

**STRATÉGIES DE CONFORMITÉ
AU SYSTÈME DE PLAFONNEMENT
ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION
DE GAZ À EFFET DE SERRE (SPEDE)**

TABLE DES MATIÈRES

1	MISE EN CONTEXTE	4
1.1	Historique du dossier	4
1.2	Conclusions recherchées	5
2	SUVIS DE LA DÉCISION D-2014-171	6
2.1	[REDACTED]	6
2.2	[REDACTED]	6
2.3	Suivis administratifs relatifs aux ventes aux enchères	6
2.4	Suivi sur les indices au rapport annuel	7
3	PRÉVISION DES ÉMISSIONS DE 2015 À 2020	8
3.1	Prévisions détaillées pour la période de 2015 à 2020	9
3.1.1	Émissions assujetties relatives à ses activités de transport et distribution de gaz naturel	9
3.1.2	Émissions assujetties relatives à l'utilisation ou à la combustion du gaz naturel distribué par Gaz Métro pour consommation au Québec	10
3.2	Analyse de scénarios de prévision d'émissions	13
4	PRÉVISION DES PRIX DES DROITS D'ÉMISSION DE 2015 À 2020	17
4.1	Résultats des ventes aux enchères et évolution des prix sur le marché secondaire	17
4.1.1	Résultats des ventes aux enchères	17
4.1.2	Évolution des prix sur le marché secondaire	18
4.2	Prévision des prix sur la période 2016 à 2020	20
5	STRATÉGIES DE CONFORMITÉ	22

6	IMPACTS POUR LES CLIENTS DE GAZ MÉTRO	54
6.1	Évolution du tarif mensuel du SPEDE	54
6.2	Impacts sur la facture des clients et sur la situation concurrentielle	54
7	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	60

1 MISE EN CONTEXTE

1.1 HISTORIQUE DU DOSSIER

1 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2015¹, Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») a
2 déposé ses stratégies d'intégration du système de plafonnement et d'échange de droits
3 d'émission de gaz à effet de serre (le « SPEDE »). Ce premier dossier très détaillé avait plusieurs
4 objectifs qui visaient essentiellement à :

- 5 - informer la Régie de l'énergie (la « Régie ») du nouveau contexte légal, réglementaire et
6 de marché dans lequel Gaz Métro devra évoluer en lien avec la mise en place du SPEDE;
- 7 - présenter à la Régie les moyens que Gaz Métro compte mettre en œuvre pour rencontrer
8 ses obligations en lien avec le SPEDE et ce, dans le meilleur intérêt de ses clients; et
- 9 - obtenir l'autorisation de la Régie quant :
 - 10 o à la stratégie de couverture de gaz à effet de serre (GES) proposée pour la période
11 de conformité 2015-2017;
 - 12 o aux budgets nécessaires pour rencontrer ses obligations;
 - 13 o aux traitements tarifaire et comptable des coûts résultant du SPEDE; et
 - 14 o au suivi proposé par Gaz Métro auprès de la Régie.

15 La preuve présentée à la Cause tarifaire 2016 ne visait pas les mêmes objectifs, puisque plusieurs
16 avaient été comblés par la preuve de Gaz Métro présentée à la Cause tarifaire 2015, ainsi que
17 par la décision D-2014-171 qui avait permis à Gaz Métro de déployer le plan d'action autorisé.
18 Gaz Métro présentait alors les suivis demandés par la Régie dans sa décision D-2014-171, une
19 mise à jour de la stratégie de couverture pour la période de conformité 2015-2017 ainsi qu'une
20 stratégie de couverture pour la période de conformité 2018-2020. Dans sa décision D-2015-181
21 du 4 novembre 2015, la Régie prenait acte du suivi relié à la stratégie de couverture pour la
22 période de conformité 2015-2017 et approuvait la stratégie d'acquisition mise à jour pour cette
23 même période². De plus, la Régie approuvait la stratégie de couverture proposée par Gaz Métro
24 pour la période 2018-2020³.

¹ R-3879-2014, B-0095, Gaz Métro-1, Document 1.

² D-2015-181, paragraphe 603.

³ D-2015-181, paragraphe 631.

1 Dans la présente preuve, Gaz Métro présente les suivis pertinents en lien avec la décision
2 D-2014-171 ainsi qu'une mise à jour des stratégies de couverture pour les périodes de conformité
3 2015-2017 et 2018-2020.

1.2 CONCLUSIONS RECHERCHÉES

4 Dans le cadre du présent dossier, Gaz Métro demande à la Régie :

- 5 - de prendre acte des suivis présentés en lien avec la décision D-2014-171; et
- 6 - d'approuver les mises à jour des stratégies de couverture pour les périodes de conformité
- 7 2015-2017 et 2018-2020.

2 SUIVIS DE LA DÉCISION D-2014-171

1 Dans sa décision D-2014-171, la Régie demande à Gaz Métro cinq suivis spécifiques. [REDACTED]
2 [REDACTED]
3 [REDACTED] Les quatre autres suivis sont détaillés ci-dessous aux
4 sections 2.1 à 2.4.

2.1 [REDACTED]

5 [REDACTED]
6 [REDACTED]
7 [REDACTED]
8 [REDACTED]

2.2 [REDACTED]

9 [REDACTED]
10 [REDACTED]
11 [REDACTED]
12 [REDACTED]
13 [REDACTED]

2.3 SUIVIS ADMINISTRATIFS RELATIFS AUX VENTES AUX ENCHÈRES

14 Au paragraphe 226, la Régie demande à Gaz Métro :

15 « [...] *pour chaque vente aux enchères, de déposer un suivi administratif afin de présenter*
16 *les éléments tenus en compte pour sa mise à l'enchère selon le même niveau de détail que*
17 *la réponse 1.2.2 de la pièce B-0038, ainsi que les résultats obtenus. »*

18 Depuis que Gaz Métro a déposé son dossier tarifaire 2016 sur le SPEDE, quatre ventes aux
19 enchères ont été tenues conjointement par les gouvernements du Québec et de la Californie.
20 Pour la vente aux enchères tenue le 21 mai 2015, Gaz Métro a déposé le suivi administratif sous

1 pli confidentiel à la Régie le 22 juin 2015. Pour la vente aux enchères tenue le 18 août 2015, le
2 suivi administratif a été déposé sous pli confidentiel le 24 septembre 2015. Pour la vente aux
3 enchères tenue le 17 novembre 2015, le suivi administratif a été déposé sous pli confidentiel le
4 17 décembre 2015. Enfin, pour la vente aux enchères tenue le 17 février 2016, le suivi
5 administratif a été déposé sous pli confidentiel le 16 mars 2016.

2.4 SUIVI SUR LES INDICES AU RAPPORT ANNUEL

6 Au paragraphe 227,

7 « *[I]a Régie accepte également les suivis proposés par Gaz Métro. Afin que l'information*
8 *soit complète, la Régie demande que le détail des données pour chaque indice, tant au*
9 *niveau des prix que des volumes, soit également présentés.* »

10 Les données et les résultats liés aux indices proposés par Gaz Métro ont été présentés au
11 Rapport annuel 2015⁵.

⁵ R-3951-2015, B-0039, Gaz Métro-15, Document 1.

3 PRÉVISION DES ÉMISSIONS DE 2015 À 2020

1 Les émissions assujetties au SPEDE que Gaz Métro devra couvrir au terme des deuxième⁶ et
2 troisième⁷ périodes de conformité correspondent aux émissions de GES qui auront été déclarées
3 selon les protocoles QC.1, QC.29 et QC.30 de l'annexe A.2 du *Règlement sur la déclaration*
4 *obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* (« RDO⁸ »), et vérifiées
5 par un tiers indépendant, pour chacune des années civiles incluses dans ces périodes de
6 conformité⁹.

7 Gaz Métro devra donc couvrir les deux types d'émission de GES suivants :

- 8 a) les émissions de GES attribuables à ses activités de transport et distribution de gaz
9 naturel¹⁰; et
- 10 b) les émissions de GES attribuables à l'utilisation ou à la combustion du gaz naturel
11 distribué pour consommation au Québec (sauf celles attribuables au gaz naturel qu'elle
12 a distribué à ses clients pour leurs établissements assujettis au SPEDE)¹¹.

13 Gaz Métro a produit des déclarations d'émission de GES pour les années 2013 et 2014 et
14 complète actuellement sa déclaration d'émissions pour l'année 2015. Rappelons que les années
15 font référence à la période du 1^{er} janvier au 31 décembre et que Gaz Métro doit produire sa
16 déclaration vérifiée au gouvernement du Québec avant le 1^{er} juin de l'année suivante.

17 Pour 2014, les émissions réelles déclarées par Gaz Métro ont atteint 6,7 millions de tonnes de
18 GES, comparativement à 6,4 millions de tonnes de GES en 2013.

19 Conformément à la réglementation en vigueur, les résultats des émissions décrites en b) ci-
20 dessus de la déclaration de l'année 2014 ont fait l'objet d'une vérification par un auditeur externe
21 et le rapport de vérification a été soumis au gouvernement du Québec dans les délais prévus.

⁶ 2015 à 2017.

⁷ 2018 à 2020.

⁸ http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q_2/Q2R15.HTM

⁹ Article 21 du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*.

¹⁰ QC.1 et QC.29 http://www.mddep.gouv.qc.ca/air/declar_contaminants/RDOCECA.pdf

¹¹ QC.30 http://www.mddep.gouv.qc.ca/air/declar_contaminants/RDOCECA.pdf

1 Pour l'année 2015, Gaz Métro ne dispose donc pas encore des données réelles. Selon les
2 données prévisionnelles, les émissions de 2015 atteindraient 6 485 830 tonnes de GES. Les
3 données réelles de l'année 2015 seront accessibles après que Gaz Métro ait déposé sa
4 déclaration vérifiée par un auditeur externe auprès du gouvernement du Québec.

3.1 PRÉVISIONS DÉTAILLÉES POUR LA PÉRIODE DE 2015 À 2020

5 Afin d'établir les stratégies d'acquisition de droits d'émission et les coûts de couverture pour
6 chacune des périodes de conformité, Gaz Métro doit préalablement effectuer une prévision des
7 émissions à couvrir. Gaz Métro présente d'abord dans cette section ses prévisions en fonction
8 d'un scénario de base, présentant la plus forte probabilité de réalisation et la section 3.2 présente
9 ensuite deux scénarios alternatifs, soit un scénario de plus fortes émissions ainsi qu'un scénario
10 de plus faibles émissions.

3.1.1 Émissions assujetties relatives à ses activités de transport et distribution de gaz naturel

11 Le premier type d'émissions que Gaz Métro doit couvrir selon le RDO représente les
12 émissions relatives à ses activités de transport et distribution de gaz naturel. Rappelons que
13 ces émissions sont composées de la somme des émissions suivantes :

- 14 • Combustion (QC.1) :
 - 15 ○ Émissions liées aux postes de livraison, à l'usine LSR et aux bureaux
 - 16 administratifs; et
- 17 • Transport et distribution de gaz naturel (QC.29) :
 - 18 ○ Émissions relatives aux purges,
 - 19 ○ Émissions relatives aux fuites fugitives,
 - 20 ○ Émissions relatives aux torches, et
 - 21 ○ Émissions relatives aux bris par les tiers.

22 Les émissions relatives aux activités de transport et de distribution de gaz naturel (QC.1 et
23 QC.29) ne représentent qu'une très faible partie des émissions que Gaz Métro doit couvrir,
24 soit environ 0,7 %. Tant pour la période de conformité 2015 à 2017 que pour la période de
25 conformité 2018 à 2020, les émissions sont estimées à 128 665 tonnes de GES par période,

1 soit 42 885 tonnes de GES par année. Cette prévision est basée sur la moyenne des
2 émissions déclarées pour les années civiles 2013 et 2014. Considérant la faible part de
3 celles-ci par rapport à l'ensemble des émissions totales à couvrir, ces émissions sont
4 présumées constantes pour les deux périodes de conformité.

3.1.2 Émissions assujetties relatives à l'utilisation ou à la combustion du gaz naturel distribué par Gaz Métro pour consommation au Québec

5 Les émissions relatives à l'utilisation ou à la combustion du gaz naturel distribué pour
6 consommation au Québec sont calculées selon le protocole de calcul QC.30 de l'annexe
7 A.2 du RDO. En vertu du protocole de calcul, les éléments suivants relatifs aux livraisons
8 de gaz naturel doivent être considérés :

- 9 • les livraisons totales de gaz naturel au Québec par Gaz Métro;
- 10 • les livraisons totales de gaz naturel liquéfié (GNL) au Québec;
- 11 • les exclusions liées aux livraisons à des Émetteurs¹², au secteur du transport
12 maritime¹³ ou destinées à l'exportation à l'extérieur du Québec;
- 13 • les autres exclusions; et
- 14 • les livraisons relatives au gaz perdu, autres que les émissions relatives aux fuites
15 fugitives.

16 Ces éléments sont détaillés ci-dessous.

- 17 a) Livraisons totales de gaz naturel au Québec par Gaz Métro
 - 18 • Les prévisions ont été déterminées sur la base des prévisions des livraisons de
19 gaz naturel utilisées aux fins du Plan d'approvisionnement 2017-2020, excluant,
20 jusqu'au 30 septembre 2016, les livraisons de GNL traitées en b). Les
21 prévisions ont été adaptées à l'année civile pour la période 2015-2020.

¹² Émetteurs de 25 000 tonnes et plus de GES annuellement, tel qu'identifié par le gouvernement du Québec sur la liste des Émetteurs assujettis au SPEDE.

¹³ Selon l'article 2 du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*.
http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q_2/Q2R46_1.HTM

1 b) Livraisons totales de GNL au Québec

- 2 • Les prévisions de livraisons de GNL ont été déterminées sur la base des
3 prévisions du Plan d'approvisionnement 2017-2020. Les prévisions ont été
4 adaptées à l'année civile pour la période 2015-2020. Le GNL fait l'objet d'un
5 facteur d'émission différent de celui du gaz naturel et est exprimé sur la base
6 de tonnes métriques en équivalents CO₂ par kilolitre, plutôt que sur la base de
7 tonnes métriques par millier de mètres cubes gazeux. Considérant le fait que le
8 client GM GNL deviendra un client régulier de la DaQ au 1^{er} octobre 2016,
9 Gaz Métro poursuivra la mesure des ventes de GNL sous forme liquide
10 associées à GM GNL, auxquelles un facteur d'émission pour le GNL doit être
11 appliqué. Ainsi, les prévisions liées au gaz naturel utilisé à des fins de
12 transformation en GNL sont incluses aux livraisons totales de gaz naturel
13 traitées en a) à compter du 1^{er} octobre 2016.

14 c) Exclusions liées aux livraisons à des Émetteurs, au secteur du transport maritime
15 et destinées à l'exportation hors Québec

- 16 • Les livraisons à des Émetteurs représentent les livraisons à des clients qui sont
17 directement assujettis au SPEDE en raison du niveau d'émissions qui atteint ou
18 excède le seuil de 25 000 tonnes équivalentes de CO₂ par année. La liste des
19 clients Émetteurs pour 2015 et 2016 a été déterminée sur la base de la liste des
20 Émetteurs, telle que disponible sur le site du ministère du Développement
21 durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
22 (« MDDELCC »)¹⁴. Les livraisons à des Émetteurs sont soustraites de
23 l'obligation de Gaz Métro, puisque l'obligation de couvrir les émissions
24 associées à la consommation de gaz naturel revient directement à ces
25 Émetteurs. Les prévisions du Plan d'approvisionnement 2017-2020 pour ces
26 clients ont été adaptées à l'année civile pour la période 2015-2020. Rappelons
27 qu'un participant n'est reconnu comme Émetteur qu'à compter du 1^{er} janvier de
28 l'année suivant le dépôt de sa première déclaration d'émissions qui atteint ou
29 excède le seuil d'assujettissement de 25 000 tonnes de GES. Gaz Métro doit
30 ainsi couvrir les émissions tant qu'un client n'est pas reconnu comme Émetteur.

¹⁴ http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/etablisements_2015_SPEDE.pdf

1 Également, les livraisons de gaz naturel ou de GNL, le cas échéant, destinées
2 au marché du transport maritime ainsi qu'à la vente hors Québec constituent
3 également des exclusions en vertu du *Règlement concernant le système de*
4 *plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*
5 (« RSPEDE ») et doivent être soustraites du calcul des émissions à couvrir.

6 d) Autres exclusions

- 7 • Gaz Métro doit également déduire de son obligation de déclaration et de
8 couverture les livraisons relatives au biogaz et au gaz naturel renouvelable, car
9 elles sont considérées carboneutres. Ces prévisions regroupent le biogaz de
10 producteurs livré à un client en particulier ou injecté dans le réseau et le gaz
11 naturel renouvelable à venir des sites d'enfouissement municipaux selon les
12 dernières prévisions disponibles.

13 e) Livraisons relatives au gaz perdu, autre que les émissions relatives aux fuites
14 fugitives

- 15 • Sur la base des données présentées aux Rapports annuels 2013 et 2014¹⁵,
16 Gaz Métro est en mesure d'établir une prévision des livraisons associées au
17 gaz perdu pour 2015 à 2020. Cependant, puisque les fuites fugitives font partie
18 du gaz perdu, cette étape vise à considérer les émissions qui sont au-delà des
19 fuites fugitives établies à la section 3.1.1. Les prévisions de 2015 à 2020 du
20 scénario de base sont établies sur la base des résultats obtenus pour 2013 et
21 2014 et sont présumées constantes sur la période.

22 Le tableau 1 présente les émissions prévues par année pour le scénario de base, ventilées
23 selon les principaux types d'émissions à couvrir, ainsi que les exclusions ayant pour effet
24 de réduire les émissions à couvrir par Gaz Métro.

25 Il en résulte des émissions prévues de 19 195 826 tonnes de GES pour la période de
26 conformité 2015-2017 et de 19 331 965 tonnes de GES pour la période de conformité 2018-
27 2020. Ces prévisions sont légèrement inférieures aux émissions prévues au dossier tarifaire
28 2016 de 802 596 tonnes pour la période de conformité 2015-2017 (19 998 422 tonnes de

¹⁵ R-3871-2013, B-0162, Gaz Métro-9, Document 3 et R-3916-2014, B-0177, Gaz Métro-9, Document 3.

- 1 GES) et de 1 827 579 tonnes pour la période de conformité 2018-2020 (21 159 544 tonnes
2 de GES).

Tableau 1
Prévision des émissions 2015 à 2020 – Scénario de base

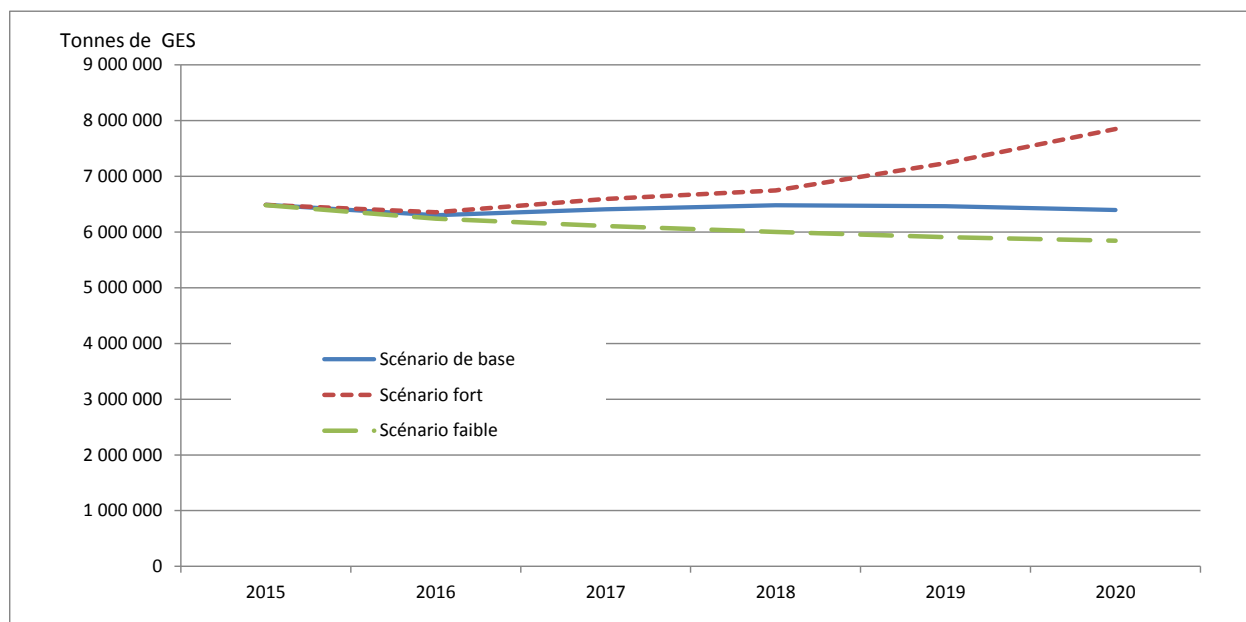
Scénario de base	Unités	p	p	p	p	p	p
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Émissions sur le réseau (QC.1 et QC.29)							
QC.1 Combustion (postes de livraison et usine LSR, incluant bureaux administratifs)	Tonnes GES	8 982	8 982	8 982	8 982	8 982	8 982
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel	Tonnes GES	33 904	33 904	33 904	33 904	33 904	33 904
Sous-total Émissions sur le réseau	Tonnes GES	42 885	42 885	42 885	42 885	42 885	42 885
Portion du total		0,66%	0,68%	0,67%	0,66%	0,66%	0,67%
Émissions des clients à couvrir (QC.30)							
Livraisons totales aux clients (incluant le GNL à compter d'octobre 2016)	10 ³ m ³	5 725 768	5 519 967	5 767 292	6 004 847	5 989 569	6 004 112
Moins: Exclusions ventes aux Émetteurs, transport maritime et hors-Québec	10 ³ m ³	(2 366 546)	(2 258 649)	(2 438 734)	(2 636 848)	(2 625 799)	(2 673 560)
Moins: Autres exclusions	10 ³ m ³	(40 535)	(41 091)	(46 190)	(49 190)	(53 242)	(55 690)
Plus: Gaz perdu (autre que QC.29)	10 ³ m ³	29 424	29 424	29 424	29 424	29 424	29 424
Sous-total livraisons	10³m³	3 348 111	3 249 653	3 311 792	3 348 233	3 339 953	3 304 286
Facteurs de conversion GES et correction de température 15 ⁰ C à 20 ⁰ C		1,922	1,922	1,922	1,922	1,922	1,922
Sous-total des émissions des clients à couvrir avant GNL	Tonnes GES	6 434 325	6 245 111	6 364 529	6 434 560	6 418 647	6 350 103
Livraisons de GNL aux clients (jusqu'en septembre 2016 incl.)	kl	39 666	66 781	-	-	-	-
Moins: Exclusions ventes aux Émetteurs, transport maritime et exportation	kl	(32 349)	(54 399)	-	-	-	-
Facteur de conversion GES du GNL		1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178
Sous-total des émissions des clients à couvrir GNL	Tonnes GES	8 620	14 587	-	-	-	-
Sous-total des émissions des clients à couvrir	Tonnes GES	6 442 945	6 259 697	6 364 529	6 434 560	6 418 647	6 350 103
Portion du total		99,34%	99,32%	99,33%	99,34%	99,34%	99,33%
Émissions totales à couvrir	Tonnes GES	6 485 830	6 302 582	6 407 414	6 477 445	6 461 532	6 392 988
		Total 3 ans	19 195 826		Total 3 ans	19 331 965	

3.2 ANALYSE DE SCÉNARIOS DE PRÉVISION D'ÉMISSIONS

- 3 À titre indicatif, Gaz Métro présente deux scénarios alternatifs permettant d'établir une fourchette
4 à l'intérieur de laquelle les émissions totales à couvrir devraient se situer. Les scénarios
5 favorables et défavorables définis au Plan d'approvisionnement 2017-2020 ont servi à définir les
6 scénarios alternatifs des émissions.

- 7 Le graphique 1 présente les prévisions des émissions de 2015 à 2020 selon le scénario de base,
8 le scénario de fortes émissions et le scénario de faibles émissions. Puisque l'année 2015 est
9 terminée, les données prévisionnelles du scénario de base ont été maintenues constantes pour
10 les deux scénarios alternatifs.

Graphique 1
Prévision des émissions 2015 à 2020 selon différents scénarios



1 En vertu du scénario alternatif présentant de plus fortes émissions, les émissions à couvrir
2 s'élèveraient à 19 433 268 tonnes de GES pour la période de 2015 à 2017, en hausse de 237 422
3 tonnes de GES par rapport au scénario de base, et à 21 825 186 tonnes de GES pour la période
4 de 2018 à 2020, en hausse de 2 493 221 tonnes par rapport au scénario de base.

5 Le principal facteur expliquant les hausses par rapport au scénario de base est l'augmentation
6 prévue des livraisons totales de gaz naturel aux clients autres que les clients exclus,
7 principalement pour la période de conformité 2018 à 2020.

8 En vertu du scénario alternatif présentant de plus faibles émissions, les émissions à couvrir
9 s'élèveraient à 18 824 832 tonnes de GES pour la période de conformité 2015 à 2017, en baisse
10 de 370 994 tonnes de GES par rapport au scénario de base, et à 17 751 902 tonnes de GES
11 pour la période de conformité 2018 à 2020, en baisse de 1 580 064 tonnes par rapport au
12 scénario de base.

13 Les tableaux suivants présentent une synthèse de la prévision des émissions pour les trois
14 scénarios analysés et ce, pour chaque période de conformité.

Tableau 2

Synthèse des émissions à couvrir pour la période de conformité 2015-2017

Scénario de base		2015	2016	2017	2015 -2017
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	T CO ₂ éq.	42 885	42 885	42 885	128 655
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	T CO ₂ éq.	6 442 945	6 259 697	6 364 529	19 067 171
Émissions totales	T CO₂ éq.	6 485 830	6 302 582	6 407 414	19 195 826
Scénario fortes émissions					
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	T CO ₂ éq.	44 192	44 192	44 192	132 575
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	T CO ₂ éq.	6 441 799	6 310 430	6 548 463	19 300 693
Émissions totales	T CO₂ éq.	6 485 991	6 354 622	6 592 655	19 433 268
Scénario faibles émissions					
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	T CO ₂ éq.	41 578	41 578	41 578	124 735
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	T CO ₂ éq.	6 439 976	6 196 846	6 063 274	18 700 097
Émissions totales	T CO₂ éq.	6 481 555	6 238 424	6 104 853	18 824 832

Tableau 3
Synthèse des émissions à couvrir pour la période de conformité 2018-2020

Scénario de base		2018	2019	2020	2018-2020
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	T CO ₂ éq.	42 885	42 885	42 885	128 655
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	T CO ₂ éq.	6 434 560	6 418 647	6 350 103	19 203 310
Émissions totales	T CO₂ éq.	6 477 445	6 461 532	6 392 988	19 331 965
Scénario fortes émissions					
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	T CO ₂ éq.	44 192	44 192	44 192	132 575
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	T CO ₂ éq.	6 702 677	7 188 436	7 801 499	21 692 611
Émissions totales	T CO₂ éq.	6 746 868	7 232 627	7 845 691	21 825 186
Scénario faibles émissions					
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	T CO ₂ éq.	41 578	41 578	41 578	124 735
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	T CO ₂ éq.	5 958 818	5 866 960	5 801 388	17 627 166
Émissions totales	T CO₂ éq.	6 000 397	5 908 538	5 842 967	17 751 902

4 PRÉVISION DES PRIX DES DROITS D'ÉMISSION DE 2015 À 2020

4.1 RÉSULTATS DES VENTES AUX ENCHÈRES ET ÉVOLUTION DES PRIX SUR LE MARCHÉ SECONDAIRE

4.1.1 Résultats des ventes aux enchères

1 Depuis que Gaz Métro a préparé son dossier tarifaire 2016 sur le SPEDE, les
2 gouvernements du Québec et de la Californie ont tenu quatre ventes aux enchères
3 conjointes, soit en mai, août et novembre 2015, ainsi qu'en février 2016. Lors de chacune
4 des ventes aux enchères tenues en 2015, le prix de vente des unités d'émission de
5 millésime courant (2015) a été plus élevé que le prix de vente des unités d'émission de
6 millésime futur (2018), alors qu'en février 2016, les prix de vente des unités d'émission de
7 millésime courant (2016) et futur (2019) ont été identiques, soit le prix minimum effectif pour
8 l'année 2016 de 12,73 \$US. Le tableau suivant présente les prix de vente lors de chacune
9 des quatre ventes aux enchères, en dollars américains et en dollars canadiens.

Tableau 4

Prix de vente des unités d'émission lors des 4 dernières ventes aux enchères

	Millésime courant (2015 ou 2016)		Millésime futur (2018 ou 2019)	
	\$US	\$CAN	\$US	\$CAN
Mai 2015 ¹⁶	12,29 \$	15,01 \$	12,10 \$	14,78 \$
Août 2015 ¹⁷	12,52 \$	16,39 \$	12,30 \$	16,10 \$
Novembre 2015 ¹⁸	12,73 \$	17,00 \$	12,65 \$	16,89 \$
Février 2016 ¹⁹	12,73 \$	17,64 \$	12,73 \$	17,64 \$

10 Le graphique ci-dessous présente les résultats des ventes aux enchères de droits
11 d'émission tenues depuis février 2014.

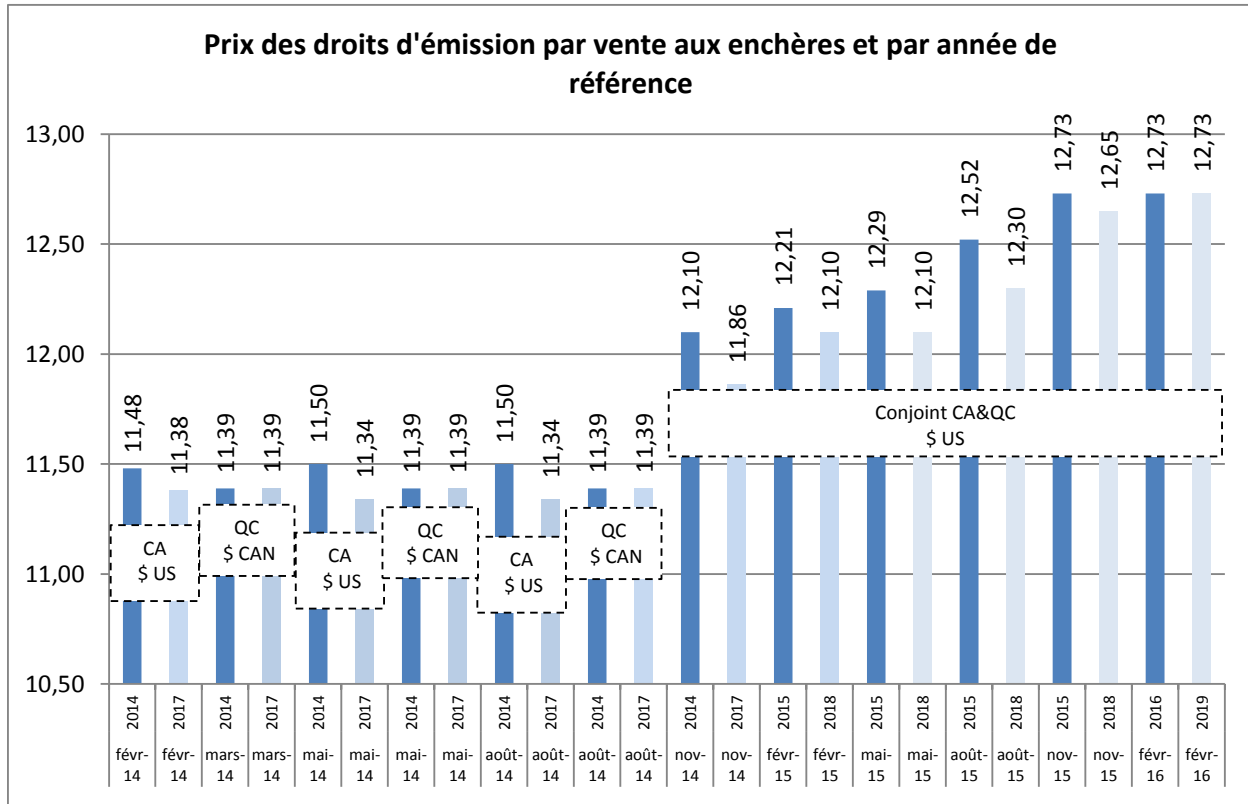
¹⁶ <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/resultats-vente20150528.pdf>

¹⁷ <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/2015-08-18/sommaire-resultats.pdf>

¹⁸ <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/2015-11-24/Vente-Encheres-5-Sommaire-resultats.pdf>

¹⁹ <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/resultats-vente20160217.pdf>

Graphique 2



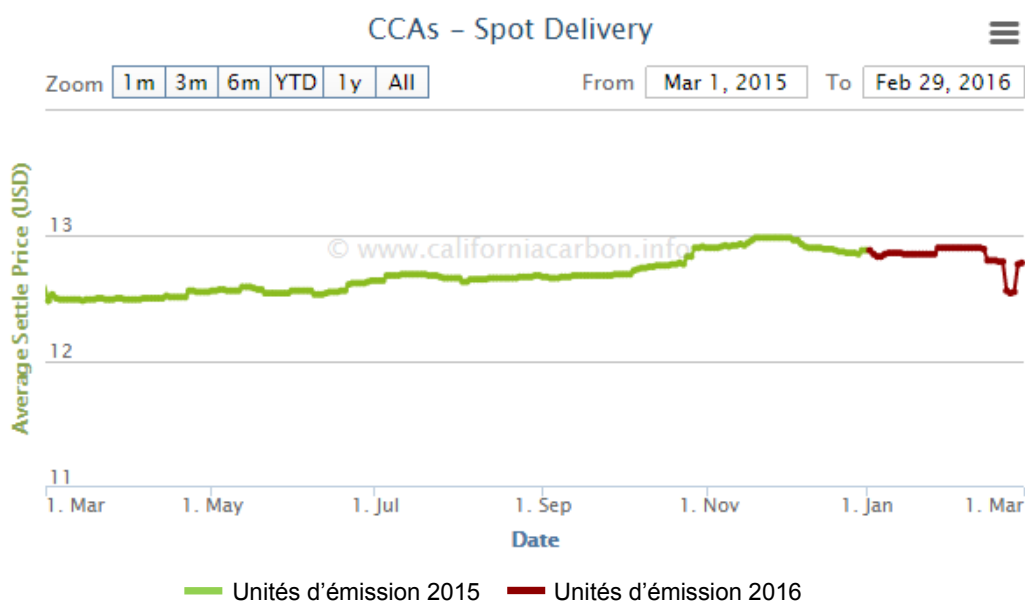
4.1.2 Évolution des prix sur le marché secondaire

1 Au cours des douze derniers mois, les prix des unités d'émission pour livraison immédiate
 2 (*spot*) dans le marché secondaire ont fait l'objet de plusieurs variations importantes. Les
 3 prix des unités d'émission ont débuté le mois de mars 2015 à environ 12,48 \$US et ont suivi
 4 une tendance généralement à la hausse jusqu'à la fin novembre 2015, moment où les prix
 5 ont atteint un sommet à 12,98 \$US. Par la suite, les prix ont plafonné et les unités d'émission
 6 se sont transigées dans une fourchette variant de 12,80 \$US à 12,90 \$US jusqu'à la
 7 mi-février 2016.

8 Finalement, dans les jours précédant l'annonce des résultats de la vente aux enchères du
 9 17 février 2016, le marché a soudainement anticipé que cette vente aux enchères pourrait,
 10 pour la première fois, ne pas permettre d'écouler la totalité des unités d'émission du
 11 millésime courant mises en vente, ce qui s'est effectivement concrétisé. Les prix des unités
 12 d'émission dans le marché secondaire ont alors plongé sous le niveau du prix plancher des

1 ventes aux enchères en 2016 (12,73 \$US), ce qui était une première depuis que les unités
2 d'émission du Québec et de la Californie se transigent. Le prix a alors touché un creux de
3 12,54 \$US. Les derniers jours de février 2016 ont démontré un léger regain, alors que les
4 unités d'émission pour livraison immédiate se transigeaient à 12,78 \$US.

Graphique 3
Évolution du prix des unités d'émission depuis un an (en \$US)²⁰

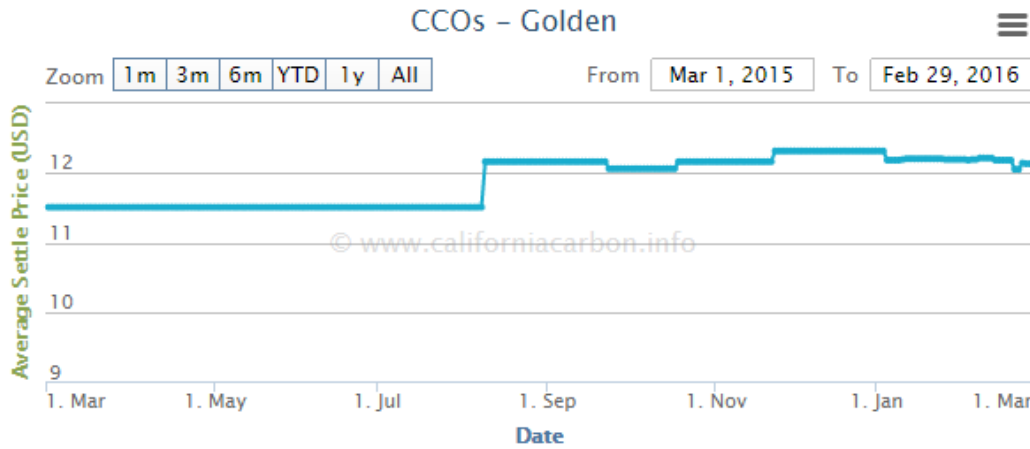


5 Le graphique suivant montre quant à lui l'évolution des prix des crédits compensatoires
6 (« CC ») de la Californie qualifiés « Golden », c'est-à-dire dont le risque d'invalidation est
7 assumé par le vendeur et, donc, qui se comparent le plus étroitement aux CC produits au
8 Québec.

²⁰ Source : CaliforniaCarbon.info

Graphique 4

Évolution du prix des crédits compensatoires de la Californie depuis un an (en \$US)²¹



4.2 PRÉVISION DES PRIX SUR LA PÉRIODE 2016 À 2020

1 Aux fins de préparation des dossiers tarifaires précédents sur le SPEDE, Gaz Métro avait fait
2 appel à la firme ÉcoRessources pour préparer des scénarios de prévisions de prix des unités
3 d'émission jusqu'en 2020. Cette année, cette firme a annoncé à Gaz Métro qu'elle n'était plus en
4 mesure d'offrir ce service.

5 Afin de minimiser les coûts et pour combler ses besoins, Gaz Métro s'est tournée vers la firme
6 Bloomberg New Energy Finance (« BNEF »), une source externe avec qui elle a déjà un
7 abonnement annuel et qui publie des prévisions de prix pour le marché du carbone du Québec
8 et de la Californie. Quoique la prévision utilisée ne soit pas préparée expressément pour
9 Gaz Métro, elle peut servir de base fiable pour l'établissement des stratégies de couverture à
10 l'horizon de 2020.

11 Ainsi, les plus récentes prévisions de prix de BNEF ont été utilisées aux fins du présent dossier
12 tarifaire. BNEF est un fournisseur que Gaz Métro considère comme hautement qualifié, en raison
13 de l'étendue des services offerts sur le marché du carbone et de son équipe d'analystes qui
14 décortique le marché du carbone à travers de nombreuses publications auxquelles Gaz Métro a
15 accès.

²¹ Source : CaliforniaCarbon.info

- 1 La prévision complète est présentée à l'annexe 1.
- 2 Le tableau suivant présente la prévision de prix de BNEF qui a été retenue aux fins de ce dossier
- 3 tarifaire. Il s'agit des prix du scénario « *Central Case* » du rapport se trouvant à l'annexe 1. Il est
- 4 important de noter que dans ses prévisions de prix, BNEF a modélisé plusieurs scénarios,
- 5 notamment des scénarios de plus fortes et de plus faibles émissions. Dans chacun de ces
- 6 scénarios, les prix prévus convergent au moins jusqu'en 2020. Pour cette raison, Gaz Métro n'a
- 7 retenu aucun scénario alternatif de prix pour les fins de cette cause tarifaire.

Tableau 5
Prévision de prix 2016-2020 du scénario « *Central Case* » de BNEF (en \$US)

Prix prévu	
2016	12,74 \$
2017	13,66 \$
2018	14,64 \$
2019	15,67 \$
2020	16,76 \$

5 STRATÉGIES DE CONFORMITÉ

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

Cette page est déposée sous pli confidentiel.

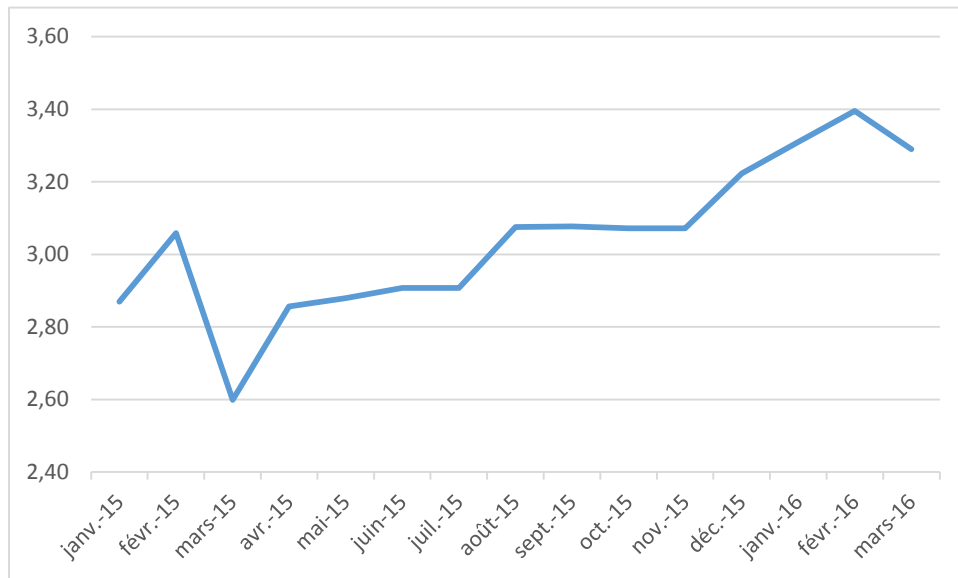
6 IMPACTS POUR LES CLIENTS DE GAZ MÉTRO

6.1 ÉVOLUTION DU TARIF MENSUEL DU SPEDE

- 1 Le tableau suivant présente le prix du service SPEDE depuis qu'il a été introduit le 1^{er} janvier
- 2 2015 en remplacement de la contribution au Fonds Vert.

Graphique 12

Évolution du prix mensuel du service SPEDE depuis janvier 2015 (¢/m³)



- 3 Par rapport à janvier 2015, lorsque le tarif SPEDE a commencé à être facturé aux clients de
- 4 Gaz Métro, le prix mensuel du service SPEDE de mars 2016 représente une hausse de
- 5 0,420 ¢/m³, soit une hausse de 14,6 %. Cette hausse est directement attribuable à la hausse du
- 6 prix des unités d'émission en dollars canadiens.

6.2 IMPACTS SUR LA FACTURE DES CLIENTS ET SUR LA SITUATION CONCURRENTIELLE

- 7 Gaz Métro a évalué l'impact sur la situation concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité
- 8 et au mazout léger ou lourd pour trois clients types :

- 9
 - client résidentiel (160 m²);
- 10
 - client affaires et institutionnel; et
- 11
 - client industriel dont les émissions annuelles sont inférieures à 25 000 tonnes de GES.

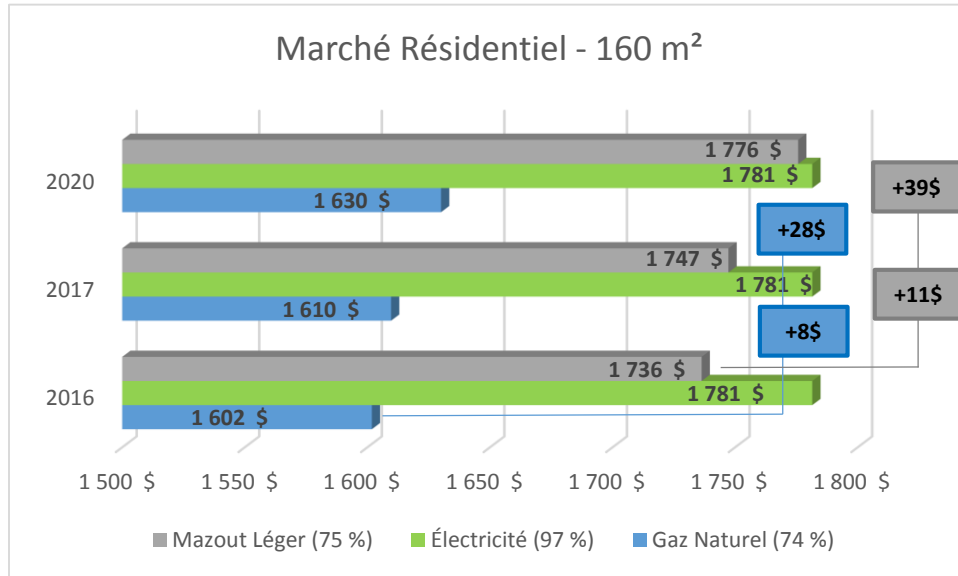
- 1 En utilisant les prévisions de prix des droits d'émission de la prévision de BNEF ainsi que les taux
2 de change utilisés par Gaz Métro dans le cadre de son Plan d'approvisionnement 2017-2020,
3 Gaz Métro a déterminé le prix prévu des droits d'émission en dollars canadiens et calculé le coût
4 unitaire du SPEDE pour le gaz naturel, le mazout léger (n° 2) et le mazout lourd (n° 6).

Tableau 18
Coût unitaire projeté du SPEDE par combustible

Année	Prix des droits d'émission (\$CAN/t CO ₂)	Coût unitaire du SPEDE		
		Gaz naturel (¢/m ³)	Mazout léger (¢/litre)	Mazout lourd (¢/litre)
2016	17,71	3,47	5,71	6,13
2017	19,26	3,76	6,13	6,62
2018	20,50	3,99	6,47	7,01
2019	21,78	4,24	6,82	7,41
2020	23,30	4,52	7,24	7,89

- 5 Le graphique suivant illustre l'impact du SPEDE sur la facture totale annuelle estimée d'un client
6 résidentiel moyen en mars 2016, ainsi qu'à venir pour les années 2017 et 2020.

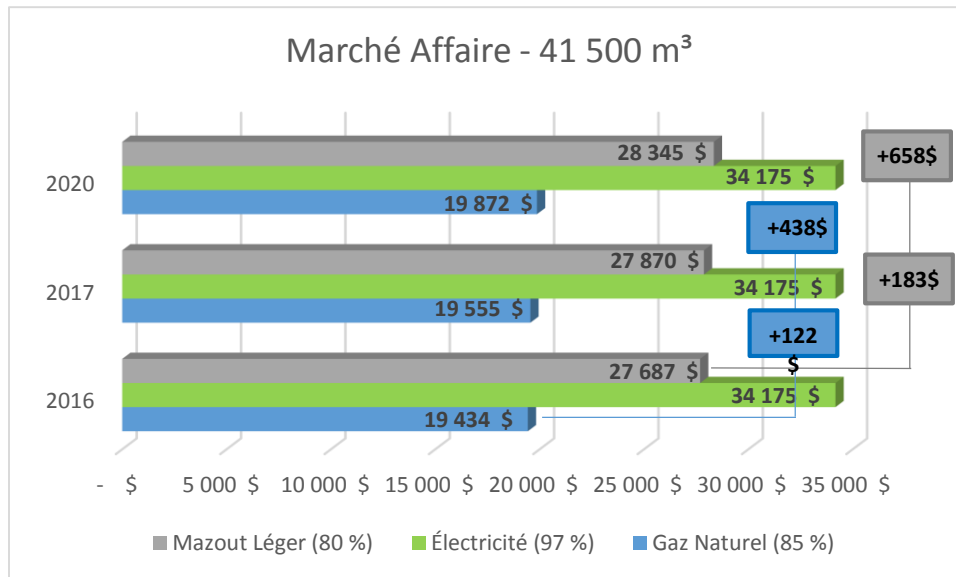
Graphique 13
Impact du SPEDE pour un client résidentiel



- 1 Toutes choses étant égales par ailleurs, un client résidentiel moyen qui consomme 2 674 m³ de
2 gaz naturel par année devrait absorber une augmentation de sa facture totale liée au coût du
3 SPEDE de 8 \$ sur une base annuelle entre mars 2016 et 2017. En 2020, l'augmentation annuelle
4 due au coût du SPEDE par rapport à mars 2016 s'élèverait à 28 \$. La position concurrentielle du
5 gaz naturel demeure toutefois favorable autant face au mazout qu'à l'électricité.
- 6 Un même client utilisant plutôt le mazout léger en consommerait 2 576 litres par année. En termes
7 d'impact du SPEDE, le client résidentiel utilisant le mazout léger devrait subir une hausse de 11 \$
8 sur une base annuelle pour la prochaine année et de 39 \$ d'ici 2020. L'avantage concurrentiel du
9 gaz naturel par rapport au mazout léger pour un client résidentiel typique est donc amélioré en
10 raison du SPEDE.
- 11 Par rapport à un consommateur résidentiel typique 100 % électrique, on constate pour chacune
12 des trois années que le gaz naturel demeure la source énergétique la plus avantageuse, malgré

- 1 le fait qu'aucun coût associé au SPEDE ne doit être assumé par un consommateur 100 %
- 2 électrique²⁹.
- 3 Le graphique suivant illustre l'impact du SPEDE sur la facture totale annuelle estimée d'un client
- 4 affaires typique en mars 2016, ainsi qu'à venir pour les années 2017 et 2020.

Graphique 14
Impact du SPEDE pour un client affaires



5 Un client affaires typique consomme 41 500 m³ de gaz naturel par année. Toutes choses étant
 6 égales par ailleurs, un client affaires alimenté au gaz naturel devrait absorber une augmentation
 7 due au SPEDE de 122 \$ sur une base annuelle entre mars 2016 et l'année suivante. En 2020,
 8 cette augmentation par rapport à mars 2016 s'élèverait à 438 \$. Tout comme pour le marché
 9 résidentiel, le gaz naturel maintient sa position concurrentielle favorable face aux énergies
 10 alternatives.

11 Un même client utilisant plutôt le mazout léger en consommerait 43 059 litres par année. En
 12 termes d'impact du SPEDE, le client affaires utilisant le mazout léger devrait subir une hausse de
 13 183 \$ sur une base annuelle pour la prochaine année et de 658 \$ d'ici 2020. L'avantage

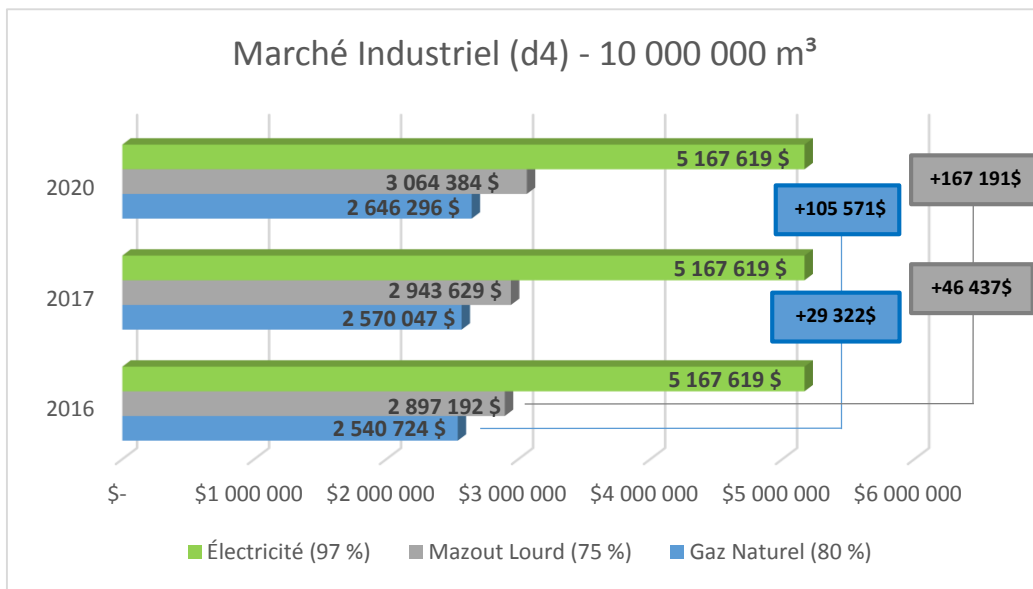
²⁹ Les coûts du SPEDE s'appliquent à certaines émissions d'Hydro-Québec Distribution en lien avec les importations d'électricité et l'utilisation de centrales thermiques, mais ces coûts sont présumés marginaux sur le tarif applicable.

1 concurrentiel du gaz naturel par rapport au mazout léger pour un client affaires typique est donc
 2 augmenté en raison du SPEDE.

3 Par rapport à un consommateur affaires typique 100 % électrique, on constate, pour chacune des
 4 trois années, que le gaz naturel demeure la source énergétique la plus avantageuse, malgré le
 5 fait qu'aucun coût associé au SPEDE ne doive être assumé par un consommateur 100 %
 6 électrique.

7 Le graphique suivant illustre l'impact du SPEDE sur la facture totale annuelle estimée d'un client
 8 industriel typique en mars 2016, ainsi qu'à venir pour les années 2017 et 2020.

Graphique 15
Impact du SPEDE pour un client industriel



9 Un client industriel typique consomme 10 000 000 m³ de gaz naturel par année. Toutes choses
 10 étant égales par ailleurs, un client industriel alimenté au gaz naturel devrait absorber une
 11 augmentation due au SPEDE de 29 322 \$ sur une base annuelle entre mars 2016 et l'année
 12 suivante. En 2020, l'augmentation due au coût du SPEDE par rapport à mars 2016 s'élèverait à
 13 105 571 \$. Tout comme pour les autres marchés, la position concurrentielle du gaz naturel
 14 demeure favorable.

1 Un même client utilisant plutôt le mazout lourd en consommerait 9 509 647 litres par année. En
2 termes d'impact du SPEDE, le client industriel utilisant le mazout lourd devrait subir une hausse
3 de 46 437 \$ sur une base annuelle pour la prochaine année et de 167 191 \$ d'ici 2020.
4 L'avantage concurrentiel du gaz naturel par rapport au mazout lourd pour un client industriel
5 typique est donc augmenté en raison du SPEDE.

6 Par rapport à un consommateur industriel typique 100 % électrique, on constate pour chacune
7 des trois années que le gaz naturel demeure la source énergétique la plus avantageuse, malgré
8 le fait qu'aucun coût associé au SPEDE ne doive être assumé par un consommateur 100 %
9 électrique.

7 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

- 1 Dans le cadre du présent dossier, Gaz Métro a présenté les différents suivis demandés par la
- 2 Régie dans sa décision D-2014-171. Entre autres, Gaz Métro a fait état de la stratégie de
- 3 couverture pour la période de conformité 2015-2017 et de sa stratégie de couverture pour la
- 4 période de conformité 2018-2020.

Par conséquent, Gaz Métro demande à la Régie de :

- **prendre acte des suivis déposés relatifs à la décision D-2014-171;**
- **approuver la mise à jour de la stratégie de couverture pour la période de conformité 2015-2017;**
- **approuver la mise à jour de la stratégie de couverture pour la période de conformité 2018-2020; et**
- **interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées sous pli confidentiel.**

Contents

1. BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE INSIGHT DATASETS1

BNEF CA-QC price forecasts

This Insight Dataset updates our allowance price forecasts for the joint California-Québec emissions trading scheme.

1. BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE INSIGHT DATASETS

We invite clients to explore our other 'Insight Datasets' available on our website.

Table 1: Summary of available Insight Datasets

Data Download	Key data
<u>CA-QC price forecasts</u>	<ul style="list-style-type: none"> BNEF's most recent, central-case CCA-QCA price forecast, 2013-20 Quarterly predictions from our Medium-Term Model (2012-16) Long-term fundamental prices from our North America Carbon Allowance Pricing Model (NACAPM)
<u>CA-QC supply-demand fundamentals</u>	<ul style="list-style-type: none"> BNEF's Base Case emissions forecast, from 2008-30, now broken out by 4 sectors and 24 sub-sectors, for California and Quebec Emissions versus cap calculus, including offset use, allowance banking, and potential shortages Breakdown of free allocations, auction consignment, and allowance set-asides
<u>Carbon prices and transaction history</u>	<ul style="list-style-type: none"> Futures contract prices – from the Intercontinental Exchange (ICE), dating back to 2011 for CA-QC, and 2008 for the Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) Daily transaction volumes and open interest, by vintage Offset prices by credit type; allowances-offset price spreads.
<u>CCA and QCA auction results</u>	<ul style="list-style-type: none"> All available metrics for past auctions – clearing prices, bid volumes, market concentrations, supply dispositions and number of participants List of auction participants, and whether or not they are 'covered entities', according to BNEF's database.
<u>CA-QC entity exposure and facility emissions</u>	<ul style="list-style-type: none"> Reported emissions under the California-Québec market Maps all facility-level emissions to their respective owners and characterises every tonne of CO2 by its coverage status: broad scope, narrow scope, exempt (and why).
<u>CA-QC offset database and supply forecast</u>	<ul style="list-style-type: none"> Offset credit generation and issuance by offset protocol for California and Quebec. A list of all California-eligible offset projects that are registered with the Climate Action Reserve and the American Carbon Registry, with data on pre-compliance offset issuance and offset retirements for each project.

Source: Bloomberg New Energy Finance

Colleen Regan
+1 646 324 4145
cregan17@bloomberg.net

hugo levert6 - © Bloomberg New Energy Finance. ALL RIGHTS RESERVED. 2016.04.12 07:55:26 -04'00'

About Us

Subscription details

North America Carbon

sales.bnef@bloomberg.net

Contact details

Colleen Regan Senior Analyst, North America Power and Environmental Markets	cregan17@bloomberg.net +1 646 324 4145
William Nelson Head of US Analysis	wnelson7@bloomberg.net +1 646 324 4142

Copyright

© Bloomberg Finance L.P. 2015. No portion of this document may be reproduced, scanned into an electronic system, distributed, publicly displayed or used as the basis of derivative works without the prior written consent of Bloomberg Finance L.P.

Disclaimer

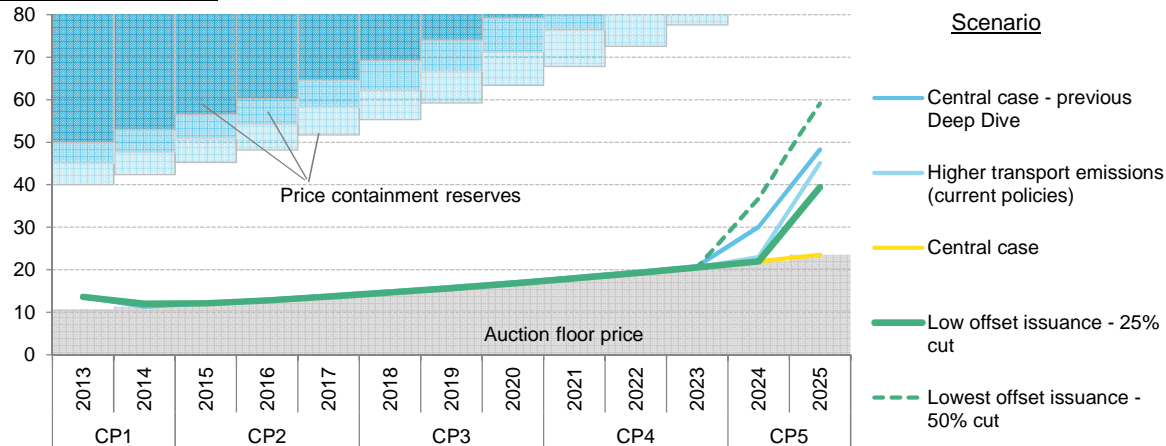
This service is derived from selected public sources. Bloomberg Finance L.P. and its affiliates, in providing the service, believe that the information it uses comes from reliable sources, but do not guarantee the accuracy or completeness of this information, which is subject to change without notice, and nothing in this document shall be construed as such a guarantee. The statements in this service reflect the current judgment of the authors of the relevant articles or features, and do not necessarily reflect the opinion of Bloomberg Finance L.P., Bloomberg L.P. or any of their affiliates (“Bloomberg”). Bloomberg disclaims any liability arising from use of this document and/or its contents, and this service. Nothing herein shall constitute or be construed as an offering of financial instruments or as investment advice or recommendations by Bloomberg of an investment or other strategy (e.g., whether or not to “buy”, “sell”, or “hold” an investment). The information available through this service is not based on consideration of a subscriber’s individual circumstances and should not be considered as information sufficient upon which to base an investment decision. BLOOMBERG, BLOOMBERG PROFESSIONAL, BLOOMBERG MARKETS, BLOOMBERG NEWS, BLOOMBERG ANYWHERE, BLOOMBERG TRADEBOOK, BLOOMBERG BONDTRADER, BLOOMBERG TELEVISION, BLOOMBERG RADIO, BLOOMBERG PRESS, BLOOMBERG.COM, BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE and NEW ENERGY FINANCE are trademarks and service marks of Bloomberg Finance L.P. or its subsidiaries.

This service is provided by Bloomberg Finance L.P. and its affiliates. The data contained within this document, its contents and/or this service do not express an opinion on the future or projected value of any financial instrument and are not research recommendations (i.e., recommendations as to whether or not to “buy”, “sell”, “hold”, or to enter or not to enter into any other transaction involving any specific interest) or a recommendation as to an investment or other strategy. No aspect of this service is based on the consideration of a customer’s individual circumstances. You should determine on your own whether you agree with the content of this document and any other data provided through this service. Employees involved in this service may hold positions in the companies covered by this service.

NACAPM scenario analyses

DATASET NACAPM price forecasts - scenario analyses
DATE 5 June 2015
UNITS \$/t
SOURCE Bloomberg New Energy Finance
[Subject to terms and conditions](#)

CARBON PRICES (\$/t)



CARBON PRICES	2012	CP1		CP2			CP3			CP4		CP5		
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Central case		\$13,59	\$12,00	\$12,10	\$12,74	\$13,66	\$14,64	\$15,67	\$16,76	\$17,94	\$19,19	\$20,54	\$21,97	\$23,51
Central case - previous Deep Dive		\$13,59	\$11,34	\$12,10	\$12,95	\$13,89	\$14,86	\$15,90	\$17,02	\$18,21	\$19,48	\$20,85	\$30,06	\$48,27
Higher transport emissions (current policies)		\$13,59	\$12,00	\$12,10	\$12,74	\$13,66	\$14,64	\$15,67	\$16,76	\$17,94	\$19,19	\$20,54	\$22,93	\$45,11
Low offset issuance - 25% cut		\$13,59	\$12,00	\$12,10	\$12,74	\$13,66	\$14,64	\$15,67	\$16,76	\$17,94	\$19,19	\$20,54	\$21,97	\$39,40
Lowest offset issuance - 50% cut		\$13,59	\$12,00	\$12,10	\$12,74	\$13,66	\$14,64	\$15,67	\$16,76	\$17,94	\$19,19	\$20,54	\$36,83	\$59,13

PRICE PARAMETERS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Auction floor price	\$ 10,00	10,7	11,3	12,1	12,7	13,7	14,6	15,7	16,8	17,9	19,2	20,5	22,0	23,5
Price Containment Reserve - Tier 1		40,0	42,4	45,2	48,4	51,9	55,6	59,4	63,6	68,1	72,8	77,9	83,4	89,2
Price Containment Reserve - Tier 2		45,0	47,7	50,9	54,4	58,4	62,5	66,9	71,6	76,6	81,9	87,7	93,8	100,4
Price Containment Reserve - Tier 3		50,0	53,0	56,5	60,5	64,9	69,4	74,3	79,5	85,1	91,0	97,4	104,2	111,5

FOR GRAPH ONLY	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Range: Auction floor - PCR Tier 1		\$ 29,29	\$ 31,04	\$ 33,12	\$ 35,44	\$ 38,03	\$ 40,69	\$ 43,53	\$ 46,58	\$ 49,84	\$ 53,33	\$ 57,07	\$ 61,06	\$ 65,33
Range: PCR Tier 1 - Tier 2		\$ 5,00	\$ 5,30	\$ 5,66	\$ 6,05	\$ 6,49	\$ 6,95	\$ 7,43	\$ 7,95	\$ 8,51	\$ 9,11	\$ 9,74	\$ 10,43	\$ 11,16
Range: PCR Tier 2 - Tier 3		\$ 5,00	\$ 5,30	\$ 5,66	\$ 6,05	\$ 6,49	\$ 6,95	\$ 7,43	\$ 7,95	\$ 8,51	\$ 9,11	\$ 9,74	\$ 10,43	\$ 11,16
Range: PCR Tier 3 - above		\$ 70,00	\$ 72,98	\$ 76,53	\$ 80,49	\$ 84,90	\$ 89,45	\$ 94,31	\$ 99,51	\$ 105,07	\$ 111,03	\$ 117,40	\$ 124,22	\$ 131,51

* Our 'floor price' (and accordingly, forecast from 2015-2023) from our previous Deep Dive was slightly higher, as we have now lowered our expectations for inflation in 2015, in line with a 0.3% increase expected in a Bloomberg :