

**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	4
2	SUIVIS DE LA DÉCISION D-2014-171	5
3	PRÉVISION DES ÉMISSIONS DE 2015 À 2020	7
3.1	Prévisions détaillées pour la période de 2015 à 2020	8
3.1.1	Émissions assujetties relatives à ses activités de transport et distribution de gaz naturel	8
3.1.2	Émissions assujetties relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué par Gaz Métro pour consommation au Québec	9
3.2	Analyse de scénarios de prévision d'émissions	12
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	Prévisions des prix sur la période 2015 à 2020	19
5	STRATÉGIES DE CONFORMITÉ	22
6	IMPACTS POUR LES CLIENTS DE GAZ MÉTRO	50
6.1	Introduction du service SPEDE au 1 ^{er} janvier 2015	50
6.2	Impacts sur la facture des clients et sur la situation concurrentielle	50
7	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	55

1 MISE EN CONTEXTE

1.1 HISTORIQUE DU DOSSIER

1 Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») a déposé ses stratégies d'intégration du
2 système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (le
3 « SPEDE ») dans le cadre de la Cause tarifaire 2015¹. Ce premier dossier très détaillé avait
4 plusieurs 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 ○ à la stratégie de couverture de gaz à effet de serre (GES) proposée pour la période
11 de conformité 2015-2017,
 - 12 ○ aux budgets nécessaires pour rencontrer ses obligations,
 - 13 ○ aux traitements tarifaire et comptable des coûts résultant du SPEDE, et
 - 14 ○ au suivi proposé par Gaz Métro auprès de la Régie.

15 La présente preuve à la Cause tarifaire 2016 ne vise pas les mêmes objectifs, puisque plusieurs
16 ont été comblés par la preuve de Gaz Métro à la Cause tarifaire 2015, ainsi que par la décision
17 D-2014-171 qui a permis à Gaz Métro de déployer le plan d'action autorisé. La présente preuve
18 est par conséquent plus succincte que celle à la Cause tarifaire 2015. Toutefois, Gaz Métro
19 présente les éléments essentiels lui permettant de fournir les suivis demandés par la Régie dans
20 sa décision D-2014-171.

1.2 CONCLUSIONS RECHERCHÉES

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

- 22 • de prendre acte des suivis déposés relatifs à la décision D-2014-171;
- 23 • d'approuver la mise à jour de la stratégie de couverture pour la période 2015 à 2017; et
- 24 • d'approuver la stratégie de couverture pour la période 2018 à 2020.

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

2 SUIVIS DE LA DÉCISION D-2014-171

- 1 Dans sa décision D-2014-171, la Régie demande à Gaz Métro cinq suivis spécifiques détaillés
2 ci-dessous aux sections 2.1 à 2.5.



2.4 SUIVIS ADMINISTRATIFS RELATIFS AUX VENTES AUX ENCHÈRES

- 3 Au paragraphe 226, la Régie demande à Gaz Métro :

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

- 7 Pour la vente aux enchères tenue le 25 novembre 2014, Gaz Métro a déposé le suivi administratif
8 sous pli confidentiel à la Régie le 19 décembre 2014, alors que pour la vente aux enchères tenue
9 le 18 février 2015, le suivi administratif a été déposé le 30 mars 2015.

2.5 SUIVI SUR LES INDICES AU RAPPORT ANNUEL

- 1 Au paragraphe 227, « **[I]a Régie accepte également les suivis proposés par Gaz Métro. Afin**
- 2 **que l'information soit complète, la Régie demande que le détail des données pour chaque**
- 3 **indice, tant au niveau des prix que des volumes, soit également présenté. »**

- 4 Les données et les résultats liés aux indices proposés par Gaz Métro seront présentés au Rapport
- 5 annuel 2015 et suivants.

3 PRÉVISION DES ÉMISSIONS DE 2015 À 2020

1 Les émissions assujetties au SPEDE que Gaz Métro devra couvrir au terme des deuxième² et
2 troisième³ 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* (« RDO⁴ »), et vérifiées
5 par un tiers indépendant, pour chacune des années civiles incluses dans ces périodes de
6 conformité⁵.

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 naturel⁶; 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)⁷.

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

17 Pour les années 2012 et 2013, les émissions réelles de Gaz Métro, comme décrit aux points a)
18 et b) ci-dessus, ont été de 6 254 790 tonnes et de 6 441 518 tonnes de GES, respectivement.
19 Conformément à la réglementation en vigueur, les résultats de la déclaration de l'année 2013 ont
20 fait l'objet d'une vérification et le rapport de vérification a été soumis au gouvernement du Québec
21 dans les délais prévus.

² 2015 à 2017.

³ 2018 à 2020.

⁴ http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q_2/Q2R15.HTM

⁵ Règlement concernant le SPEDE, article 21.

⁶ QC.1 et QC.29 http://www.mddep.gouv.qc.ca/air/declar_contaminants/RDOCECA.pdf

⁷ QC.30 http://www.mddep.gouv.qc.ca/air/declar_contaminants/RDOCECA.pdf

3.1 PRÉVISIONS DÉTAILLÉES POUR LA PÉRIODE DE 2015 À 2020

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

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

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

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

18 Les émissions relatives aux bureaux administratifs de Gaz Métro ont été intégrées au total
19 des émissions de type combustion (QC.1) alors qu'à la Cause tarifaire 2015, elles faisaient
20 partie de la catégorie des émissions des clients à couvrir (QC.30). Cet ajustement, sans
21 impact sur le total global des émissions à couvrir, fait suite au processus de vérification des
22 émissions de l'année 2013.

23 Les émissions relatives aux activités de transport et de distribution de gaz naturel (QC.1 et
24 QC.29) ne représentent qu'une très faible partie des émissions que Gaz Métro doit couvrir,
25 soit environ 0,6 %. Tant pour la période de conformité 2015 à 2017 que pour la période de
26 conformité 2018 à 2020, les émissions sont estimées à 126 832 tonnes de GES par période,

1 soit 42 277 tonnes de GES par année. Cette prévision est basée sur la moyenne des
2 émissions déclarées pour les années civiles 2012 et 2013. 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 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 2
7 du RDO. En vertu du protocole de calcul, les éléments suivants relatifs aux livraisons de
8 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 Émetteurs⁸, au secteur du transport
12 maritime⁹ 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 (excluant GNL)
 - 18 • Les prévisions ont été déterminées sur la base des prévisions des livraisons de
 - 19 gaz naturel utilisées aux fins du Plan d'approvisionnement 2016-2019, excluant
 - 20 le GNL traité en b). Les prévisions ont été adaptées à l'année civile pour la
 - 21 période 2015-2019 et les prévisions pour 2020 ont été présumées identiques à
 - 22 celles de 2019.

⁸ Émetteurs de 25 000 tonnes de GES annuellement, tel qu'identifié par le gouvernement du Québec sur la liste des Émetteurs assujettis au SPEDE.

⁹ 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 GNL au Québec

- 2 • Les prévisions de livraison de GNL ont été déterminées sur la même base que
3 les prévisions de livraisons totales de gaz naturel, soit sur la base des
4 prévisions du Plan d'approvisionnement 2016-2019. Les prévisions ont été
5 adaptées à l'année civile pour la période 2015-2019 et les prévisions pour 2020
6 ont été présumées identiques à celles de 2019. Le GNL fait l'objet d'un facteur
7 d'émission différent de celui du gaz naturel et est exprimé sur la base de tonnes
8 métriques en équivalents CO₂ par kilolitre, plutôt que sur la base de tonnes
9 métriques par millier de mètres cubes gazeux. Pour les années 2015 et 2016,
10 Gaz Métro prévoit poursuivre la mesure de ses ventes de GNL sous forme
11 liquide, auquel le facteur d'émission pour le GNL doit être appliqué. À compter
12 de 2017, Gaz Métro prévoit que la vente sera constatée avant la transformation
13 de celui-ci en GNL par les clients. Ainsi, le volume sera comptabilisé en milliers
14 de mètres cubes gazeux et le facteur d'émission applicable au gaz naturel sera
15 appliqué.

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

- 18 • Les livraisons à des Émetteurs représentent les livraisons à des clients qui sont
19 directement assujettis au SPEDE en raison du niveau d'émissions dépassant
20 le seuil de 25 000 tonnes équivalentes de CO₂ par année. La liste des clients
21 Émetteurs pour 2015 a été déterminée sur la base de la liste des Émetteurs,
22 telle que disponible sur le site du ministère du Développement durable, de
23 l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
24 (« MDDELCC »)¹⁰. Les livraisons à des Émetteurs sont soustraites de
25 l'obligation de Gaz Métro, puisque l'obligation de couvrir les émissions
26 associées à la consommation de gaz naturel revient directement à ces
27 Émetteurs. Les prévisions du Plan d'approvisionnement 2016-2019 pour ces
28 clients ont été adaptées à l'année civile pour la période 2015-2019 et les
29 prévisions pour 2020 ont été présumées identiques à celles de 2019.
30 Rappelons qu'un participant n'est reconnu comme Émetteur qu'à compter du
31 1^{er} janvier de l'année suivant le dépôt de sa première déclaration d'émissions

¹⁰ http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/etablisements_2015_SPEDE.pdf

1 dépassant le seuil d'assujettissement de 25 000 tonnes de GES. Gaz Métro doit
2 ainsi couvrir les émissions tant qu'un client n'est pas reconnu comme Émetteur.
3 Également, les livraisons de gaz naturel ou de GNL, le cas échéant, destinées
4 au marché du transport maritime ainsi qu'à la vente hors Québec constituent
5 également des exclusions en vertu du *Règlement concernant le système de*
6 *plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*
7 (« RSPEDE ») et doivent être soustraites du calcul des émissions à couvrir.

8 d) Autres exclusions

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

15 e) Livraisons relatives au gaz perdu, autre que les émissions relatives aux fuites
16 fugitives

- 17 • Sur la base des données présentées aux Rapports annuels 2013 et 2014,
18 Gaz Métro est en mesure d'établir une prévision des livraisons associées au
19 gaz perdu pour 2015 à 2020. Cependant, puisque les fuites fugitives font partie
20 du gaz perdu, cette étape vise à considérer les émissions qui sont au-delà des
21 fuites fugitives établies à la section 3.1.1. Les prévisions de 2015 à 2020 du
22 scénario de base sont établies sur la base des résultats obtenus pour 2013 et
23 2014 et sont présumées constantes sur la période.

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

27 Il en résulte des émissions prévues de 19 998 422 tonnes de GES pour la période de
28 conformité 2015-2017 et de 21 159 544 tonnes de GES pour la période de conformité 2018-
29 2020.

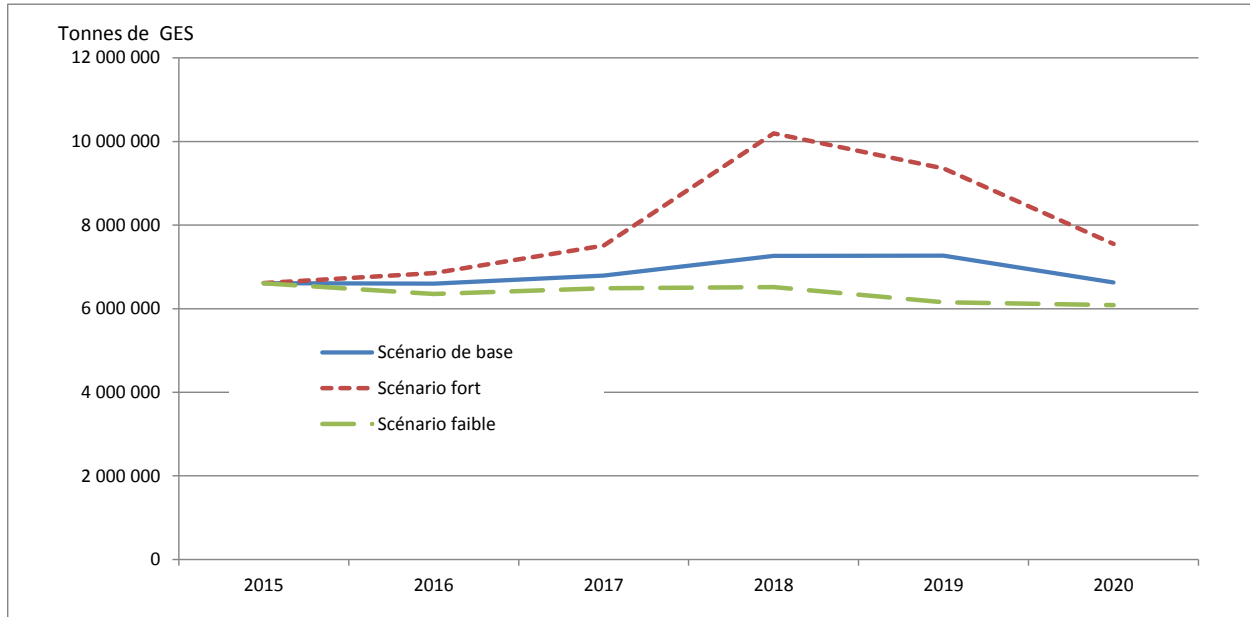
Tableau 1
Prévision des émissions 2015 à 2020 – Scénario de base

Scénario de base		p	p	p	p	p	p
Unités		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	9 406	9 406	9 406	9 406	9 406	9 406
QC.29 Transport et distribution de gaz naturel	Tonnes GES	32 871	32 871	32 871	32 871	32 871	32 871
Sous-total Émissions sur le réseau	Tonnes GES	42 277	42 277	42 277	42 277	42 277	42 277
Portion du total		0,64%	0,64%	0,62%	0,58%	0,58%	0,64%
Émissions des clients à couvrir (QC.30)							
Livraisons totales aux clients - Excluant GNL	10 ³ m ³	5 702 801	5 531 251	5 747 796	5 889 646	5 907 379	5 907 379
Plus: Livraisons de gaz naturel pour production de GNL	10 ³ m ³	-	-	110 940	618 885	828 465	828 465
Moins: Exclusions ventes aux Émetteurs, transport maritime et exportation	10 ³ m ³	(2 287 934)	(2 142 961)	(2 334 852)	(2 733 928)	(2 955 970)	(3 275 904)
Moins: Autres exclusions	10 ³ m ³	(38 012)	(37 126)	(41 362)	(45 306)	(49 842)	(61 538)
Plus: Gaz perdu (autres que QC.29)	10 ³ m ³	28 890	28 890	28 890	28 890	28 890	28 890
Sous-total livraisons	10³m³	3 405 746	3 380 054	3 511 412	3 758 188	3 758 923	3 427 293
Facteurs de conversion GES et correction de température 15°C à 20°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	6 545 088	6 495 713	6 748 154	7 222 402	7 223 814	6 586 495
Livraisons de GNL aux clients	kl	50 639	73 819	-	-	-	-
Moins: Exclusions ventes aux Émetteurs, transport maritime et exportation	kl	(31 145)	(23 164)	-	-	-	-
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	22 963	59 672	-	-	-	-
Sous-total des émissions des clients à couvrir	Tonnes GES	6 568 052	6 555 385	6 748 154	7 222 402	7 223 814	6 586 495
Portion du total		99,36%	99,36%	99,38%	99,42%	99,42%	99,36%
Émissions totales à couvrir	Tonnes GES	6 610 329	6 597 662	6 790 431	7 264 680	7 266 092	6 628 773
		Total 3 ans	19 998 422		Total 3 ans	21 159 544	

3.2 ANALYSE DE SCÉNARIOS DE PRÉVISION D'ÉMISSIONS

- 1 À titre indicatif, Gaz Métro présente deux scénarios alternatifs permettant d'établir une fourchette
- 2 à l'intérieur de laquelle les émissions totales à couvrir devraient se situer. Les scénarios
- 3 favorables et défavorables définis au Plan d'approvisionnement 2016-2019 ont servi à définir les
- 4 scénarios alternatifs des émissions.
- 5 Le graphique 1 présente les prévisions des émissions de 2015 à 2020 selon le scénario de base,
- 6 le scénario de fortes émissions et le scénario de faibles émissions.

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 20 974 360 tonnes de GES pour la période de 2015 à 2017, en hausse de 975 938
 3 tonnes de GES par rapport au scénario de base, et à 27 101 113 tonnes de GES pour la période
 4 de 2018 à 2020, en hausse de 5 941 569 tonnes par rapport au scénario de base.

5 Le principal facteur expliquant les hausses marquées par rapport au scénario de base est
 6 l'augmentation des livraisons totales de gaz naturel aux clients, principalement pour la période
 7 de conformité 2018 à 2020. Rappelons que Gaz Métro a l'obligation de couvrir les émissions
 8 associées aux livraisons à un Émetteur jusqu'au 1^{er} janvier de l'année suivant une déclaration
 9 dépassant le seuil d'assujettissement de 25 000 tonnes de GES. Ainsi, dans le scénario à plus
 10 fortes émissions, des livraisons sont prévues à des nouvelles installations qui ne sont pas
 11 assujetties au SPEDE dès le début de leurs activités. Toutefois, ces nouvelles installations
 12 effectueront leurs premières déclarations au-delà du seuil de 25 000 tonnes de GES en 2018 ou
 13 en 2019 et ainsi, à compter de 2019 ou de 2020 respectivement, les émissions correspondantes
 14 seront retirées de la déclaration de Gaz Métro et assumées directement par ces nouveaux clients.
 15 C'est ce qui explique la hausse des émissions en 2018 suivie d'une baisse des émissions en
 16 2019 et en 2020 pour ce scénario.

- 1 En vertu du scénario alternatif présentant de plus faibles émissions, les émissions à couvrir
2 s'élèveraient à 19 449 893 tonnes de GES pour la période de conformité 2015 à 2017, en baisse
3 de 548 529 tonnes de GES par rapport au scénario de base, et à 18 754 738 tonnes de GES
4 pour la période de conformité 2018 à 2020, en baisse de 2 404 806 tonnes par rapport au
5 scénario de base. Les baisses observées s'expliquent par de plus faibles livraisons de gaz naturel
6 et de GNL aux clients.
- 7 Les tableaux suivants présentent une synthèse de la prévision des émissions pour les trois
8 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.	42 277	42 277	42 277	126 832
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	T CO ₂ éq.	6 568 052	6 555 385	6 748 154	19 871 590
Émissions totales	T CO₂ éq.	6 610 329	6 597 662	6 790 431	19 998 422
Scénario fortes émissions					
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	T CO ₂ éq.	43 595	43 595	43 595	130 784
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	T CO ₂ éq.	6 568 529	6 809 834	7 465 214	20 843 577
Émissions totales	T CO₂ éq.	6 612 123	6 853 429	7 508 809	20 974 360
Scénario faibles émissions					
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	T CO ₂ éq.	40 960	40 960	40 960	122 880
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	T CO ₂ éq.	6 567 576	6 313 409	6 446 028	19 327 013
Émissions totales	T CO₂ éq.	6 608 536	6 354 369	6 486 988	19 449 893

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.	42 277	42 277	42 277	126 832
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	T CO ₂ éq.	7 222 402	7 223 814	6 586 495	21 032 712
Émissions totales	T CO₂ éq.	7 264 680	7 266 092	6 628 773	21 159 544
Scénario fortes émissions					
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	T CO ₂ éq.	43 595	43 595	43 595	130 784
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	T CO ₂ éq.	10 152 873	9 311 682	7 505 775	26 970 330
Émissions totales	T CO₂ éq.	10 196 468	9 355 276	7 549 369	27 101 113
Scénario faibles émissions					
Émissions relatives au transport et à la distribution du gaz naturel (QC.1 et QC.29)	T CO ₂ éq.	40 960	40 960	40 960	122 880
Émissions relatives à l'utilisation du gaz naturel distribué au Québec (QC.30)	T CO ₂ éq.	6 477 903	6 110 495	6 043 460	18 631 858
Émissions totales	T CO₂ éq.	6 518 863	6 151 455	6 084 420	18 754 738

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

1 La section suivante fait un bref retour sur les résultats des ventes aux enchères et sur le marché
2 secondaire, alors que la section 4.2 présente les prévisions des prix des droits d'émission sur
3 l'horizon 2020.

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

4.1.1 Résultats des ventes aux enchères

4 Depuis la décision D-2014-171, deux ventes aux enchères ont été tenues, une première le
5 25 novembre 2014 et une seconde le 18 février 2015. Ces deux enchères ont été les
6 premières à être tenues conjointement entre le Québec et la Californie.

7 Pour ce qui est de la vente aux enchères du 25 novembre 2014¹¹, le prix final pour les unités
8 de millésime 2014 a été établi à 12,10 \$US (13,68 \$CAN) alors que le prix de vente final
9 pour les unités de millésime 2017 a été établi à 11,86 \$US (13,41 \$CAN). Le prix minimal
10 était établi à 11,34 \$US (12,82 \$CAN).

11 Pour celle du 18 février 2015¹², le prix de vente final du millésime 2015 a été établi à
12 12,21 \$US (15,14 \$CAN) alors que pour le millésime 2018, le prix final a été établi à
13 12,10 \$US (15,01 \$CAN), soit le prix minimum.

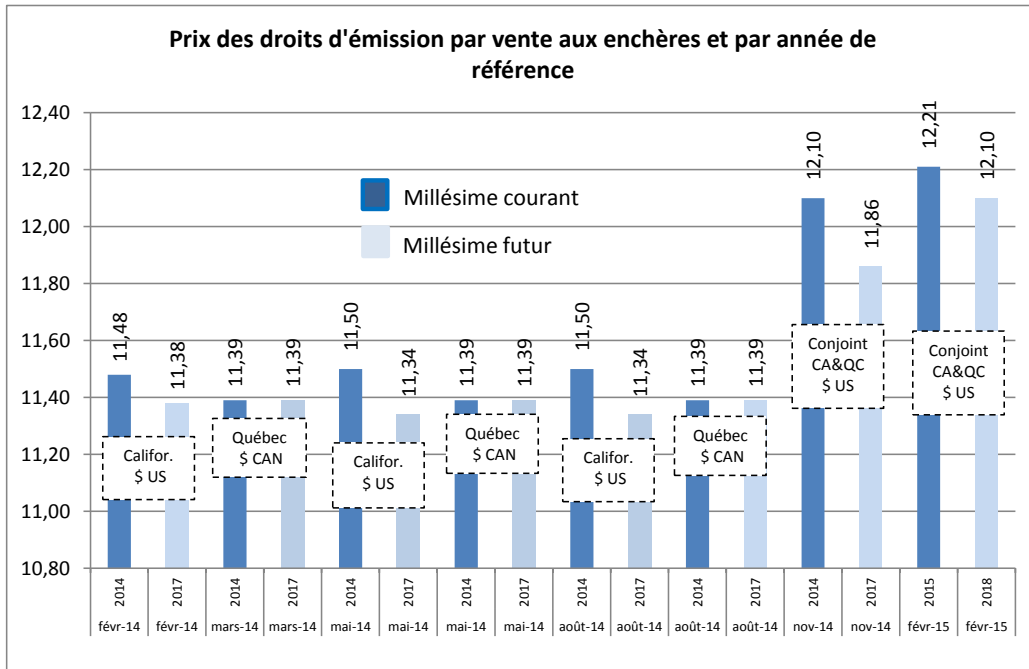
14 Le graphique suivant illustre l'évolution des prix des unités d'émission vendues lors des
15 ventes aux enchères en Californie et au Québec depuis février 2014, incluant les deux
16 dernières ventes aux enchères conjointes Québec-Californie.

¹¹ <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/2014-11-25/sommaire-des-resultats.pdf>

¹² <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/2015-02-18/sommaire-des-resultats.pdf>

Graphique 2

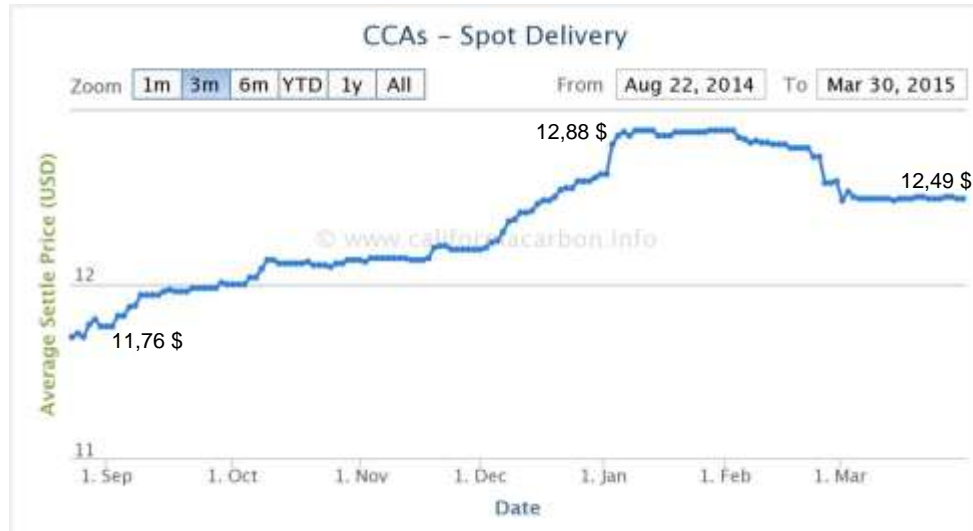
**Prix des droits d'émission par ventes aux enchères
et par année de référence depuis 2014**



4.1.2 Évolution des prix sur le marché secondaire

1 Depuis le 1^{er} novembre 2014, le prix des droits d'émission de millésime courant pour
 2 livraison immédiate sur le marché secondaire a d'abord connu un bond marqué à la suite
 3 des résultats de la vente aux enchères de novembre 2014, qui a fait grimper le prix des
 4 droits à un sommet de 12,88 \$US durant plusieurs jours en janvier 2015. À compter du
 5 début février, les anticipations d'un prix bas lors de la vente aux enchères de février 2015
 6 ont exercé une légère pression à la baisse sur les prix dans le marché secondaire, baisse
 7 qui s'est accentuée une fois que les résultats de la vente de février ont été connus. Au
 8 30 mars 2015, le prix des droits d'émission de millésime courant pour livraison immédiate
 9 sur le marché secondaire s'établissait à 12,49 \$US, tel qu'illustré au graphique 3.

Graphique 3

Évolution des prix des droits d'émission sur le marché secondaire (prix en \$US)¹³

1 Les résultats des ventes aux enchères et l'évolution des prix sur le marché secondaire
 2 présentent un niveau des prix qui se situe près du prix plancher. Le marché ne présente
 3 donc pas, à court terme, un niveau de prix très élevé.

4.2 PRÉVISIONS DES PRIX SUR LA PÉRIODE 2015 À 2020

4 Pour obtenir une perspective de l'évolution des prix des droits d'émission à l'horizon 2020,
 5 Gaz Métro a mandaté la firme ÉcoRessources afin d'établir des prévisions de prix des droits
 6 d'émission au Québec selon différents scénarios d'ici 2020. Le rapport de la firme ÉcoRessources
 7 est présenté en annexe. Les prix présentés sont en dollars américains (\$US).

8 La prévision de prix des droits d'émission sur la période 2015 à 2020 est déclinée en trois
 9 scénarios, soit un scénario moyen, un scénario haussier et un scénario baissier. Il est à noter que
 10 le scénario moyen est établi sur la base de la moyenne des prix obtenue par l'analyse de
 11 scénarios Monte-Carlo. Pour chaque année, les prix des scénarios baissier et haussier
 12 correspondent respectivement aux 1^{er} et 99^e percentiles des prix obtenus lors de l'analyse de

¹³ Source : CaliforniaCarbonInfo.com

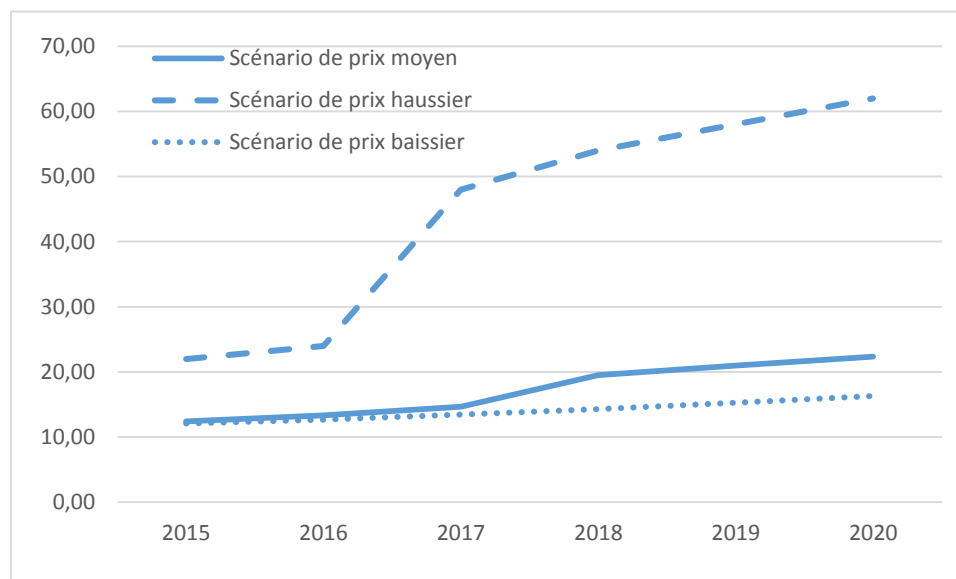
- 1 scénarios Monte-Carlo. La méthodologie détaillée utilisée aux fins de la prévision est précisée
2 dans le rapport d'ÉcoRessources produit en annexe.
- 3 Le tableau suivant présente le détail des prévisions selon les trois scénarios tels que définis par
4 EcoRessources.

Tableau 4
Synthèse de la prévision des prix des droits d'émission 2015 à 2020
(prix en \$US)

	Prix minimum	Scénario baissier	Scénario moyen	Scénario haussier
2015	12,10	12,10	12,40	22,00
2016	12,46	12,68	13,31	24,00
2017	13,19	13,44	14,66	48,00
2018	14,02	14,31	19,52	54,00
2019	14,92	15,25	20,95	58,00
2020	15,72	16,29	22,33	62,00

- 5 Les prévisions dans les trois scénarios peuvent également être présentées par le graphique
6 suivant.

Graphique 4
Prévision des prix des droits d'émission 2015 à 2020 selon trois scénarios
(prix en \$US)



1 Le 13 avril 2015, l'Ontario annonçait son adhésion au marché du carbone avec le Québec et la
2 Californie. Au moment du dépôt de la présente preuve, le gouvernement de l'Ontario n'avait pas
3 encore précisé les plafonds d'émissions annuels qui découleront des cibles de réduction
4 annoncées¹⁴, la date, ni les dispositions légales et réglementaires de la mise en œuvre de cette
5 annonce. Il n'est donc pas possible pour le moment d'anticiper les impacts que l'adhésion de
6 l'Ontario pourrait avoir sur le marché.

¹⁴ L'Ontario a annoncé des cibles de réduction de 15 % en 2020 et de 37 % en 2030 par rapport à 1990.

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.

6 IMPACTS POUR LES CLIENTS DE GAZ MÉTRO

6.1 INTRODUCTION DU SERVICE SPEDE AU 1^{ER} JANVIER 2015

- 1 Cpmme prévu lors de la Cause tarifaire 2015, le service SPEDE a été introduit le 1^{er} janvier
2 2015 en remplacement de la contribution au Fonds Vert.

Tableau 22
Évolution du prix mensuel du service SPEDE
Janvier à avril 2015

	Prix mensuel (¢/m³)
Janvier	2,870
Février	3,059
Mars	2,599
Avril	2,856

- 3 Par rapport à la contribution au Fonds vert qui s'établissait à 0,686 ¢/m³ en 2014, le prix mensuel
4 du service SPEDE d'avril 2015 représente une hausse de 2,170 ¢/m³, soit une hausse de 316 %.

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

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

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

- 10 En utilisant les prévisions de prix des droits d'émission du scénario moyen du tableau 4 ainsi que
11 les taux de change utilisés par Gaz Métro dans le cadre de son Plan d'approvisionnement 2016-
12 2019 (Gaz Métro-103, Document 1), Gaz Métro a déterminé le prix prévu des droits d'émission
13 en dollars canadiens et calculé le coût unitaire du SPEDE pour le gaz naturel, le mazout léger
14 (n^o 2) et le mazout lourd (n^o 6).

Tableau 23

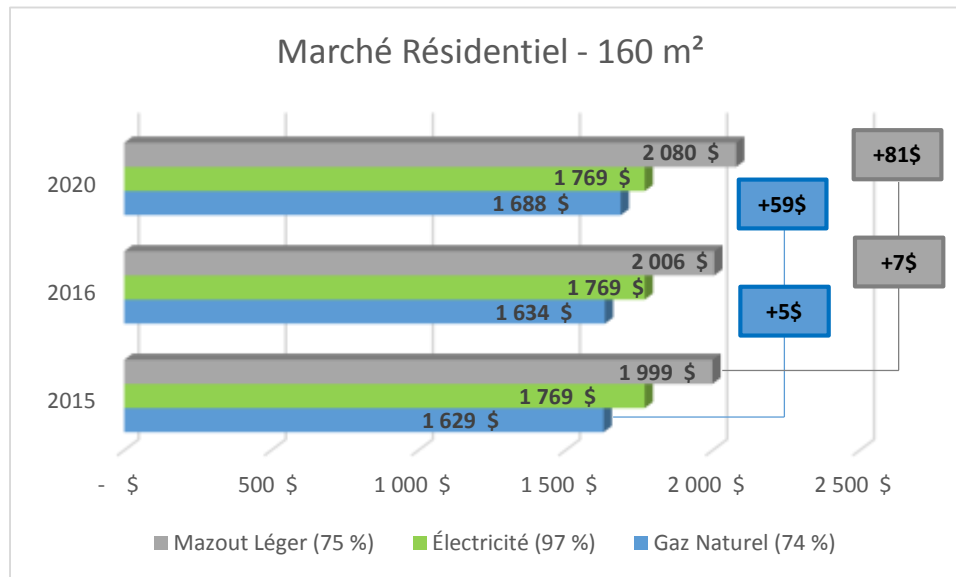
Coût unitaire projeté du SPEDE par combustible

Année	Prix des droits d'émission (\$CAN/t CO ₂)	Coût unitaire du SPEDE		
		Gaz naturel (¢/m ³)	Mazout léger (¢/litre)	Mazout lourd (¢/litre)
2015	16,04	3,05	4,39	5,05
2016	17,66	3,36	4,83	5,56
2017	23,24	4,42	6,36	7,31
2018	24,94	4,74	6,82	7,85
2019	26,58	5,06	7,27	8,36

- 1 Le graphique suivant illustre l'impact du SPEDE sur la facture totale annuelle estimée d'un client résidentiel moyen en avril 2015, ainsi qu'à venir pour les années 2016 et 2020.

Graphique 11

Impact du SPEDE pour un client résidentiel



- 3 Toutes choses étant égales par ailleurs, un client résidentiel moyen qui consomme 2 674 m³ de gaz naturel par année devrait absorber une augmentation de sa facture totale liée au coût du SPEDE de 5 \$ sur une base annuelle entre avril 2015 et 2016. En 2020, l'augmentation annuelle

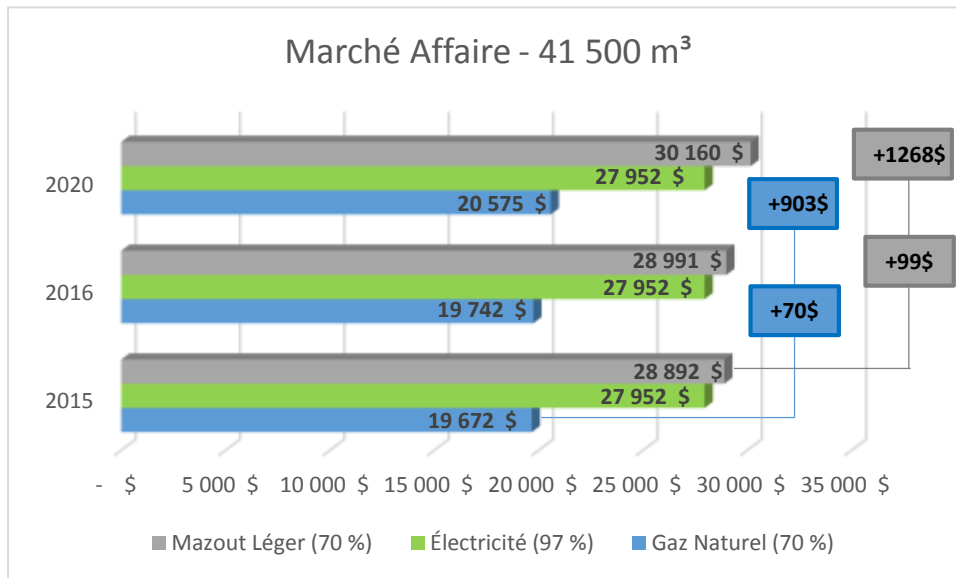
1 due au coût du SPEDE par rapport à avril 2015 s'élèverait à 59 \$. La position concurrentielle du
2 gaz naturel demeure toutefois favorable autant face au mazout qu'à l'électricité.

3 Un même client utilisant plutôt le mazout léger en consommerait 2 576 litres par année. En terme
4 d'impact du SPEDE, le client résidentiel utilisant le mazout léger devrait subir une hausse de 7 \$
5 sur une base annuelle pour la prochaine année et de 81 \$ d'ici 2020. L'avantage concurrentiel du
6 gaz naturel par rapport au mazout léger pour un client résidentiel typique est donc amélioré en
7 raison du SPEDE.

8 Par rapport à un consommateur résidentiel typique 100 % électrique, on constate pour chacune
9 des trois années que le gaz naturel demeure la source énergétique la plus avantageuse, malgré
10 le fait qu'aucun coût associé au SPEDE ne doit être assumé par un consommateur 100 %
11 électrique¹⁵.

12 Le graphique suivant illustre l'impact du SPEDE sur la facture totale annuelle estimée d'un client
13 affaires typique en avril 2015, ainsi qu'à venir pour les années 2016 et 2020.

Graphique 12
Impact du SPEDE pour un client affaires



¹⁵ 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.

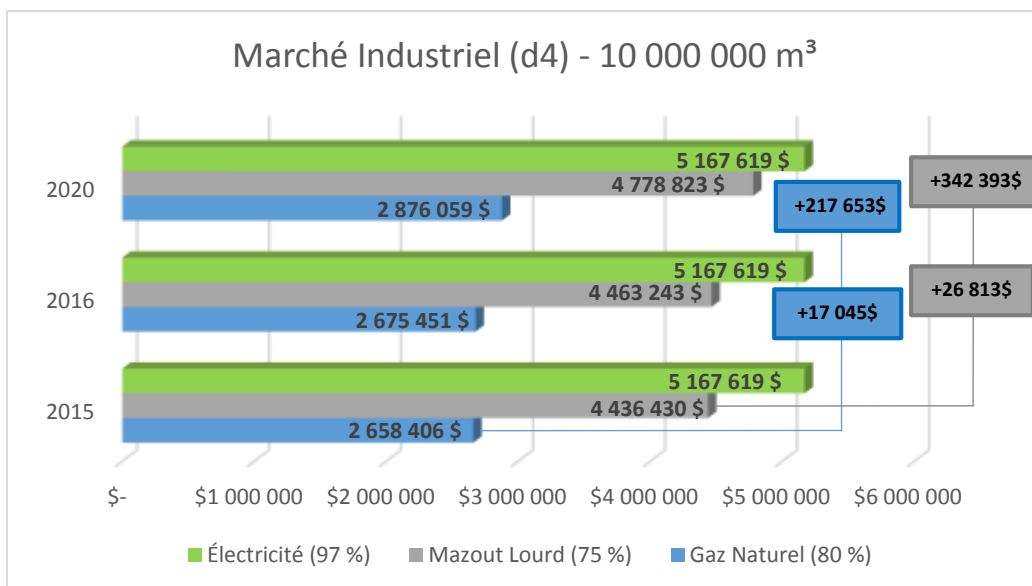
1 Un client affaires typique consomme 41 500 m³ de gaz naturel par année. Toutes choses étant
 2 égales par ailleurs, un client affaires alimenté au gaz naturel devrait absorber une augmentation
 3 due au SPEDE de 70 \$ sur une base annuelle entre avril 2015 et l'année suivante. En 2020, cette
 4 augmentation par rapport à avril 2015 s'élèverait à 903 \$. Tout comme pour le marché résidentiel,
 5 le gaz naturel maintient sa position concurrentielle favorable face aux énergies alternatives.

6 Un même client utilisant plutôt le mazout léger en consommerait 40 527 litres par année. En terme
 7 d'impact du SPEDE, le client affaires utilisant le mazout léger devrait subir une hausse de 99 \$
 8 sur une base annuelle pour la prochaine année et de 1 268 \$ d'ici 2020. L'avantage concurrentiel
 9 du gaz naturel par rapport au mazout léger pour un client affaires typique est donc augmenté en
 10 raison du SPEDE.

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

15 Le graphique suivant illustre l'impact du SPEDE sur la facture totale annuelle estimée d'un client
 16 industriel typique en avril 2015, ainsi qu'à venir pour les années 2016 et 2020.

Graphique 13
Impact du SPEDE pour un client industriel



1 Un client industriel typique consomme 10 000 000 m³ de gaz naturel par année. Toutes choses
2 étant égales par ailleurs, un client industriel alimenté au gaz naturel devrait absorber une
3 augmentation due au SPEDE de 17 045 \$ sur une base annuelle entre avril 2015 et l'année
4 suivante. En 2020, l'augmentation due au coût du SPEDE par rapport à avril 2015 s'élèverait à
5 217 653 \$. Tout comme pour les autres marchés, la position concurrentielle du gaz naturel
6 demeure favorable.

7 Un même client utilisant plutôt le mazout lourd en consommerait 9 509 647 litres par année. En
8 termes d'impact du SPEDE, le client industriel utilisant le mazout lourd devrait subir une hausse
9 de 26 813 \$ sur une base annuelle pour la prochaine année et de 342 393 \$ d'ici 2020.
10 L'avantage concurrentiel du gaz naturel par rapport au mazout lourd pour un client industriel
11 typique est donc augmenté en raison du SPEDE.

12 Par rapport à un consommateur industriel typique 100 % électrique, on constate pour chacune
13 des trois années que le gaz naturel demeure la source énergétique la plus avantageuse, malgré
14 le fait qu'aucun coût associé au SPEDE ne doit être assumé par un consommateur 100 %
15 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 2015-2017 et l'a adaptée afin de tenir compte des résultats réels et de
4 la mise à jour du contexte de marché. Également, Gaz Métro a présenté sa stratégie de
5 couverture proposée pour la période 2018-2020. Le suivi lié au risque du taux de change incluant
6 les conclusions et recommandation est présenté au document Gaz Métro-105, Document 2 dans
7 le cadre du présent dossier.

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 stratégie de couverture pour la période de conformité 2015-2017;**
- **approuver la stratégie de couverture proposée par Gaz Métro pour la période de conformité 2018-2020; et**
- **interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées sous pli confidentiel.**



PROJECTIONS DE PRIX DES DROITS
D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE
POUR LA PÉRIODE 2015-2020

RÉSULTATS ET ANALYSE

RAPPORT PRÉPARÉ POUR GAZ MÉTRO

22 janvier 2015

Table des matières

1. CONTEXTE ET APPROCHE	4
2. SOMMAIRE DES RÉSULTATS	5
PRIX DES DROITS D'ÉMISSION	5
ÉMISSIONS DU COURS NORMAL DES AFFAIRES	6
RÉSULTATS DES ANALYSES DE MONTE-CARLO	9
SCÉNARIOS BAISSIER ET HAUSSIER	10
3. HYPOTHÈSES SUR L'OFFRE ET LA DEMANDE	11
L'OFFRE	11
LA DEMANDE	12
4. GRANDES TENDANCES	15
AU-DELÀ DE 2020	15
INCLUSIONS DE 2015 – EFFET À LONG TERME SUR LE MARCHÉ	15
CHANGEMENTS AU QUÉBEC	16
CHANGEMENTS DANS LE SECTEUR DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ.....	16
ANNEXE - DESCRIPTION DU MODÈLE	17
LES COÛTS DE RÉDUCTION ET LES RÈGLES DU MARCHÉ	18
ASPECTS COMPORTEMENTAUX.....	19
RÉFÉRENCES	20
PARAMÈTRES UTILISÉS DANS LE MODÈLE	20
FIGURE 1 - PRÉVISION DES ÉMISSIONS ET PLAFOND DES ÉMISSIONS POUR LA PÉRIODE 2013 À 2020	7
FIGURE 2 – PRÉVISIONS DES ÉMISSIONS COMPARÉES À L'OFFRE DE DROITS D'ÉMISSIONS ET DE CRÉDITS	
COMPENSATOIRES	8
FIGURE 3 - SCHÉMA DE LA STRUCTURE DU MODÈLE CARBONE WCI	17
FIGURE 4 - LA COURBE LONG TERME DE COÛTS MARGINAUX DE RÉDUCTION (MACC) POUR LA CALIFORNIE ET LE QUÉBEC EN 2015	19

1. CONTEXTE ET APPROCHE

Depuis le 1^{er} janvier 2015, Gaz Métro est assujéti au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission dans le cadre de la Western Climate Initiative et doit ainsi couvrir les émissions de gaz à effet de serre (GES) au Québec relatives à ses activités ainsi qu'à celles de ses clients, autres que ceux qui sont considérés comme des émetteurs au sens du Règlement.

Le coût de la conformité à ce Règlement dépendra du prix des droits d'émission sur le marché ainsi que de la stratégie d'achat adoptée. À des fins prévisionnelles, le prix des droits d'émission doit donc être estimé de façon robuste.

Gaz Métro a donc sollicité l'appui d'ÉcoRessources et de ses collaborateurs pour développer des projections des prix des droits d'émission de GES au Québec pour la période 2015-2020. Gaz Métro souhaite utiliser ces projections dans le contexte de la présentation de la cause tarifaire 2016. Il ne fait pas de doute que les projections réalisées dans le cadre de ce mandat devront être robustes, rigoureusement appuyées de sources de données fiables et d'hypothèses bien documentées.

L'évolution projetée des émissions et du prix des droits d'émission se base sur un modèle de la Western Climate Initiative (WCI). Ce modèle détermine des courbes de prix sur base de différents paramètres, comme par exemple les émissions actuelles, la croissance économique attendue des différents secteurs, les tendances au niveau des projets compensatoires ou de la production électrique de différentes sources, en Californie et au Québec, etc. Ces paramètres sont détaillés dans le rapport.

Le modèle est soumis à une simulation de Monte Carlo de 10 000 itérations faisant varier les paramètres importants sur des plages de variabilité définies, ce qui permet de déterminer les prix et les émissions moyens ainsi que leur variabilité selon des niveaux de probabilité. Des scénarios baissiers et haussiers sont définis à partir des valeurs de probabilité de 1 % (1 % des itérations de Monte Carlo amènent à des prix inférieurs) et de 99 % (1 % des itérations amènent à des prix supérieurs) des résultats de l'analyse de Monte Carlo.

2. SOMMAIRE DES RÉSULTATS

PRIX DES DROITS D'ÉMISSION

L'analyse de Monte Carlo réalisée par Value Recovery Holding (VRH)¹ prévoit un marché du carbone sur-alloué pour le marché commun de la Californie et du Québec. La différence entre les émissions de GES à couvrir par des droits d'émission et l'offre de droits d'émission et de crédits compensatoires se résume à un écart cumulatif entre l'offre et la demande de 27 millions de tonnes (MT) de CO₂e entre 2013 et 2020. Cela se traduit par un prix prévu des droits d'émission légèrement au-dessus du prix plancher pour la période de 2015 à 2017 et par un prix se plaçant environ 5\$ au-dessus du prix plancher pour la période de 2018 à 2020.

Tableau 1 – Projection des prix, de l'offre et de la demande (Prévisions en gras)

Prévision moyenne des prix (US\$/t CO ₂ e)			Offre (MT CO ₂ e au QC & CA, réserves retirées)			Demande (Émissions MT CO ₂ e)***			Écart offre sur demande (MT CO ₂ e)	
Année	Prix*	Plancher	Allocations**	Crédits Comp	Total	Californie	Québec	Total	Ann uel	Cum ulé
2013	\$12,66	\$10,71	183,3	7,3	190,6	144,2	18,4	162,6	28,0	28,0
2014	\$11,90	\$11,34	180,3	5,2	185,5	148,3	18,4	166,7	18,8	46,8
2015	\$12,40	\$12,10	440,4	8,6	449,0	348,5	58,9	407,5	41,6	88,4
2016	\$13,31	\$12,96	426,8	3,6	430,4	347,9	58,8	406,7	23,7	112
2017	\$14,66	\$13,87	413,3	3,6	416,9	348,8	58,9	407,7	9,2	121
2018	\$19,52	\$14,85	387,2	3,6	390,7	349,9	58,7	408,7	-17,9	103
2019	\$20,95	\$15,92	374,1	3,6	377,7	350,5	58,5	409,0	-31,3	72,1
2020	\$22,33	\$17,08	360,9	3,6	364,5	351,2	58,4	409,6	-45,1	27

*2013 & 2014 : Prix reflétant la moyenne entre les enchères et les contrats au comptant "ICE CCA"

**Allocations de 2014 incluant 2 MT de crédits pour réductions hâtives.

***Émissions de 2013 basées sur le ARB et le MDDELCC

¹ Entreprise financière américaine, VRH a été retenue pour l'expertise et le modèle de prévision de Justin Felt, anciennement directeur associé au service de Thomson Reuters Point Carbon. Il agit en tant qu'expert collaborateur pour ÉcoRessources.

Pour bien interpréter ce tableau, il est important de préciser certains éléments :

- Les chiffres présentés sont les prévisions moyennes obtenues à partir des 10 000 simulations de l'analyse de Monte Carlo, et non le résultat d'une itération unique.
- Même si, en moyenne, le modèle prévoit une sur-allocation cumulative sur la période de 2013 à 2020, l'analyse de Monte Carlo amène à des prix moyens plus élevés que le prix plancher. En effet, certaines itérations de l'analyse prévoient un marché sous-alloué, et donc un prix qui décolle du prix plancher alors que, de l'autre côté, les itérations qui amènent à un marché encore plus sur-alloué que la moyenne restent inévitablement au prix plancher. Cela conduit à un prix moyen des itérations supérieur au prix plancher.
- Le prix plancher est sujet à l'analyse de Monte Carlo étant donné qu'il dépend de l'inflation, pour laquelle le modèle inclut une moyenne et un intervalle de variation.

ÉMISSIONS DU COURS NORMAL DES AFFAIRES

Ensemble, les grands émetteurs de la Californie et du Québec ont émis en 2013 un total cumulatif se plaçant à 20 millions de tonnes en-deçà du plafond prévu, avec des émissions réelles de 163 MT comparativement au plafond de 183 MT². Cet écart s'élève à 27 MT lorsque les crédits compensatoires (7 MT) sont inclus dans le bilan. Dans la projection d'émissions sur les cinq prochaines années, cette sur-allocation du marché s'étend jusqu'à 2017 inclusivement. La tendance serait donc inversée pour 2018, 2019 et 2020. Toutefois, le surplus de droits d'émissions accumulé de 2013 à 2017 pourrait couvrir le manque à gagner. Le tableau 2 donne le détail de ces prévisions.

Tableau 2- Détail des projections d'émissions

Année	Californie (Mt CO2e)					Québec (Mt CO2e)					Total WCI (Mt CO2e)
	Élec	Indust	Transp	Résid	Total	Élec	Indust	Transp	Résid	Total	
2013*	80,4	63,8	--	--	144,2	0,5	17,9	--	--	18,4	162,6
2014	83,4	64,9	--	--	148,3	0,5	17,9	--	--	18,4	166,7
2015	77,3	66,2	158,6	46,5	348,5	0,5	17,9	32,0	8,5	58,9	407,5
2016	75,0	66,8	159,5	46,6	347,9	0,5	18,1	31,8	8,3	58,8	406,7
2017	74,7	67,3	160,0	46,8	348,8	0,5	18,4	31,6	8,3	58,9	407,7
2018	74,0	67,8	161,3	46,9	349,9	0,5	18,4	31,4	8,4	58,7	408,7
2019	73,0	68,0	162,4	47,1	350,5	0,5	18,4	31,3	8,4	58,5	409,0
2020	72,9	68,2	162,9	47,2	351,2	0,5	18,4	31,1	8,4	58,4	409,6

* 2013 : basé sur les émissions rapportées de Californie et du Québec

² Après retrait de la réserve du ministre

La figure 1 illustre l'évolution de la différence entre le plafond d'émissions et les prévisions d'émissions. Étant donné l'augmentation prévue faible mais stable des émissions de la Californie, la stabilité des émissions du Québec et la décroissance du plafond d'émissions, les émissions totales rejoignent éventuellement le plafond, vers 2018, puis le dépassent.

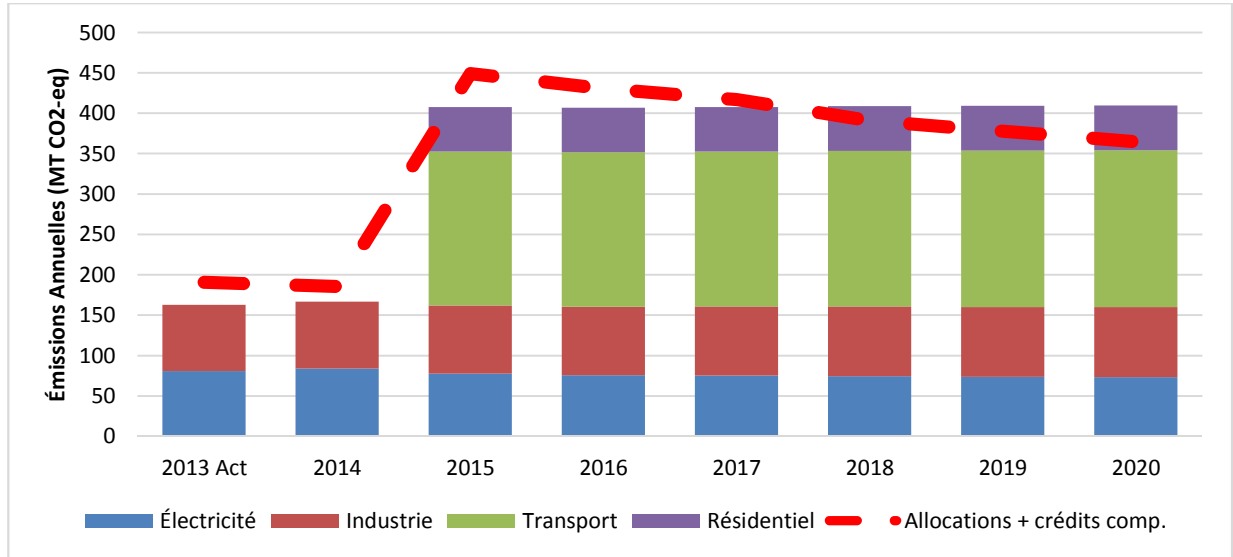


Figure 1 - Préviation des émissions et plafond des émissions pour la période 2013 à 2020

Les explications de cette sur-allocation prévue du marché sont multiples:

- Une consommation (et production) énergétique réduite suivant le ralentissement économique des dernières années;
- Une réduction de la production et de la consommation de charbon en Californie suite à différentes pressions des marchés et de la réglementation (EPA);
- La mise en œuvre de mesures complémentaires comme la norme californienne sur le portfolio d'énergies renouvelables (RPS), les normes d'efficacité énergétique dans les transports et la norme de carburants à faible intensité carbone (LCFS);

D'autres éléments limitent toutefois l'ampleur de cette sur-allocation du marché :

- La quantité de crédits compensatoires attendue sur le marché est limitée non seulement par la perception générale de sur-allocation, mais également par les risques de révocation qui ont été mis en évidence en 2014 lorsque le California Air Resources Board a investigué 4,3 millions de crédits compensatoires émis dans le cadre de projets SACO (substances appauvrissant la couche d'ozone) menés aux États-Unis. À noter que l'invalidation finale de 0,09 millions de crédits a été incorporée dans la prévision présentée ici.

- La récente et forte baisse du prix des produits pétroliers, ainsi que la croissance économique attendue en Amérique du Nord, auront tendance à pousser les émissions du cours normal des affaires à la hausse.

Comme expliqué plus haut, un aspect important de cette analyse est la simulation de Monte-Carlo, qui permet de faire varier les intrants en fonction de probabilités prédéterminées et d'écart types. Si l'on réalise ainsi 10 000 itérations, croisant différentes valeurs pour les paramètres principaux, certaines itérations amènent à des résultats où les émissions dépassent les droits disponibles et donc où le prix de ces droits s'élève au-dessus du prix plancher. Par contre, l'inverse n'est pas possible; malgré les scénarios où l'écart entre l'offre et la demande s'accroît de façon importante, le prix ne peut descendre sous le prix plancher. En conséquence, ce sont les itérations représentant des scénarios haussiers qui élèvent les prix moyens annuels de l'analyse au-dessus du prix plancher.

La figure 2 illustre la variabilité possible de l'écart entre l'offre et la demande, en traçant la variabilité des émissions prévues par rapport au plafond, statique.

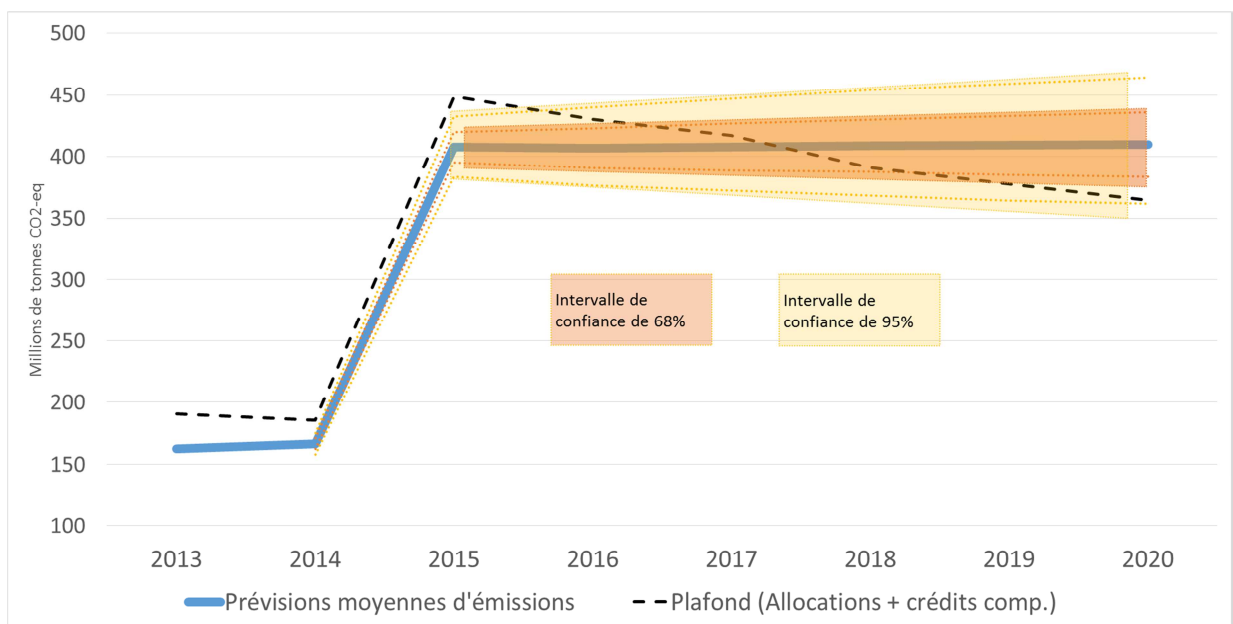


Figure 2 – Prévisions des émissions comparées à l'offre de droits d'émissions et de crédits compensatoires

RÉSULTATS DES ANALYSES DE MONTE-CARLO

Les résultats de la simulation de Monte Carlo sont présentés dans les tableaux 3 et 4 (pour les prix) et 5 et 6 (pour les émissions). Le modèle utilisé est présenté plus en détail en annexe, tandis que les paramètres et les hypothèses sont détaillés dans la section suivante.

À noter que le modèle ne peut pas donner de prix en-dessous du prix plancher, mais que le prix plancher lui-même peut varier en fonction de la valeur qui est donnée à l'inflation dans l'itération considérée.

Tableau 3 – Projections statistiques du prix (US\$ / t CO2e) de 2015 à 2020

	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Dev Stand	Asym	Kurtosis
2015	\$ 12,40	\$ 12,10	\$ 12,10	\$ 55,00	2,50	10,84	129,64
2016	\$ 13,31	\$ 12,96	\$ 12,46	\$ 59,00	2,84	10,20	114,50
2017	\$ 14,66	\$ 13,88	\$ 13,19	\$ 63,00	4,57	6,79	48,08
2018	\$ 19,52	\$ 14,93	\$ 14,02	\$ 79,00	11,44	2,39	4,17
2019	\$ 20,95	\$ 16,03	\$ 14,92	\$ 100,00	12,18	2,41	4,40
2020	\$ 22,33	\$ 17,21	\$ 15,72	\$ 100,00	12,77	2,44	4,59

Tableau 4 - Probabilités statistiques du prix (US\$ / t CO2e) de 2015 à 2020

	1%	5%	12.5%	45%	50%	55%	87.5%	95%	99%
2015	\$ 12,10	\$ 12,10	\$ 12,10	\$ 12,10	\$ 12,10	\$ 12,10	\$ 12,10	\$ 12,10	\$ 22,00
2016	\$ 12,68	\$ 12,76	\$ 12,83	\$ 12,95	\$ 12,96	\$ 12,98	\$ 13,11	\$ 13,20	\$ 24,00
2017	\$ 13,44	\$ 13,57	\$ 13,67	\$ 13,85	\$ 13,88	\$ 13,90	\$ 14,12	\$ 14,35	\$ 48,00
2018	\$ 14,31	\$ 14,49	\$ 14,62	\$ 14,89	\$ 14,93	\$ 14,97	\$ 30,00	\$ 54,00	\$ 54,00
2019	\$ 15,25	\$ 15,47	\$ 15,64	\$ 15,98	\$ 16,03	\$ 16,08	\$ 32,00	\$ 58,00	\$ 58,00
2020	\$ 16,29	\$ 16,55	\$ 16,75	\$ 17,16	\$ 17,21	\$ 17,28	\$ 34,00	\$ 62,00	\$ 62,00

Tableau 5 – Projections statistiques d'émissions de GES (Mt CO2e) de 2014 à 2020

	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Dev Stand	Asym	Kurtosis
2014	166,7	166,7	152,1	185,9	4,42	0,02	(0,02)
2015	407,5	407,4	358,0	465,4	12,66	0,08	0,08
2016	406,7	406,3	344,2	470,8	16,20	0,16	0,04
2017	407,7	407,3	338,3	481,6	19,10	0,17	0,03
2018	408,7	408,1	330,9	494,9	21,72	0,20	0,03
2019	409,0	408,1	313,8	505,9	24,23	0,22	0,06
2020	409,6	408,5	311,9	512,7	26,55	0,25	0,03

Tableau 6 – Probabilités statistiques d'émissions de GES (Mt CO₂e) de 2014 à 2020

	1%	5%	12.5%	45%	50%	55%	87.5%	95%	99%
2014	156,3	159,5	161,8	166,1	166,7	167,2	171,8	174,0	177,0
2015	378,8	387,2	393,5	405,8	407,4	408,9	421,9	428,7	437,3
2016	371,7	380,8	388,8	404,3	406,3	408,3	425,5	434,3	445,7
2017	365,5	377,5	386,6	404,7	407,3	409,6	430,2	439,7	454,9
2018	362,5	374,1	385,0	405,5	408,1	410,7	433,7	446,0	462,2
2019	357,1	371,0	382,7	404,9	408,1	411,2	436,9	450,8	468,7
2020	352,8	368,3	380,3	405,2	408,5	412,0	440,6	455,2	476,3

SCÉNARIOS BAISSIER ET HAUSSIER

Des scénarios baissier et haussier sont définis à partir des valeurs de probabilité de 1 % (1 % des itérations de Monte Carlo amènent à des prix inférieurs) et de 99 % (1 % des itérations amènent à des prix supérieurs) des résultats de l'analyse de Monte Carlo. Ces scénarios sont, par construction, obtenus à partir de la combinaison relativement improbable (1%) de certaines valeurs des paramètres de l'analyse, mais ils permettent néanmoins d'illustrer les évolutions extrêmes possibles du prix, à la hausse et à la baisse.

La fourchette des prix selon les scénarios baissier et haussier se situe ainsi comme suit dans le tableau 7.

Tableau 7 - Fourchette des prix des scénarios baissier et haussier

US\$/tonne	Prix plancher	Baissier	Moyenne	Haussier
2015	\$12,10	\$ 12,10	\$ 12,40	\$ 22,00
2016	\$12,96	\$ 12,68	\$ 13,31	\$ 24,00
2017	\$13,87	\$ 13,44	\$ 14,66	\$ 48,00
2018	\$14,85	\$ 14,31	\$ 19,52	\$ 54,00
2019	\$15,92	\$ 15,25	\$ 20,95	\$ 58,00
2020	\$17,08	\$ 16,29	\$ 22,33	\$ 62,00

3. HYPOTHÈSES SUR L'OFFRE ET LA DEMANDE

L'OFFRE

Pour la Californie et le Québec, le total des unités d'émission est défini par leurs gouvernements respectifs (162,8 et 23,2 MT respectivement en 2013, pour un total de 186 MT), et le modèle soustrait ensuite les comptes de réserve (le Compte de réserve du ministre [Québec] et le Price Containment Reserve [Californie]) et d'autres marchés réservés comme la production d'électricité renouvelable volontaire. Les réserves cumulatives de 2013 à 2020 s'élèvent respectivement à 22 MT et 129 MT pour le Québec et la Californie. On inclut aussi dans le montant total de l'offre deux millions de crédits pour réductions hâtives émis en 2014 par le gouvernement du Québec.

Pour les crédits compensatoires, la prévision annuelle sur 2015 à 2020 se fait par type de projet. Compte tenu de différents facteurs comme la faible demande, la menace de révocation de crédits pour les projets éliminant les substances appauvrissant la couche d'ozone (SACO) ainsi qu'un contexte économique défavorable pour les projets de méthane agricole, le modèle prévoit un développement de projets relativement faible. VRH s'est servi de la méthodologie suivante pour les projets aux États-Unis du type SACO, foresterie et capture de méthane agricole:

- Pour les crédits pour réductions hâtives qui ont été soumis mais non approuvés par le CARB (California Air Resources Board), le modèle suppose que 50 % seront approuvés puis remis en circulation en 2015 et qu'aucun autre crédit compensatoire de ce type ne sera émis après 2015.
- Pour les crédits compensatoires émis par le CARB, le modèle prend le nombre de crédits émis en 2014 et y applique un facteur de 50% pour le taux d'émission annuel de 2015 à 2020, étant donné l'état du marché.
- Le modèle inclut l'invalidation de 0,1 MT de crédits compensatoires de type SACO³.

Pour les types de projets pour lesquels il existe des protocoles, mais qui n'ont toujours pas trouvé preneur (méthane minier aux É-U et protocoles canadiens), le modèle prévoit des taux de délivrance faibles, avec une prévision pour les projets SACO canadiens plus importante que les autres. Le modèle limite les crédits compensatoires aux protocoles déjà en place, avec un

³ http://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/ods_final_determination.pdf

total cumulatif de crédits compensatoires émis pour la période 2013-2020 de 39 MT (détails dans le tableau 8). L'achat de crédits compensatoires est limité par le plafond de 8 % de l'obligation totale annuelle, bien que le modèle suppose que la limite pratique sera de 7,5 %, étant donné que de nombreuses entités sont trop petites pour logiquement acheter des crédits compensatoires, en raison des coûts de transaction et des coûts d'évaluation des risques. De plus, même si les résultats prévoient une hausse du prix moyen des droits d'émission d'environ 5\$ pour les années 2018 à 2020, les délais d'approbation et de réalisation des projets compensatoires limiteront l'émission de ces crédits compensatoires.

Tableau 8 – Prévisions d'émissions de crédits compensatoires par année (MT CO2e)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
SACO (US)	4.6	0.9	1.8	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	10
Foresterie (US)	2.1	4.1	5.6	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	23.1
Méthane Agro (US)	0.5	0.1	0.5	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.5
Méthane Mines (US)	0	0	0.5	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1
SACO (CAN)	0	0	0.2	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	2.7
Enfouissement (QC)	0	0	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.5
Méthane Agro (QC)	0	0	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.5
Total	7.3	5.1	8.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	39

LA DEMANDE

Pour la demande, les émissions selon le scénario du cours normal des affaires (CNA) sont ventilées par secteur et sous-secteur, pour les années 2013 - 2020.

Pour le secteur énergétique en Californie, la production de base (« base load ») et la production à plus faible coût (de l'État et de ses importations) sont calculées en fonction des prévisions d'ajout de capacité additionnelle. La production hydro-électrique est ajoutée en fonction de la production actuelle et des prévisions de précipitations en Californie et au Nord-Ouest du Pacifique. La différence entre la production électrique pour la consommation de base et la consommation de pointe se base sur la production marginale, soit à partir de gaz naturel ainsi que d'électricité importée non-caractérisée. Les émissions totales sont calculées avec l'aide des facteurs d'émissions carbone par MWh sur la génération d'électricité prévue jusqu'en 2020. Pour les émissions des secteurs industriels de la Californie (raffinage de pétrole et de gaz, cimenteries, autres industries) et des secteurs résidentiels, les émissions pour 2013 dont fait état le CARB sont utilisées comme base de la prévision, avec à l'appui des études externes et autres sources de données fournissant des mesures de croissance annuelle (voir le tableau 9).

Pour les émissions du secteur du transport de la Californie, les prévisions CNA s'appuient sur les hypothèses combinées de l'intensité carbone par mile parcouru et du nombre de véhicules-miles parcourus. Pour l'intensité des émissions de la conduite, les prévisions supposent que le marché de la Californie est conforme au *Low Carbon Fuel Standard* et aux normes de carburants renouvelables.

Pour le Québec, les émissions de 2013 sont issues du MDDELCC pour l'industrie et la production d'électricité. Pour les secteurs résidentiel et du transport, les émissions de 2011 sont extraites d'un rapport du MDDEPP de 2013, puis l'évolution annuelle de la consommation commerciale du pétrole et de la consommation résidentielle et commerciale du gaz naturel entre 2011 et 2013 sont utilisées pour extrapoler les données d'émissions pour 2013 sur ces secteurs encore non couverts. Le taux de croissance annuel pour tous les secteurs est appliqué sur la base de rapports et données externes. Le détail est présenté dans le tableau 9 qui suit.

Tableau 9 - Hypothèses pour les prévisions des émissions de GES

État/ Prov	Paramètre	Prévisions	Source
CA	Conso totale d'électricité	Croissance annuelle des émissions de 2 %	CEC, 2014 Energy Demand Prediction
CA	Production renouvelable	Prévision de 33 % de la consommation de 2020	CPUC, RPS Policy
CA	Production à partir de charbon	Baisse totale de la génération et des importations de 21 TWhs et 15 TWhs 2014-2020	CEC "Tracking Progress: Current and Expected Energy from Coal for California", 2014
CA	Émissions du raffinage pétrolier	Réduction annuelle des émissions entre 0,3 % et 1,3 %	EIA AEO Prediction for Pacific Region
CA	Émissions des produits pétroliers	Croissance annuelle des émissions entre 1,5 % et 3,4 %	CEC, 2014 IEPR for Nat Gas Production Prediction
CA	Émissions des cimenteries	Croissance annuelle des émissions entre 0,7 % et 5,8 %	Cal Dept of Transportation Economic Prevision, Construction Prediction
CA	Émissions industrielles autres	Croissance annuelle des émissions de 2,7 %	Cal Dept of Transportation Economic Prediction, Industrial Activity Prediction
CA	Transport	Croissance annuelle des émissions entre 0,3 % et 0,9 %	California Driver's Alliance Prediction/Encina Advisors

PROJECTIONS DE PRIX DES DROITS D'ÉMISSION DE GES POUR LA PÉRIODE 2015-2020

CA	Secteur résidentiel	Évolution annuelle des émissions entre 0,2 % et -1,0 %	CEC, 2014 Energy Demande Prévision
QC	Production électricité	Réduction annuelle des émissions de 1,0 %	Environment Canada, 2013 Emissions Trends, Electricity
QC	Émissions de métallurgie	Stables à partir de 2013	Hydro Quebec, 2014 Integrated Offer Plan, Prediction for sales and Metals Industry
QC	Émissions des cimenteries	Évolution annuelle des émissions entre -3,6 % et 10,9 %	Buildforce Canada, Projection for non-residential construction
QC	Émissions du raffinage pétrolier	Réduction annuelle des émissions de 0,6 %	Environment Canada, 2013 Emissions Trends, Refinery
QC	Émissions industrielles autres	Croissance annuelle des émissions de 1,6 %	Environment Canada, 2013 Emissions Trends, Overall Industry
QC	Transport	Réduction annuelle des émissions de 0,7 %	Environment Canada, 2013 Emissions Trends, Transport
QC	Secteur résidentiel	Évolution annuelle des émissions entre -0,4 % et 11,0 %	Gaz Metro Proposed Energy East Pipeline White Paper (Wood McKenzie)
CA & QC	Projection de l'inflation	Inflation annuelle entre 2 % et 2,4 % (respectivement 2,0 %, 2,1 %, 2,0 %, 2,1 %, 2,2 %, 2,3 % et 2,4 %)	Congressional Budget Office, 2014 Updated Outlook

4. GRANDES TENDANCES

AU-DELÀ DE 2020

L'accent en 2015 sera porté sur la mise en place de cibles pour 2030 en Californie ainsi que sur l'expansion du marché dans d'autres États et provinces. Les objectifs pour 2030 et les plans d'expansion devraient généralement être considérés comme ayant un impact à la hausse pour la tarification du carbone, puisqu'ils fournissent plus de stabilité à long terme sur le marché et plus de possibilités pour renforcer les éléments fondamentaux du marché.

Un objectif de réduction de 35 % pour 2030 semble très probable pour la Californie. La participation de ses états voisins de Washington et de l'Oregon, ainsi que celle de la Colombie-Britannique, semblent les plus probables. L'état de Washington a publié en décembre 2014 une première version de la législation leur permettant de rejoindre le WCI, possiblement avant 2020, mais le projet de loi doit encore être approuvé. L'ensemble de ces facteurs donnent confiance en une projection de prix à la hausse vers la fin de la période 2013-2020, permettant la transition vers un marché plus important et plus serré, post 2020.

L'Ontario révisé actuellement sa stratégie carbone et pourrait également se joindre au WCI. Le Vermont et le Mexique sont également en discussion.

INCLUSIONS DE 2015 – EFFET À LONG TERME SUR LE MARCHÉ

À compter de 2015, le secteur des produits pétroliers sera inclus à la fois en Californie et au Québec. Après qu'un projet de loi pour retarder son inclusion ait été écarté au Sénat californien au cours de l'été 2014, celle-ci semble maintenant certaine. Non seulement cette inclusion fera augmenter la taille du marché de plus de 150 %, mais elle apportera aussi la liquidité qui vient avec les grandes sociétés de pétrole et de distribution de gaz. Ceci devrait également créer plus de volatilité au quotidien. Toutefois, les prix à la baisse du pétrole ne feront rien pour encourager une baisse de la consommation des produits pétroliers. La projection d'augmentation des émissions du secteur du transport en Californie est cohérente avec cette tendance.

Cette modification du marché pourrait aussi créer plus de demande sur les marchés de crédits compensatoires. Les distributeurs sont mieux placés pour en faire la demande, étant donnés la taille de leurs besoins et un bilan qui peut gérer les risques d'approvisionnement. À l'inverse, les grands acteurs du marché de l'électricité ont tendance à être réglementés et à

avoir des processus formels d'appel d'offre pour les crédits compensatoires, alors que les sociétés de pétrole et de gaz ne sont généralement pas limitées par ces exigences.

CHANGEMENTS AU QUÉBEC

Au Québec, comme en Californie actuellement, des programmes complémentaires pourraient créer des réductions additionnelles de GES. Il est notamment question du Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (PTMOBC), par lequel plusieurs municipalités travaillent actuellement au développement de projets de biométhanisation, ainsi que de la mise en place d'une réglementation à partir de 2020 interdisant l'enfouissement de matières organiques. La réglementation permettra dans un premier temps de réduire les émissions à l'enfouissement alors que les projets de biométhanisation, qui démarreront pour la plupart entre 2017 et 2020, permettront éventuellement l'évitement de gaz naturel et même de diesel. En effet, l'utilisation croissante du gaz naturel comprimé (GNC) dans les transports permet des réductions additionnelles. Avec l'augmentation des infrastructures de distribution en GNC, la croissance devrait se poursuivre, donc la réduction de GES du secteur du transport.

Par ailleurs, certains projets potentiellement fortement générateurs de GES ont été annoncés récemment au Québec, comme l'exploitation pétrolière, la cimenterie de Port-Daniel ou l'usine d'urée à Bécancour. Toutefois, l'incertitude associée à ces projets, le délai avant la mise en exploitation et leur taille relativement faible à l'échelle du marché conjoint Québec-Californie nous ont amené à ne pas encore en tenir compte de manière spécifique dans les simulations.

CHANGEMENTS DANS LE SECTEUR DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Il y a un certain nombre de dynamiques en cours dans le secteur de l'électricité qui pourraient avoir des répercussions importantes sur le système de plafonnement et d'échange. Ceci comprend les éléments suivants :

- Une sécheresse persistante en Californie a diminué de moitié la production hydroélectrique en 2014, ce qui a conduit à une plus grande production de gaz naturel et donc à de plus grandes émissions de GES. La prévision suppose actuellement qu'en 2015 la production sera de retour à la normale, mais une sécheresse à long terme entraverait le secteur hydro de la Californie, tout en augmentant ses émissions.
- La croissance des énergies renouvelables (surtout les petites applications solaires), aura des répercussions importantes sur le marché du carbone.

ANNEXE - DESCRIPTION DU MODÈLE

Le modèle carbone WCI a été créé en 2011 et est depuis continuellement amélioré et élargi. Ce modèle est une application Excel avec deux composantes:

a) Un modèle d'émissions qui prédit les émissions de GES du CNA pour 2013 jusqu'en 2020, puis les compare à l'offre de droits d'émission. La différence entre la demande et l'offre représente les émissions à couvrir.

b) Un modèle de tarification du carbone qui prend les émissions à couvrir et trouve la correspondance avec une courbe du coût marginal de réduction (MACC). Après avoir intégré les règles du marché (prix plancher, etc.), le modèle calcule le prix du droit d'émission de GES nominal par année.

La sortie du modèle est donc à la fois la courbe des émissions du CNA et le prix du droit d'émission de GES. Le diagramme de la figure 3 explique la structure du modèle WCI.

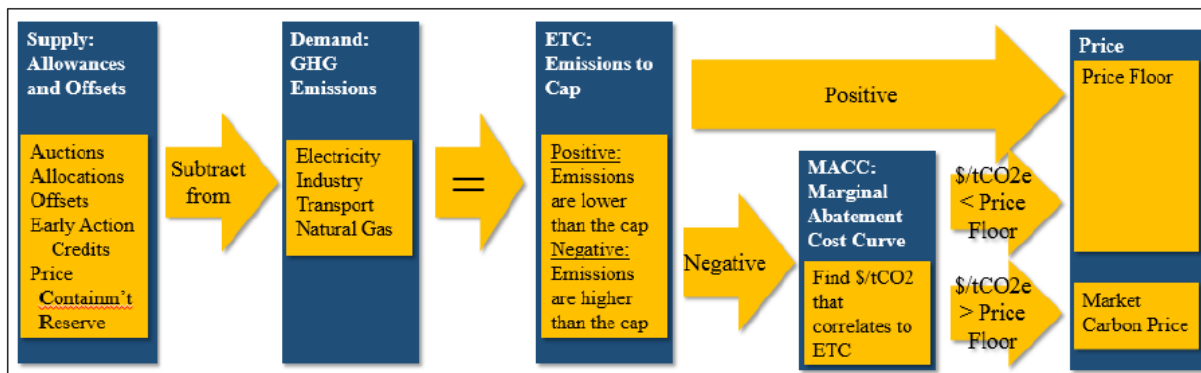


Figure 3 - Schéma de la structure du modèle carbone WCI

Le modèle se sert de la méthode Monte Carlo, une technique probabiliste. Cette méthode de simulation permet d'introduire une approche statistique du risque dans une décision. Elle consiste à faire varier les paramètres clés du modèle à partir de leur distribution de probabilités. Un grand nombre d'itérations du modèle est ainsi calculé, utilisant des valeurs de paramètres aléatoires dans les distributions de probabilité déterminées précédemment, afin de trouver la probabilité d'occurrence de chacun des résultats.

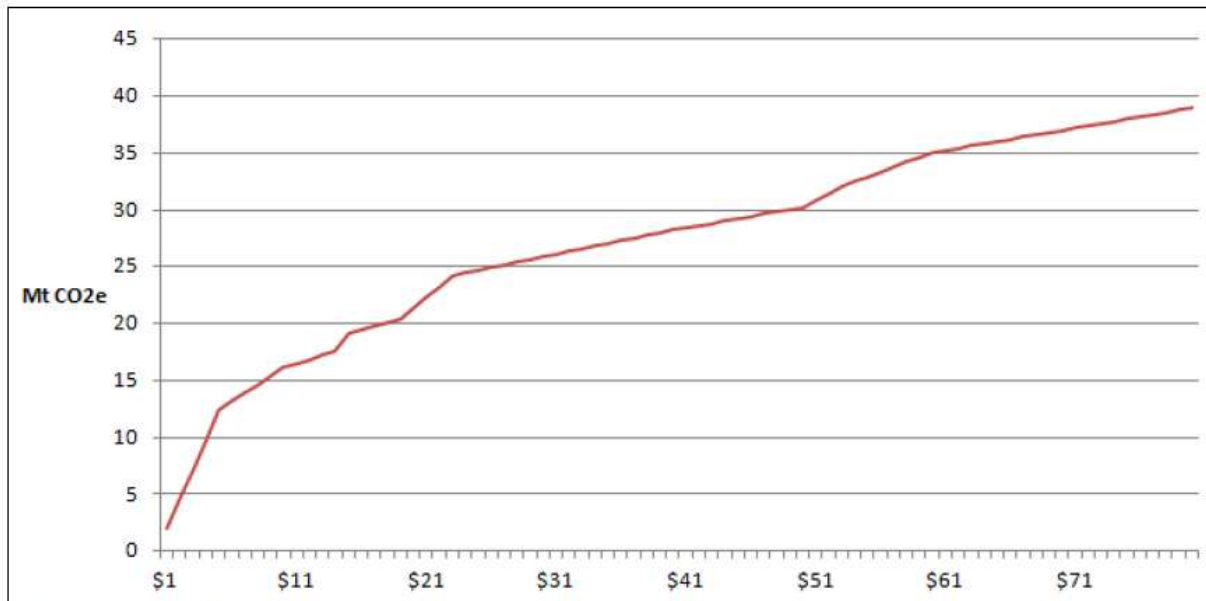
LES COÛTS DE RÉDUCTION ET LES RÈGLES DU MARCHÉ

VRH utilise les courbes MACC fournies par le CARB pour générer un prix du droit d'émission de GES. Une fois la différence calculée entre les émissions du CNA et le plafond, le modèle recherche le long de la courbe MACC pour trouver le coût par tonne métrique de CO₂e qui correspond au niveau de réduction requis.

La courbe MACC se décompose en différents types d'émissions, soit la vapeur industrielle, les processus industriels, le ciment, la production d'énergie, l'électricité et la consommation de gaz naturel et de carburants de transport. Les courbes MAC de la Californie reflètent les données de l'analyse du CARB. Pour la courbe MACC du Québec, sont utilisées les mêmes hypothèses de coûts de réduction des émissions, ajustées en fonction des émissions proportionnellement plus petites; par exemple, une action dans le secteur du transport en Californie qui coûte 20 \$ / tonne et qui réduit 1,1 Mt CO₂e est estimée correspondre à 0,17 Mt CO₂e au Québec, étant donné que ses émissions de transport sont à peu près de 15 % de celles de la Californie.

Les courbes MACC sont également ajustées au cours des années à l'aide d'un "facteur d'amélioration". Le modèle permet à l'utilisateur de régler ce paramètre en fonction des attentes sur l'innovation en terme de réductions des émissions. Le modèle suppose une amélioration annuelle de 1 % basée sur le rapport de tendances environnementales 2013 d'Environnement Canada.

Le prix plancher pour le marché de la Californie augmente annuellement de 5 %, plus l'indice de prix à la consommation (IPC) de l'année précédente. Pour les prévisions, l'IPC a été modélisé suivant la projection du US Congressional Budget Office à partir d'août 2014. Les projections 2014-2020 sont respectivement: 2,0 %, 2,1 %, 2,0 %, 2,1 %, 2,2 %, 2,3 % et 2,4 %. Dans le modèle, l'inflation est définie par ces projections et soumise à une variabilité suivant une courbe de distribution normale autour de ces valeurs.



Source: CARB, VRH

Figure 4 - La courbe long terme de coûts marginaux de réduction (MACC) pour la Californie et le Québec en 2015

ASPECTS COMPORTEMENTAUX

Ce modèle est basé sur des chiffres fondamentaux. Toutefois, comme sur tout marché, le comportement stratégique des courtiers et des organisations assujetties joue un rôle déterminant dans la variabilité des prix. Le modèle ne prend pas seulement en considération les émissions à couvrir pour l'année en cours, mais aussi pour les années subséquentes, afin de modéliser leur influence sur la prise de décision. Cette caractéristique, appelée « weighted smoothing of years », permet une projection pondérée en fonction des émissions à couvrir pour l'année en cours et pour les années subséquentes.

Enfin, le modèle, par son utilisation d'itérations de Monte Carlo, suppose que les prévisions ne sont pas infaillibles et sont donc assujetties à l'erreur humaine ou aux imprévus. En utilisant 10 000 itérations en fonction de la variabilité naturelle, il place les prix dans un contexte très réaliste, qui compense pour les incertitudes autour du comportement humain et des interférences possibles dans l'offre et la demande du marché.

RÉFÉRENCES

PARAMÈTRES UTILISÉS DANS LE MODÈLE

Data Sets	Data Type	State	FC or Act	Years	Publication	Link
	GHG Emissions	CA	Actuals	2011-2013	CARB	http://www.arb.ca.gov/cc/reporting/ghg-rep/reported-data/ghg-reports.htm
	Generation	CA	Actuals	2000-2013	CEC	http://energyalmanac.ca.gov/electricity/electricity_generation.html
	Retail Nat Gas Consumption	CA	Actuals	2000-2014	EIA	http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n3010ca2m.htm
	Hydro Capacity	CA	Actuals	2014	CAISO	http://www.caiso.com/Documents/2014SummerAssessment.pdf
	Petroleum Consumption	CA	Actuals	2012	EIA	http://www.eia.gov/state/seds/data.cfm?incfile=state/seds/sep_fuel/html/fuel_use_pa.html&sid=US
	BPA Electricity	CA	Actuals	2010-2013	FERC Form 714, CAISO	http://elibrary.ferc.gov/idmws/search/fercadvsearch.asp
	QC Price Floor 2014	CA	Actuals	2014	CARB	http://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/auction/2014_annual_reserve_price_notice_joint_auction_update.pdf
	Renewable Consumption Act	CA	Actuals	2000-2013	CEC	http://www.energy.ca.gov/renewables/tracking_progress/documents/renewable.pdf
	Electricity Consumption	CA	Forecast	2013-2024	CEC	http://www.energy.ca.gov/2013publications/CEC-100-2013-001/CEC-100-2013-001-CMF.pdf
	Nat Gas Production	CA	Forecast	2013-2025	CEC	http://www.energy.ca.gov/2013publications/CEC-100-2013-001/CEC-100-2013-001-CMF.pdf
	Nat Gas Retail Consumption	CA	Forecast	2011-2025	CEC	http://www.energy.ca.gov/2013publications/CEC-100-2013-001/CEC-100-2013-001-CMF.pdf
	Petroleum Consumption	CA	Forecast	2011-2025	EIA AEO	http://www.eia.gov/forecasts/aeo/tables_ref.cfm
	Industrial Activity	CA	Forecast	2011-2025	EIA AEO	http://www.eia.gov/forecasts/aeo/tables_ref.cfm
	Electricity Capacity Additions	CA	Forecast	2014	CAISO	http://www.caiso.com/Documents/2014SummerAssessment.pdf
	Coal Import Forecast	CA	Forecast	2014-2025	CEC	http://www.energy.ca.gov/renewables/tracking_progress/documents/current_expected_energy_from_coal.pdf
	Economic Forecast (Cement)	CA	Forecast	2014-2025	Dot.ca	http://www.dot.ca.gov/hq/tpp/offices/eab/socio_economic_files/2014/FullReport.pdf
	CPI for Price Floor	CA	Forecast	2014-2024	CBO	https://www.cbo.gov/sites/default/files/45653-OutlookUpdate_2014_Aug.pdf
	Transport	CA	Forecast	2015-2020	California Driver's Alliance/Encina Advisors	http://www.californiadriversalliance.org/wp-content/uploads/2014/09/ResourcesFUTC-Economic-Impact-Report.pdf
	GHG Emissions (electricity, industrial)	QC	Actuals	2013	MDELCC	http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/index-en.htm
	Petroleum	QC	Actuals	2010-2013	Statistics Canada	http://www.statcan.gc.ca/tables-tableaux/sum-som/l01/cst01/trade37b-eng.htm
	Natural Gas	QC	Actuals	2010-2014	StatCAN	http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a05?lang=eng&id=1290003&pattern=1290003&searchTypeByValue=1&p2=35
	Historical Emissions (all sectors)	QC	Actuals	2011	MDELCC	http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/ges/2011/inventaire_1990-2011.pdf
	Employment Forecast	QC	Forecast	2013-2015	Employment and Social Dev Canada	http://www.esdc.gc.ca/eng/jobs/lmi/publications/sectoral-outlooks/2013-15/region_quebec-en.shtml
	Metals Forecast	QC	Forecast	2014-2024	Hydro Quebec	http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPrj/R-3864-2013-C-ROE%20C3%89-0013-Trad-Doc-2014_03_13.pdf
	Industrial Forecast	QC	Forecast	2014-2024	Hydro Quebec	http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPrj/R-3864-2013-C-ROE%20C3%89-0013-Trad-Doc-2014_03_13.pdf
	Petroleum	QC	Forecast	2012-2020	MDDEP	PACC2020 en
	Natural Gas	QC	Forecast	2010-2030	Gaz Metro/Wood Mackenzie	http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/277/DocPrj/R-3900-2014-C-GM-GI-0004-Preuve-Memoire-2014_09_03.pdf
	Cement (Construction Forecast)	QC	Forecast	2014-2024	Build Force Canada	https://www.constructionforecasts.ca/sites/forecast/files/pdf/investment/2015/2015%20QC%20Preliminary%20Investment%20Trends%20Report.pdf
	GDP forecast	QC	Forecast	2014-2024	Hydro Quebec	http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPrj/R-3864-2013-C-ROE%20C3%89-0013-Trad-Doc-2014_03_13.pdf
	Housing Starts and GDP	QC	Forecast	2012-2015	RBC	http://www.rbc.com/economics/economic-reports/pdf/provincial-forecasts/que.pdf
	Housing Starts	QC	Forecast	2012-2015	Canada Mortgage and Housing Corp	http://www.cmhc-schl.gc.ca/odpub/esub/64279/64279_2014_B01.pdf
	Electricity Forecast	QC	Forecast	2011-2020	Environment Canada	http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/985F05FB-4744-4269-8C1A-D443F8A86814/1001-Canada's%20Emissions%20Trends%202013_e.pdf
	Transportation Forecast	QC	Forecast	2011-2020	Environment Canada	http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/985F05FB-4744-4269-8C1A-D443F8A86814/1001-Canada's%20Emissions%20Trends%202013_e.pdf