle,  
10 comme c'est le cas pour le gaz de réseau. Le coût d'achat ne devrait pas varier significativement  
11 de mois en mois, étant donné que Gaz Métro conclurait des ententes à long terme avec les  
12 producteurs subventionnés et que le prix d'achat par producteur, lorsque celui-ci découle de la  
13 grille d'achat reproduite au Tableau 3, serait fixe. De plus, les données internes provenant  
14 d'études sur les clients démontrent une forte préférence pour avoir une facture le plus fixe  
15 possible. Cela a également une influence sur la satisfaction des clients et leur intention d'achat.

1 Ainsi, lors de la cause tarifaire, Gaz Métro établirait une projection du coût d'achat moyen pour  
2 les douze mois de la cause tarifaire. Comme expliqué à la section 3.1, le prix d'achat des  
3 producteurs en franchise serait d'abord fonctionnalisé à Dawn. Le coût d'achat moyen serait  
4 ensuite estimé à partir du prix d'achat de chaque producteur, fonctionnalisé à Dawn si l'achat est  
5 effectué en franchise, multiplié par les volumes vendus par ce producteur à Gaz Métro pour les  
6 douze mois de la cause tarifaire.

7 Plus précisément, le coût d'achat moyen projeté pour les douze prochains mois de la cause  
8 tarifaire serait calculé selon la formule suivante :

9 Coût d'achat moyen projeté pour les 12 mois de la cause tarifaire ( $\text{¢}/\text{m}^3$ )  
10 
$$= \frac{(\text{Prix}_{\text{producteur } 1} \times \text{Volumes}_{\text{producteur } 1} + (\dots) + \text{Prix}_{\text{producteur } n} \times \text{Volumes}_{\text{producteur } n})}{\text{Total des volumes d'achat de GNR}}$$

11 Le prix du GNR serait ensuite calculé selon la formule suivante :

12 Prix du GNR  $\text{¢}/\text{m}^3 =$   
13 Coût moyen d'achat projeté pour les 12 mois de la cause tarifaire + écart de prix cumulatif

14 La même logique que l'écart de prix cumulatif pour le prix du gaz de réseau serait utilisée pour  
15 le prix du GNR<sup>63</sup>, à la seule différence que le solde sera récupéré annuellement. Ainsi, l'écart de  
16 prix correspondrait à la différence entre le coût réel d'achat du GNR déboursé par Gaz Métro et  
17 les revenus générés par le prix du GNR facturé à la clientèle au cours de l'année. Cet écart,  
18 positif ou négatif, serait capté mensuellement par un compte de frais reporté (« CFR ») hors base,  
19 portant intérêt selon le coût moyen pondéré en capital.

---

<sup>63</sup> R-3307-94, GMI-12, Document 2, p. 2.

1 [...] 2

### 5.3.1 Prix du GNR 2017-2018

2 Gaz Métro a déterminé le coût d'achat moyen qui serait en vigueur advenant une décision  
3 favorable avant le 1<sup>er</sup> octobre 2018. Le coût étant évalué sur une période de 12 mois, un  
4 coût moyen projeté pour la période allant du 1<sup>er</sup> octobre 2017 au 30 septembre 2018 a  
5 été déterminé.

6 Deux producteurs de GNR ont été considérés dans le calcul.

7 - Le premier est un producteur subventionné situé au Québec, soit l'usine de  
8 biométhanisation de la Ville de Saint-Hyacinthe. Le TRG offert pour ce producteur est de  
9 36,57 ¢/m<sup>3</sup> (voir Tableau 4). De plus, tel que mentionné à la section 3.1, la valeur du tarif  
10 de transport du distributeur ajusté (3,186 ¢/m<sup>3</sup> pour l'année 2017-2018) doit être déduit  
11 du prix d'achat dans le cas où le GNR est acheté en franchise. Le prix du GNR  
12 fonctionnalisé à Dawn est donc de 33,384 ¢/m<sup>3</sup>. Le volume d'achat projeté pour la  
13 première année est de 6 500 000 m<sup>3</sup>.

14 - Le deuxième est un producteur non subventionné situé en Ontario, soit l'usine de  
15 biométhanisation de la Ville d'Hamilton. Gaz Métro doit s'approvisionner en GNR en partie  
16 à l'extérieur du Québec, car le volume projeté pour la première année de l'usine de  
17 biométhanisation de la Ville de Saint-Hyacinthe n'est pas suffisant pour répondre aux  
18 besoins des premiers clients qui ont signifié leur intérêt de consommer du GNR<sup>64</sup>. Le prix  
19 de ce GNR est fixé selon un contrat de gré à gré entre Gaz Métro et le fournisseur de gaz  
20 naturel. De plus, le gaz est livré à Dawn et le transport ne doit donc pas être déduit de ce  
21 prix. [REDACTED]

22 [REDACTED]

---

<sup>64</sup> Les détails entourant la signature de ce contrat sont présentés à l'annexe 3.

1 Le coût moyen d'achat, donc le prix du GNR, pour l'année financière 2017-2018 serait de  
2 37,978 ¢/m<sup>3</sup>, basé sur le calcul suivant :

3 [REDACTED]  
4 [REDACTED]

**5.3.2 Cas particulier**

5 Tel qu'expliqué à la section 4.2.1, des clients de Gaz Métro ont exprimé le besoin de  
6 s'approvisionner rapidement en GNR afin de répondre à des directives corporatives liées  
7 à la carboneutralité. C'est le cas de L'Oréal Canada Inc. (« L'Oréal ») et de son usine de  
8 production de St-Laurent. L'entreprise s'était donnée comme directive d'être carboneutre  
9 avant 2020. Or, Gaz Métro a été informée par L'Oréal que cette date a été devancée et  
10 que sa cible de carboneutralité doit maintenant être atteinte pour décembre 2017.

11 Malgré le récent contrat conclu afin d'acheter du GNR produit par la ville de Hamilton  
12 discuté dans la rubrique précédente, Gaz Métro ne détient toutefois pas l'inventaire de  
13 GNR nécessaire pour répondre, à court terme, à ce besoin du client. Des contrats d'achat  
14 totalisant [REDACTED] de GNR ont donc été convenus entre Gaz Métro et EBI Énergie. Le  
15 GNR ainsi acheté par Gaz Métro sera entièrement revendu au client L'Oréal, au prix  
16 d'acquisition. Contrairement aux achats auprès des villes de Saint-Hyacinthe et de  
17 Hamilton, les achats faits auprès de EBI Énergie pour répondre aux besoins de L'Oréal  
18 ne seront pas considérés dans le calcul du prix du GNR éventuellement payé par  
19 l'ensemble des clients, tel que décrit à la section 5.3 du présent document. L'Oréal sera  
20 en effet le seul consommateur de ce GNR et il est attendu que cette dernière devra  
21 écouler toutes les unités achetées pour lui auprès de EBI Énergie avant de consommer  
22 du gaz naturel à un autre prix.

23 [REDACTED]  
24 [REDACTED]  
25 [REDACTED]  
26 [REDACTED]

27 Lorsque la quantité de GNR achetée auprès de la ville de Saint-Hyacinthe et du  
28 fournisseur qui vend à Gaz Métro le GNR produit par la ville de Hamilton sera suffisante

1 pour couvrir 100 % de la demande de l'Oréal et que celui-ci aura consommé toutes les  
2 unités achetées auprès de EBI Énergie, il pourra se procurer du GNR auprès de Gaz  
3 Métro au prix de 37,978 ¢/m<sup>3</sup>. Il est à noter qu'un règlement financier s'appliquera si le  
4 prix d'achat du GNR approuvé par la Régie pour l'année 2017-2018 est différent de celui  
5 proposé.

6 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la méthode de calcul du prix du GNR aux fins**  
7 **de l'application du tarif de GNR.**

8 **Gaz Métro demande à la Régie d'autoriser la création d'un compte de frais reportés**  
9 **permettant de cumuler les écarts entre les coûts d'achat réels et le prix de vente du GNR**  
10 **facturé à la clientèle; qui sera maintenu hors base et portant intérêt selon le coût moyen**  
11 **pondéré en capital.**

12 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver le prix du GNR 2017-2018 de 37,978 ¢/m<sup>3</sup>.**

#### 5.4 CONDITIONS ET MODALITÉS DU TARIF

##### 5.4.1 Adhésion

13 Un client souhaitant adhérer au tarif de GNR devrait en aviser Gaz Métro et fixer un  
14 pourcentage de GNR qui lui serait facturé au prorata de sa consommation totale.  
15 Gaz Métro ne souhaite pas contraindre les clients à des pourcentages prédéterminés,  
16 comme recensé dans le balisage. Pour des fins d'explication et de démonstration de  
17 l'impact du GNR sur la facture totale, des cas de figure avec des pourcentages  
18 prédéterminés pourraient être utilisés. [...]

19 Un préavis de 60 jours pour l'entrée au tarif serait nécessaire pour des fins de gestion  
20 administrative. Avant d'accepter un nouveau client au tarif, Gaz Métro devrait s'assurer  
21 d'avoir suffisamment de GNR pour l'approvisionner. Il en serait de même pour tout client  
22 qui souhaite augmenter son pourcentage de GNR ou dont la consommation totale  
23 augmenterait après avoir effectué un ajout de charge. Un préavis de sortie de 60 jours  
24 serait exigé pour des fins de gestion administrative.

#### **5.4.2 Autres modalités**

1 Le client au tarif de GNR se verrait facturé le transport, l'équilibrage et la distribution du  
2 distributeur. Il serait également assujéti à l'ajustement relié aux inventaires du gaz de  
3 réseau, comme expliqué à la section 3.2. Toutefois, un client assujéti au service du  
4 SPEDE serait exempté pour l'équivalent des unités au tarif de GNR, puisque Gaz Métro  
5 n'aurait pas à acheter de crédits d'émission de GES pour cette portion.

6 **Gaz Métro demande l'approbation de la mise en place d'un tarif GNR à son service de**  
7 **fourniture ainsi que les conditions et modalités qui s'y rattachent.**

#### **5.5 COMBINAISON DE SERVICES**

8 La combinaison de services de fourniture et de transport approuvée par la Régie<sup>65</sup> couvre la  
9 situation où un client :

- 10 - est au tarif de gaz de réseau de Gaz Métro pour une partie de sa consommation; et  
11 - s'approvisionne en GNR avec l'achat direct pour l'autre partie.

12 Étant donné le nouveau tarif de GNR présenté, Gaz Métro propose de permettre également la  
13 situation où un client :

- 14 - est au tarif de GNR de Gaz Métro pour une partie de sa consommation; et  
15 - s'approvisionne en gaz naturel avec l'achat direct pour l'autre partie.

16 Plus précisément, la Figure 7 présente les différents cas de figure possibles avec le tarif de GNR  
17 et identifie ceux qui seraient acceptés ou non.

---

<sup>65</sup> D-2017-041, section 2.

Figure 7

## Exemple de combinaison de services avec le tarif de GNR

	Fournisseurs de services		Respect des conditions de service
	Fourniture	Transport	
<b>80 % - GNR</b>	Gaz Métro	Gaz Métro	
<b>20% - Gaz naturel traditionnel</b>	1 Client	Client	Non
	2 Client	Gaz Métro	Proposé
	3 Gaz Métro	Gaz Métro	Oui
	4 Gaz Métro	Client	Non

1 Pour permettre la combinaison de services représentée par le cas de figure 2, des modifications  
 2 présentées à la section 7.3 devraient être apportées aux CST. Le cas de figure 3 serait accepté  
 3 étant donné qu'une telle situation n'engendre pas de combinaison de services. Les cas de figure  
 4 1 et 4 seraient quant à eux refusés, puisque Gaz Métro permet uniquement la combinaison au  
 5 service de transport aux clients qui désirent s'approvisionner directement auprès des producteurs  
 6 de GNR en franchise<sup>66</sup>.

7 Pour permettre la combinaison de services représentée par le cas de figure 2, les deux mêmes  
 8 conditions que celles exigées dans le dossier R-3987-2016<sup>67</sup> seraient nécessaires, soit :

- 9 - **Livraison uniforme** : Un client qui souhaite combiner son propre service de fourniture  
 10 avec le tarif de GNR du distributeur devrait continuer à livrer l'entièreté de sa  
 11 consommation de manière uniforme. La livraison de l'entièreté de la consommation est  
 12 exigée pour deux raisons. Premièrement, les clients qui détiennent des contrats en achat  
 13 direct n'auraient pas à les modifier afin de pouvoir consommer du GNR. Deuxièmement,  
 14 cette façon de faire limiterait les migrations de volumes entre le service de fourniture du  
 15 distributeur et l'achat direct.

<sup>66</sup> R-3987-2016, B-0064, Gaz Métro – 4, Document 10, page 4.

<sup>67</sup> R-3987-2016, B-0005, Gaz Métro – 1, Document 1, section 4.



- 1 - **Achat direct avec transfert de propriété** : Afin de s'assurer que la facturation des clients  
2 pour la nouvelle combinaison de services proposée soit facilement applicable, l'achat  
3 direct par le client avec transfert de propriété à Gaz Métro serait requis. Cette mécanique  
4 est déjà en place et n'aurait pas à être ajustée pour cette combinaison de service.  
5 Lorsqu'un client est en achat direct avec transfert de propriété, les étapes suivantes sont  
6 suivies :
- 7 1. le client signe un contrat en achat direct avec transfert de propriété auprès de Gaz Métro;
  - 8 2. le client achète, du fournisseur de son choix, le gaz naturel dont il a besoin pour  
9 l'ensemble de sa consommation;
  - 10 3. le gaz naturel est acheté par Gaz Métro, au point de livraison convenu, au prix du gaz de  
11 réseau alors en vigueur;
  - 12 4. le gaz naturel est transporté et distribué par Gaz Métro jusqu'aux installations du client;  
13 et
  - 14 5. pour chaque mètre cube de gaz naturel consommé par le client, les services de fourniture  
15 de gaz naturel, de transport, d'équilibrage, d'ajustements reliés aux inventaires, de  
16 distribution et de SPEDE sont facturés au client.
- 17 Pour la combinaison de services proposée, le mécanisme demeurerait le même, à  
18 l'exception du fait que la facturation du service de fourniture serait scindée entre le tarif  
19 de gaz de réseau et le tarif de GNR selon le % visé par le client:
- 20 1. le client signe un contrat en achat direct avec transfert de propriété auprès de Gaz Métro  
21 dans lequel il détermine le pourcentage d'achat de GNR visé;
  - 22 2. le client achète, du fournisseur de son choix, le gaz naturel dont il a besoin pour  
23 l'ensemble de sa consommation;
  - 24 3. le gaz naturel est acheté par Gaz Métro, au prix du gaz de réseau alors en vigueur,
  - 25 4. le gaz naturel est transporté et distribué par Gaz Métro jusqu'aux installations du client;  
26 et
  - 27 5. pour chaque mètre cube de gaz naturel consommé par le client, les services de transport,  
28 d'équilibrage, d'ajustements reliés aux inventaires et de distribution sont facturés au  
29 client. La facturation pour la fourniture du client est scindée entre le tarif de gaz de réseau

1 et le tarif de GNR, selon le pourcentage de GNR visé. Le SPEDE n'est appliqué qu'aux  
2 unités en gaz de réseau.

3 La nouvelle combinaison proposée par Gaz Métro n'engendrerait pas de coût significatif pour sa  
4 clientèle et serait facilement applicable. En effet, les clients qui opteraient pour la combinaison  
5 de services proposée seraient assujettis aux mêmes règles (livraison uniforme pour l'entièreté  
6 de la consommation, gestion des déséquilibres volumétriques quotidiens et de la période  
7 contractuelle) que celles actuellement en vigueur pour l'achat direct. De plus, le client serait  
8 assujetti à la transposition des volumes, conformément à l'article 13.1.4 des CST. Le profil de  
9 consommation du client, à partir duquel le prix d'équilibrage est évalué, tiendrait donc compte du  
10 profil de livraison. Puisque le client continuerait de livrer l'entièreté de sa consommation, la  
11 portion saisonnière de la consommation transposée resterait inchangée. Ainsi, le prix au service  
12 d'équilibrage du client permettrait de récupérer les mêmes revenus que s'il était entièrement en  
13 achat direct.

14 Par ailleurs, il n'y aurait pas d'impact sur l'utilisation des outils d'approvisionnement, car les  
15 volumes totaux à Dawn resteraient les mêmes. La quantité de gaz supplémentaire dont Gaz  
16 Métro prendrait possession serait une source d'approvisionnement, achetée au prix du gaz de  
17 réseau.

18 Dans l'exemple ci-dessous, un client en achat direct souhaite assujettir 20 % de sa  
19 consommation au tarif de GNR du distributeur. Au cours d'une période, Gaz Métro achèterait la  
20 livraison de 1 000 000 m<sup>3</sup> du client en achat direct au prix du gaz de réseau et lui refacturerait  
21 800 000 m<sup>3</sup> au prix du gaz de réseau et 200 000 m<sup>3</sup> au prix du GNR.

Figure 8

Exemple d'un client en achat direct avec 20% de sa consommation au tarif de GNR

	Prix	Volume	Coûts
	(€/m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> )	(\$)
	(1)	(2)	(3)
<b>Livraison</b>			
Achat direct		1 000 000	
<b>Rachat du gaz naturel</b>			
Fourniture	10,00	1 000 000	(100 000)
<b>Facturation</b>			
Fourniture gaz de réseau	10,00	800 000	80 000
Fourniture GNR	35,00	200 000	70 000
Transport	4,00	1 000 000	40 000
SPEDE	3,00	800 000	24 000
Équilibrage	1,00	1 000 000	10 000
Distribution	4,00	1 000 000	40 000

1 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la combinaison de services pour les clients au**  
2 **tarif de GNR pour une partie de leur consommation et s'approvisionnant en gaz naturel en**  
3 **achat direct avec transfert de propriété pour l'autre partie.**

## 5.6 PROCÉDURE D'INFORMATION AUX CLIENTS

4 Dans la D-2001-214 sur l'instauration d'un tarif de fourniture fixe à durée déterminée<sup>68</sup>, la Régie  
5 indiquait que:

6 « Pour être acceptable, la proposition aurait dû inclure, selon la Régie, une procédure et des  
7 balises permettant d'éviter toute situation pouvant conduire à un traitement discriminatoire des  
8 clients par les représentants du distributeur. Selon la Régie, la même information concernant la  
9 disponibilité d'un bloc à prix fixe devrait être disponible à tous les clients en même temps afin  
10 d'éviter de privilégier un client ou un groupe de clients par rapport à d'autres.<sup>69</sup> »

<sup>68</sup> R-3463-2001.

<sup>69</sup> Référence à mettre

1 Dans l'optique de répondre à une éventuelle préoccupation similaire qu'aurait la Régie en lien  
2 avec le nouveau tarif de GNR, Gaz Métro souhaite indiquer qu'elle dispose d'un grand nombre  
3 d'outils de communication lui permettant de rejoindre sa clientèle efficacement. Par exemple, des  
4 encarts sont régulièrement insérés dans la facture ou sur le cybercompte pour faire connaître les  
5 modifications dans les CST. Pour communiquer la disponibilité du nouveau tarif de GNR,  
6 Gaz Métro mettrait tout en œuvre pour bien communiquer toute information pertinente à  
7 l'ensemble de la clientèle. Ainsi, une procédure adéquate d'information aux clients sur la  
8 disponibilité du tarif de GNR serait prévue afin d'éviter toute situation pouvant conduire à un  
9 traitement discriminatoire envers les clients.

### **5.7 RELATION AVEC LES COURTIER S**

10 Une des conditions générales pour démarrer la filière du GNR au Québec identifiées par Sylvain  
11 Audette est de laisser une place à des fournisseurs, comme les courtiers<sup>70</sup>. C'est d'ailleurs dans  
12 cette optique que Gaz Métro a d'abord demandé à la Régie de permettre aux clients qui  
13 souhaitent s'approvisionner directement auprès des producteurs de GNR d'utiliser le service de  
14 fourniture du distributeur comme complément à leur consommation totale. Cette proposition visait  
15 à faciliter la consommation de GNR pour les clients qui désirent s'occuper eux-mêmes de leur  
16 achat de GNR, directement auprès des villes ou auprès des courtiers<sup>71</sup>.

17 Les ajouts d'un TRG et d'un tarif de GNR par le distributeur diversifient les façons pour un client  
18 de consommer volontairement du GNR. Cela permet, notamment, d'élargir l'accès au GNR à de  
19 petits clients en gaz de réseau qui n'optent généralement pas pour l'achat direct. Les clients qui  
20 ont de la difficulté à acheter du GNR en achat direct pourraient également opter pour le tarif de  
21 GNR de Gaz Métro.

22 Comme le note Sylvain Audette, des modèles de cohabitation entre les distributeurs et les  
23 fournisseurs pour l'achat et la vente de GNR existent. Il cite notamment Gaz Réseau Distribution

---

<sup>70</sup> R-3872-2016, A-0012, Rapport d'expert p. 30.

<sup>71</sup> R-3987-2016, B-0069, Gaz Métro – 2, Document 1.

1 France, où les producteurs de GNR sont invités à contacter un fournisseur, un courtier ou le  
2 distributeur pour vendre leur GNR<sup>72</sup>.

3 Gaz Métro a également pris note des commentaires qu'avait émis la Régie dans sa décision  
4 D-2001-214 sur l'instauration d'un tarif fixe à durée déterminée<sup>73</sup> :

5 « (...) la proposition, bien que ne visant que les clients en gaz de réseau, aurait pour effet de  
6 modifier de façon importante le rapport de forces entre le distributeur et les autres fournisseurs  
7 dans le marché déréglementé de la marchandise. En effet, comme le distributeur propose d'offrir  
8 le tarif fixe à l'ensemble de la clientèle, il est à prévoir que le déplacement déjà observé des clients  
9 des achats directs vers le gaz de réseau ne pourra que s'accroître de façon importante si le  
10 distributeur devait offrir des options à prix fixe à des conditions plus avantageuses que celles  
11 disponibles sur le marché auprès des courtiers et autres fournisseurs. »

12 La nouvelle combinaison de services proposée dans le présent dossier entre le service de  
13 fourniture du distributeur et l'achat direct proposé limiterait la migration vers le service de  
14 fourniture du distributeur à seulement la portion de GNR souhaitée, plutôt que d'entraîner une  
15 migration de l'ensemble de la consommation comme c'était le cas pour le prix fixe. De plus, le  
16 client continuerait de s'approvisionner pour l'ensemble de sa consommation avec son fournisseur  
17 actuel, ce qui n'affecterait pas les contrats qu'il pourrait avoir avec ce dernier.

## **5.8 IMPACT SUR LA FACTURE TOTALE**

18 Selon la grille proposée par Aviseo, le coût moyen d'achat du GNR devrait être autour de 53 ¢/m<sup>3</sup>  
19 pour les producteurs subventionnés présentement connus (voir Tableau 4). Sachant que le prix  
20 du GNR, aux fins de l'application du tarif de GNR, serait égal aux coûts moyens d'achat,  
21 différentes simulations de la facture totale des clients ont été générées. Il en ressort qu'avec un  
22 prix du GNR autour de 53 ¢/m<sup>3</sup>, le gaz naturel demeure compétitif dans la plupart des marchés  
23 de Gaz Métro par rapport à l'électricité, et ce, même pour des clients qui choisiraient de  
24 s'approvisionner à 100 % en GNR. La position concurrentielle s'effrite toutefois pour les clients  
25 résidentiels qui consomment plus de 50% de GNR.

---

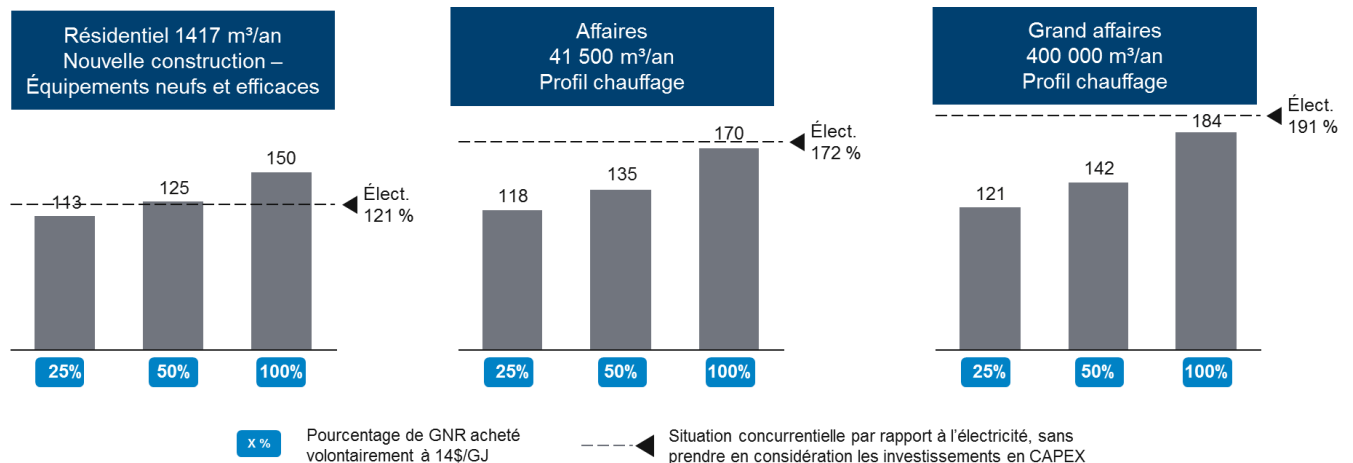
<sup>72</sup> R-3872-2016, A-0012, Rapport d'expert, p. 72.

<sup>73</sup> R-3463-2001

Figure 9

## Position concurrentielle de la facture du client par segment selon le % au tarif de GNR

[Situation actuelle = 100%]



## 6 GESTION DE L'INVENTAIRE DE GNR

### 6.1 SUIVI DES VENTES DE GNR

1 Des mesures seraient mises de l'avant afin de s'assurer le total des volumes facturés au tarif de  
 2 GNR ne dépassent pas les achats de GNR effectués au cours d'une année. Premièrement, des  
 3 scénarios de consommation des clients seraient intégrés à l'exercice de prévision de la demande  
 4 afin d'estimer les volumes des clients au tarif de GNR. Les résultats seraient ensuite intégrés au  
 5 plan d'approvisionnement afin de s'assurer que la demande ne dépasse pas les scénarios  
 6 d'injection de GNR prévus. Deuxièmement, toute nouvelle demande d'adhésion au tarif de GNR,  
 7 que ce soit pour un nouveau client ou un client déjà au tarif de GNR souhaitant augmenter sa  
 8 consommation de GNR, serait analysée et évaluée. L'adhésion se ferait seulement s'il est  
 9 opérationnellement possible pour le distributeur de fournir le client en GNR.

10 Malgré cela, la consommation réelle des clients peut varier par rapport à ceux estimés dans les  
 11 scénarios de prévision de la demande. Il en est de même pour l'injection réelle du GNR par les  
 12 producteurs qui pourrait être, en raison de circonstances exceptionnelles, différente de celle au  
 13 plan d'approvisionnement. À titre de circonstances exceptionnelles, soulignons notamment la  
 14 possibilité d'un bris d'équipement chez le producteur. Ainsi, dans l'éventualité où Gaz Métro

1 constaterait, après avoir comparé les volumes achetés avec ceux facturés au tarif de GNR pour  
2 une période allant du 1<sup>er</sup> octobre au 30 septembre, que du GNR a été tarifé aux clients au-delà  
3 de ce qui a réellement été injecté, un règlement financier serait alors appliqué. Pour calculer le  
4 règlement financier, Gaz Métro retirerait d'abord les clients ayant assigné 100 % de leur  
5 consommation au tarif de GNR. Ces derniers peuvent avoir des engagements de carboneutralité  
6 et, par conséquent, devraient voir leurs volumes ajustés en derniers recours. Pour les autres  
7 clients, le volume facturé en excédent serait calculé, sur une base annuelle, selon la formule  
8 suivante:

9 
$$\text{Volumes du client } i \text{ facturés en excédent} = \frac{\text{Consommation GNR client}_i}{\text{Ventes totales GNR}} \times \text{Excédent}$$

10 Le client se verrait d'abord crédité du tarif de GNR pour les volumes facturés en excédent. En  
11 contrepartie, il se verrait facturé, toujours pour l'équivalent des volumes de GNR facturé en  
12 excédent, le prix moyen du gaz de réseau et du SPEDE observé au cours de la période visée  
13 par le règlement financier. Ce règlement financier s'effectuerait sur la facture qui suit la période  
14 visée par le règlement financier.

15 Par exemple, s'il était constaté, au 30 septembre, que les volumes facturés au tarif de GNR au  
16 cours de la dernière année étaient de 1 000 m<sup>3</sup> alors que les achats totaux n'avaient finalement  
17 été que de 900 m<sup>3</sup>, 100 m<sup>3</sup> feraient l'objet d'un ajustement sur la facture des clients. Si seulement  
18 deux clients étaient au tarif de GNR avec un pourcentage de consommation de GNR visé de  
19 respectivement 40% et 60% de leur consommation totale, le règlement financier sur la prochaine  
20 facture se ferait ainsi :

Figure 10

## Exemple d'un règlement financier pour GNR facturé en excédent

	Règlement financier	
	Client A GNR / Consommation totale = 40%	Client B GNR / Consommation totale = 60%
<b>Tarif de GNR (45 ¢/m<sup>3</sup>)</b>	(40 m <sup>3</sup> * 45 ¢/m <sup>3</sup> )	(60 m <sup>3</sup> * 45 ¢/m <sup>3</sup> )
<b>Tarif moyen de gaz de réseau (15 ¢/m<sup>3</sup>)</b>	40 m <sup>3</sup> * 15 ¢/m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup> * 15 ¢/m <sup>3</sup>
<b>Tarif moyen de SPEDE (3 ¢/m<sup>3</sup>)</b>	40 m <sup>3</sup> * 3 ¢/m <sup>3</sup>	60 m <sup>3</sup> * 3 ¢/m <sup>3</sup>

## 6.2 DURÉE DE VIE DU GNR

1 L'inventaire de GNR serait géré selon une logique de premier arrivé, premier vendu. Ainsi, les  
 2 premières unités de GNR achetées par Gaz Métro seraient les premières vendues. Il n'existe pas  
 3 de protocole défini au Canada pour déterminer à quel moment une unité de GNR ne peut plus  
 4 être vendue à un client. Fortis BC dispose de 18 mois pour écouler son inventaire de GNR avec  
 5 de l'achat volontaire<sup>74</sup>. Aux États-Unis, les RINS expirent normalement après deux ans. Gaz  
 6 Métro juge qu'il est prudent de s'inspirer des pratiques généralement acceptées dans le marché.  
 7 Afin d'avoir une période de temps appropriée pour récupérer les achats de GNR, Gaz Métro  
 8 considérerait comme périmé tout achat de GNR n'ayant pas été vendu à un client de façon  
 9 volontaire après deux ans.

## 6.3 COMPTABILISATION ET RÉCUPÉRATION DES COÛTS ÉCHOUÉS

10 Dans l'éventualité où des unités de GNR devenaient périmées, ces unités seraient transférées  
 11 de l'inventaire de fourniture de GNR à l'inventaire de gaz de réseau. Toutefois, puisque la valeur  
 12 de la fourniture de GNR serait supérieure à celle de la fourniture de gaz de réseau, des coûts  
 13 échoués en résulteraient. Le différentiel entre le coût réel d'acquisition du GNR invendu et le prix

<sup>74</sup> <http://www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/decisions/en/item/169164/index.do>.



1 de la fourniture de gaz de réseau en vigueur lors du transfert serait alors imputé dans un CFR  
2 créé hors base, portant intérêt sur le coût du capital moyen.

3 Une demande relative à la récupération de ce CFR fera l'objet d'un dépôt ultérieur auprès de la  
4 Régie. Cette approche est retenue étant donné que Gaz Métro est confiante de pouvoir écouler  
5 l'entièreté de son inventaire de GNR à court terme.

6 Ceci étant dit, comme mentionné précédemment, le gouvernement du Québec a indiqué, dans  
7 son Plan d'action 2017-2020, qu'un règlement adopté en 2017 établira à 5 %, à l'horizon 2020,  
8 la proportion minimale de GNR que les distributeurs québécois de gaz naturel devront injecter  
9 dans leur réseau de distribution pour les clients du Québec<sup>75</sup>. Avec cette nouvelle exigence  
10 réglementaire, Gaz Métro pourrait, à terme, être amenée à livrer une quantité de GNR plus élevée  
11 que les achats volontaires. Dans ce scénario, Gaz Métro pourrait devoir allouer certains coûts  
12 relatifs à l'achat du GNR aux clients de Gaz Métro, incluant ceux n'ayant pas adhéré à l'achat  
13 volontaire, afin de répondre à cette nouvelle exigence réglementaire. D'ailleurs, Gaz Métro  
14 souligne à cet effet le point de vue de l'expert retenu par la Régie dans le dossier R-3972-2016,  
15 Sylvain Audette, qui soutenait que le développement de la filière du GNR passe par un ensemble  
16 d'éléments (« un cocktail<sup>76</sup> »), comme la présence d'un TRG pour les producteurs, la participation  
17 volontaire de certains clients pour consommer du GNR ainsi qu'une forme de socialisation à  
18 l'ensemble de la clientèle. Gaz Métro juge toutefois qu'il serait prématuré, à ce stade-ci, de  
19 formuler une proposition relative à la disposition des coûts qui pourraient éventuellement  
20 découler d'une obligation de respecter, à l'horizon 2020, un seuil de 5 % de GNR, comme  
21 annoncé dans le Plan d'action 2017-2020.

22 En effet, compte tenu que le risque de coûts échoués significatifs à court terme est faible, Gaz  
23 Métro est d'avis que le traitement du CFR ne requiert pas une décision à court terme. Cependant,  
24 pour favoriser la croissance de l'offre de GNR, il est essentiel de communiquer rapidement au  
25 producteur l'information sur un éventuel TRG. De plus, le risque de perdre des clients si l'achat  
26 volontaire n'était pas permis, est bien réel et l'ensemble de la clientèle serait pénalisé par ces  
27 départs si un tarif de GNR n'était pas approuvé prochainement. Ainsi, Gaz Métro propose de

---

<sup>75</sup> Action 37, p. 3, [http://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/Tableau-PA-PE2030\\_170626.pdf](http://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/Tableau-PA-PE2030_170626.pdf)

<sup>76</sup> R-3972-2016, A-0025, Notes sténographique du 14 février 2016, p.32.

1 revenir à la Régie, dans un temps ultérieur, afin de présenter comment les coûts de ce CFR  
2 seront récupérés.

3 **Gaz Métro demande d'autoriser la création d'un compte de frais reportés dans lequel**  
4 **seront comptabilisés, le cas échéant, les coûts échoués d'inventaire de GNR périmé; qui**  
5 **sera maintenu hors base et portant intérêt selon le coût moyen pondéré en capital.**

6 **Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte du fait qu'elle verra à déposer,**  
7 **ultérieurement, une demande visant établir les règles de disposition des montants qui**  
8 **auront, le cas échéant, été versés dans ce compte de frais reportés.**

## 7 MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

### 7.1 CRÉATION DU TARIF DE FOURNITURE DE GNR

9 La création du nouveau tarif de GNR entraînerait certaines modifications aux CST. Ainsi, des  
10 ajustements devraient être faits à la section 11.1 portant sur le service de fourniture du  
11 distributeur afin de refléter le fait que ce service serait désormais composé de deux tarifs, soit le  
12 tarif de gaz naturel et le tarif de GNR (voir Figure 6). Par souci d'unicité et de simplification, les  
13 CST feraient maintenant référence au *service de fourniture de gaz naturel du distributeur*, mais  
14 distinguerait le tarif et le prix pour le gaz naturel et le GNR. Les sections 11.1.2 et 11.1.3 se  
15 présenteraient donc de la manière suivante :

#### 16 « 11.1.2 TARIF DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL

##### 17 11.1.2.1. Prix de fourniture de gaz naturel

18 *Pour chaque m<sup>3</sup> de volume retiré, le prix de fourniture de gaz naturel, en date du XX XXX XXXX, est*  
19 *de XX,XXX €/m<sup>3</sup>. Ce prix peut être ajusté mensuellement pour refléter le coût réel d'acquisition.*

20 *Pour chaque m<sup>3</sup> de volume retiré, le prix de fourniture de gaz naturel renouvelable, en date du XX*  
21 *XXX XXXX, est de XX,XXX €/m<sup>3</sup>.*

22 *Lorsqu'un client s'engage auprès du distributeur, par écrit dans les délais prescrits, dans une entente*  
23 *de fourniture à prix fixe, le prix de fourniture spécifique correspond au coût d'acquisition de ce gaz*  
24 *naturel auprès du fournisseur spécifique et ce, conformément à l'engagement du client. Le distributeur*  
25 *ne garantit pas le prix fixe de fourniture convenu auprès du fournisseur spécifique. Ce prix spécifique*  
26 *est facturé au client à partir du jour où débutent les livraisons du fournisseur spécifique et ce pour la*  
27 *durée de ces livraisons. Si le fournisseur spécifique n'est plus en mesure de respecter ses*  
28 *engagements auprès du distributeur, le client sera transféré au service de fourniture du gaz naturel à*

1 prix variable du distributeur et ce, après épuisement du gaz naturel déjà livré par le fournisseur  
2 spécifique pour ce client.

3 **11.1.2.2 Ajustement relié aux inventaires**

4 Le prix de fourniture ~~de gaz naturel~~ est accompagné d'un ajustement pour tenir compte de la variation  
5 de la valeur des inventaires résultant d'un changement dans le prix de fourniture ~~de gaz naturel~~, ainsi  
6 que des coûts reliés au maintien de ces inventaires. Cet ajustement est décrit au chapitre  
7 « Ajustements reliés aux inventaires ».

8 (...)

9 **11.1.3 CONDITIONS ET MODALITÉS**

10 (...)

11 **11.1.3.3 Préavis de sortie**

12 Sous réserve de l'article 11.1.3.56, le client qui ne désire plus se prévaloir du service de fourniture de  
13 gaz naturel du distributeur doit en informer ce dernier par écrit au moins 6 mois à l'avance.

14 En deçà du préavis demandé, le client devra payer les frais de migration au service de fourniture de  
15 gaz naturel du distributeur prévus à l'article 11.1.2.3.

16 Nonobstant ce qui précède, le client doit avoir utilisé le service de fourniture de gaz naturel du  
17 distributeur durant une période minimale de 12 mois avant de se retirer du service.

18 (...)

19 **11.1.3.5 Gaz naturel renouvelable**

20 Le client qui désire adhérer ou modifier la portion de sa consommation sujette au tarif de fourniture  
21 de gaz naturel renouvelable doit en faire la demande par écrit auprès du distributeur au moins 60 jours  
22 à l'avance, en indiquant le pourcentage de consommation visée. [...]

23 Nonobstant ce qui précède, toute admission ou augmentation du pourcentage de consommation  
24 sujette au tarif de gaz naturel renouvelable ne sera autorisée que s'il est opérationnellement possible  
25 pour le distributeur de fournir le client en gaz naturel renouvelable.

26 Dans l'éventualité où le distributeur ne peut rencontrer le pourcentage de gaz naturel renouvelable  
27 visé par le client, le distributeur peut transférer une partie de la consommation du client au tarif de gaz  
28 naturel et régler la différence de prix par règlement financier.

29 Le client qui ne désire plus se prévaloir du tarif de fourniture de gaz naturel renouvelable du  
30 distributeur doit en informer ce dernier par écrit au moins 60 jours à l'avance.

31 **11.1.3.56 Durée du contrat**

32 Tout contrat écrit en service de fourniture de gaz naturel doit avoir une durée minimale de 12 mois.

1        **11.1.3.67** *Qualité du gaz*

2        *La moyenne mensuelle du pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel livré doit être au moins de*  
3        *36,00 MJ/m<sup>3</sup> sauf si le client et le distributeur conviennent d'une valeur moindre. »*

**7.2 EXEMPTION DU SERVICE DE SPEDE**

4        Puisque Gaz Métro achèterait elle-même la molécule vendue au tarif de fourniture de GNR, il ne  
5        serait pas nécessaire que les clients remplissent une déclaration afin d'être exemptés du SPEDE  
6        lorsqu'ils sont au tarif de GNR, comme cela est demandé pour les clients qui consomment du  
7        GNR en achat direct. De plus, la définition sur les « retraits exemptés du service système de  
8        plafonnement et d'échange de droit d'émission » ainsi que le chapitre 16 sur le SPEDE n'auraient  
9        pas besoin d'être modifiés afin de refléter le fait que le GNR consommé au travers du tarif de  
10        GNR serait exempté du service SPEDE. En effet, le *Règlement concernant le système de*  
11        *plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* dispose déjà de la notion  
12        de « carburants et combustibles » qui exclut la portion de biocombustibles constituant ces  
13        carburants et combustibles. Le GNR n'est donc pas un carburant ou combustible au sens de ce  
14        règlement et aucune émission de GES attribuable à son utilisation n'est déclarée au ministre du  
15        Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.

**7.3 AJOUT D'UNE COMBINAISON DE SERVICES**

16        La nouvelle combinaison de services proposée à la section 6.5 devrait être reflétée dans la  
17        section 10 des CST de la façon qui suit :

18        « **10.2 Fourniture combinée des service du client et des services du distributeur**

19        (...)

20        *Exceptionnellement toutefois, le client qui utilise en un même point de mesurage un service continu et*  
21        *un service interruptible aura la possibilité d'utiliser son propre service de transport pour la portion*  
22        *continue de sa consommation tout en utilisant le service de transport du distributeur pour la portion*  
23        *interruptible. De plus, le client en service de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » pourra*  
24        *combiner ses propres services de fourniture de gaz naturel et de transport à ceux du distributeur pour*  
25        *cette portion appoint de sa consommation.*

26        *Également, un client s'approvisionnant en partie avec du gaz naturel renouvelable peut, en un même*  
27        *point de mesurage :*

28        *1<sup>o</sup> utiliser à la fois le service de fourniture du distributeur et fournir, pour le gaz naturel*  
29        *renouvelable, son propre service; lorsque ce gaz naturel renouvelable est produit en franchise,*  
30        *le client peut en plus, en un même point de mesurage, utiliser à la fois le service de transport du*

- 1 distributeur et, pour le transport du gaz naturel renouvelable produit en franchise, son propre  
2 service. ~~Le gaz naturel alors fourni par le client doit être « avec transfert de propriété ».~~  
3 2° utiliser à la fois le tarif de fourniture de gaz naturel renouvelable au service de fourniture du  
4 distributeur et fournir son propre service.  
5 Le gaz naturel alors fourni par le client doit être « avec transfert de propriété ».

6 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver les modifications proposées aux articles 10.2,**  
7 **11.1.2 et 11.1.3 aux Conditions de service et Tarif.**

## 8 CONCLUSIONS

8 Ainsi, Gaz Métro demande à la Régie :

- 9 - d'approuver les caractéristiques des contrats d'approvisionnement en GNR qu'elle entend  
10 conclure avec les producteurs subventionnés, soit un prix d'achat établi en application de  
11 la grille reproduite au Tableau 3 ainsi qu'une durée de 5 à 20 ans;
- 12 - d'approuver la fonctionnalisation du coût d'achat de GNR à Dawn à la fourniture, en  
13 fonction d'une portion transport égale au tarif de transport du distributeur diminué des  
14 ajustements tarifaires pour le maintien de la capacité de FTLH (85 TJ/jour) et pour la  
15 Marge excédentaire, sans transfert vers l'équilibrage;
- 16 - d'approuver la fonctionnalisation des coûts du rendement et des impôts générés par  
17 l'inventaire de GNR au service de l'ajustement relié aux inventaires du gaz de réseau  
18 existant;
- 19 - d'approuver la méthode de calcul du prix du GNR aux fins de l'application du tarif de GNR;
- 20 - d'autoriser la création d'un compte de frais reportés permettant de cumuler les écarts  
21 entre les coûts d'achat réel et le prix de vente du GNR facturé à la clientèle; qui sera  
22 maintenu hors base et portant intérêt selon le coût moyen pondéré en capital;
- 23 - d'approuver la mise en place d'un tarif GNR à son service de fourniture ainsi que les  
24 conditions et modalités qui s'y rattachent;

- 1 - d'approuver la combinaison de services pour les clients au tarif de GNR pour une partie  
2 de leur consommation et s'approvisionnant en gaz naturel en achat direct avec transfert  
3 de propriété pour l'autre partie;
- 4 - d'autoriser la création d'un compte de frais reportés dans lequel seront comptabilisés, le  
5 cas échéant, les coûts échoués d'inventaire de GNR périmé; qui sera maintenu hors base  
6 et portant intérêt selon le coût moyen pondéré en capital;
- 7 - d'approuver le prix du GNR 2017-2018 de 37,978 ¢/m<sup>3</sup>.
- 8 - d'approuver l'entente de principe relative à l'achat de GNR conclue avec Tidal Energy  
9 Marketing inc.
- 10 - prendre acte du fait qu'elle verra à déposer, ultérieurement, une demande visant établir  
11 les règles de disposition des montants qui auront, le cas échéant, été versés dans ce  
12 compte de frais reportés;
- 13 - d'approuver les modifications proposées aux articles 10.2, 11.1.2 et 11.1.3 aux CST.

14 Gaz Métro est d'avis que les propositions pour l'achat et la vente de GNR soumises dans le  
15 présent document permettront de donner effet à la Politique énergétique, d'offrir des conditions  
16 adéquates aux producteurs, et ainsi favoriser une augmentation de l'offre de GNR, tout en  
17 facilitant l'accès aux clients à cette source d'énergie renouvelable désirée par plusieurs.

# RECOMMANDATION D'UN MODÈLE TARIFAIRE POUR LA FILIÈRE QUÉBÉCOISE DE BIOMÉTHANE

Rapport final



# TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE .....	3
INTRODUCTION.....	5
MISE EN CONTEXTE .....	5
OBJECTIFS ET STRUCTURE DU DOCUMENT.....	5
<b>1. ANALYSE DE LA SITUATION ACTUELLE.....</b>	<b>7</b>
DÉFINITIONS PRÉALABLES .....	7
DESCRIPTION DU FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ .....	8
LA CONSTITUTION PARTIELLE DE LA FILIÈRE DU GNR .....	10
RECENSION DE LA PRODUCTION .....	12
ÉCONOMIQUE DES CONDITIONS ACTUELLES DE PRODUCTION .....	16
CONDITIONS DE SUCCÈS DE LA FILIÈRE DU GNR .....	19
<b>2. AJUSTEMENTS POSSIBLES DES MÉCANISMES DE PRIX .....</b>	<b>21</b>
ÉCHANTILLON DE SYSTÈMES TARIFAIRES ÉTABLIS.....	21
ANALYSE COMPARATIVE .....	30
CONSIDÉRATIONS SUR LES MÉCANISMES ÉTUDIÉS.....	31
<b>3. PROPOSITION D'UNE STRATÉGIE TARIFAIRE QUÉBÉCOISE .....</b>	<b>33</b>
UN MÉCANISME DE TARIF DE RACHAT GARANTI QUÉBÉCOIS.....	33
FACTEURS DE MODULATION.....	33
ANALYSE D'IMPACTS.....	36
<b>4. CONCLUSION .....</b>	<b>38</b>
BIBLIOGRAPHIE .....	39
ANNEXE 1 – RECENSION DES MÉCANISMES.....	42
ANNEXE 2 – ANALYSE DE SCÉNARIOS.....	50
ANNEXE 3 – VALEURS EN M <sup>3</sup> ET ¢/M <sup>3</sup> .....	53
ANNEXE 4 – À-PROPOS DES AUTEURS.....	55



# SOMMAIRE

Devant l'obligation de cesser l'enfouissement avant la fin de 2022, les municipalités du Québec doivent mettre en place des procédés de valorisation des matières résiduelles, soit de compostage ou de biométhanisation. Dans la mesure où plusieurs municipalités ont choisi la deuxième option, elles se positionnent en concurrence avec le gaz naturel conventionnel dont le prix est plus abordable. Malgré un soutien financier gouvernemental de 650 millions \$ pour les infrastructures, les projets municipaux tardent à se mettre en œuvre pour des raisons de rentabilité. Ce manque de compétitivité freine l'émergence d'une filière du biométhane au Québec.

C'est dans ce contexte que Gaz Métro a mandaté la firme Aviseo Conseil pour étudier les conditions tarifaires possibles de la filière québécoise de biométhanisation dans un cadre de producteur à distributeur. Pour ce faire, l'analyse s'est articulée autour de deux objectifs principaux :

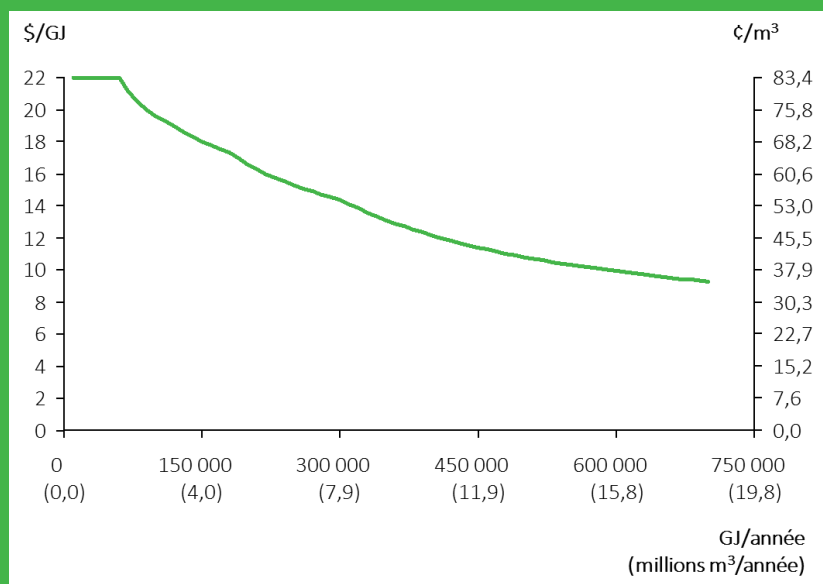
- Faire la recension de mécanismes tarifaires en vigueur ;
- Proposer une stratégie tarifaire québécoise du gaz naturel renouvelable (GNR).

La recension de sept mécanismes utilisés en Europe, aux États-Unis et au Canada a permis d'identifier une stratégie dominante pour promouvoir la production de biométhane, le tarif de rachat garanti (*feed in tariff*). Une analyse de ces mécanismes a fait ressortir les avantages et les inconvénients de chacun et a orienté la réflexion pour la proposition d'une stratégie spécifique à la réalité québécoise.

À la lumière de cette analyse, notre recommandation pour une stratégie québécoise de tarification du biométhane est d'implanter un système de **tarif de rachat garanti** pour les producteurs subventionnés. Cette stratégie prend en compte la problématique de non-rentabilité des projets de biométhanisation. La tarification proposée est un taux dégressif adapté à la capacité de production suivant la structure de coût de fonctionnement des projets tel qu'illustré dans le schéma ci-dessous.

## Tarif offert selon la capacité de production – scénario de base

En \$/GJ ( $\text{¢}/\text{m}^3$ ), capacité de production en GJ/année ( $\text{m}^3/\text{année}$ )



Sources : Analyses Aviseo



# INTRODUCTION

## MISE EN CONTEXTE

Au cours des dernières années, le gouvernement du Québec a déployé un arsenal impressionnant de mesures incitatives et réglementaires destinées à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Au cœur de cette vision se trouvent son Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques et un objectif de réduction de 37,5 % des émissions de GES du Québec d'ici 2030, par rapport à 1990. Tous les secteurs de l'économie québécoise sont mis à contribution.

C'est ainsi que les milieux industriels ont vu l'émergence du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE) ou encore que le secteur des transports a récemment eu accès aux mesures du Plan d'action en électrification des transports 2015-2020. Le monde municipal n'est pas en reste, car la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles, si elle vise à « mettre un terme au gaspillage des ressources », a aussi pour objectif de « contribuer à l'atteinte des objectifs du plan d'action sur les changements climatiques<sup>1</sup> ».

Cette dernière politique encourage les municipalités à recourir à des installations de biométhanisation afin de traiter les résidus organiques et de produire de l'énergie pour fins de commercialisation. Le gouvernement du Québec offre ainsi aux municipalités des subventions pour la construction des installations qui peuvent aller jusqu'aux deux tiers des coûts admissibles<sup>2</sup>. Malgré cette aide, plusieurs sont d'avis que les conditions de marché ne permettent pas un écoulement de ce gaz naturel renouvelable dans les réseaux de distribution de Gaz Métro (et Gazifère), ce qui aurait ralenti le déploiement de cette technologie. La Régie de l'Énergie a d'ailleurs eu à se pencher sur cette question à quelques reprises au cours des dernières années.

Or, le gouvernement a clairement exprimé dans sa Politique énergétique 2030 le souhait de privilégier une économie faible en carbone, de mettre en valeur de façon optimale les ressources énergétiques du Québec et de stimuler la chaîne de l'innovation technologique et sociale. Il apparaît donc à-propos de se pencher sur l'écosystème de la biométhanisation d'un point de vue de marché et, conséquemment, de prix.

## OBJECTIFS ET STRUCTURE DU DOCUMENT

C'est dans ce contexte que Gaz Métro a confié le mandat à Aviseo Conseil de réaliser une analyse économique des conditions tarifaires de la filière québécoise de la biométhanisation. L'objectif de l'étude est de formuler une proposition supportant le développement d'un mécanisme d'acquisition de gaz naturel renouvelable au Québec. L'étude s'inscrit dans une optique d'établir des conditions favorables au développement d'une filière économique du gaz naturel renouvelable. Il ne s'agit donc pas d'une étude technique sur la biométhanisation.

---

<sup>1</sup> Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, Politique québécoise de gestion des matières résiduelles

<sup>2</sup> Ville de Québec, Centre de biométhanisation de l'Agglomération de Québec, 2015

---

**La Politique énergétique 2030 vise notamment une économie faible en carbone, la mise valeur optimale les ressources énergétiques du Québec et la stimulation de la chaîne d'innovation technologique et sociale**

---

La présente réflexion a été réalisée en avril et mai 2016 avec une mise à jour des données de marché en juin 2017. Des données primaires en provenance de différents acteurs (municipalités, ministères, Gaz Métro, courtiers, etc.) ont été utilisées pour documenter la base de faits. Aviseo s'est aussi appuyé sur des sources externes et la littérature existante. Une quinzaine d'entrevues ont été réalisées au cours des travaux. Ces entretiens ont été riches et très utiles à plusieurs étapes. Ces acteurs ont accepté de confier leur vision à titre confidentiel. C'est pourquoi ils ne seront pas nommés dans ce rapport.

Bien que nous fassions tous les efforts nécessaires pour assurer l'exactitude des informations contenues dans le rapport, rien ne garantit qu'elles seraient valides à la date à laquelle le lecteur la recevra ni qu'elles continueront de l'être à l'avenir.

Afin d'atteindre l'objectif de dresser le pourtour d'un système tarifaire adéquat au contexte québécois, Aviseo a structuré l'analyse en trois grandes sections :

1. Une analyse de la situation actuelle
2. Les ajustements possibles des mécanismes de prix
3. Une proposition de mécanisme de prix

# 1. ANALYSE DE LA SITUATION ACTUELLE

La valorisation des déchets organiques sous forme d'énergie est de nos jours une pratique reconnue à l'échelle mondiale. Toutefois, elle demeure encore très embryonnaire au Québec. Cette section du rapport établit les bases de la situation actuelle de la filière de biométhanisation, en commençant par la définition des concepts clés.

## DÉFINITIONS PRÉALABLES

Lors d'une décision de la Régie de l'Énergie<sup>3</sup>, la nature du biométhane et du biogaz avait fait l'objet d'une certaine ambiguïté. On se questionnait à savoir si le biogaz et le biométhane étaient du gaz naturel au sens de la Loi. Aux fins des présentes analyses, nous ferons référence aux définitions suivantes.

---

**Le biométhane est aussi appelé gaz naturel renouvelable (GNR)**

---

### **Biométhanisation**

La biométhanisation est « le procédé de traitement des matières organiques par fermentation en absence d'oxygène. Le processus de dégradation biologique s'effectue dans un ou des digesteurs anaérobies. Il en résultera un digestat, une fraction plus ou moins liquide ainsi que du biogaz<sup>4</sup>. »

### **Biogaz**

Le biogaz est un des deux extrants de la biométhanisation avec le digestat. Il est essentiellement composé de méthane (CH<sub>4</sub>) et de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dans des proportions variant de 50% à 80% et de 20% à 50% respectivement. Il contient également d'autres molécules dans des proportions beaucoup plus faibles, notamment du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) et du diazote (N<sub>2</sub>).

### **Épuration**

Il s'agit de la transformation qui permet au biogaz d'atteindre les standards d'interchangeabilité avec le gaz naturel conventionnel. Une fois le processus complété, il en résulte un gaz presque entièrement composé de méthane (plus de 96%), le biométhane.

### **Biométhane**

Le biométhane aussi appelé gaz naturel renouvelable (GNR). C'est le résultat du processus d'épuration « pouvant être injecté dans un réseau gazier ou utilisé en remplacement du carburant<sup>5</sup> ».

---

<sup>3</sup> Régie de l'Énergie, Décision D-2013-041, R-3824-21(2013)

<sup>4</sup> Ministère du développement durable, de l'environnement et des parcs, « Lignes directrices pour l'encadrement des activités de biométhanisation » (2011)

<sup>5</sup> *Idem*

## DESCRIPTION DU FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ

La compréhension du marché du GNR et du rôle des acteurs impliqués est essentielle dans le processus analytique. Malgré sa présence encore modeste au Québec, la filière du GNR n'en demeure pas moins active.

Tout d'abord, le marché du biométhane est de nature cyclique. Les déchets de la consommation agissent comme intrants dans la production d'énergie. Le processus débute par la récupération des déchets, une responsabilité dévolue aux municipalités<sup>6</sup>. Ces déchets ont plusieurs origines : domestiques, agricoles, les boues des stations d'épuration ou encore les matières provenant des industries, commerces et institution (ICI).

La production d'énergie via la récolte des déchets est une des avenues de valorisation possible. C'est d'ailleurs elle qui fera l'objet principal de ce rapport. Pour convertir ces déchets en GNR, ces derniers doivent être traités dans un digesteur anaérobique pour en retirer du biogaz. Bien que ce biogaz pourrait être valorisé directement, ce document s'intéresse plus particulièrement à son utilisation sous forme de gaz naturel renouvelable. Pour atteindre ce statut, le biogaz doit être épuré en GNR, interchangeable avec le gaz naturel de sources conventionnelles.

De la récolte jusqu'à la production de GNR, les principales parties prenantes sont les municipalités, les entreprises privées ainsi que les différents paliers gouvernementaux. Par le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (PTMOBC), les gouvernements québécois et fédéral offrent des subventions pour soutenir l'investissement en infrastructure. Ce soutien sera abordé plus en détail à la section suivante.

Par la suite, lorsque le GNR atteint les standards requis d'interchangeabilité, de composition et de pression, il peut être injecté dans le réseau de distribution de gaz naturel de sources conventionnelles. Au Québec, deux sociétés sont chargées de la distribution de gaz naturel, Gaz Métro et Gazifère. Pour sa part, Gaz Métro joue aussi un rôle important dans la fourniture, dans le transport et dans l'équilibrage, mais possède une exclusivité sur son territoire seulement en ce qui a trait à la distribution. La distribution est réglementée par la Régie de l'Énergie qui est notamment responsable d'autoriser les conditions tarifaires auxquelles « le gaz est fourni, transporté, livré ou emmagasiné par un distributeur de gaz naturel<sup>7</sup>. »

Une fois à l'intérieur du réseau de distribution, le GNR peut être distribué à l'ensemble des clients en distribution au même titre que le gaz naturel de sources conventionnelles. Le consommateur n'y perçoit aucune différence quant à son efficacité. Également, le GNR peut être valorisé sous forme liquide (GNL) ou comprimé (GNC) comme substitut au carburant dans le secteur des transports.

Pour les clients de Gaz Métro, la tarification actuelle du gaz naturel de sources conventionnelles est constituée selon six composantes<sup>8</sup>:

- La fourniture de gaz naturel;
- Le transport;
- L'équilibrage;

---

<sup>6</sup> Les municipalités du Québec ont la responsabilité de gérer les matières résiduelles de leur territoire. Elles peuvent, elles-mêmes ou par l'octroi d'un contrat, mettre en place les services nécessaires.

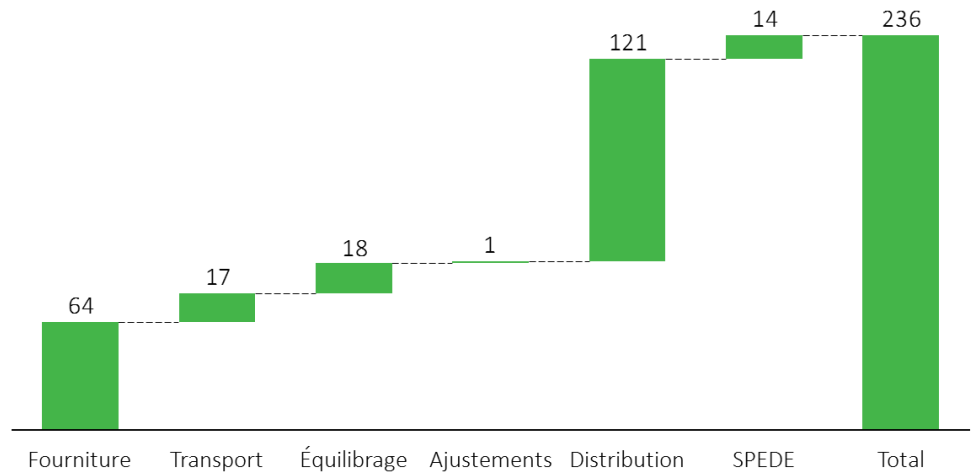
<sup>7</sup> Régie de l'Énergie (2016) – Gaz naturel, rôle et mandat

<sup>8</sup> Gaz Métro (2016) – Services par d'autres fournisseurs

- L'ajustement relié aux inventaires;
- La distribution;
- Le système de plafonnement et d'échange de droit d'émission (SPEDE).

### Répartition des coûts pour une facture typique de Gaz Métro

1<sup>er</sup> mai 2017 – Zone Sud, pour une consommation mensuelle de 15,3 GJ (405 m<sup>3</sup>), en \$



Source : Gaz Métro – tarif D<sub>1</sub> (service général)

Ces prix sont approuvés mensuellement par la Régie de l'Énergie. À l'exception de la distribution, toutes les composantes sont facturées aux clients au prix coûtant. En d'autres termes, Gaz Métro génère la totalité de ses revenus liés à ses activités de gaz naturel via la distribution.

## Il est possible d'exporter du GNR aux États-Unis

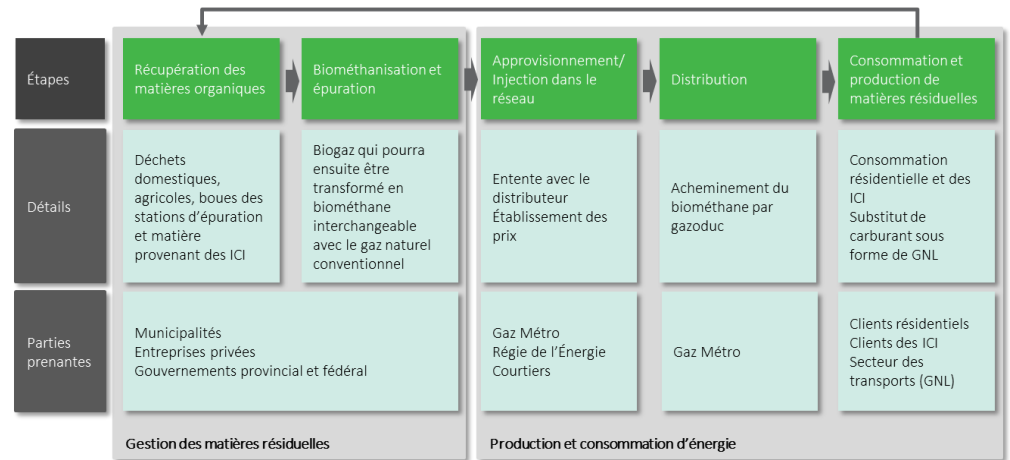
Tel que mentionné précédemment, Gaz Métro n'a pas l'exclusivité en tant que fournisseur de gaz naturel. Certains courtiers sont présents et peuvent vendre à la clientèle raccordée. Entre autres, ils ont la possibilité d'offrir un système à tarif fixe, ce qui n'est pas possible pour Gaz Métro. Par exemple, le courtier Direct Energy offre des contrats de durées déterminées avec un prix maximum pendant la période d'hiver afin de réduire les fluctuations pour les clients abonnés<sup>9</sup>.

Le schéma suivant illustre le cycle de production et de distribution du GNR dans une perspective de politiques publiques. C'est en quelque sorte une image sur le fonctionnement du marché. On y a identifié les cinq grandes étapes selon le secteur industriel (matières résiduelles ou énergie) et les principales parties prenantes.

<sup>9</sup> Direct Energy, "Natural gas price". Récupéré sur [www.directenergy.com](http://www.directenergy.com) (2017)

## Le marché du GNR au Québec

### Présentation des principales étapes et parties prenantes



Source : Analyses Aviseo

## LA CONSTITUTION PARTIELLE DE LA FILIÈRE DU GNR

En 2011, le gouvernement du Québec a mis sur pied la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles. Ce faisant, il obligeait les municipalités à mettre fin à l'enfouissement des matières organiques avant le 31 décembre 2020<sup>10</sup>. Pour éviter l'enfouissement, les municipalités doivent se tourner vers d'autres alternatives comme la biométhanisation et le compostage.

Afin de supporter le développement des projets, le Ministère du développement durable, environnement et lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) offre aux municipalités intéressées le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (PTMOBC). Il s'agit d'un soutien financier pour le milieu municipal et le secteur privé. L'enveloppe totale de 650 millions \$ provient du Fonds vert au Québec et du Fond pour l'infrastructure verte au gouvernement fédéral. L'aide financière du PTMOBC varie selon la nature du demandeur. La subvention pour les municipalités est plus généreuse pouvant atteindre jusqu'aux deux tiers du coût des infrastructures admissibles. Pour les projets de nature privée, l'aide peut atteindre jusqu'à 25% pour les équipements de biométhanisation.

<sup>10</sup> Politique québécoise de gestion des matières résiduelles (2011). Comme il en sera question plus loin, cet échéancier a depuis été repoussé.



## Subventions gouvernementales pour la biométhanisation et compostage

En pourcentage selon les dépenses admissibles

Équipement	Dépenses admissibles	Taux de subvention (municipalités)	Taux de subvention (privés)
Équipement de biométhanisation	125 \$/tonne de boues à traiter par année	66 <sup>2/3</sup> %	25 %
	800 \$/tonne des autres matières organiques à traiter par année		
Équipement de compostage fermé	600 \$/tonne à traiter par année	50 %	20 %
Équipement de compostage ouvert	300 \$/tonne à traiter par année	50 %	20 %
Bac résidentiel de collecte des matières putrescibles	100 \$/bac	33 <sup>1/3</sup> %	33 <sup>1/3</sup> %

Source : MDDELCC

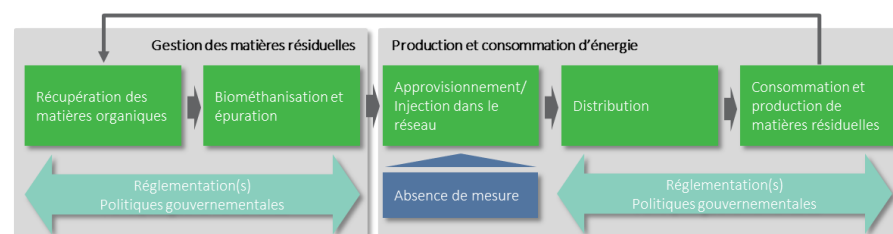
### La rentabilité de fonctionnement des projets repose entièrement sur les municipalités

En ciblant les infrastructures dans son intervention, le gouvernement apporte un support en amont dans le processus de valorisation des matières résiduelles. Ainsi, la rentabilité de fonctionnement des projets repose entièrement sur les municipalités. Dans le contexte actuel, où le prix du gaz naturel est très faible, ces dernières font face à un enjeu important puisqu'aucun mécanisme de prix n'est en place pour supporter la production de GNR. Les deux projets privés actuellement en fonction en site d'enfouissement peuvent miser sur un très important volume qui permet cette rentabilité. Ils peuvent également vendre aux États-Unis où il y a des marchés forts intéressants. Les projets financés par le PTMOBC ne peuvent pas, quant à eux, exporter leur production.

De fait, la réalité économique de Gaz Métro et des projets de gaz naturel renouvelable se retrouvent dans une incohérence en termes de politiques publiques où on peut bien tracer la frontière de l'intervention gouvernementale entre la gestion des matières résiduelles et la production d'énergie renouvelable (son approvisionnement et son injection dans le réseau). Le gouvernement n'a pas intégré le débouché (l'énergie produite) dans son schéma réglementaire. De son côté, la Régie de l'Énergie n'a traditionnellement pas voulu s'aventurer dans une prise en compte de la réalité économique de la filière même si « la valorisation du GNR relève d'objectifs publics louables<sup>11</sup> ».

### Le marché du GNR au Québec et l'absence de mesure lors de l'injection

Présentation des principales étapes



Source : Analyses Aviseo

<sup>11</sup> Régie de l'Énergie, D-2013-041, (2013)

En conséquence, et malgré l'aide gouvernementale sur les seuls actifs, les projets municipaux n'ont pas évolué aussi rapidement qu'espéré. Seuls quelques projets font exception et sont déjà en exploitation (voir section suivante). Cette situation avait été évoquée dès 2012 par l'Union des municipalités du Québec qui estimait « que le modèle d'affaires qui en résultera sera déficitaire pour les municipalités<sup>12</sup> » en raison de l'absence d'une prise en compte des installations dans le réseau réglementé. Ce n'est pas un hasard si le dernier pacte fiscal a retardé jusqu'en 2022 les obligations des municipalités quant à la réduction des matières résiduelles<sup>13</sup>.

## RECENSION DE LA PRODUCTION

Au printemps 2016, la production de GNR au Québec demeure marginale. Elle se limite à celle de deux sites d'enfouissement<sup>14</sup>. Ces derniers sont opérés par Vision Enviro Progressive et EBI Énergie, deux compagnies privées. Ils génèrent environ 2 667 401 GJ/année<sup>15</sup> (70,4 millions de m<sup>3</sup>/année) et 1 277 878 GJ/année<sup>16</sup> (33,7 millions de m<sup>3</sup>/année) respectivement. Vision Enviro Progressive vend sa production en Californie sous forme de GNR alors que EBI Énergie vend sa production à des clients industriels (dont certains aux États-Unis) et fournit du carburant pour une flotte de 250 camions vidangeurs. Au total, la production de GNR au Québec avoisine les 4 000 000 de GJ annuellement.

Cette production est actuellement encore loin des potentiels recensés. La production de GNR peut provenir de différentes sources. Elle peut résulter de la digestion anaérobie des matières résiduelles municipales ou agricoles, des sites d'enfouissement ou de la biomasse forestière. Si toutes ces sources étaient exploitées au Québec, la quantité de gaz naturel renouvelable pourrait atteindre un peu moins de 30 millions de GJ/année<sup>17</sup> (792 millions de m<sup>3</sup>/année), soit 12,2% de la consommation totale de gaz naturel<sup>18</sup>. Il ne s'agit pas par contre d'un potentiel économique, car plusieurs de ces sources ne seraient pas viables commercialement en raison du faible prix actuellement offert et de leur faible volume.

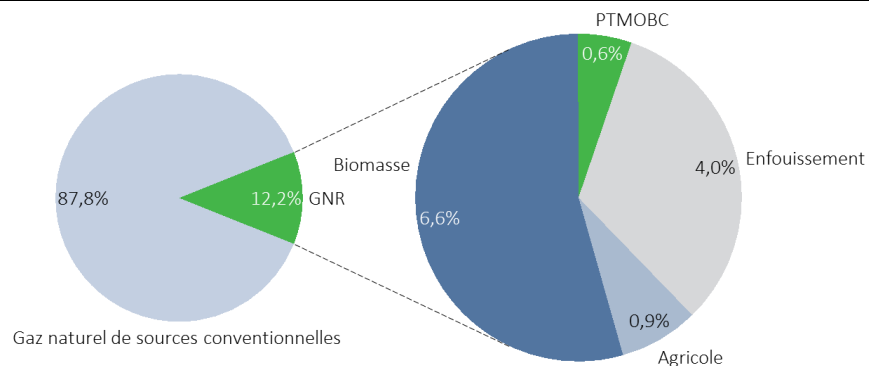
---

**Près de quatre millions de GJ de GNR sont actuellement produits au Québec**

---

### Potentiel de production de GNR au Québec

*en % de la consommation actuelle de gaz naturel, Mai 2016*



Source : MDDELCC, Gaz Métro

<sup>12</sup> Union des municipalités du Québec, Mémoire de l'UMQ dossier R-3732-2010(2012)

<sup>13</sup> Ministère des Affaires municipales et occupation du territoire. (2015). Communiqués de presse. *Accord de partenariat avec les municipalités pour la période 2016-2019*.

<sup>14</sup> La production de la Ville de Rivière-du-Loup n'est pas considérée, car il s'agit de biogaz.

<sup>15</sup> La Presse, « L'usine de biogaz démarre cet été », (2014)

<sup>16</sup> TVA nouvelles, « EBI Énergie carbure à vos vidanges », (2015)

<sup>17</sup> MRNF, Gaz Métro et revue des auteurs.

<sup>18</sup> Selon la Politique énergétique 2030, en 2013 la consommation totale de gaz naturel était de 242 millions de GJ/année au Québec.

## PRODUCTION POTENTIELLE DES PROJETS MUNICIPAUX

La production envisagée des projets municipaux actuellement en planification représenterait 0,6% de la consommation de gaz naturel québécois

Dans un premier temps, ce sont les projets de biométhanisation des municipalités qui sont les plus susceptibles d'injecter leur gaz naturel renouvelable dans le réseau gazier. Dans le cadre du PTMOBC, quelques projets municipaux ont obtenu l'approbation du MDDELCC. Leur potentiel de production totalise près de 1,5 million de GJ/année (39,6 millions de m<sup>3</sup>/année), soit environ 0,6% de la consommation de gaz naturel québécoise. Les plus importants en termes de capacité de production de GNR sont ceux de Saint-Hyacinthe et de Québec avec respectivement 636 552 GJ/année (16,8 millions de m<sup>3</sup>/année) et 287 964 GJ/année (7,6 millions de m<sup>3</sup>/année).

### Liste des projets confirmés et à venir dans le cadre du PTMOBC

*Estimation de la production annuelle de GNR en GJ/année*

Localisation	GJ/année	Millions m <sup>3</sup> /année	Coût du projet (M\$)	Subvention (M\$)
Québec	287 964	7,6	124,5	60,2
Beauharnois	56 835	1,5	48,1	27,9
Varenes <sup>19</sup>	90 936	2,4	58,6	31,3
Saint-Hyacinthe	636 552	16,8	80,4	53,6
Rivière-du-Loup	56 835	1,5	27,2	15,5
Montréal (1)	126 174*	3,3	215,5	135,6
Montréal (2)	126 174*	3,3		
Laval <sup>19</sup>	113 670*	3,0	123,0	65,6
Longueuil	-	-	85,0	44,7
Couronne Sud	-	-	97,0	59,2
<b>Total</b>	<b>1 4308 305</b>	<b>38,0</b>	<b>859,3</b>	<b>493,6</b>

Source : MDDELCC, CMM, \*Estimations de Gaz Métro

Le projet de Saint-Hyacinthe est le projet le plus avancé. Il a débuté en 2009 avec sa phase 1 et sa production découle de la méthanisation des boues provenant des eaux usées. Annuellement, elle produit 30 312 GJ (0,8 million de m<sup>3</sup>) d'énergie sous forme de biogaz. Cette production est utilisée directement pour alimenter l'usine, et éventuellement pour le chauffage des bâtiments municipaux<sup>20</sup>. La phase 2 du projet sera opérationnelle en 2017<sup>21</sup>. Cette phase ajoutera une capacité de production supplémentaire de 492 759 GJ/année (13,0 millions de m<sup>3</sup>/année) pour une capacité totale de 636 552 GJ/année (16,8 millions de m<sup>3</sup>/année). Elle proviendra des matières organiques découlant de la collecte sélective et des résidus agroalimentaires. Cette production supplémentaire sera injectée dans le réseau de distribution de Gaz Métro.

En effet, suivant la décision de la Régie de l'Énergie du 10 juillet 2015, Gaz Métro s'est engagé à acheter le GNR produit par la ville de Saint-Hyacinthe pour une période de 20 ans. Cette

<sup>19</sup> Les projets de Varenes et Laval prévoient actuellement produire du biogaz mais sont considérés puisqu'ils pourraient potentiellement produire du biométhane.

<sup>20</sup> Décision de la Régie de l'Énergie D-2015-107, R-3909-2014, (2015)

<sup>21</sup> AQPER, « Le GNR produit par la ville de Saint-Hyacinthe sera injecté dans le réseau gazier du Québec », (2015)

dernière sera donc la première municipalité à alimenter le réseau gazier directement grâce à la méthanisation de ses matières résiduelles.

Il est à noter que le cas de la ville de Saint-Hyacinthe est unique au Québec. Sa capacité de production est beaucoup plus élevée que les autres municipalités, notamment en raison de la forte présence du secteur agricole et des ICI. Par conséquent, les conditions tarifaires approuvées par la Régie de l'Énergie ont possiblement constitué un minimum pour ce cas en particulier, mais elles risquent d'être trop faibles pour permettre aux autres projets d'être viables (ce sujet sera abordé plus en profondeur dans la section « Économique des conditions actuelles de production »).

## PRODUCTION POTENTIELLE DES SITES D'ENFOUISSEMENT

Si la Politique de gestion des matières résiduelles a été mise en place, c'est entre autres pour limiter l'enfouissement des déchets. Étant donné que le méthane a un potentiel de pollution 21 fois plus élevé que le CO<sub>2</sub><sup>22</sup>, les sites d'enfouissement québécois contribuent, à eux seuls, à 4,9% des émissions de GES du Québec<sup>23</sup>. Ainsi, leur exploitation permettrait non seulement une production d'énergie renouvelable locale, mais également une réduction significative des émissions polluantes.

- Il existe toujours 37 sites d'enfouissement autorisés et en exploitation au Québec<sup>24</sup> et leur potentiel de production de biométhanisation est six fois plus élevé que celui des projets municipaux ;
- Les sept plus grands sites d'enfouissement contiennent environ 80% des volumes enfouis<sup>25</sup> ;
- L'exploitation de ces sites ne se qualifie pas dans le cadre du PTMOBC et sont souvent opérés par des entreprises privées comme Waste Management (WM), Vision Enviro Progressive (Progressive) et EBI.

Le schéma suivant illustre les principaux projets avec une estimation de leur potentiel de production de GNR.

---

<sup>22</sup> Nations Unies – Framework convention on climate change

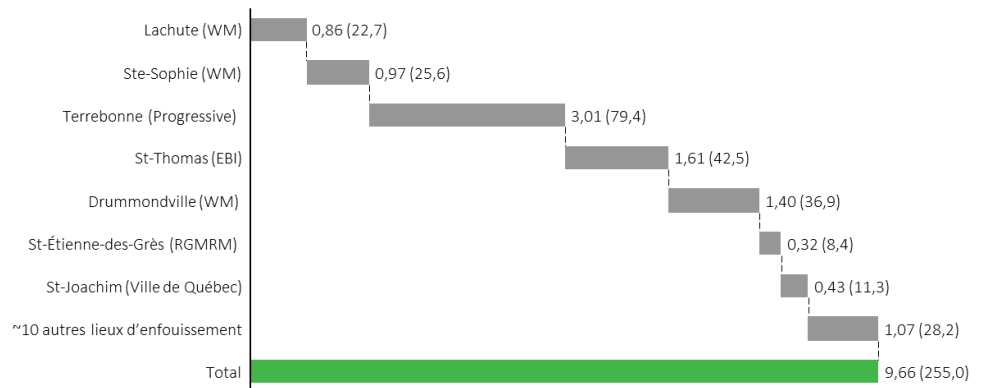
<sup>23</sup> MDDELCC (2015) - Inventaire québécois des émissions de GES en 2012 et leur évolution depuis 1990

<sup>24</sup> MDDELCC (2015) – Lieux d'enfouissement technique autorisé et en exploitation

<sup>25</sup> Estimation de Gaz Métro

## Potentiel de production de GNR des sites d'enfouissement

Estimation des principaux sites en millions de GJ/année (millions m<sup>3</sup>/année)



Source : Gaz Métro

L'inclusion de cette production potentielle dans la stratégie de valorisation des matières résiduelles pourrait jouer un rôle important. En effet, étant donné les volumes impliqués plus importants et les coûts d'exploitation normalement plus faibles en comparaison avec les digesteurs anaérobiques, leur participation contribuerait significativement au développement de la filière du GNR. Cependant, ces projets ne se qualifient pas dans le cadre du PTMOBC puisque l'exploitation des sites d'enfouissement ne rencontre pas les critères sur les matières organiques visées par le programme et leurs dépenses sont non-admissibles<sup>26</sup>. Tout de même, Aviseo est d'avis que, bien que leur présence soit souhaitable du point de vue du développement de la filière, ils devront œuvrer dans les conditions actuelles de marché et ne sont pas concernés par la tarification recommandée dans ce rapport qui cible spécifiquement les producteurs subventionnés dans le cadre du PTMOBC.

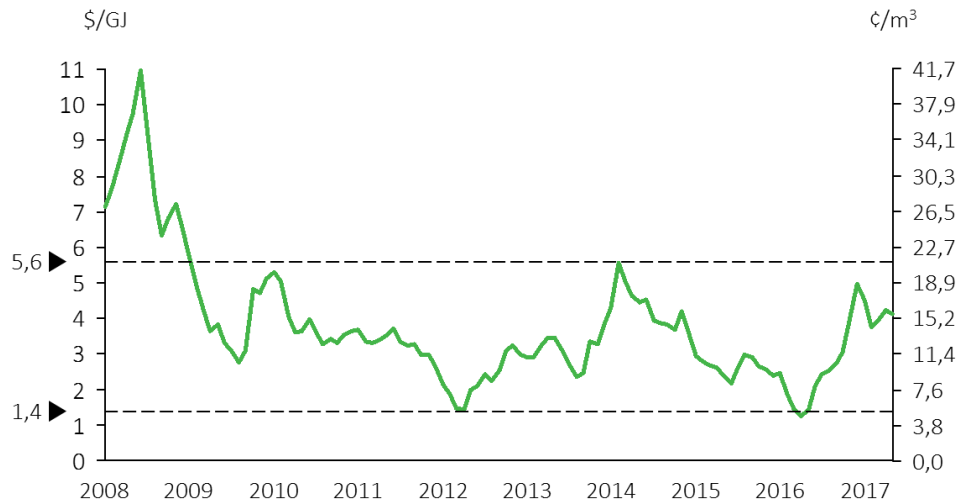
<sup>26</sup> MDDELCC (2012) – Cadre normatif du PTMOBC

## ÉCONOMIQUE DES CONDITIONS ACTUELLES DE PRODUCTION

En se positionnant comme une alternative au gaz naturel, le marché du GNR prend de front un enjeu concurrentiel de taille. La difficulté pour les producteurs de GNR d'offrir un prix qui rivalise avec le gaz naturel est d'autant plus grande en raison de la situation actuelle des marchés. En effet, au cours des dernières années, le prix de la fourniture a diminué et est demeuré à l'intérieur d'une fourchette de prix relativement faible de 1,4\$/GJ (5,3 ¢/m<sup>3</sup>) et 5,6 \$/GJ (21,2 ¢/m<sup>3</sup>).

### Évolution du prix mensuel moyen du gaz naturel depuis 2008

Prix EMPRESS/DAWN, en \$/GJ et ¢/m<sup>3</sup>



Dépendant de la nature du projet, le coût de production d'un gigajoule de GNR varie entre 8\$ et 20\$ avant les coûts d'injection

Source : Gaz Métro

Pour concurrencer le marché du gaz naturel, les municipalités devraient produire leur GNR à un coût très bas. Par contre, selon la Canadian Gas Association (CGA)<sup>27</sup>, le coût de production d'un gigajoule de GNR varie entre 8\$ et 20\$ excluant les coûts d'injection, dépendant de la nature du projet :

- 8 \$/GJ (30,3 ¢/m<sup>3</sup>) pour les grands projets d'enfouissement ;
- 15 à 20\$/GJ (56,8 à 75,8 ¢/m<sup>3</sup>) pour les plus petits projets de digestion anaérobie.

Également, en Colombie-Britannique, le coût d'achat du GNR de qualité réseau pour le consommateur est de 14,41\$/GJ (53,0 ¢/m<sup>3</sup>). Ce coût est basé sur le coût d'acquisition (Biomethane Energy Recovery Charge) qui englobe les cinq composantes suivantes<sup>28</sup> :

- Fourniture;
- Production;
- Infrastructure;
- Équipement;
- Coûts de fonctionnement.

Même si ce coût de production n'est pas spécifique aux projets du Québec, il appert que, dans les conditions actuelles de marché, le coût moyen de production d'une unité de GNR dépasse

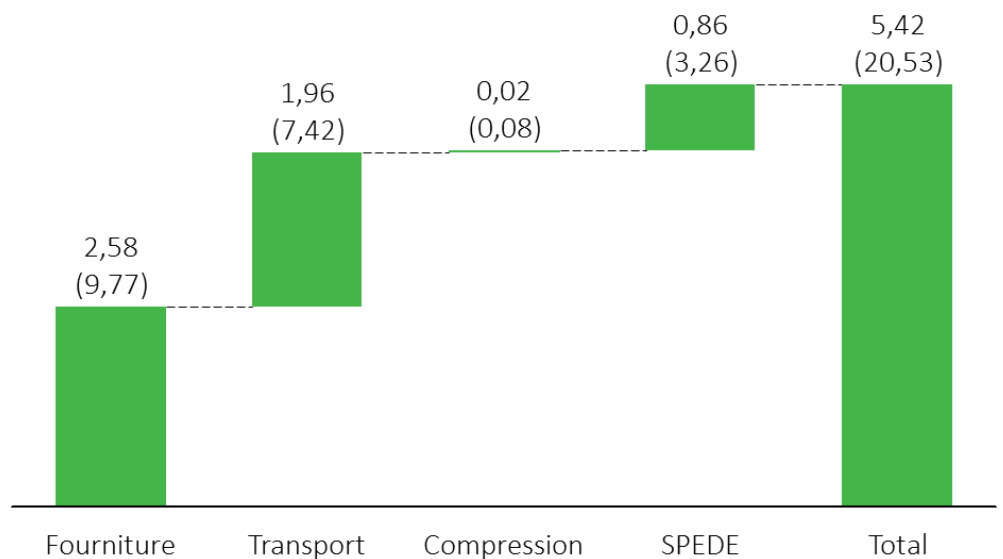
<sup>27</sup> CGA (2014) – Renewable natural gas technology roadmap for Canada

<sup>28</sup> FortisBC (2016) – Rate Schedule 1B – Residential biomethane service

largement le prix d’approvisionnement du gaz naturel de sources conventionnelles. En conséquence, sans outil économique, la rentabilité des projets de biométhanisation paraît très difficile.

Dans une décision récente relativement au projet de la Ville de Saint-Hyacinthe, la Régie de l’Énergie a donné son accord pour établir un taux respectant une logique de coûts évités<sup>29</sup>. Gaz Métro a donc pris l’engagement d’acheter le gaz naturel renouvelable produit par la Ville de Saint-Hyacinthe jusqu’à un volume annuel maximal de 492 759 GJ (13,0 millions de m<sup>3</sup>)<sup>30</sup>. Le prix payé comprend les coûts évités relatifs au transport, à la compression et à l’acquisition prévue des droits d’émissions dans le SPEDE. Ces coûts sont normalement payés à Dawn par le distributeur (et ensuite transféré intégralement aux clients) pour l’achat de gaz naturel conventionnel ; ils seront évités puisque la production est locale et carboneutre. Ainsi, cette approbation de la Régie de l’Énergie n’influence aucunement la base tarifaire. En moyenne pour 2016, le montant qui aurait été payé à la Ville de Saint-Hyacinthe pour son GNR aurait été environ de 5,42 \$/GJ (20,5 ¢/m<sup>3</sup>).

**Composantes du prix payé par Gaz Métro à la ville de Saint-Hyacinthe**  
*en \$/GJ (¢/m<sup>3</sup>), approximation moyenne pour l’année 2016*



Source : Gaz Métro

Cependant, le cas de la ville de Saint-Hyacinthe n’est pas représentatif des projets de biométhanisation des municipalités du Québec. Son volume de production potentiel est largement supérieur au projet moyen. En effet, sa capacité de production totale dépasse de plus de deux fois celle de Québec, la deuxième municipalité en termes de potentiel. L’application d’un prix selon une logique de coûts évités risque fortement de ne pas convenir aux autres projets pour lesquels la capacité de production est plus faible et qui font face à des coûts de production unitaire plus élevés.

Ce constat converge avec celui d’autres parties prenantes dans la filière du GNR au Québec, notamment l’Union des municipalités du Québec (UMQ) et la Ville de Québec. Dans un

<sup>29</sup> Régie de l’Énergie – Décision D-2015-107, (2015)

<sup>30</sup> Il s’agit de la quantité inscrite dans la décision de la Régie. Elle ne représente pas la capacité totale de production, mais bien la quantité maximale à injecter dans le réseau de Gaz Métro.

mémoire présenté à la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec<sup>31</sup>, l'UMQ a évalué six options différentes de valorisation du biogaz :

- Vente du biogaz semi-traité à un client industriel;
- Vente du biogaz semi-traité à Gaz Métro pour traitement et injection dans son réseau de distribution;
- Commercialisation de biogaz entièrement purifié (à Gaz Métro, à un client industriel ou même à un ensemble de clients par voie de courtage);
- Utilisation du biogaz pour générer de l'électricité ou de la vapeur;
- Compression sous forme de gaz naturel comprimé pour servir de carburant;
- Compression sous forme de gaz naturel comprimé ou autres applications possibles.

Leur conclusion est que toutes les options ne sont pas rentables financièrement :

*L'analyse effectuée par l'UMQ pour chacune des options ne permet pas de conclure que les revenus générés ou les coûts évités permettraient globalement aux municipalités de rentabiliser les opérations liées au traitement des matières et à la purification du biogaz essentielles à la production de biométhane<sup>32</sup>.*

De plus, dans la décision de la Régie de l'Énergie concernant la demande de Gaz Métro pour la réalisation du projet à Saint-Hyacinthe, l'UMQ mentionne que sans aménagement tarifaire adapté, « la production de biométhane pourrait ne jamais voir le jour<sup>33</sup> ». C'est essentiellement la même réaction du côté de la Ville de Québec qui disait ne pas croire à la rentabilité de leur projet : « C'est un beau cas où un gouvernement nous impose quelque chose et qu'il y a un coût additionnel qui n'est pas remboursé<sup>34</sup> ».

**Du reste, pour permettre à la filière québécoise de biométhanisation de voir le jour, il doit y avoir un ajustement tarifaire. Les prix offerts présentement sur le marché ne permettent pas aux municipalités de convertir leurs matières résiduelles en énergie renouvelable de façon viable. Sans intervention supplémentaire, elles risquent de se tourner vers d'autres alternatives.**

---

<sup>31</sup> Union des municipalités du Québec, « Mémoire présenté à la commission sur les enjeux énergétiques du Québec », (2013)

<sup>32</sup> Union des municipalités du Québec, « Mémoire présenté à la commission sur les enjeux énergétiques du Québec », (2013)

<sup>33</sup> Régie de l'Énergie, Décision D-2013-041, (2013)

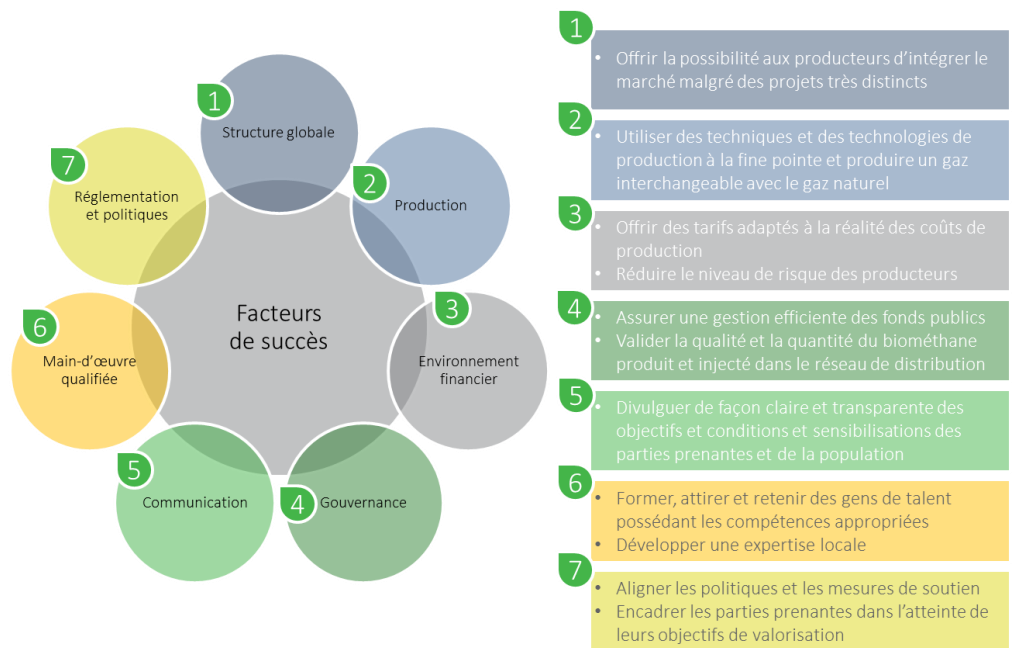
<sup>34</sup> Le Soleil, édition du 29 mai 2015



## CONDITIONS DE SUCCÈS DE LA FILIÈRE DU GNR

Tel qu'illustré précédemment, la filière québécoise du GNR est plutôt marginale et n'est pas regroupée jusqu'à maintenant comme tel, c'est-à-dire que les joueurs de la chaîne de production ne se sont pas encore constitués d'une organisation où ils partageraient des objectifs et enjeux communs. La littérature est assez généreuse lorsque vient le temps de répertorier les facteurs de succès de constitution d'une grappe industrielle. Suivent donc des facteurs de succès qui pourraient être appliqués à la filière du GNR. Ceux-ci favorisent la pérennité de la filière en structurant les parties prenantes dans le processus de valorisation des matières organiques. Le schéma ci-après présente et explique ces facteurs de succès.

### Facteurs de succès de la filière du GNR québécois



Source : *Analyses Aviseo*

La base du succès de la filière repose notamment sur un environnement financier adéquat et aligné avec les conditions économiques des producteurs. Ceux-ci, ayant des réalités très différentes, doivent pouvoir opérer dans des conditions de marché adaptées afin de contribuer à la diversification du portefeuille énergétique québécois. Néanmoins, leur processus de production doit respecter les meilleures pratiques de l'industrie et la qualité du produit doit être contrôlée.

Pour mettre ces conditions en place, il doit y avoir une volonté gouvernementale de les promouvoir. À cet égard, la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles démontre cette volonté du gouvernement du Québec. Toutefois, un alignement mieux adapté entre le soutien financier et les dépenses encourues pour la production soutiendrait davantage les producteurs.

Aviseo est d'avis qu'un ajustement tarifaire est une condition nécessaire afin d'assembler les autres facteurs de succès. En effet, un marché est essentiel à l'essor de la filière québécoise du GNR et pour assurer son succès à court, moyen et long terme. Plus les projets avanceront, plus

le Québec se dotera d'une expertise locale, tant en matière de main-d'œuvre que d'optimisation technologique. Ainsi, en évoluant vers la maturité, l'efficacité de production s'améliorera continuellement, et les coûts diminueront.

## 2. AJUSTEMENTS POSSIBLES DES MÉCANISMES DE PRIX

---

« Les mécanismes répertoriés convergent vers une stratégie dominante, les tarifs de rachats garantis (*feed-in tariffs*) »

---

Afin de proposer un mécanisme tarifaire pour la situation du Québec, il est judicieux de s'inspirer de systèmes établis dans d'autres juridictions. Cet exercice permet de comparer différentes stratégies et de s'en inspirer pour élaborer un modèle adapté au contexte local. Cette section présente les systèmes retenus et en fait l'analyse comparative.

### ÉCHANTILLON DE SYSTÈMES TARIFAIRES ÉTABLIS

Tel que discuté précédemment, les coûts de production du GNR dépassent les prix offerts pour le gaz naturel. Ainsi, en tant que substitut au gaz naturel conventionnel, le GNR n'est pas compétitif, du moins, sur le plan financier<sup>35</sup>. Pour permettre à cette filière de voir le jour malgré les conditions de marché difficiles, plusieurs juridictions ont mis de l'avant des incitatifs.

Au total, sept mécanismes ont été retenus pour cette étude. Ils ont été choisis de manière à faire un éventail représentatif des différents dispositifs en place à l'échelle mondiale, attendu qu'une certaine production de GNR était déjà une réalité. À cet égard, trois d'entre eux proviennent de l'Europe (Allemagne, France et Royaume-Uni), deux des États-Unis (Californie et Vermont) et deux du Canada (Colombie-Britannique et Ontario). À la lumière de leur analyse, les mécanismes répertoriés convergent vers une stratégie dominante : les tarifs de rachat garantis (*feed-in tariffs*).

Les tarifs de rachat garantis sont des conditions de prix connues d'avance et encadrées dans un contrat d'une durée déterminée offertes aux producteurs pour l'achat de leur GNR. Ils créent des conditions de marché stables et suffisamment intéressantes pour encourager la production et les importants investissements nécessaires. Ce mécanisme d'intervention vient en quelque sorte aider à corriger le principal défi de la filière, soit la rentabilité financière. Pour cette raison, il s'agit d'une stratégie très populaire, mais elle comporte plusieurs variantes d'un modèle à un autre qui seront abordées dans cette section.

D'autres mécanismes sont également présents et peuvent remplacer (avec des effets différents) le tarif de rachat garanti ou agir parallèlement. C'est le cas notamment de la valorisation des attributs verts. Obliger les producteurs ou consommateurs d'énergie fossile plus polluante à payer une prime ou acheter des droits d'émissions amène une augmentation de la demande du GNR. De la même manière, obliger la présence d'un contenu renouvelable à l'intérieur de la chaîne de commercialisation (production, distribution ou consommation), vient aussi stimuler la demande (obligatoire) du gaz naturel renouvelable. Dans la mesure où l'offre est assez stable, une hausse de la demande devrait provoquer une hausse des prix.

En bref, les approches diffèrent essentiellement à savoir si on veut intervenir sur les quantités ou sur les prix.

---

<sup>35</sup> Les bénéfices sociaux pourraient être quantifiés, mais il ne s'agit pas de l'objet de ce rapport.

## LE SYSTÈME VOLONTAIRE DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

Le modèle de la Colombie-Britannique est d'intérêt étant donné les ressemblances avec le Québec en ce qui a trait au fonctionnement de marché. En effet, le distributeur FortisBC, tout comme Gaz Métro, se retrouve dans un environnement réglementé et les prix doivent être approuvés par le *British Columbia Utilities Commission (BCUC)*. De plus, le prix de la fourniture du gaz naturel est essentiellement le même et la source d'énergie principale est l'hydroélectricité, une énergie renouvelable<sup>36</sup>. Généralement, la présence d'une telle forme d'énergie rend plus difficile économiquement la production d'électricité avec le biogaz produit.

Dans ce contexte, en 2010, le BCUC a approuvé un système de tarification volontaire, qui permettait aux clients d'obtenir, s'il le désirait, du gaz naturel renouvelable à même le réseau de distribution de FortisBC. Ce type de modèle ne garantit pas l'obtention de la molécule en tant que telle, mais plutôt une garantie d'injection dans le réseau d'une quantité équivalente.

Pour participer au programme, il suffit d'être connecté au réseau de distribution de gaz naturel et d'en faire la demande directement au distributeur. Ce dernier se chargera d'ajuster la facture pour refléter les dispositions choisies. Les clients qui adhèrent au programme doivent choisir la proportion de GNR désirée, entre 5% et 100%. Et puisque c'est une participation volontaire, ils sont libres de se retirer à tout moment<sup>37</sup>.

En adhérant au programme, les volontaires acceptent une augmentation significative sur le prix de la fourniture de gaz naturel. Le prix du GNR était initialement établi selon le coût d'acquisition moyen de 14,41 \$/GJ (54,6 ¢/m<sup>3</sup>), qui comprend : la fourniture, la production, les infrastructures, les équipements et les coûts de fonctionnement<sup>38</sup>Il s'agissait d'un prix moyen offert aux producteurs établis pour offrir un rendement raisonnable sur la durée de vie du projet qui était ensuite transféré aux consommateurs volontaires<sup>39</sup>La majorité des participants était des clients résidentiels (faible consommation annuelle) et ne choisissait qu'une portion très faible de GNR afin de ne pas trop affecter leur facture<sup>40</sup>. Ainsi, lors d'une décision subséquente de la BCUC<sup>41</sup>, la tarification a été révisée pour représenter le nouveau *Biomethane Energy Recovery Charge (BERC)*, soit un taux cumulant la somme du *Commodity Cost Recovery Charge (CCRC)*, la taxe carbone de la Colombie-Britannique et les autres taxes applicables aux ventes de gaz naturel conventionnel ainsi qu'une prime de 7\$/GJ. Cet ajustement vient réduire le prix pour le consommateur qui n'assume plus la totalité du coût du GNR. En date du 1<sup>er</sup> janvier 2017, le prix était de 10,54\$/GJ pour les clients volontaires<sup>42</sup>. De plus, les adhérents à des contrats de long terme peuvent bénéficier d'un escompte de 1\$/GJ sujet à quelques conditions, incluant un minimum de 10,00\$/GJ.

## LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

Pour favoriser la production d'énergie renouvelable, le modèle ontarien se positionne davantage à l'échelle de la production d'électricité par opposition à une injection dans le réseau. Il est donc plus difficilement applicable à la situation du Québec. Par contre, l'analyse des paramètres de ce modèle peut s'avérer pertinente étant donné, entre autres, de la proximité géographique.

---

<sup>36</sup> Selon EnergyBC, 86% de la production d'électricité provient des barrages hydroélectriques.

<sup>37</sup> FortisBC. (2016). Frequently asked questions. Récupéré sur <https://www.fortisbc.com>

<sup>39</sup> Audet (2016)

<sup>40</sup> FortisBC. (2013). Biomethane pilot program - Post implementation summary report

<sup>41</sup> BCUC (2016) – Décision du 1<sup>er</sup> décembre 2016, Order G-133-16

<sup>42</sup> FortisBC (2017)

Leur modèle est un tarif de rachat garanti pour les projets de moins de 500 kW de capacité. Les tarifs offerts sont modulés selon plusieurs critères :

- Type de production (Biomass, agricole, site d'effouissement, etc.);
- Capacité de production;
- Moment de la production (pointe ou hors pointe);
- Niveau de participation des premières nations, des communautés et des municipalités.

Cette flexibilité permet d'offrir des tarifs précis pour les producteurs qui peuvent s'inscrire au programme par système d'appel d'offres. La tarification incite également les producteurs à générer de l'énergie en période de pointe en offrant une prime (x 1,30) et une réduction en période hors pointe (x 0,90). Cette option permet d'aligner l'offre et la demande énergétique. De plus, la tarification est majorée de 0,49 \$/GJ à 1,46 \$/GJ (1,9 ¢/m<sup>3</sup> à 5,5 ¢/m<sup>3</sup>) si les premières nations, les communautés et les municipalités s'impliquent dans les projets.

En définitive, l'approche ontarienne est très variable d'un projet à l'autre. Cependant, leur programme de tarif de rachat garanti encourage fortement les petits projets, notamment les petits projets d'énergie solaire. Ainsi, lors du dernier appel d'offres, 93% des demandes étaient des projets d'énergie solaire alors que seulement 3,7% étaient pour la production de biogaz ou de biomasse<sup>43</sup>. En ce sens, leur modèle servira à la réflexion, mais peu d'éléments seront transférables au modèle québécois.

## ALLEMAGNE, PLUS GRAND PRODUCTEUR DE GNR

L'Allemagne est le pays d'Europe qui possède la filière de GNR la plus développée. En 2013, pas moins de 105 projets étaient connectés au réseau de distribution de gaz naturel.<sup>44</sup> Le grand nombre de projets de GNR a été supporté par différents incitatifs directs et indirects au cours des dernières années.

Parmi les incitatifs directs, on retrouve un tarif de rachat garanti offert au producteur d'énergie renouvelable, notamment de GNR. Lorsque le GNR est utilisé pour la cogénération avec 100% d'utilisation de la chaleur, il se qualifie pour le programme du *Renewable Energy Act (EEG 2014)*. La tarification offerte est modulée selon plusieurs critères<sup>45</sup>, soit :

- Type de production (enfouissement, traitement des eaux, biomasse, fermentation de déchet et fermentation de lisier);
- Capacité de production (échelle variant de 75 kW à 20 MW);
- Bonis pour l'épuration du biogaz en GNR;
- Rabais pour frais de transport évités;
- Contrats de 20 ans.

La grande variabilité des projets est représentée par des tarifs qui varient de 8,52 \$/GJ à 34,7 \$/GJ<sup>46</sup> (32,3 ¢/m<sup>3</sup> à 131,5 ¢/m<sup>3</sup>). Les grands projets d'enfouissement et de biomasse sont ceux qui reçoivent le prix le plus faible étant donné leur coût de production normalement plus faible. À l'opposé, les projets qui reçoivent les prix les plus avantageux sont les petits projets de fermentation de lisier. Toutefois, ces derniers ne sont pas considérés pour l'injection de GNR, mais plutôt la production de biogaz.

---

<sup>43</sup> Independent Electricity System Operator. (2016,). FIT 4 application summary.

<sup>44</sup> Green Gas Grid. (2013). Biomethane guide for decision makers. Policy guide on biogas injection into natural gas grid.

<sup>45</sup> Renewable Energy Sources Act (2014) – section 41 à 46

<sup>46</sup> Un tableau sommaire est présenté en annexe détaillant les tarifs offerts

Toujours dans les mécanismes directs, il est également possible de partager les dépenses d'investissement avec le distributeur. La part des coûts supportés sera ajustée selon la distance avec le réseau de distribution. Plus la distance est grande, plus la responsabilité financière repose sur le producteur passant de 25% (moins d'un kilomètre) à 100% (plus de dix kilomètres<sup>47</sup>).

Des incitatifs indirects sont également en place et favorisent le développement de la filière. Ces incitatifs servent surtout à créer une demande pour une source d'énergie renouvelable. Par exemple, il existe une obligation d'inclure une portion d'énergie renouvelable dans la consommation des constructions neuves ainsi que dans le domaine des transports. Pour cette dernière, une fois le quota atteint, il est possible d'obtenir une exemption de la taxe selon *the Act on energy tax*<sup>48</sup>.

## LE TARIF GARANTI DÉGRESSIF EN FRANCE

La filière française de GNR est relativement nouvelle en comparaison avec l'Allemagne. L'injection de gaz naturel renouvelable dans le réseau de distribution a débuté en 2011 et quatre années plus tard, on comptait quatre projets raccordés au réseau<sup>49</sup>. Afin de supporter l'évolution de cette production d'énergie renouvelable, les producteurs se voient offrir un tarif de rachat garanti pour une durée fixe de 15 ans.

Les tarifs sont fixés de manière à offrir une certaine rentabilité aux producteurs. Elle est mesurée selon un indice de « taux d'enrichissement en capital » ou TEC de 0,5. Ce taux est un ratio entre la valeur actuelle nette (VAN) et l'investissement initial<sup>50</sup>. Un TEC de 0,5 est approximativement l'équivalent d'un retour sur investissement d'une durée de sept ans.

Autrement, puisque les petits projets sont plus coûteux pour produire une unité d'énergie, les tarifs offerts diminuent avec l'augmentation de la capacité de production. Le schéma ci-dessous illustre le fonctionnement du système de rachat garanti ainsi que les primes offertes pour les déchets urbains et les résidus agricoles.

---

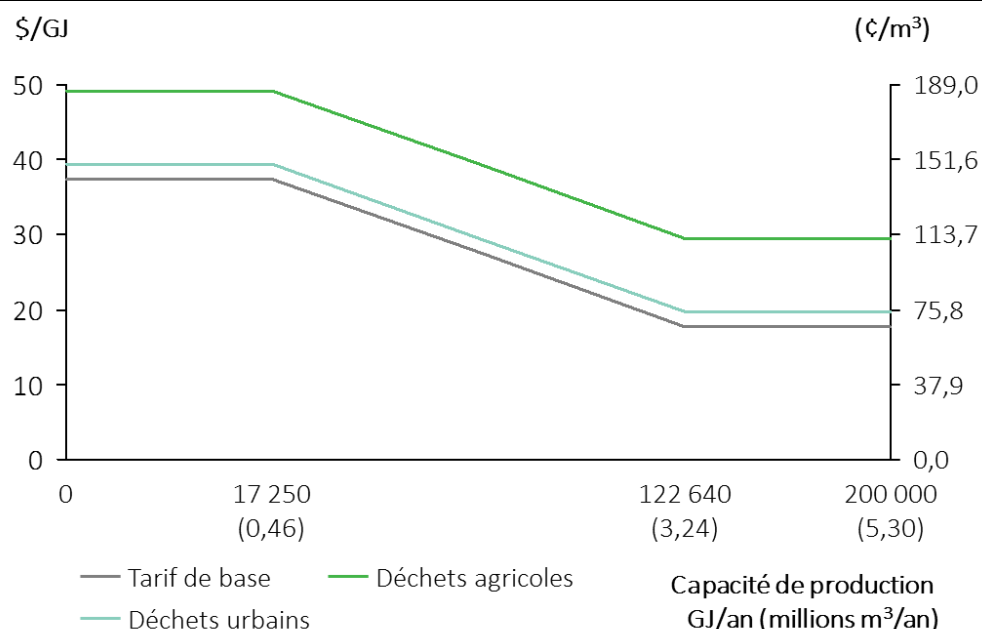
<sup>47</sup> Green Gas Grids. (2012). Overview of biomethane markets and regulations in partner countries.

<sup>48</sup> Green Gas Grids. (2012). Overview of biomethane markets and regulations in partner countries.

<sup>49</sup> France Biométhane. (2015). Injection de biométhane - un objectif de 10% en 2030. Récupéré sur <http://france-biomethane.fr/>

<sup>50</sup> ADEME (2010) – Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale

**Système de tarif de rachat garanti de la France selon la capacité de production annuelle**  
 En \$/GJ (¢/m<sup>3</sup>)



Source : Légifrance – Arrêté du 23 novembre 2011

Les tarifs sont donc offerts selon la capacité de production totale. C'est-à-dire qu'un producteur qui peut miser sur plus de 122 640 GJ/année (3,2 millions de m<sup>3</sup>/année) se verra offrir un tarif de base de 18,43 \$/GJ (69,8 ¢/m<sup>3</sup>) pour la totalité de sa production alors qu'un autre avec une capacité inférieure à 17 250 GJ/année (0,5 million de m<sup>3</sup>/année) recevrait le tarif de base maximal de 38,92 \$/GJ (147,5 ¢/m<sup>3</sup>). Entre ces deux seuils, il y a une extrapolation linéaire reflétant la réduction des coûts de production avec la hausse de la capacité de production. Par-dessus la prime de base, les producteurs peuvent recevoir une prime supplémentaire allant de 2,05 \$/GJ (7,8 ¢/m<sup>3</sup>) à 12,29 \$/GJ (46,6 ¢/m<sup>3</sup>) si leur production provient des déchets urbains ou des résidus agricoles respectivement.

## DES TARIFS GARANTIS À PALIERS AU ROYAUME-UNI

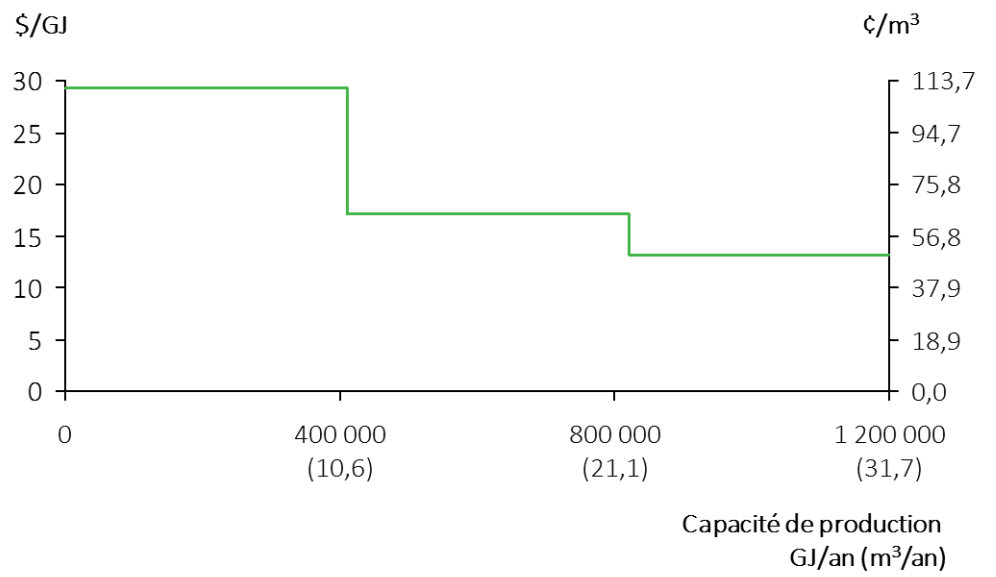
La filière du GNR du Royaume-Uni, tout comme celle de la France, est plutôt modeste avec trois sites connectés au réseau de distribution en 2014<sup>51</sup>. Cependant, la valorisation des déchets est très présente sous forme d'électricité avec 360 installations qui produisaient du biogaz en 2013<sup>52</sup>. Pour les fins du présent rapport, l'analyse a porté sur le modèle d'achat du GNR pour l'injection dans le réseau de gaz naturel.

Le modèle du Royaume-Uni est un système de tarif de rachat garanti sous forme de palier. Les tarifs sont basés sur une rentabilité des projets incluant les investissements en capital et procurant un taux de rendement interne (TRI) de 12% pour un projet standard avec une capacité de production de 1 MW. Le schéma ci-dessous permet de visualiser son évolution relativement à la capacité de production.

<sup>51</sup> Department of Energy & Climate Change. (2014). RHI biomethane injection to grid tariff review. Government Response.

<sup>52</sup> Green Gas Grid. (2013). Biomethane guide for decision makers. Policy guide on biogas injection into natural gas grid.

Système de tarif de rachat garanti du Royaume-Uni selon la capacité de production annuelle  
En \$/GJ



Sources: Department of Energy & Climate Change – Quaterly forecast (avril 2016)



Les tarifs sont offerts pour des durées de 20 ans et sont indexés à l'inflation pour refléter l'évolution des coûts de fonctionnement. Cependant, les nouveaux projets se voient offrir des primes qui évoluent selon le budget total du programme. Ainsi, plus il y a de projets qui bénéficient des tarifs avantageux, plus les coûts totaux du programme sont élevés ; pour respecter le budget en place, les autorités évaluent une nouvelle prime offerte adaptée à la contrainte budgétaire. D'une part, cette modulation favorise les projets plus efficaces qui croient pouvoir tirer leur épingle du jeu. D'autre part, elle permet au gouvernement de ne pas dépasser les coûts initialement prévus.

D'autres incitatifs sont aussi en place afin de créer une demande pour le GNR et l'énergie renouvelable. Ainsi, le *Renewable Obligation* exige des fournisseurs d'électricité une offre en partie renouvelable. On retrouve également une obligation similaire dans le domaine des transports suivant le *Renewable Transport Fuels Obligation (RTFO)*. Finalement, pour la cogénération en provenance du GNR, les producteurs peuvent être exemptés du *Climate Change Levy*<sup>53</sup>.

## LA PRODUCTION VERTE EN CALIFORNIE

Le modèle californien est surtout caractérisé par la valorisation des attributs verts. En effet, deux incitatifs sont en place pour promouvoir l'utilisation du gaz naturel renouvelable en remplacement du carburant :

- *Renewable Fuel Standard (RFS)*
- *Low Carbon Fuel Standard (LCFS)*

Le RFS est une réglementation fédérale établie depuis 2005 selon *the Energy Policy Act* pour atteindre une cible de production de 36 milliards de gallons de carburant renouvelable pour 2022<sup>54</sup>. La réglementation oblige les parties ciblées du secteur des énergies fossiles à se procurer des crédits pour respecter leur obligation. Ces crédits sont les *Renewable Identification Numbers (RINs)* qui sont créés pour chaque gallon d'essence renouvelable produit. Les RINs peuvent se transiger comme un produit financier et sont valides pour l'année de la création ainsi que l'année suivante. Leur valeur est très volatile, à titre d'exemple, en 2013, elle est passée de 0,07 USD/gallon à plus de 1 USD/gallon.

De manière similaire au RFS, le LCFS est un programme pour promouvoir l'utilisation de carburant en provenance de sources renouvelables, mais spécifiquement pour la Californie<sup>55</sup>. L'objectif est de réduire les émissions de GES de 10% avant 2020. Un crédit LCFS est créé pour une tonne en équivalent de CO<sub>2</sub> et tout comme les RINs, leur valeur est très volatile. En effet, pour le mois de mars 2016, leur valeur moyenne était de 116 \$/crédit, mais a varié de 77\$/crédit à 132\$/crédit au cours de cette période<sup>56</sup>.

---

<sup>53</sup> Green Gas Grids (2012) – Overview of biomethane markets and regulations in partner countries

<sup>54</sup> Yacobucci (2013) – Analysis of Renewable Identification Numbers in the RFS

<sup>55</sup> California Dairy Campaign. (2013). Economic feasibility of dairy digester clusters in California - A case study. EPA.

<sup>56</sup> Air Resources Board. (2016). Monthly LCFS credit transfer activity report for March 2016. Récupéré sur <http://www.arb.ca.gov/>

Ces deux systèmes permettent aux producteurs de GNR d'obtenir un prix intéressant estimé de 48\$/GJ<sup>57</sup>( 181 ¢/m<sup>3</sup>) puisqu'il peut être utilisé en remplacement de carburant. Malgré cela, d'autres incitatifs sont en place, mais plus spécifiques à la production. Notamment, il est possible d'obtenir des subventions atteignant 50% des dépenses admissibles jusqu'à concurrence de 1,5 million de USD. De plus, pour favoriser la production d'électricité, le *California's renewable portfolio standard (RPS)* offre un tarif de rachat garanti.

## CRÉDITS ET RÉGIME VOLONTAIRE AU VERMONT

Également, au Vermont, la présence des RINs joue un rôle important sur la valeur du GNR s'il est utilisé en remplacement d'un carburant polluant. De surcroît, le distributeur de gaz naturel *Vermont Gas Systems (VGS)* prévoit offrir sur une base volontaire la possibilité à ses clients de se procurer du GNR via le réseau de distribution conventionnel. Ils auront le choix d'une proportion variant entre 10% et 100% et devront payer une prime au-delà du coût de la molécule de gaz naturel conventionnel<sup>58</sup>. Ce modèle a plusieurs similitudes avec le modèle de la Colombie-Britannique. Actuellement, l'approvisionnement en biométhane s'effectue à environ 24\$/GJ (91 ¢/m<sup>3</sup>) auprès des producteurs<sup>59</sup>.

## SOMMAIRE DES SYSTÈMES ANALYSÉS

Le tableau à la page suivante présente un résumé des diverses caractéristiques des systèmes analysés.

---

<sup>57</sup> Estimation Gaz Métro (2017) – 35 USD/GJ

<sup>58</sup> Vermont Gas System. (2016). Description of the renewable natural gas program plan

<sup>59</sup> Estimation Gaz Métro (2017) – 17,5 USD/GJ

## Sommaire des mécanismes recensé<sup>1</sup>

Critère	Colombie-Britannique	Ontario	Allemagne	France	Royaume-Uni	Californie	Vermont
<b>Prix</b> \$/GJ ¢/m <sup>3</sup>	14,41 54,6	14,7 - 27,3 55,7 – 103,4	8,52 – 34,7 32,3 – 131,5	18,43 - 51,21 69,8 – 194,0	13,23 - 29,24 50,1 – 110,8	≈ 48 ≈181	≈24 <sup>2</sup> ≈91 <sup>2</sup>
<b>Critères de détermination du prix</b>	Selon coût de production du GNR	Estimation d'une « rentabilité raisonnable » selon la capacité (max 500 kW)	Tarif de rachat garanti selon le type et la capacité de production, bonis pour épuration et rabais pour coûts évités	TEC de 0,5, soit un retour sur investissement de 7 ans	TRI de 12% d'un projet type d'une capacité de 1 MW	Prix selon le marché des RINs et des crédits LCFS	Ajout au prix du gaz naturel selon les coûts de production
<b>Fréquence d'ajustement</b>	Trimestriel	À chaque appel d'offres	Au marché	Annuel	Trimestriel	Au marché	Trimestriel
<b>Modulation selon la source d'intrant</b>	Non	Oui	Oui pour la production de chaleur	Oui, prime agricole et déchet urbain	Non	S.O.	Non
<b>Évolution du prix dans le temps</b>	Prix approuvé par l'organisme de réglementation	Augmentations annuelles de 50% de l'IPC	Dégressif annuellement de 1,5%	Nouveau projet selon l'évolution des coûts du travail + inflation	Dégressif à 5% ou 10% selon le total des coûts prévus du programme	Selon l'offre et la demande	Ajustement selon les coûts de production du GNR
<b>Durée des contrats</b>	10-15 ans	20 ans	20 ans	15 ans	20 ans	S.O.	S.O.

(1) Les valeurs ont été converties en dollars canadiens de 2016 et en gigajoules selon les critères et hypothèses spécifiés en annexe à des fins de comparaison seulement, il peut y avoir des écarts avec les valeurs réelles à cause des hypothèses et des fluctuations du marché.

(2) Modèle du marché volontaire excluant les RINs

## ANALYSE COMPARATIVE

Pour comparer les mécanismes répertoriés, il importe d'établir des critères d'analyse, ou, en d'autres mots, de définir la base sur laquelle reposera la comparaison. Ces critères ont été définis selon une logique de développement de la filière du GNR ou de son état de situation. En ce sens, un résultat élevé signifie qu'il s'agit d'un élément favorisant la production. Ainsi, suivant cette logique, cinq critères ont été retenus :

1. Présence d'une filière;
2. Simplicité;
3. Intérêt du producteur;
4. Flexibilité;
5. Transférabilité.

---

**La présence d'une filière, la simplicité du système, l'intérêt pour le producteur, la flexibilité et la transférabilité sont les principaux critères de l'analyse des avantages des systèmes comparés**

---

Tout d'abord, la présence d'une filière fait référence à l'état de développement du marché du gaz naturel renouvelable. Une relative maturité en tant que secteur industriel favorise le développement d'une expertise locale, tant en ce qui a trait aux technologies qu'à la main-d'œuvre. De plus, dans le contexte d'une analyse comparative, une filière de gaz naturel renouvelable bien en selle peut démontrer l'efficacité des mécanismes.

Pour sa part, la simplicité fait allusion au niveau de complexité des mécanismes en place. Une grande variabilité dans la modulation peut apporter certains avantages, mais un modèle simple s'avère plus facile à implanter et par le fait même, probablement moins coûteux. Une facilité à comprendre le mécanisme favorisera également son adhésion.

Ensuite, les modèles sont comparés selon l'intérêt du producteur. Ainsi, plus un système offre des conditions avantageuses pour les producteurs, plus il sera considéré favorable. Ce critère est spécialement important puisque la problématique du système actuel au Québec se situe essentiellement en ce qui a trait au manque d'incitatif des producteurs.

La flexibilité est un critère pour déterminer si les mécanismes en vigueur s'ajustent en fonction de différents critères. À titre d'exemple, des mécanismes qui s'ajustent selon la capacité de production et de la source d'intrant affichent une plus grande flexibilité qu'un modèle uniforme. Cet élément de comparaison est souvent inversement lié avec la simplicité.

Finalement, le critère de transférabilité évalue la possibilité de transférer un modèle au Québec en prenant compte de la situation actuelle et des objectifs visés. Il faut se rappeler qu'au Québec, une grande portion de la consommation d'énergie est déjà renouvelable (hydroélectricité), que le secteur de l'énergie est largement réglementé, que le prix du gaz naturel conventionnel est présentement très faible et que les municipalités font face à une interdiction d'enfouir les déchets dès 2023, les forçant à se tourner vers la valorisation.

## Comparaison des mécanismes et leur impact sur la filière du GNR



Source: Analyses Aviseo

## CONSIDÉRATIONS SUR LES MÉCANISMES ÉTUDIÉS

La recension des mécanismes de tarification et l'analyse comparative permettent de soulever quelques éléments caractéristiques qui pourraient affecter la recommandation du rapport. Tout d'abord, le tarif de rachat garanti est très populaire, mais il présente plusieurs modulations différentes qui doivent être analysées.

### LA PRIME DÉCROISSANTE

En premier lieu, il y a consensus sur une prime décroissante avec la capacité de production. Les études ont démontré que la production de GNR s'avérait de manière générale moins coûteuse pour une unité d'énergie lorsque la capacité de production était plus élevée<sup>60</sup>. Pour des fins d'équité, il est essentiel que les petits producteurs reçoivent un tarif moyen supérieur à celui des gros producteurs.

### LA PRIME PONDÉRÉE

Ensuite, un élément de modulation qui distingue le modèle du Royaume-Uni de celui de la France est l'application d'une prime pondérée. En d'autres termes, au Royaume-Uni, les premières unités d'énergie produite sont payées au même tarif pour tous les producteurs. Ensuite, le prix marginal offert diminue avec la capacité de production. Cette stratégie évite le sentiment d'injustice des gros producteurs et les effets indésirables d'un système à taux fixe où certains producteurs pourraient réduire leur production simplement pour bénéficier de primes avantageuses. Aviseo est d'avis que les producteurs de GNR doivent prendre une décision en fonction de leurs intrants et non dans une logique de maximisation d'un tarif offert.

### LES ENCHÈRES

Un autre élément à observer est le modèle par appel d'offres comme c'est le cas notamment en Ontario. En effet, pouvoir proposer des conditions de marché et laisser les producteurs décider de produire ou non comporte quelques avantages :

- Favorise les projets les plus efficaces ;
- Permet d'ajuster les prix selon les offres reçues ;

**Un système d'enchères s'appliquerait mal au côté décentralisé de la production de biométhane**

<sup>60</sup> Tsilemou, K., & Panagiotakopoulos, D. (2006). Waste management & research. Approximate cost functions for solid waste treatment facilities. SAGE.

- Permet de cibler des sources d'énergie spécifiques ;
- Permet de contrôler l'offre et le coût total.

Par contre, dans le contexte québécois cette solution est difficilement applicable. Premièrement, la faible échelle des projets en développement permettrait peu des économies de taille et donc de meilleurs coûts. Deuxièmement, la production de GNR est en très grande partie très décentralisée, limitée par les coûts de transport des intrants (et ses effets négatifs). Il n'est donc pas possible, contrairement à la filière éolienne par exemple, de concentrer des unités de production. Troisièmement, de telles enchères se trouveraient à mettre en compétition des organismes publics, des municipalités, qui sont dans l'obligation de valoriser leur matière organique d'ici quelques années. On peut convenir que le « marché » ne serait pas optimal. Pour ces raisons, et malgré ses avantages, cette stratégie sera écartée.

## LES SYSTÈMES DE CRÉDITS

Finalement, les mécanismes présents aux États-Unis via le RFS au fédéral et le LCFS en Californie, mérite une attention particulière. La présence de crédit pour les propriétés écologiques aide en effet à créer une demande pour l'énergie en provenance de sources renouvelables. D'ailleurs, au Canada un incitatif similaire est présent selon le Règlement sur les carburants renouvelables. Ce règlement prescrit une proportion minimale de 5% de carburant renouvelable. Cependant, le GNR sous forme liquide ou de gaz comprimé ne se qualifie pas, du moins, pour l'instant. S'il le devenait, la demande du GNR, et par le fait même son prix, pourrait augmenter.

C'est le même scénario pour le SPEDE déjà présent au Québec. Si la valeur du prix du carbone venait qu'à augmenter, la production de GNR pourrait devenir plus attrayante. Cependant, pour que cette avenue devienne intéressante pour les producteurs de GNR dans un modèle de coût évité (tel celui convenu pour Saint-Hyacinthe), il faudrait que la valeur d'une tonne d'équivalents de CO<sub>2</sub> augmente largement. Ainsi, pour atteindre un prix moyen comme celui offert en Colombie-Britannique, la valeur d'une tonne en équivalent de CO<sub>2</sub> devrait passer de 17,64 \$/tonne à 222 \$/tonne.

Par contre, bien que ces incitatifs à la consommation soient souhaitables du point de vue de la filière, ils ne parviennent pas à offrir aux producteurs des conditions de marché suffisantes, encore moins à court terme. En effet, le marché des RINs aux États-Unis ajoute de la valeur au GNR, mais positionne les producteurs devant un marché très volatil et difficilement prévisible. Dans la mesure où la filière québécoise de production municipale sera en vigueur avant 2023, il paraît difficile d'utiliser cette option pour agir à court terme. Par ailleurs, puisque le PTMOBC ne subventionne que les projets dans une perspective de vente au Québec, la vente du GNR aux États-Unis pour valoriser les attributs verts rendrait un producteur non éligible au PTMOBC.

Conséquemment, il apparaît que la solution souhaitable pour la situation du Québec serait un tarif de rachat garanti. Il permettrait d'offrir des conditions adéquates aux producteurs de GNR et de permettre l'essor de la filière québécoise. Les modulations retenues sont décrites et discutées à la section suivante.

---

### **Le recours au PTMOBC contraint le producteur à livrer son GNR au Québec**

---

---

## 3. PROPOSITION D'UNE STRATÉGIE TARIFAIRE QUÉBÉCOISE

---

**Aviseo est d'avis que le Québec devrait établir un mécanisme de tarif de rachat garanti offert aux producteurs de GNR**

---

À la lumière des réflexions précédentes, il appert que la filière de GNR québécois requiert le support d'un mécanisme de tarification. L'analyse de la situation actuelle et des mécanismes en vigueur étant complétée, il est maintenant possible de proposer une approche pour soutenir ce marché émergent d'énergie renouvelable. Cette section présente l'orientation retenue, ses facteurs de modulation, des alternatives envisageables et finalement, des analyses d'impacts.

### UN MÉCANISME DE TARIF DE RACHAT GARANTI QUÉBÉCOIS

À l'instar de la situation des filières du GNR ailleurs au Canada, aux États-Unis et en Europe, celle du Québec peut difficilement se mettre en place en raison des conditions économiques actuelles. Le prix offert sur le marché réglementé du gaz naturel n'est pas suffisamment élevé pour en permettre la viabilité. C'est ce qui a poussé plusieurs juridictions à avoir recours à des mécanismes d'intervention afin d'obtenir les conditions nécessaires à son succès.

À cette fin, Aviseo est d'avis que le Québec devrait établir un **mécanisme de tarif de rachat garanti offert aux producteurs de GNR subventionnés dans le cadre du PTMOBC**. Cette approche permet de cibler précisément la problématique à la source et de la corriger rapidement tel que la situation l'exige en raison des contraintes. Il s'agit d'une solution agile qui permet de viser des éléments clés et d'apporter des ajustements au besoin. De plus, l'utilisation d'un tarif de rachat garanti offrirait les conditions nécessaires aux producteurs de GNR :

- Prix adaptés aux coûts de fonctionnement;
- Réduction du risque financier ;
- Horizon prévisible facilitant la planification et la gestion budgétaire.

L'efficacité du mécanisme de tarification passe inévitablement par une modulation judicieuse des paramètres. À cet égard, l'établissement de principes fondamentaux permettra de bien positionner le mécanisme dans le marché.

### FACTEURS DE MODULATION

Afin de choisir stratégiquement les caractéristiques du modèle tarifaire, il est indispensable de respecter des principes directeurs. Dans ce contexte, trois éléments doivent être rencontrés afin de maximiser les probabilités de succès.

1 - Respecter l'ordre de priorisation des 3RV

Il faut éviter que la production de GNR devienne une panacée afin que les acteurs de la chaîne de valeur continuent de prioriser la réduction à la source, le réemploi et le recyclage avant la valorisation (3RV). D'une perspective environnementale, ces alternatives sont plus efficaces que la valorisation<sup>61</sup>. En d'autres termes, il ne faudrait pas que la production de déchets organiques devienne avantageuse en raison du prix du GNR.

---

<sup>61</sup> MDDELCC. (2011). Politique québécoise de gestion des matières résiduelles. Plan d'action 2011-2015.

## 2 – Préétablir la structure de prix

Les tarifs doivent être établis à l'avance pour s'assurer que les projets seront conçus de manière optimale et qu'il n'y ait pas de choix stratégiques qui pourraient être néfastes pour l'ensemble de la filière. Dans un monde idéal, chaque projet afficherait son coût de production et se verrait remettre un montant équivalent afin de compenser ses coûts. Par contre, bien qu'une telle stratégie permettrait d'offrir des tarifs spécifiques et précis pour chaque projet, elle pourrait conduire à une gestion inefficace des coûts. En effet, les producteurs n'auraient aucun incitatif à optimiser leur processus et pourraient faire des choix onéreux sachant qu'ils seront remboursés. Ainsi, en utilisant une structure de prix préétabli, les producteurs seront incités à gérer leur projet de manière efficiente.

### 3 - Offrir un tarif adapté pour refléter la structure de coûts de fonctionnement

Le tarif offert doit être dégressif avec la hausse de la capacité de production afin de refléter la structure de coûts des projets. Chaque Demandeur admissible<sup>62</sup> se verra attribuer un tarif moyen unitaire ajusté selon sa capacité de production totale, et ce, même s'il décidait de limiter sa production à un niveau inférieur à sa capacité totale. Cette façon de faire est nécessaire pour éviter que les Demandeurs choisissent un niveau sous-optimal de production afin de bénéficier d'une tarification décroissante.

Suivant ces trois principes, voici les éléments de modulation proposés pour le modèle tarifaire :

#### Éléments clés du système de tarification retenu

Éléments de modulation	Objectifs
Tarif de rachat garanti	Offrir aux producteurs des prix avantageux pour leur GNR puisque les conditions de marché sont présentement insuffisantes
Tarif offert selon la capacité de production totale	Encourager les producteurs à produire la quantité maximale et éviter que certains fassent des choix non efficients
Contrats de long terme d'une durée déterminée	Réduire le risque pour les producteurs et faciliter leur planification en offrant des contrats adaptés à la réalité des différents projets
Contrats indexés à l'inflation	Offrir une prime qui évolue en fonction du coût de fonctionnement
Révision annuelle	Ajuster les conditions offertes pour les nouveaux projets afin d'intégrer les changements de la filière et des conditions de marché

Source : *Analyses Aviseo*

---

### Trois principes guident la mise en place du tarif :

#### 1. Respect de l'ordre de priorisation des 3RV

#### 2. Visibilité sur la structure de prix

#### 3. Tarif adapté

---

<sup>62</sup> Un Demandeur admissible aux subventions dans le cadre du PTMOBC



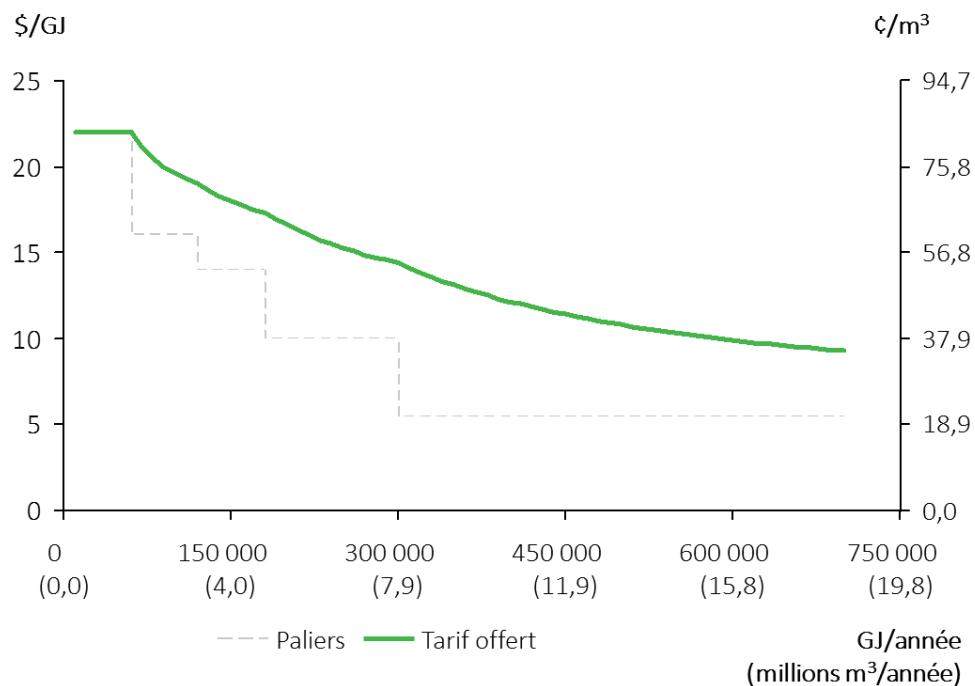
**Le système de base proposé compte cinq paliers et sert à établir le tarif offert**

De manière plus détaillée, le tarif de rachat garanti sera dégressif en réduisant la prime offerte marginalement avec l'augmentation de la capacité de production. Les producteurs se verront offrir un tarif moyen reflétant l'ensemble de leur capacité de production. Ainsi, à l'instar du modèle du Royaume-Uni, chaque unité supplémentaire produite réduira le tarif moyen reçu, mais augmentera les revenus totaux. Cette modulation assure que les producteurs n'aient pas d'incitatif à viser volontairement un niveau de production inférieur à leur capacité.

Les paliers sont conçus de manière à suivre la structure des coûts de fonctionnement de la biométhanisation. Aviseo s'est inspiré de la littérature récente et une consultation auprès de promoteurs de projets au Québec pour dériver une courbe de fonctionnement. Selon l'approche privilégiée, les trois premiers paliers sont plus courts pour refléter la baisse rapide des coûts unitaires. Ils s'allongent ensuite sur l'avant-dernier palier pour finalement s'établir au niveau des coûts évités à plus de 300 000 GJ/année (7,9 millions de m<sup>3</sup>/année), soit 5,42 \$/GJ (20,53 ¢/m<sup>3</sup>). Le tableau et le graphique ci-dessous détaillent et illustrent les paliers et le tarif offert.

**Évolution des paliers et du tarif offert selon la capacité de production – scénario de base**  
*Paliers et tarif offert en \$/GJ, capacité de production en GJ/année*

Paliers (GJ/année)	Paliers (\$/GJ)	Tarif offert (\$/GJ) <sup>63</sup>
[0 – 60 000[	22	22,0
[60 000 – 120 000[	16	[22,0 – 19,0[
[120 000 – 180 000[	14	[19,0 – 17,3[
[180 000 – 300 000[	10	[17,3 – 14,4[
Plus de 300 000	5,42	[14,4 – ... [



Sources: Analyses Aviseo

<sup>63</sup> Le tarif offert est calculé selon la capacité de production totale. Exemple, une production de 130 000 GJ/année aura un tarif de 18,62 \$/GJ, soit  $(60\,000 * 22 + (120\,000 - 60\,000) * 16 + (130\,000 - 120\,000) * 14) / 130\,000$

## Tarif offert selon la capacité de production – scénario de base

Capacité de production annuelle		Tarif offert	
GJ/an	Millions de m <sup>3</sup> /an	\$/GJ	¢/m <sup>3</sup>
50 000	1,3	22,00	83,36
100 000	2,6	19,60	74,26
150 000	4,0	18,00	68,20
200 000	5,3	16,60	32,90
250 000	6,6	15,28	57,90
300 000	7,9	14,40	54,56
350 000	9,2	13,12	49,70
400 000	10,6	12,15	46,05
450 000	11,9	11,41	43,22
500 000	13,2	10,81	40,95
550 000	14,5	10,32	39,09
600 000	15,8	9,91	37,55
650 000	17,2	9,56	36,24
700 000	18,5	9,27	35,12

Sources : Analyses Aviseo

Il est important de mentionner qu’il aurait été théoriquement idéal de mesurer une rentabilité reposant sur la valeur actuelle nette (VAN) de chaque projet. Par contre, pour ce faire, il aurait fallu obtenir avec précision les coûts des projets attirés spécifiquement à la biométhanisation. Les informations disponibles ne permettaient pas d’isoler le processus de biométhanisation puisqu’elles amalgamaient la gestion des matières résiduelles et la valorisation des déchets. À cet égard, la structure de coûts d’un projet type développé par Aviseo et soumis à des promoteurs a fait l’unanimité quant à la « sous-estimation » des coûts de fonctionnement, ce qui nous pousse à croire que notre scénario de base demeure conservateur.

Par contre, si l’information détaillée devenait disponible, il pourrait être souhaitable de modifier certains éléments, mais toujours en respect des principes directeurs établis précédemment. Le fondement de la recommandation est de soutenir la production de GNR à l’aide de tarifs de rachat garantis sans pour autant créer un environnement lucratif qui mettrait en péril une gestion des matières résiduelles efficiente. La révision annuelle pourra servir à apporter des ajustements pour les projets futurs en tenant compte de l’évolution de la filière, mais aussi d’une connaissance plus approfondie des coûts des projets locaux.

## ANALYSE D’IMPACTS

L’offre d’une prime pour la production de GNR entraîne un coût supplémentaire. Il représente l’écart entre le tarif moyen offert et la valeur des coûts évités. Afin de mesurer l’impact financier d’une telle mesure, il est utile de faire une simulation des tarifs moyens offerts aux projets qui prévoient ou qui pourraient injecter leur gaz naturel renouvelable dans le réseau de distribution pour la clientèle québécoise raccordée. Une recherche a permis de dresser une liste de projets préliminaires qui prévoient ou pourraient éventuellement décider d’injecter leur production dans leur réseau de distribution. Il ne s’agit pas d’une liste exhaustive, mais elle offre un aperçu des impacts financiers de la solution proposée ainsi que ces variantes si, en 2022, la totalité de la capacité de production des projets subventionnés dans le cadre du PTMOBC était vendue à Gaz Métro et injectée dans le réseau de distribution.

**Considérant les projets en développement, le scénario de base impliquerait un tarif moyen de 14,13\$/GJ**

## Analyse des impacts financiers selon les scénarios<sup>64</sup>

Projets du PTMOBC	Capacité (GJ/an)	Tarif offert (\$/GJ) selon les scénarios			
		Base	Faible	Fort	Base + ajusté
<b>Localisation</b>					
Beauharnois	56 835	22,00	17,60	26,40	33,86
Varenes	90 936	19,96	15,97	23,95	21,90
Laval	113 670	19,17	15,33	23,00	19,92
Montréal (1)	126 174	18,76	15,00	22,51	19,08
Montréal (2)	126 174	18,76	15,00	22,51	19,08
Québec	287 964	14,58	11,67	17,50	14,17
Saint-Hyacinthe	636 552	9,65	7,72	11,58	9,46
<b>Moyenne</b>	<b>205 472</b>	<b>14,13<sup>1</sup></b>	<b>11,30<sup>1</sup></b>	<b>16,95<sup>1</sup></b>	<b>14,67<sup>1</sup></b>
<b>Coûts annuels (millions \$)<sup>2</sup></b>	<b>1 438 305<sup>3</sup></b>	<b>13,7</b>	<b>9,7</b>	<b>17,7</b>	<b>14,4</b>

(1) Moyenne pondérée selon la capacité de production

(2) Coût annuel en comparaison avec un tarif offert selon la méthode des coûts évités à 5,42 \$/GJ

(3) Capacité annuelle en GJ/année

Sources : MDDELCC, Gaz Métro, analyses Aviseo

Les projets du PTMOBC se verront offrir un tarif moyen de 14,13 \$/GJ (53,5 ¢/m<sup>3</sup>) pour le scénario de base avec des variations entre 11,30 \$/GJ (42,8 ¢/m<sup>3</sup>) et 16,95 \$/GJ (64,2 ¢/m<sup>2</sup>) pour les autres scénarios. Ce niveau est cohérent avec les tarifs offerts dans les autres systèmes analysés. Suivant la structure du modèle, les projets ayant des capacités de production plus faibles reçoivent un tarif plus élevé afin de refléter leur coût de fonctionnement.

Ce soutien aux projets du PTMOBC, en comparaison avec une offre d'achat aux coûts évités de 5,42 \$/GJ (20,5 ¢/m<sup>3</sup>), coûterait annuellement 12,5 millions \$. La production annuelle totale de ces projets serait supérieure à 1,4 million de GJ/année (38,0 millions de m<sup>3</sup>/année). Cette quantité représenterait 0,59 % de la consommation totale de gaz naturel au Québec.

Bien entendu, il pourrait y avoir d'autres projets qui s'ajoutent à cette liste préliminaire. Cependant, à des fins d'analyse, le potentiel de réalisation de ces projets est jugé très réaliste selon le mécanisme proposé et illustre bien un aperçu des impacts financiers. Tout compte fait, l'application d'un taux adéquat pour le GNR stimulerait la filière du gaz naturel renouvelable au Québec, et ce, avec un impact financier relativement faible.

**Le système proposé sous son scénario de base coûterait 12,5 millions \$ pour les sept projets municipaux.**

<sup>64</sup> Un tableau sommaire des scénarios est présenté à l'annexe 3 en m<sup>3</sup> et ¢/m<sup>3</sup>

---

## 4. CONCLUSION

Par sa Politique québécoise de gestion des matières résiduelles, le gouvernement du Québec interdit aux municipalités du Québec de poursuivre l'enfouissement des déchets au-delà de 2020. Ces dernières sont donc dans l'obligation de se tourner vers la valorisation sous forme de compostage ou de biométhanisation. Cependant, malgré une aide gouvernementale de 650 millions \$ pour soutenir les investissements, les projets tardent à se mettre en œuvre. Au point que le gouvernement du Québec a prolongé de deux ans la date pour se conformer à l'interdiction d'enfouissement.

L'analyse des conditions actuelles de marché a montré que les projets de biométhanisation ne sont pas compétitifs avec le gaz naturel conventionnel. Les prix offerts sont insuffisants pour couvrir les coûts de fonctionnement. Sans intervention, ceux qui ont choisi cette avenue de valorisation sont pratiquement assurés de subir des déficits. Pour ces mêmes motifs, plusieurs juridictions ont mis de l'avant des mécanismes afin de stimuler la production d'énergie renouvelable.

La recension de mécanismes déjà en vigueur en Europe, aux États-Unis et au Canada a permis d'analyser des options envisageables pour le modèle québécois. À la lumière de cette analyse, la solution retenue pour soutenir la filière du GNR est l'adoption d'un tarif de rachat garanti (*feed-in tariff*) offert aux producteurs subventionnés dans le cadre du PTMOBC. Cette solution corrige directement et rapidement la problématique de non-compétitivité du GNR vis-à-vis le combustible alternatif, le gaz naturel de sources conventionnelles, en plus de diminuer les risques du point de vue du producteur.

Trois principes guident la mise en place du tarif : le respect de l'ordre de priorisation des 3RV, la visibilité sur la structure de prix et un tarif dégressif reflétant la structure des coûts de fonctionnement des projets. Selon la structure proposée, la réduction à la source, le réemploi et le recyclage continueront d'être la voie privilégiée. De même, le système réduirait une grande part d'incertitude dans le marché.

Les tarifs du scénario de base sont établis de manière à suivre la structure des coûts de fonctionnement. Ensuite, chaque projet se voit attribuer un tarif selon sa capacité de production totale, et ce, peu importe la quantité réellement produite et/ou vendue, au Québec. Le tarif offert pour une liste de projets probables serait de 14,13 \$/GJ (53,5 ¢/m<sup>3</sup>) pour les projets subventionnés. L'implantation de la solution représenterait un coût annuel d'environ 12,5 millions \$.

En somme, ces recommandations permettront l'émergence d'une filière québécoise du GNR qui gagnera en efficacité avec les projets en développement. Les modulations proposées pourront être bonifiées lorsque la filière aura atteint une certaine maturité.

---

## BIBLIOGRAPHIE

- Air Resources Board. (2016, Avril 12). *Monthly LCFS credit transfer activity report for March 2016*. Récupéré sur <http://www.arb.ca.gov/>
- AQPER. (2015, Juillet 25). *Le GNR produit par la ville de Saint-Hyacinthe sera injecté dans le réseau gazier du Québec*. Récupéré sur <http://www.aqper.com/>
- Association Canadienne du Gaz. (2014, Décembre). *Renewable natural gas technology roadmap for Canada*.
- Audet, S. (2016). *Mandat de balisage, diagnostic, principes tarifaires et pistes de solutions pour le développement de la filière du gaz naturel renouvelable dans le contexte québécois*. Pour la Régie de l'énergie du Québec.
- Bullfrog Power. (2016, mai 7). *Green natural gas*. Récupéré sur [www.bullfrogpower.com](http://www.bullfrogpower.com)
- California Dairy Campaign. (2013, Juin). *Economic feasibility of dairy digester clusters in California - A case study*. EPA.
- Communauté métropolitaine de Montréal. (2016, Avril 13). *Projet de plan métropolitain de gestion des matières résiduelles 2015-2020*. Récupéré sur <http://cmm.qc.ca/evenements/consultation-publique-sur-le-projet-de-pmgmr-2015-2020/>
- Department of Energy & Climate Change. (2014, Décembre 9). *RHI biomethane injection to grid tariff review. Government Response*.
- Direct Energy. (2017, 06 02). *Natural gas plan*. Récupéré sur [www.directenergy.com](http://www.directenergy.com)
- EEG. (2014). *Renewable Energy Sources Act*.
- Energy BC. (2012). *Where our electricity comes from*. Récupéré sur <http://www.energybc.ca/>
- FortisBC. (2013, Janvier 11). *Biomethane pilot program. Post implementation summary report*.
- FortisBC. (2015, Janvier 01). *Rate Schedule 1B - Residential biomethane service*.
- FortisBC. (2016, mai 16). *Frequently asked questions*. Récupéré sur <https://www.fortisbc.com>
- France Biométhane. (2015, Janvier 14). *Injection de biométhane - un objectif de 10% en 2030*. Récupéré sur <http://france-biomethane.fr/>
- Gaz Métro. (2016, mai). *Services par d'autres fournisseurs*. Récupéré sur <http://www.grandeentreprise.gazmetro.com/>
- Gendron, S. (2016). *Rivière-du-Loup veut importer les «restants» de table de la Côte-Nord*. *Journal de Montréal*.
- Gouvernement du Canada. (2013, Octobre 25). *Règlement sur les carburants renouvelables*.

Gouvernement du Québec. (2011, Mars 16). Loi sur la qualité de l'environnement. *Politique québécoise de gestion des matières résiduelles*. Gazette officielle du Québec.

Gouvernement du Québec. (2016, Avril 01). Loi sur la qualité de l'environnement. *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*.

Gouvernement du Québec. (2016). Politique énergétique 2030.

Green Gas Grid. (2013, Septembre). Biomethane guide for decision makers. *Policy guide on biogas injection into natural gas grid*.

Green Gas Grids. (2012, mars). Overview of biomethane markets and regulations in partner countries.

Independent Electricity System Operator. (2016, Janvier 8). FIT 4 application summary.

Ministère des Affaires municipales et occupation du territoire. (2015). Communiqués de presse. *Accord de partenariat avec les municipalités pour la période 2016-2019*.

Ministère du développement durable, de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques. (2011). Politique québécoise de gestion des matières résiduelles. *Plan d'action 2011-2015*.

Ministère du développement durable, de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques. (2013 - version révisée en février 2015). Lignes directrices pour la planification régionale de la gestion des matières résiduelles.

Ministère du développement durable, de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques. (2015). Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2012 et leur évolution depuis 1990.

Ministère du développement durable, de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques. (2015, Mars 18). Lieux d'enfouissement technique (LET) autorisés et en exploitation.

Ministère du développement durable, de l'environnement et des parcs. (2011, mai). Lignes directrices pour l'encadrement des activités de biométhanisation.

Ministère du développement durable, de l'environnement, de la Faune et des Parcs. (2012). Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (phase II), 2012-2019.

Nations Unies. (2016). *Global warming potentials*. Récupéré sur Framework convention on climate change: <http://unfccc.int/>

OCDE. (2011). Greening household behaviour. *The role of public policy*. OECD Publishing.

Régie de l'Énergie. (2013, Mars 20). Décision D-2013-041. *Demande de Société en commandite Gaz Métro pour la réalisation d'un projet d'investissement pour l'injection de biométhane produit par la ville de Saint-Hyacinthe*.

Régie de l'Énergie. (2015, Juillet 10). Décision - D-2015-107. *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*.

Régie de l'Énergie. (2016, mai). *Gaz naturel - rôle et mandat*. Récupéré sur <http://www.regie-energie.qc.ca/>

Statistique Canada. (2011). Consommation moyenne d'énergie des ménages, selon les caractéristiques du ménage et du logement. *Tableau 4-1*.

Tsilemou, K., & Panagiotakopoulos, D. (2006). Waste management & research. *Approximate cost functions for solid waste treatment facilities*. SAGE.

Union des municipalités du Québec. (2013, Octobre 11). Mémoire présenté à la commission sur les enjeux énergétiques du Québec.

Vermont Gas System. (2016). Description of the Renewable Natural Gas-Program Plan.

Yacobucci, B. D. (2013, Juillet 22). Analysis of Renewable Identification Numbers (RINs) in the Renewable Fuel Standard (RFS). Congressional Research Service.

# ANNEXE 1 – RECENSION DES MÉCANISMES

Les valeurs ont été converties en dollars canadiens de 2016 et en gigajoules selon les critères et hypothèses suivants à des fins de comparaison seulement, il peut y avoir des écarts avec les valeurs réelles à cause des hypothèses et des fluctuations du marché :

Conversion en dollars canadiens de 2016						
Taux de change <sup>1</sup>	2011	2012	2013	2014	2015	2016
CAD/USD	0,98907	0,99958	1,02991	1,10447	1,27871	1,37414
CAD/EUR	1,37670	1,28500	1,36810	1,46710	1,41820	1,51550
CAD/GBP	1,58607	1,58399	1,61127	1,81903	1,95398	1,96745
Indice des prix à la consommation <sup>2</sup>	1,07119	1,05094	1,04068	1,02484	1,01267	-

(1) Taux de change moyen annuel selon la Banque du Canada

(2) Banque du Canada, feuille de calcul de l'inflation

Conversion en GJ						
1 Unité	m <sup>3</sup>	Nm <sup>3</sup>	kWh (gaz)	kWh (élec.)	BCF	MMBtu
1 GJ	0,03789 <sup>1</sup>	0,03997 <sup>2</sup>	0,00360 <sup>1</sup>	0,01029 <sup>3</sup>	1 073 342 <sup>1</sup>	1,055056 <sup>1</sup>

(1) Facteur de conversion de Gaz Métro

(2) Mecaflux

(3) Suppose une efficacité de conversion du GNR en électricité de 35%



Colombie-Britannique	Descriptions
<b>Prix</b>	14,41 \$/GJ <sup>1</sup>
<b>Production actuelle du GNR</b>	En janvier 2013, deux projets étaient en opération et un troisième sur le point de l'être <sup>2</sup> . La production actuelle et future est destinée à être injectée dans le réseau de distribution.
<b>Tarification</b>	<p>Le prix du GNR est équivalent à son coût d'acquisition qui inclut les éléments suivants : commodité, production, infrastructure, équipement et les coûts de fonctionnement.</p> <p>La révision est trimestrielle et doit être approuvée par le <i>British Columbia Utilities Commission</i>.</p> <p>La tarification est un coût moyen de l'ensemble des coûts de production, incluant les coûts administratifs du programme.</p>
<b>Responsabilité de la prime</b>	Modèle volontaire, seuls les clients qui le demandent payent la prime du GNR. Ils peuvent choisir la portion de GNR de leur approvisionnement, entre 5% et 100%. Le programme essaie d'évaluer la demande pour le GNR et ensuite ajuster l'offre en conséquence.
<b>Autres incitatifs</b>	Taxe sur les émissions de gaz à effet de serre

(1) FortisBC (2015) – Rate schedule 1B

(2) FortisBC (2013) – Biomethane pilot program: Post implementation Summary Report

Ontario																			
<b>Prix</b>	Entre 14,70 et 34,7 \$/GJ																		
<b>Production actuelle du GNR</b>	Programme pour la production de projet d'électricité de moins de 500 kW Pas d'injection au réseau de gaz naturel																		
<b>Tarification</b>	Tarif de rachat garanti sur une période de 20 ans établi pour offrir une « rentabilité raisonnable » aux producteurs <sup>2</sup> Modèle d'appels d'offres avec modulation selon le type et la capacité de production																		
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Type de production</th> <th>Capacité de production</th> <th>\$/GJ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Biomasse</td> <td>500 kW</td> <td>17,01</td> </tr> <tr> <td>Biogaz agricole</td> <td>100 kW</td> <td>25,57</td> </tr> <tr> <td>Biogaz agricole</td> <td>250 kW</td> <td>19,83</td> </tr> <tr> <td>Biogaz</td> <td>500 kW</td> <td>16,33</td> </tr> <tr> <td>Site d'enfouissement</td> <td>500 kW</td> <td>16,63</td> </tr> </tbody> </table>	Type de production	Capacité de production	\$/GJ	Biomasse	500 kW	17,01	Biogaz agricole	100 kW	25,57	Biogaz agricole	250 kW	19,83	Biogaz	500 kW	16,33	Site d'enfouissement	500 kW	16,63
	Type de production	Capacité de production	\$/GJ																
	Biomasse	500 kW	17,01																
	Biogaz agricole	100 kW	25,57																
	Biogaz agricole	250 kW	19,83																
	Biogaz	500 kW	16,33																
Site d'enfouissement	500 kW	16,63																	
Ajustement annuel à 50% de l'IPC																			
Ajustement à la hausse pour une participation des premières nations, des communautés et des municipalités (entre 0,49 à 1,46 \$/GJ)																			
Ajustement selon la période de production <ul style="list-style-type: none"> <li>– Période de pointe : x1,30</li> <li>– Période hors pointe : x0,90</li> </ul>																			
Le programme de tarif de rachat garanti est surtout intéressant pour les projets d'énergie solaire, elle représente 93% des contrats d'énergie <sup>3</sup>																			
<b>Responsabilité de la prime</b>	Supporté par le programme																		
<b>Autres incitatifs</b>	Programme de soutien aux premières nations, communautés, municipalités et le secteur public																		

(1) IESO (2016) – FIT price schedule

(2) IESO (2015) – FAQ

(3) FIT 4 Application Summary

Allemagne		Descriptions			
<b>Prix</b>	8,52 \$/GJ à 34,7 \$/GJ				
<b>Production actuelle du GNR</b>	L'Allemagne est le pays d'Europe qui possède le plus de production de GNR. En 2013, 105 projets étaient connectés au réseau de distribution. <sup>1</sup>				
<b>Tarification<sup>2</sup></b>	Tarif de rachat garanti avec boni pour l'épuration du biogaz en GNR et un rabais pour coûts évités ( $\approx 1\$/GJ$ )				
	<b>Type de production</b>	<b>Capacité de production</b>	<b>\$/GJ</b>	<b>Bonis pour épuration</b>	<b>\$/GJ</b>
	Enfouissement	Moins de 500 kW	12,31	Moins de 245 000 GJ/année	4,39
		Jusqu'à 5 MW	8,52	Jusqu'à 350 000 GJ/année	2,92
	Traitement des eaux	Moins de 500 kW	9,78	Jusqu'à 490 000 GJ/année	1,46
		Jusqu'à 5 MW	8,52		
	Biomasse	Moins de 150 kW	19,97		
		Jusqu'à 500 kW	17,22		
		Jusqu'à 5 MW	15,22		
	Fermentation de déchet	Jusqu'à 20 MW	8,55		
		Moins de 500 kW	22,31		
Jusqu'à 20 MW		19,56			
Fermentation de lisier	Moins de 75 kW	34,69			
<b>Responsabilité de la prime</b>	Supporté par le EEG				
<b>Autres incitatifs<sup>3</sup></b>	<p>Partage des dépenses d'investissement avec le distributeur. Plus le producteur est loin du réseau, plus il a une grande responsabilité du financement. À moins d'un kilomètre, 25% des coûts au producteur et 75% au distributeur</p> <p>Au-dessus de 10 km, 100% des coûts sont financés par le producteur</p> <p>Obligation des constructions neuves de consommer une portion d'énergie renouvelable</p> <p>Obligation d'avoir une partie de la flotte automobile alimentée aux énergie renouvelable et exemption de la taxe sur l'énergie si ce n'est pas utilisé pour atteindre le quota.</p> <p>Garantie d'injection avec le <i>Biogas Register</i></p>				

(1) *Green Gas Grids (2013) – Biomethane guide for decision makers*

(2) *EEG (2014) – Renewable Energy Act*

(3) *Green Gas Grids (2013) – Biomethane guide for decision makers*

France		Descriptions	
<b>Prix</b>	Entre 18,43 et 51,21 \$/GJ		
<b>Production actuelle du GNR</b>	Injection du GNR dans le réseau de distribution de gaz naturel depuis 2011 En 2015, 4 projets étaient raccordés au réseau <sup>1</sup>		
<b>Tarification</b>	Tarif de rachat garanti fixé selon un taux d'enrichissement en capital (TEC) de 0,5, soit la ration entre la VAN et l'investissement initial <sup>2</sup> l'équivalent d'un retour brut sur investissement de 7 ans Modulation selon la capacité de production et le type d'intrant <sup>3</sup>		
	<b>Capacité de production</b>	<b>\$/GJ</b>	<b>Commentaires</b>
	Moins de 17 250 GJ/année	38,92	Le tarif applicable est le même pour toute la production. Un producteur qui a une capacité de plus de 14 GJ/h aura un tarif de 18,43 \$/GJ pour la totalité de sa production.
	Entre 17 250 et 122 640 GJ/année	Interpolation linéaire	
	Plus de 122 640 GJ/année	18,43	
	Prime pour déchets urbains	2,05	Cette prime s'ajoute à la modulation de base
Prime pour résidus agricole	12,29	Cette prime s'ajoute à la modulation de base	
<b>Responsabilité de la prime</b>	Fonds publics		
<b>Autres incitatifs</b>	Subvention possible, entre autres de l'Agence de l'environnement et de la Maîtrise de l'Énergie et des Fonds européens		

(1) *Gazette des communes – 14 janvier 2015*

(2) *ADEME (2010) – Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale*

(3) *Legifrance – Arrêté du 23 novembre 2011*

Royaume-Uni	Descriptions										
Prix	Entre 13,23 et 29,24 \$/GJ										
Production actuelle du GNR	En 2014, 3 sites de production étaient connectés au réseau de distribution <sup>2</sup> . La valorisation se fait surtout en électricité avec 360 installations qui produisent du biogaz en 2013 <sup>3</sup> .										
	Tarif de rachat garanti basé sur une rentabilité de 12% (TRI) en considérant la totalité dépenses en capital et les coûts d'opération pour un scénario standard avec une capacité de production de 1 MW Contrat de 20 ans indexé à l'inflation										
Tarification	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacité de production annuelle (GJ)</th> <th>\$/GJ<sup>1</sup></th> <th>Commentaires</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Moins de 411 429</td> <td>29,24</td> <td rowspan="3">Tous les producteurs reçoivent le même montant pour le premier tiers, deuxième et troisième tiers (s'il y a lieu). En d'autres mots, pour le premier 411 429 GJ, tous les producteurs reçoivent 29,24\$ même ceux qui ont une capacité de production de plus de 822 857 GJ/année</td> </tr> <tr> <td>Entre 411 429 et 822 857</td> <td>17,16</td> </tr> <tr> <td>Plus de 822 857</td> <td>13,23</td> </tr> </tbody> </table>	Capacité de production annuelle (GJ)	\$/GJ <sup>1</sup>	Commentaires	Moins de 411 429	29,24	Tous les producteurs reçoivent le même montant pour le premier tiers, deuxième et troisième tiers (s'il y a lieu). En d'autres mots, pour le premier 411 429 GJ, tous les producteurs reçoivent 29,24\$ même ceux qui ont une capacité de production de plus de 822 857 GJ/année	Entre 411 429 et 822 857	17,16	Plus de 822 857	13,23
	Capacité de production annuelle (GJ)	\$/GJ <sup>1</sup>	Commentaires								
	Moins de 411 429	29,24	Tous les producteurs reçoivent le même montant pour le premier tiers, deuxième et troisième tiers (s'il y a lieu). En d'autres mots, pour le premier 411 429 GJ, tous les producteurs reçoivent 29,24\$ même ceux qui ont une capacité de production de plus de 822 857 GJ/année								
	Entre 411 429 et 822 857	17,16									
Plus de 822 857	13,23										
Ajustement dégressif de 5% ou 10% pour tous les paliers. S'il y a lieu, l'ajustement se fait aux trimestres et les producteurs reçoivent un avis un mois à l'avance. L'ajustement dégressif est utile pour assurer le respect du budget. Plus il y a de projets, plus les coûts totaux vont augmenter et ainsi, le tarif offert par unité d'énergie sera plus faible.											
Les tarifs de rachat garanti ne peuvent pas être utilisés si les producteurs reçoivent des subventions d'investissement											
Responsabilité de la prime	Financé par le programme <i>Renewable Heat Incentive</i> (RHI), le plafond budgétaire pour 2020-2021 est de 1,15 milliard de £, soit environ 2,26 milliards de dollars canadiens. <sup>4</sup>										
Autres incitatifs <sup>5</sup>	<i>Renewable Obligation (RO)</i> oblige les fournisseurs d'électricité à offrir une portion en provenance de sources renouvelable (29% en 2015-2016). Cette mesure vise surtout les gros producteurs. <i>Renewable Transport Fuels Obligation</i> (RTFO) Exemption du <i>Climate Change Levy</i> pour la cogénération en provenance du GNR										

(1) Department of Energy & Climate Change – Quarterly forecast

(2) Department of Energy & Climate Change – RHI Biomethane Injection to Grid Tariff Review

(3) Green Gas Grids (2013) – Biomethane guide for decision makers

(4) Department of Energy & Climate Change (2015) – RHI budget caps

(5) Green Gas Grids (2012) – Overview of biomethane markets and regulations in partner countries

Californie	Descriptions
<b>Prix</b>	≈ 35\$/GJ <sup>1</sup>
<b>Production actuelle du GNR</b>	La majorité de sa consommation provient de l'extérieur du territoire
<b>Tarification</b>	La tarification est selon le marché des propriétés écologiques (RFS et LCFS) si l'utilisation est en remplacement d'un carburant polluant
<b>Responsabilité de la prime</b>	Le coût de production supplémentaire est à la responsabilité des producteurs <sup>2</sup>
<b>Autres incitatifs</b>	<p>Subvention de 50% des dépenses admissibles jusqu'à concurrence de 1,5 M\$ (USD), maximum de 40 M\$ au total sur 5 ans pour la totalité du programme</p> <p>ReMAT : Tarif de rachat garanti disponible pour les productions de moins de 3 MW d'électricité</p> <p><i>Renewable Fuel Standard</i> (RFS) : Obligation de consommer une portion d'énergie renouvelable, suivi par le système de <i>Renewable Identification numbers</i> (RINs)</p> <p><i>Low Carbon Fuel Standard</i> (LCFS) : Un crédit par tonne équivalent de CO<sub>2</sub>, le producteur d'énergie moins polluant reçoit des crédits alors que le producteur d'une énergie fossile standard doit plutôt payer un crédit</p>

(1) Estimation Gaz Métro (2017)

(2) CPUC – AB 1900

Vermont	Descriptions																				
<b>Prix</b>	17,50\$/GJ <sup>1</sup>																				
<b>Production actuelle du GNR</b>	Dès l'automne 2016, Vermont Gas Systems offrira sur base volontaire une portion de gaz naturel renouvelable variant de 10 à 100% de la consommation totale <sup>2</sup>																				
	Ajout d'une prime pour l'obtention du GNR selon la portion de GNR choisie. La prime est similaire à celle offerte par <i>Green Mountain Power</i> (GMP) et leur programme « Cow Power » où les profits sont remis aux producteurs.																				
<b>Tarification</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Portion de GNR</th> <th>Ajustement (\$/GJ)</th> <th>Prix du gaz naturel (\$/GJ)</th> <th>Total</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10%</td> <td>0,81</td> <td>6,68<sup>3</sup></td> <td>7,49</td> </tr> <tr> <td>25%</td> <td>2,02</td> <td></td> <td>8,70</td> </tr> <tr> <td>50%</td> <td>4,04</td> <td></td> <td>10,72</td> </tr> <tr> <td>100%</td> <td>8,06</td> <td></td> <td>14,75</td> </tr> </tbody> </table>	Portion de GNR	Ajustement (\$/GJ)	Prix du gaz naturel (\$/GJ)	Total	10%	0,81	6,68 <sup>3</sup>	7,49	25%	2,02		8,70	50%	4,04		10,72	100%	8,06		14,75
Portion de GNR	Ajustement (\$/GJ)	Prix du gaz naturel (\$/GJ)	Total																		
10%	0,81	6,68 <sup>3</sup>	7,49																		
25%	2,02		8,70																		
50%	4,04		10,72																		
100%	8,06		14,75																		
<b>Responsabilité de la prime</b>	Modèle volontaire payé par les clients qui s'inscrivent au programme																				
<b>Autres incitatifs</b>	<p><i>Standard-Offer Projets</i> pour encourager la production d'électricité renouvelable.<sup>4</sup></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Par appel d'offres</li> <li>– Les projets ne doivent pas dépasser les coûts évités (27,79\$/GJ pour le GNR)</li> <li>– Contrat de 20 ans</li> </ul> <p><i>Renewable Fuel Standard (RFS)</i> : Obligation de consommer une portion d'énergie renouvelable, suivi par le système de <i>Renewable Identification numbers (RINs)</i></p>																				

(1) Estimation Gaz Métro (2017)

(2) VGS – *Description of the renewable natural gas program plan*

(3) *Prix de fourniture de VGS au 1 février 2016*

(4) *Standard Offer Programme (2016) – Request for Proposals*

# ANNEXE 2 – ANALYSE DE SCÉNARIOS

Dans l'objectif d'évaluer d'autres scénarios probables, quelques modifications ont été appliquées au scénario de base. Dans un premier temps, une variation des paliers en terme relatif pour illustrer l'impact de telles modifications est présentée. Ensuite, un ajustement plus spécifique pour soutenir davantage les petits projets de biométhanisation est simulé.

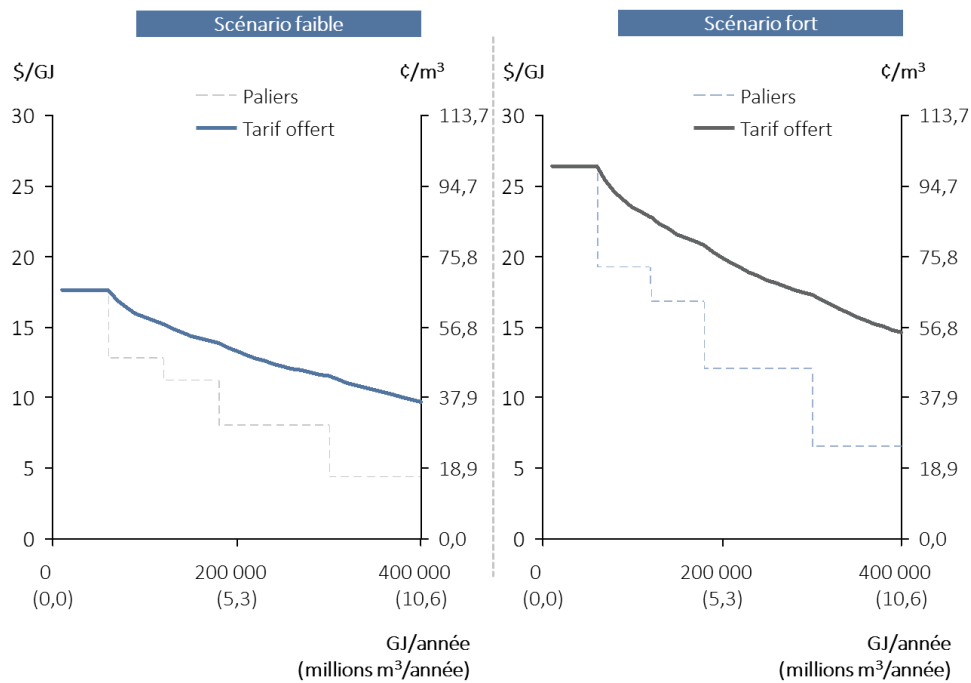
## VARIATIONS DU SCÉNARIO DE BASE

Cette première variation du scénario de base apporte un ajustement positif et négatif de 20% à la valeur de chaque palier sans considération pour le coût moyen. Un tel exercice permet de visualiser l'impact d'une modification des tarifs offerts. Le tableau ci-dessous donne de plus amples détails sur les résultats qui sont ensuite illustrés sous forme graphique en relation avec la structure de coût de fonctionnement.

### Évolution des paliers et du tarif offert – scénarios faible et fort

Paliers et tarifs offerts en \$/GJ, capacité de production en GJ/année

Paliers (GJ/année)	Scénario – faible (-20%)		Scénario – fort (+20%)	
	Paliers (\$/GJ)	Tarif offert (\$/GJ)	Paliers (\$/GJ)	Tarif offert (\$/GJ)
[0 – 60 000[	17,6	17,6	26,4	26,4
[60 – 120 000[	12,8	]17,6 – 15,2[	19,2	]26,4 – 22,8[
[120 000 – 180 000[	11,2	[15,2 – 13,9[	16,8	[22,8 – 20,8[
[180 000 – 300 000[	8	[13,9 – 11,5[	12	[20,8 – 17,3[
Plus de 300 000	4,3	[11,5 – ... [	6,5	[17,3 – ... [



Sources : Analyses Aviseo



## AJUSTEMENT ADAPTÉ AUX PETITS PROJETS

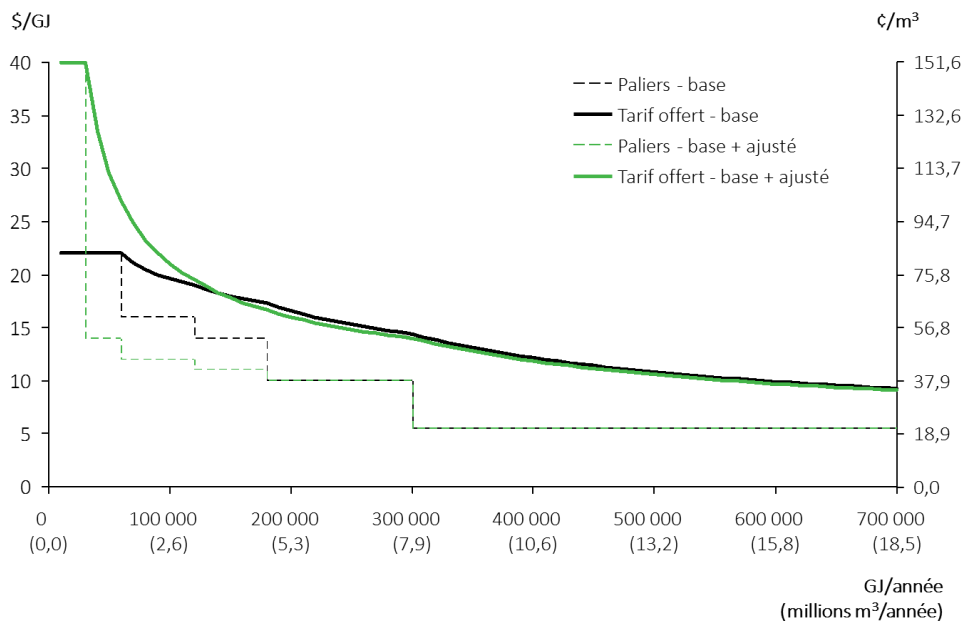
Bien que la modulation proposée avantage plus fortement les petits projets en comparaison avec les conditions de marchés du gaz naturel, il n'en demeure pas moins qu'ils auront de la difficulté à tirer leur épingle du jeu compte tenu des coûts de fonctionnement élevés auxquels ils font face. Ce n'est pas un hasard que la Politique énergétique 2030 propose explicitement de « soutenir des projets locaux de démonstration de biométhanisation des matières résiduelles agroalimentaires », des projets qui sont souvent relativement petits.

Pour pallier à cette lacune, une alternative serait d'augmenter la prime pour les petits projets (<30 000 GJ/année ou 0,8 million de m<sup>3</sup>/année). Cependant, pour éviter que les coûts totaux du programme augmentent trop et pour respecter les principes directeurs, les autres paliers sont ajustés à la baisse pour compenser et viser un tarif offert semblable au scénario de base. Le tableau et le graphique ci-dessous exposent ce scénario.

### Évolution des paliers et du tarif offert – scénario de base et base + ajusté

Paliers et tarif offert en \$/GJ, capacité de production en GJ/année

Paliers (GJ/année)	Scénario – Base		Scénario – Base + ajusté	
	Palier (\$/GJ)	Tarif offert (\$/GJ)	Palier (\$/GJ)	Tarif offert (\$/GJ)
[0 – 30 000[			40	40,0
[30 000 – 60 000[	22	22,0	14	]40,0 – 27,0[
[60 000 – 120 000[	16	]22,0 – 19,0[	12	[27,0 – 19,5[
[120 000 – 180 000[	14	[19,0 – 17,3[	11	[19,5 – 16,7[
[180 000 – 300 000[	10	[17,3 – 14,4[	10	[16,7 – 14,0[
Plus de 300 000	5,42	[14,4 – ... [	5,42	[14,0 - ... [



Sources: Analyses Aviseo

Un tel scénario affecte les projets de moins de 130 000 GJ/année. Pour les projets de plus grande envergure, le tarif moyen est essentiellement le même. La hausse du premier palier maintenant divisé en deux est compensée par une baisse des trois tarifs subséquents.

Tel qu'évoqué précédemment, un aspect à signaler est que ce scénario pourrait devenir intéressant pour les projets de biométhanisation agricoles qui sont pour la plupart de petits projets. Sans compter que selon l'Annexe D, protocole 1 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre, les projets pourraient recevoir des crédits compensatoires et ainsi, augmenter leur rentabilité.

## ANNEXE 3 – VALEURS EN M<sup>3</sup> ET ¢/M<sup>3</sup>

### Analyse des impacts financiers selon les scénarios

Localisation	Capacité (m <sup>3</sup> /an)	Tarif offert (¢/m <sup>3</sup> ) selon les scénarios			
		Base	Faible	Fort	Base + ajusté
<b>Projets du PTMOBC</b>					
Beauharnois	1 499 989	83,4	66,7	100,0	128,3
Varenes	2 399 983	75,6	60,5	90,7	83,0
Laval	2 999 979	72,6	58,1	87,1	75,5
Montréal (1)	3 329 984	71,1	56,8	85,3	72,3
Montréal (2)	3 329 984	71,1	56,8	85,3	72,3
Québec	7 599 946	55,2	44,2	66,3	53,7
Saint-Hyacinthe	16 799 880	36,6	29,3	43,9	35,9
<b>Moyenne</b>	<b>5 422 817</b>	<b>53,5<sup>1</sup></b>	<b>42,8<sup>1</sup></b>	<b>64,2<sup>1</sup></b>	<b>55,6<sup>1</sup></b>
<b>Coût annuels (millions \$)<sup>2</sup></b>	<b>37 959 746<sup>3</sup></b>	<b>12,5</b>	<b>8,5</b>	<b>16,9</b>	<b>13,3</b>

(1) Moyenne pondérée selon la capacité de production

(2) Coût annuel en comparaison avec un tarif offert selon la méthode des coûts évités à 20,53 ¢/m<sup>3</sup>

(3) Capacité annuelle en m<sup>3</sup>/année

Sources : MDDELCC, Gaz Métro, analyses Aviseo

## Évolution des paliers et du tarif offert – ensemble des scénarios

Paliers et tarifs moyens en ¢/m<sup>3</sup>, capacité de production en m<sup>3</sup>/année

Paliers (m <sup>3</sup> /année)	Scénario – Base		Scénario – Faible		Scénario – Fort		Scénario – Base + ajusté	
	Tarif (¢/m <sup>3</sup> )	Tarif offert (¢/m <sup>3</sup> )	Tarif (¢/m <sup>3</sup> )	Tarif offert (¢/m <sup>3</sup> )	Tarif (¢/m <sup>3</sup> )	Tarif offert (¢/m <sup>3</sup> )	Tarif (¢/m <sup>3</sup> )	Tarif offert (¢/m <sup>3</sup> )
[0 – 791 766[	83,4	83,4	66,7	66,7	100,0	100,0	151,6	151,6
[791 766 – 1 583 537[							53,0	]151,6 – 102,3[
[1 583 537 – 3 167 063[	60,6	]83,4 – 72,0[	48,5	]66,7 – 57,6[	72,7	]100,0 – 86,4[	45,5	]102,3 – 73,9[
[3 167 063 – 4 750 594[	53,0	]72,0 – 65,6[	42,4	]57,6 – 55,6[	63,7	]86,4 – 78,8[	41,7	]73,9 – 63,3[
[4 750 594 – 7 917 656[	37,9	]65,6 – 55,6[	30,3	]55,6 – 46,6[	45,5	]78,8 – 65,5[	37,9	]63,3 – 53,0[
Plus de 7 917 656	20,5	]55,6 – ... [	16,4	]46,6 - ...[	24,6	]65,5 - ...[	20,5	]53,0 - ... [

Source : analyses Aweiseo

# ANNEXE 4 – À-PROPOS DES AUTEURS

**AVISEO CONSEIL**  
stratégie & économie

Fondé par cinq associés possédant une riche expérience en stratégie & économie, Aviseo propose et met en œuvre des solutions innovantes et concrètes répondant aux enjeux stratégiques d'organisations privées ou publiques

A



**Jean-Pierre Lessard**

*Associé, Économiste*

Expert en politiques publiques,  
analyse de programmes et études  
économiques sectorielles



**Jérémie Dorval**

*Directeur, Économiste*

Spécialiste en étude économique et  
analyse financière

## Montréal

239, rue Notre-Dame O, bureau 403  
Montréal H2Y 1T4  
514-667-0023

## Québec

888, rue Saint-Jean, bureau 575  
Québec G1R 5H6  
418-473-7307



Le 7 juillet 2017

Madame Sophie Brochu  
Présidente et chef de la direction  
Gaz Métro  
1717, rue du Havre  
Montréal (Québec) H2K 2X3

Madame la Présidente et Chef de la direction,

Dans le cadre de la Politique énergétique 2030, le Gouvernement du Québec s'est donné comme objectif d'augmenter de 50 % la production de bioénergie. Le développement de la filière du gaz naturel renouvelable (GNR) est une avenue identifiée pour atteindre cet objectif. Le GNR peut être injecté dans le réseau de distribution de gaz naturel afin, entre autres, de chauffer des bâtiments, ainsi que d'alimenter des parcs de véhicules où il peut remplacer l'utilisation d'essence ou de carburant diesel.

En remplaçant le gaz naturel conventionnel, le GNR contribue à la lutte contre les changements climatiques. Mentionnons que le Gouvernement du Québec s'est doté d'une ambitieuse cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 37,5 % d'ici 2030.

Rappelons également que le 10 décembre 2016, l'Assemblée nationale du Québec a adopté la Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives. Cette loi modifie notamment la Loi sur la Régie de l'énergie afin de prévoir que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel devra tenir de la quantité de GNR à inclure au plan d'approvisionnement qui sera déterminée par règlement par le gouvernement.

Par ailleurs, en juillet 2016, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, M. Pierre Arcand, a donné à la Régie de l'énergie le mandat de lui fournir un avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel, incluant l'intégration du GNR.

... verso

Cet avis, qui a été publié le 22 juin 2017, recommande notamment au ministre d'envisager de :

- fixer, d'ici 2020, une cible volontaire de 60 Mm<sup>3</sup> pour la quantité de GNR devant être livré par Société en commandite Gaz Métro puis de prévoir une modulation progressive de cette cible en fonction du développement de la filière;
- mettre en place un tarif d'approvisionnement pour stimuler le développement de la filière de production de GNR au Québec;
- offrir aux clients des distributeurs gaziers un tarif d'achat de GNR sur une base volontaire.

En conséquence, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles prévoit déposer, à l'automne 2017, un projet de règlement qui déterminera la quantité de GNR devant être livrée par un distributeur de gaz naturel, et les conditions et les modalités selon lesquelles s'effectuera une telle livraison. Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles prendra en considération une potentielle hausse des tarifs dans l'élaboration de son règlement afin d'en limiter les impacts sur les différentes clientèles.

Celui-ci s'inscrira en complémentarité avec d'autres mesures gouvernementales, dont le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, qui favorise l'émergence et le développement durable d'une filière québécoise du GNR.

Recevez, Madame la Présidente et Chef de la direction, mes salutations distinguées.

Le sous-ministre,



Robert Keating



## 1 ANNEXE 3

2 Tel qu'expliqué à la section 5.3.1, Gaz Métro a dû faire appel à un autre producteur que la Ville  
3 de Saint-Hyacinthe pour l'année 2017-2018 car le volume de GNR prévu être produit par cette  
4 dernière dans la prochaine année n'est pas suffisant pour répondre aux besoins des premiers  
5 clients ayant signifié leur intérêt de consommer du GNR.

6 Gaz Métro a donc contacté trois fournisseurs différents afin d'avoir le meilleur prix possible. Le  
7 tableau suivant présente les résultats de cette démarche.

Prix du GNR fourni par <i>Tidal Energy Marketing Inc.</i> : [REDACTED]		
Unité	Note	
[REDACTED] \$/GJ	Prix en \$/GJ	
[REDACTED] ¢/m <sup>3</sup>	Prix converti en ¢/m <sup>3</sup>	

Prix du GNR fourni par <i>Cargill Limited</i> : [REDACTED]		
Unité	Note	
[REDACTED] \$/GJ	Prix en \$/GJ	
[REDACTED] ¢/m <sup>3</sup>	Prix converti en ¢/m <sup>3</sup>	

Prix du gaz naturel avec attributs verts fourni par <i>BP Canada Energy Group ULC</i> : [REDACTED]		
Unité	Note	
[REDACTED] \$/GJ	Prix en \$/GJ	
[REDACTED] ¢/m <sup>3</sup>	Prix converti en ¢/m <sup>3</sup>	

8 Gaz Métro a retenu l'offre de Tidal Energy Marketing Inc. (« Tidal »), soit le GNR produit par la  
9 Ville de Hamilton, à un prix de [REDACTED]. L'entente de principe (*Term Sheet*) intervenue entre  
10 les parties est présentée à l'annexe 4. Les termes de cette entente de principe seront confirmés,  
11 au cours des prochaines semaines, par une « Transaction confirmation ». Gaz Métro signale  
12 que Tidal est une filiale d'Enbridge inc., apparaissant elle-même à l'organigramme corporatif de  
13 de Gaz Métro. Ceci fait donc de Tidal « un fournisseur qui a un intérêt direct ou indirect dans  
14 [l'entreprise de Gaz Métro] » au sens de l'article 81 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (« Loi »).  
15 Ainsi, Gaz Métro comprend du paragraphe 90 de la décision D-2017-041 portant sur les règles  
16 applicables aux transactions en matière d'approvisionnement avec des sociétés apparentées  
17 qu'elle devrait normalement soumettre à la Régie, pour approbation spécifique, le Contrat conclu  
18 avec Tidal dans le cadre du rapport annuel. Cependant, puisque le prix convenu avec Tidal a un  
19 impact sur le prix du GNR pour 2017-2018, à l'égard duquel une approbation de la Régie est

1 requise dans le présent dossier, Gaz Métro lui demande d'approuver dès maintenant l'entente  
2 conclue avec Tidal. À cette fin, Gaz Métro reproduit ci-après les informations requises au  
3 paragraphe 90 de la décision D-2017-041 :

4 • **la liste des fournisseurs contactés et les offres reçues**

5 Tidal Energy Marketing Inc.

6 Cargill Limited

7 BP Canada Energy Group ULC

8 Les offres reçues sont reproduites plus haut.

9 • **le nom du fournisseur, la date de transaction et la période effective**

10 Nom : Tidal Energy Marketing Inc.

11 Date de signature de l'entente : [REDACTED]

12 Période effective : [REDACTED]

13 [REDACTED]

14 • **les analyses démontrant que la transaction retenue est la plus avantageuse pour la**  
15 **clientèle**

16 Le tableau reproduit à la page précédente illustre que l'offre de Tidal est plus avantageuse  
17 pour la clientèle que les alternatives offertes par Cargill Limited et BP Canada Energy  
18 Group ULC.

19 • **une attestation de l'application du Code de conduite quant à la conformité des**  
20 **transactions du Distributeur avec ses entités apparentées**

21 Une attestation est jointe en annexe 5.

22 Gaz Métro souligne que la *Transaction confirmation* à venir, et qui confirmera les termes de  
23 l'entente de principe, sera conclue sous l'égide d'un contrat maître, lui-même signé en avril 2016.  
24 À cet égard, Gaz Métro rappelle qu'un contrat maître :

25 « (...) est un contrat 'GasEDI' ou 'NAESB' qui encadre la relation contractuelle entre deux  
26 contreparties. Chaque transaction d'achat de molécule ou de transport est régie par ce contrat

- 1 *maître et est confirmée par un document appelé « Transaction confirmation ». Ce document*  
2 *contient les éléments essentiels de la transaction, soit le prix, la quantité et la durée »<sup>77</sup>*

---

<sup>77</sup> D-2017-041, p. 18, note 27



L'ANNEXE 4 EST DÉPOSÉE SOUS PLI  
CONFIDENTIEL.



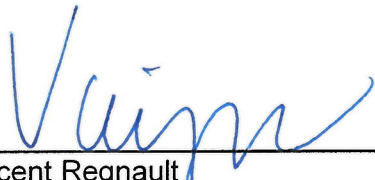
**ATTESTATION DE CONFORMITÉ AVEC  
LE CODE DE CONDUITE DU DISTRIBUTEUR RÉGISSANT LES TRANSACTIONS  
ENTRE APPARENTÉES DU GROUPE CORPORATIF**

Je, soussigné, faisant affaires au 1717, rue du Havre, en les ville et district de Montréal, affirme ce qui suit :

1. Je suis Directeur, Transport et approvisionnement gazier chez Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro »);
2. À ce titre, j'ai supervisé les démarches ayant mené à la signature de l'entente de principe intervenue le 25 septembre 2017 avec Tidal Energy Marketing Inc. (« Tidal ») et intitulée « *Term Sheet for the purchase and sale of Renewal Natural Gas* » (« Entente »);
3. Tidal ne correspond pas à une « entité apparentée du groupe corporatif » de Gaz Métro au sens de la définition prévue l'article 1 du *Code de conduite du distributeur régissant les transactions entre apparentée du groupe corporatif* (« Code de conduite ») puisqu'elle ne se retrouve pas à l'organigramme corporatif de Gaz Métro;
4. Néanmoins, je suis en mesure d'attester que l'Entente a été conclue en conformité avec les principes et règles qui sont énoncés au Code de conduite;

Et j'ai signé,

À Montréal, le 14 novembre 2017



\_\_\_\_\_  
Vincent Regnault  
Directeur, Transport et approvisionnement gazier