

**MÉTHODE D'ÉVALUATION DE LA
DEMANDE CONTINUE EN JOURNÉE DE
POINTE
(Suivi D - 2014 - 201)**

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION.....	3
1 MÉTHODE ACTUELLE	5
2 ANALYSE DE SENSIBILITÉ DE LA MÉTHODE AU CHANGEMENT DE L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE.....	7
2.1 Analyse des volumes des clients visés par la régression	8
2.2 Analyse des demandes de pointe.....	10
2.3 Conclusion.....	15
3 FACTEUR D'AJUSTEMENT.....	15
CONCLUSION	22

INTRODUCTION

1 À la Cause tarifaire 2015, en suivi de la décision D-2013-179 de la Régie de l'énergie (« Régie »),
2 Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») avait proposé une modification à la méthode
3 d'évaluation de la demande continue en journée de pointe.

4 Dans sa décision D-2014-201, la Régie a convenu de la méthode d'évaluation de la demande en
5 journée de pointe et stipulait :

« [63] Pour ces motifs, la Régie retient l'option 3. En conséquence, elle demande au Distributeur d'appliquer la méthode d'évaluation de la demande de la journée de pointe, qui consiste à effectuer une régression sur les volumes historiques de l'ensemble de la clientèle continue, en excluant les volumes au service continu des clients en combinaison tarifaire et des clients aux paliers 4.9 et 4.10 du tarif D₄ qui ne sont pas en combinaison tarifaire.

...

[67] La Régie accepte que la régression du modèle d'évaluation de la demande de la journée de pointe porte sur les volumes historiques du dernier hiver disponible. »

6 Toutefois, la Régie s'est questionnée sur trois aspects de la méthode :

- 7 1) l'ajout d'une marge de manœuvre de 2 % du volume souscrit pour les clients en
8 combinaison tarifaire;
- 9 2) la sensibilité du modèle au changement de l'année de référence; et
- 10 3) la possible sous-estimation ou surestimation de la demande continue, excluant les clients
11 en combinaison tarifaire et les clients des paliers 4.9 et 4.10, résultant de l'utilisation du
12 facteur d'ajustement.

13 À ces égards, la Régie ordonnait :

« [66] Ainsi, la Régie juge souhaitable et plus équitable, d'un point de vue tarifaire, que les Conditions de service et Tarifs soient modifiées afin d'inclure cette marge de manœuvre dans le volume souscrit du client. En conséquence, la Régie demande au Distributeur d'étudier cette avenue et de soumettre une proposition à cet effet dans la phase 3 du présent dossier tarifaire.

...

[70] La Régie demande à Gaz Métro d'examiner la problématique associée à la sensibilité du modèle au changement d'année de référence et de lui présenter un suivi à cet égard lors du prochain plan d'approvisionnement.

[71] Enfin, la Régie partage l'avis de la FCEI quant au facteur d'ajustement. Bien que, dans le cadre du Plan 2015-2018 et tenant compte du nouveau modèle proposé, ce facteur d'ajustement soit faible, la Régie est préoccupée par le fait qu'il suppose que la croissance de la demande au service continu, excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients des paliers 4.9 et 4.10, s'accompagne d'un profil de consommation semblable au profil de la clientèle existante. Elle considère que, dans bien des cas, cette hypothèse peut conduire à une sous-estimation ou une surestimation de la demande.

[72] Pour ces motifs, la Régie approuve l'application d'un facteur d'ajustement à la demande projetée en journée de pointe de la clientèle continue, excluant les clients en combinaison tarifaire et des clients aux paliers 4.9 et 4.10 du tarif D₄ qui ne sont pas en combinaison tarifaire, de façon à refléter la demande projetée de l'année témoin.

[73] Cependant, la Régie demande au Distributeur d'examiner la possibilité que le facteur d'ajustement puisse tenir compte de la croissance de la demande, de manière à refléter le profil de consommation de l'ajout des volumes pour les grandes catégories VGE et PMD. Il devra faire rapport sur ce sujet dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement. »

1 Le présent document vise à répondre à la demande de la Régie concernant le facteur
2 d'ajustement et la sensibilité de la méthode d'évaluation de la demande de pointe au changement
3 de l'année de référence. La demande de la Régie concernant l'ajout d'une marge de manœuvre
4 de 2 % du volume souscrit pour les clients en combinaison tarifaire est quant à elle traitée à la
5 pièce Gaz Métro-112, Document 2.

6 La première section présente la méthode actuelle d'évaluation de la demande en journée de
7 pointe approuvée par la Régie dans sa décision D-2014-201. Les sections 2 et 3 présentent
8 respectivement les analyses de la sensibilité de la méthode au changement de l'année de
9 référence et du calcul du facteur d'ajustement. Ces différentes analyses sont effectuées en
10 fonction de la demande projetée et des paramètres de la Cause tarifaire 2015 et selon la méthode
11 actuelle d'évaluation de la demande continue en journée de pointe, approuvée par la Régie.

1 MÉTHODE ACTUELLE

1 La méthode actuelle d'évaluation de la demande continue en journée de pointe, approuvée par
2 la Régie dans sa décision D-2014-201, consiste à établir initialement, pour chacun des mois
3 d'hiver :

- 4 – la demande de la journée de pointe des clients en service continu, excluant les clients en
5 combinaison tarifaire, les clients aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison
6 tarifaire et le client biogaz en réseau dédié (clients visés par la régression), en fonction
7 d'une régression linéaire ; et
- 8 – la demande en journée de pointe des clients en service continu exclus de la régression.

9 Par la suite, pour chacun des mois d'hiver, les demandes de pointe de chaque catégorie
10 identifiées ci-dessus sont additionnées. La demande totale maximale définit la demande en
11 journée de pointe de l'ensemble de la clientèle en service continu.

12 Clients visés par la régression

13 1. Établissement des paramètres de la régression linéaire

14 Une régression linéaire est appliquée à la demande quotidienne réelle observée durant la période
15 de l'hiver de la dernière année financière disponible, pour les clients en service continu excluant
16 les clients en combinaison tarifaire, les clients aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en
17 combinaison tarifaire et le client biogaz en réseau dédié. La formule de régression est la suivante :

$$18 \quad C_t = A_t + \beta_1 DJ_t + \beta_2 DJ_{t-1} + \beta_3 (DJ_t \times V_t)$$

19 OÙ :

20 C_t = Consommation du jour t

21 A_t = $\alpha_0 + \alpha_{1\text{ à }7}\text{Jour} + \alpha_{8\text{ à }12}\text{Mois} + \alpha_{13}\text{Jour férié du jour t}$

22 *i.e facteur de base selon la constante, le jour, le mois et jour férié ou non du jour t*

23 β_1 = Paramètre calorifique par degré-jour du jour t

24 β_2 = Paramètre calorifique par degré-jour du jour précédent au jour t (i.e. t-1)

25 β_3 = Paramètre calorifique par "degré-jour x vent"

26 DJ_t = Degrés-jours au jour t

27 DJ_{t-1} = Degrés-jours au jour t-1

28 V_t = Vitesse moyenne du vent au jour t

29 Le facteur de base pour une journée donnée (A_t) correspond à la somme des paramètres :
30 Constante (α_0), Jour de la semaine ($\alpha_{1\text{ à }7}$), Mois ($\alpha_{8\text{ à }12}$) et Férié (α_{13}) – selon les caractéristiques
31 propres à la journée. Les paramètres β_1 et β_2 des variables DJ_t et DJ_{t-1} captent l'effet de la

1 température et le paramètre β_3 de la variable $DJ_t \times V_t$ capte l'effet croisé du vent et de la
2 température.

3 Les DJ sont établis en base 13°C.

4 **2. Établissement de la journée de pointe des 30 dernières années**

5 Les paramètres des variables DJ_t , DJ_{t-1} et $DJ_t \times V_t$ de la régression linéaire (établis au point 1) sont
6 appliqués aux différentes combinaisons des variables climatiques réchauffées¹ pour chaque
7 journée des 30 dernières années. Le volume maximal sur cette période définit la journée de pointe
8 dont la combinaison DJ_t , DJ_{t-1} et $DJ_t \times V_t$ constitue les paramètres d'évaluation de la journée de
9 pointe.

10 **3. Évaluation de la demande de la journée de pointe selon la régression**

11 La demande de la journée de pointe des clients visés par la régression est estimée par le produit
12 des paramètres des variables DJ_t , DJ_{t-1} et $DJ_t \times V_t$ de la régression linéaire (établis au point 1) et
13 des paramètres d'évaluation de la journée de pointe (établis au point 2), augmentée du facteur
14 de base composé des paramètres « Constante, Jour de semaine et Mois » résultant de la
15 régression.

16 **4. Évaluation de la demande de la journée de pointe pour l'année témoin**

17 Un facteur d'ajustement est appliqué au calcul effectué au point 3 pour refléter la demande prévue
18 à la cause tarifaire des clients visés par la régression. Cet ajustement est évalué en comparant
19 la demande des mois d'hiver prévue à la cause à la demande découlant de l'application des
20 paramètres de la régression linéaire aux variables climatiques normales de la cause.

21 **Clients en service continu exclus de la régression**

22 À la demande de la journée de pointe pour les clients visés par la régression est ajoutée la
23 demande de pointe des clients exclus de la régression, soit les clients en combinaison tarifaire,
24 les clients en service continu aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire ainsi
25 que le client biogaz en réseau dédié.

¹ DJ réchauffés selon la méthode Ouranos développée initialement pour Hydro-Québec Distribution (B-0037, R-3644-2007, HQD-15, document 1.1, Annexe A)

1 **5. Clients en combinaison tarifaire**

2 La somme des volumes souscrits des clients en combinaison tarifaire est considérée. Pour la
3 présente analyse, les volumes souscrits sont majorés de 2 %. Cet ajustement correspond à la
4 marge de manœuvre rendue disponible à cette clientèle lors des jours d'interruption sous les
5 *Conditions de service et Tarif* actuels. Comme expliqué à la pièce Gaz Métro-112, Document 2,
6 Gaz Métro propose que la révision de la marge de manœuvre de 2 % pour les clients en
7 combinaison tarifaire soit intégrée à la nouvelle offre interruptible qui sera proposée dans les
8 prochains mois. Dans l'attente d'une décision de la Régie à ce sujet, Gaz Métro maintiendra la
9 majoration de 2 % du volume souscrit des clients en combinaison tarifaire pour le calcul de la
10 demande en journée de pointe de ces clients.

11 **6. Clients aux paliers 4.9 et 4.10**

12 La somme des volumes maximums observés et ajustés pour refléter la projection à l'année
13 témoin des clients en service continu aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison
14 tarifaire constitue la demande en journée de pointe de ces clients.

15 **7. Client Biogaz en réseau dédié**

16 Les volumes mensuels moyens des mois d'hiver du client biogaz en réseau dédié sont
17 considérés.

2 ANALYSE DE SENSIBILITÉ DE LA MÉTHODE AU CHANGEMENT DE L'ANNÉE DE RÉFÉRENCE

18 Pour réaliser l'analyse de sensibilité de la méthode d'évaluation de la demande de pointe au
19 changement d'année de référence, Gaz Métro considère les trois dernières années de référence,
20 soit : 2011-2012, 2012-2013 et 2013-2014. Ces trois années constituent une base relativement
21 exhaustive car, tout en permettant de ne pas trop s'éloigner de l'année témoin 2014-2015, l'année
22 2012-2013 est normale, l'année 2011-2012 est chaude et l'année 2013-2014 est froide. Le
23 tableau suivant présente les degrés-jours normaux² et réels de ces trois années de référence.

² Les DJ normaux sont des DJ réchauffés pour la cause tarifaire de l'année de référence en question.

Tableau 1 – Degrés-jour normaux et réels

	2011-2012 Chaude	2012-2013 Normale	2013-2014 Froide
DJ année			
1 DJ normaux	3 048,1	3 043,4	3 028,3
2 DJ réels	2 585,2	2 919,6	3 397,7
3 DJ réels vs normaux	-15,2%	-4,1%	12,2%
DJ hiver			
4 DJ normaux	2 624,5	2 611,5	2 598,7
5 DJ réels	2 222,0	2 538,3	2 988,2
6 DJ réels vs normaux	-15,3%	-2,8%	15,0%
7 Maximum	33,1	36,6	37,2
8 Minimum	0,3	1,1	1,6
9 Moyenne	14,6	16,8	19,8
10 Médiane	13,9	15,2	19,4

1 Avec 3 397,7 DJ, 2013-2014 est l'année la plus froide. L'hiver de cette année a été 15 % plus
2 froid que la normale et le plus froid des 30 dernières années (sur la base des DJ réchauffés)
3 avec un total de 2 988,2 DJ, un maximum de 37,2 DJ et une moyenne de 19,8 DJ.

4 *A contrario*, l'année 2011-2012 est l'année la plus chaude avec 2 585,2 DJ. Avec un total de
5 2 222 DJ et une moyenne de 14,6 DJ, l'hiver de cette année a été 15,3 % plus chaud que la
6 normale.

7 L'année 2012-2013 est une année relativement normale avec 3 043,4 DJ.

2.1 Analyse des volumes des clients visés par la régression

8 Le tableau suivant présente les volumes réels et les coefficients d'utilisation (CU³) des clients
9 visés par la régression.

³ Comme indiqué aux définitions des *Conditions de service et Tarif*, le CU est défini comme étant le « ratio de la consommation journalière moyenne annuelle avec la consommation journalière de pointe ». Un ratio de la consommation moyenne d'hiver (H) sur la consommation journalière de pointe (P) a également été calculé.

Tableau 2- Volumes réels et coefficients d'utilisation

(10 ³ m ³)	2011-2012 Chaude	2012-2013 Normale	2013-2014 Froide
1 Année	3 010 061	3 402 439	3 799 498
2 Moyen annuel (A)	8 224	9 322	10 410
3 Hiver	1 926 261	2 160 277	2 470 300
4 Moyen hiver (H)	12 673	14 306	16 360
5 Pointe (P)	19 894	25 438	24 757
6 $CU = A / P$	41%	37%	42%
7 $CU_{\text{hiver}} = H / P$	64%	56%	66%

1 L'hiver 2012-2013 est un hiver normal en matière de DJ (0,1% d'écart versus la normale), mais
 2 le volume de pointe des clients visés par la régression observé est le plus élevé des trois années.
 3 Le volume 25 438 10³m³ a été observé la journée du 23 janvier 2013. Les conditions climatiques
 4 de cette journée sont DJ_t : 36,6, DJ_{t-1} : 34,6 et $DJ_t \times V_t$: 758,5. Cette journée est un mercredi, soit
 5 un jour de semaine. Ces conditions climatiques sont toutefois inférieures à celles de la journée
 6 de pointe du 15 janvier 2004 : DJ_t : 36,78, DJ_{t-1} : 39,66 et $DJ_t \times V_t$: 1 257,08.

7 L'hiver 2013-2014 est l'hiver le plus froid des trois années mais le volume de pointe observé n'est
 8 pas le plus élevé. Le volume de 24 757 10³m³ a été observé le mercredi 22 janvier 2014 avec des
 9 conditions climatiques: DJ_t : 34,3, DJ_{t-1} : 36,0 et $DJ_t \times V_t$: 473,8. Ces conditions climatiques sont
 10 inférieures à celles du 23 janvier 2013.

11 Le volume de pointe étant plus élevé en 2012-2013, cette année présente les plus bas CU
 12 ($A/P=37\%$ et $H/P=56\%$). Selon Gaz Métro, ces CU sont les plus représentatifs du profil de
 13 consommation de la clientèle visée car ils sont basés sur le volume de pointe observé lors de
 14 conditions climatiques froides se produisant un jour de semaine. Ces CU ne reflètent toutefois
 15 pas les CU « purs » évalués en fonction du volume de pointe qui aurait été observé si les
 16 conditions climatiques de la journée de pointe du 15 janvier 2004 s'étaient concrétisées.

2.2 Analyse des demandes de pointe

- 1 La méthode actuelle d'évaluation de la demande continue en journée de pointe approuvée par la
2 Régie dans sa décision D-2014-201, décrite à la section 1, débute par la détermination de la
3 régression sur les volumes historiques.
- 4 Le tableau suivant présente, pour chacune des trois années, les régressions réalisées⁴ sur les
5 volumes des clients en service continu visés par la régression.

Tableau 3 - Régressions

Paramètres de régression		2011-2012	2012-2013	2013-2014
		Chaude	Normale	Froide
1	DJ (t) (10 ³ m ³ /unité)	340	347	338
2	DJ (t-1) (10 ³ m ³ /unité)	101	103	104
3	DJ (t) x Vent (t) (10 ³ m ³ /unité)	1	2	2
4	Constante (10 ³ m ³)	4 375	4 598	5 383
5	Dimanche (10 ³ m ³)	696	660	723
6	Lundi (10 ³ m ³)	2 023	1 987	1 792
7	Mardi (10 ³ m ³)	2 070	1 980	2 035
8	Mercredi (10 ³ m ³)	2 168	1 934	2 024
9	Jeudi (10 ³ m ³)	1 859	1 904	2 191
10	Vendredi (10 ³ m ³)	1 003	1 010	1 143
11	Samedi (10 ³ m ³)	0	0	0
12	Férié (10 ³ m ³)	-856	-2 995	-3 207
13	Novembre (10 ³ m ³)	0	0	0
14	Décembre (10 ³ m ³)	-21	211	0
15	Janvier (10 ³ m ³)	617	758	626
16	Février (10 ³ m ³)	394	804	295
17	Mars (10 ³ m ³)	-86	-85	24
18	R ²	98,2%	98,1%	98,5%

- 6 Les conditions climatiques et les volumes de chaque année de référence sont différents et cela
7 produit nécessairement des paramètres de régression différents. Toutefois, les trois régressions

⁴ Les régressions des années 2012-2013 et 2013-2014 sont différentes de celles présentées à la Cause tarifaire 2015 en raison d'une correction des jours fériés.

1 présentent des facteurs de corrélation de plus de 98 % confirmant la performance du modèle de
2 régression, peu importe les caractéristiques propre à chaque année de référence.

3 C'est l'ensemble des paramètres de la formule de régression qui permet de décrire adéquatement
4 les volumes réels selon les conditions climatiques observées. Cependant, l'analyse des valeurs
5 des paramètres Constante et de la variable DJ propres à chaque année permet de noter les
6 éléments suivants :

7 – Pour l'hiver froid 2013-2014, le paramètre Constante est le plus élevé (5 383 10³m³),
8 traduisant la persistance du niveau élevé des volumes retirés en raison des températures
9 froides observées. En contrepartie, le paramètre de la variable DJ n'est pas le plus élevé
10 (338 10³m³/unité) étant donné que le volume est davantage expliqué par le paramètre
11 Constante.

12 – Pour l'hiver normal 2012-2013, le paramètre de la variable DJ est le plus élevé
13 (347 10³m³/unité) alors que le paramètre Constante (4 598 10³m³) est moins élevé que celui
14 de l'hiver froid 2013-2014. Cette situation reflète vraisemblablement deux éléments :
15 l'observation du volume maximal lors de la journée la plus froide (23 janvier 2013) et la non-
16 persistance d'un niveau élevé des volumes retirés en raison des températures observées
17 plutôt normales.

18 Après la détermination des régressions, les demandes de pointe selon les régressions sont
19 évaluées :

20 • La partie de la demande de pointe sensible à la température est estimée en multipliant les
21 paramètres des variables climatiques DJ_t , DJ_{t-1} et $DJ_t \times V_t$ des régressions (Tableau 3) par
22 les paramètres d'évaluation de la journée de pointe. Pour 2015, la combinaison de la
23 journée de pointe est observée le 15 janvier 2004 avec les paramètres suivants :

	réels	réchauffés en 2015
DJ _t	37,25	36,78
DJ _{t-1}	39,93	39,66
DJ _t xV _t	1 283,86	1 257,08

- Le facteur de base est calculé selon les paramètres de la régression : Constante, Jour de semaine et Mois (lignes 4 à 17 du Tableau 3) générant le volume quotidien maximal.

Le tableau suivant présente les résultats pour chaque année de référence.

Tableau 4 – Demande de pointe selon la régression

(10 ³ m ³)		Journée de pointe	2011-2012 Chaude	2012-2013 Normale	2013-2014 Froide
1	DJ (t) (10 ³ m ³ /unité)	36,78	340	347	338
2	DJ (t-1) (10 ³ m ³ /unité)	39,66	101	103	104
3	DJ(t) x Vent (t) (10 ³ m ³ /unité)	1 257,08	1	2	2
4	Facteurs liés à la température		18 246	19 527	19 358
5	Facteur de base		7 159	7 389	8 201
6	Demande pointe selon régression		25 405	26 916	27 559
7	<i>Comparaison vs 2012-2013</i>		-5,6%		2,4%

Le modèle de régression produit des demandes de pointe reflétant la consommation de la clientèle propre à chaque année de référence selon les conditions climatiques observées. À la ligne 7 du Tableau 4, il peut être constaté que les demandes de pointe selon la régression varient de -5,6 % à 2,4 % comparativement à la demande de pointe selon la régression de 2012-2013⁵.

Afin d'établir une comparaison des résultats des trois ans, il y a lieu de neutraliser l'effet de la variation de la clientèle entre les années. Cette neutralisation ne peut être faite sur les données réelles car les consommations observées sont le reflet de la clientèle et de la température propre à chaque année. L'application du facteur d'ajustement pour refléter l'année témoin 2015 permet

⁵ À la Cause tarifaire 2015, l'année de référence 2012-2013 représentait la dernière année disponible et c'est sur la base de celle-ci que la régression avait été réalisée. Dans sa décision D-2014-201, la Régie a retenu exceptionnellement l'année de référence 2013-2014.

1 de neutraliser l'effet de la variation de la clientèle entre les années et rend plus adéquate la
2 comparaison des demandes de pointe de l'année témoin selon différentes années de référence.

3 Le facteur d'ajustement est établi en comparant le volume d'hiver prévu au dossier tarifaire au
4 volume d'hiver résultant de l'application des paramètres de la régression linéaire aux variables
5 climatiques normales du dossier tarifaire. Les facteurs d'ajustement calculés, pour chaque année
6 de référence, sont présentés à la ligne 3 du Tableau 5. Il peut être constaté que plus l'écart entre
7 le volume d'hiver projeté selon la régression et celui visé de l'année témoin est grand, plus le
8 facteur d'ajustement est grand.

**Tableau 5 – Demande de pointe de l'année témoin 2015
(Clients visés par la régression)**

(10 ³ m ³)	2011-2012 Chaude	2012-2013 Normale	2013-2014 Froide
Calcul du facteur d'ajutement			
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 097 480	2 187 325	2 275 551
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 322 532	2 322 532	2 322 532
3 Ajustement pour la demande 2015 (C=B/A)	1,1073	1,0618	1,0206
<hr/>			
4 Demande pointe selon régression (D) *	25 405	26 916	27 559
5 Demande pointe année témoin 2015 (E=DxC) (Clients visés par la régression)	28 131	28 580	28 128
6 <i>Comparaison vs 2012-2013</i>	-1,6%		-1,6%

* : Ligne 6 du Tableau 4

9 L'année 2013-2014 présente le plus petit facteur d'ajustement (1,0206) reflétant un écart moins
10 important entre la clientèle de cette année et celle de l'année témoin. Ce résultat était attendu car
11 2013-2014 est l'année de référence la plus rapprochée de l'année témoin 2015.

12 Pour chaque année de référence, le facteur d'ajustement est ensuite appliqué à la demande de
13 pointe établie selon la régression pour obtenir la demande de pointe de l'année témoin présentée
14 à ligne 5 du Tableau 5.

15 L'année 2012-2013 ne présente pas la demande de pointe selon la régression la plus élevée
16 même si le volume réel maximal qui y a été observé est le plus élevé des trois années.

1 Cependant, l'année 2012-2013 présente la demande de pointe de l'année témoin la plus élevée.
2 En effet, l'application du facteur d'ajustement de 1,0618 (Tableau 2) permet de refléter
3 adéquatement le fait que le profil de consommation de cette année présente le plus faible CU,
4 soit le CU le plus représentatif du CU « pur ».

5 On peut également constater que l'application des facteurs d'ajustement pour refléter la demande
6 normale de l'année témoin 2015 permet de neutraliser l'effet « année chaude » ou « année
7 froide » de l'année de référence constaté au Tableau 4. En effet, l'application des facteurs
8 d'ajustement fait que les demandes de pointe selon l'année chaude 2011-2012 (28 131 10³m³) et
9 l'année normale 2012-2013 (28 580 10³m³) sont légèrement plus élevées que la demande de
10 pointe selon l'année froide 2013-2014 (28 128 10³m³).

11 De plus, les demandes de pointe selon l'année chaude 2011-2012 (28 131 10³m³) et l'année
12 froide 2013-2014 (28 128 10³m³) sont presque égales alors que l'année normale 2012-2013
13 présente la demande de pointe la plus élevée (28 580 10³m³).

14 Par ailleurs, il peut être constaté que les demandes de pointe de l'année témoin selon les
15 différentes années de référence ne varient que très sensiblement, -1,6 % par rapport à la
16 demande de pointe selon 2012-2013, demande de pointe de l'année témoin la plus élevée.
17 L'utilisation d'un modèle mathématique propre à chaque année ne permet effectivement pas
18 d'obtenir la même demande de pointe selon les trois années de référence. Mais, avec moins de
19 2 % de variation, les demandes de pointe sont sensiblement similaires.

20 Finalement, la demande des clients en service continu exclus de la régression, soit les clients en
21 combinaison tarifaire, les clients en service continu aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en
22 combinaison tarifaire ainsi que le client biogaz en réseau dédié, est ajoutée à la demande de
23 pointe de l'année témoin 2015 calculée au Tableau 5. La demande de pointe totale est présentée
24 au tableau suivant.

Tableau 6 – Demande de pointe totale

(10 ³ m ³)	2011-2012 Chaude	2012-2013 Normale	2013-2014 Froide
1 Demande pointe - Clients visés par régression	28 131	28 580	28 128
2 Demande pointe - Clients exclus régression	5 344	5 357	5 344
3 Volume souscrit clients combinaison tarifaire	3 340	3 340	3 340
4 Volume maximum clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922
5 Client biogaz en réseau dédié	83	96	83
7 Demande de pointe totale	33 475	33 937	33 473
8 <i>Comparaison vs 2012-2013</i>	-1,4%		-1,4%

1 Après l'ajout de la contribution à la demande de pointe des clients exclus de la régression, les
2 demandes de pointe selon des années de référence chaude, normale ou froide sont similaires
3 avec 1,4 % de variation par rapport à l'année 2012-2013.

2.3 Conclusion

4 L'analyse de sensibilité présentée ci-dessus confirme que la demande en journée de pointe est
5 très peu sensible au changement de l'année de référence. L'application du facteur d'ajustement
6 permet, en effet, de neutraliser l'incidence sur la demande de pointe d'une régression sur les
7 volumes d'un hiver froid ou d'un hiver chaud en plus de neutraliser l'effet clientèle entre l'année
8 de référence et l'année témoin.

9 Cette analyse de sensibilité confirme alors qu'il demeure pertinent de considérer la dernière
10 année de référence disponible au moment de produire le plan d'approvisionnement car celle-ci
11 assure une meilleure représentativité de la composition de la clientèle de l'année témoin.

3 FACTEUR D'AJUSTEMENT

12 Le délai entre la dernière année historique disponible au moment de préparer sa demande
13 tarifaire et l'année témoin de ladite demande est généralement de 2 ans⁶. Dans la méthode
14 d'évaluation de la demande de pointe, un facteur d'ajustement est alors requis afin de combler

⁶ Au moment de préparer le dossier tarifaire 2015, la dernière information disponible était l'historique 2012-2013.

1 l'écart existant entre la demande projetée selon la régression et la demande prévue au dossier
2 tarifaire. La Régie a d'ailleurs accepté l'application d'un facteur d'ajustement dans sa décision
3 D-2014-201.

4 Le facteur d'ajustement est évalué en comparant :

- 5 – la demande des mois d'hiver prévue au dossier tarifaire des clients visés par la régression ;
- 6 et
- 7 – la demande des mois d'hiver projetés par l'application des paramètres de la régression
- 8 linéaire aux variables climatiques normales du dossier tarifaire.

9 Ce facteur d'ajustement est supérieur à 1 si la demande prévue au dossier tarifaire est supérieure
10 à la demande estimée par la régression, représentant alors une hausse de la demande entre
11 l'année de référence et l'année témoin. Il est inférieur à 1 si la situation inverse est présente,
12 reflétant alors une baisse de la demande entre l'année de référence et l'année témoin. Pour
13 l'année témoin 2015, les facteurs d'ajustement supérieurs à 1 (Tableau 5, ligne 3) montrent la
14 croissance des volumes de l'année témoin 2014-2015 par rapport aux volumes projetés selon les
15 trois années de référence.

16 Au paragraphe 72 de sa décision D-2014-201, la Régie accepte l'application d'un tel facteur.
17 Cependant, la Régie considère qu'une sous-estimation ou une surestimation de la demande est
18 possible lorsqu'on présume que la croissance de la demande au service continu, excluant les
19 clients en combinaison tarifaire et les clients des paliers 4.9 et 4.10, s'accompagne d'un profil de
20 consommation semblable au profil de la clientèle existante. Elle demande alors à Gaz Métro
21 d'examiner la possibilité que le facteur d'ajustement puisse tenir compte de la croissance de la
22 demande, de manière à refléter le profil de consommation de l'ajout des volumes pour les grandes
23 catégories VGE et PMD.

24 Le facteur d'ajustement capte la variation entre les volumes projetés selon la régression (basée
25 sur les volumes réels observés durant l'année historique) et les volumes prévus à l'année témoin.
26 Selon Gaz Métro, la variation de volumes peut aussi bien être positive que négative et considère
27 l'ensemble des éléments suivants : perte de volumes liée à l'efficacité énergétique, gains et pertes
28 de volumes face à la concurrence, gains et pertes liés à la conjoncture économique, fluctuations

1 de production, migrations de clients entre le service interruptible et le service continu, normale
2 climatique et nouvelles ventes.

3 De plus, le profil de consommation de l'ajout (ou perte) de volumes ne peut être quantifié à la
4 marge. Pour que le profil de la variation de volume soit évalué, il serait requis, pour chaque client,
5 de comparer le profil du volume projeté au profil des consommations quotidiennes historiques et
6 d'évaluer la demande de pointe, soit par une évaluation à la marge comme pour les clients aux
7 paliers 4.9 et 4.10 ou par une régression par client. Pour les clients PMD, la prévision de volumes
8 est faite de façon globale et les volumes historiques ne sont disponibles que mensuellement⁷.
9 Pour les clients VGE, les consommations historiques sont disponibles quotidiennement et
10 reflètent les conditions climatiques et économiques de l'année de référence. De plus, les volumes
11 projetés, client par client, ne sont disponibles que mensuellement.

12 Une approche à la marge impliquerait l'addition des demandes de pointe individuelles et
13 entrainerait une notion de non-coïncidence de pointe encore plus importante que celle générée
14 par le traitement distinct des clients aux paliers 4.9 et 4.10. Gaz Métro ne préconise pas une telle
15 approche.

16 Toutefois, afin de refléter les variations de volumes pour les deux catégories de clients PMD et
17 VGE considérés dans le calcul de la régression, tout en conservant une évaluation globale de la
18 demande en journée de pointe, Gaz Métro a analysé la possibilité d'évaluer un facteur
19 d'ajustement unique mais pondéré selon les volumes projetés des deux catégories de clients. En
20 procédant de la sorte, l'hypothèse faite est que pour chaque catégorie de clients PMD et VGE, la
21 croissance (ou décroissance) de la demande possède un profil semblable au profil de la clientèle
22 existante.

23 Pour cela, Gaz Métro a effectué deux régressions sur les volumes historiques 2013-2014, l'une
24 pour la clientèle PMD et l'autre pour la clientèle VGE⁸. Le tableau suivant présente ces deux
25 régressions.

⁷ Les consommations des clients PMD sont lues selon des cycles mensuels de facturation.

⁸ Clients VGE excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10.

Tableau 7 – Régression 2013-2014 PMD et VGE

Paramètres de régression	PMD	VGE	TOTALE
1 DJ (t) (10 ³ m ³ /unité)	312	26	338
2 DJ (t-1) (10 ³ m ³ /unité)	102	2	104
3 DJ (t) x Vent (t) (10 ³ m ³ /unité)	2	0	2
4 Base (10 ³ m ³)	3 368	2 015	5 383
5 Dimanche (10 ³ m ³)	676	48	723
6 Lundi (10 ³ m ³)	1 598	194	1 792
7 Mardi (10 ³ m ³)	1 784	251	2 035
8 Mercredi (10 ³ m ³)	1 743	281	2 024
9 Jeudi (10 ³ m ³)	1 882	310	2 191
10 Vendredi (10 ³ m ³)	979	164	1 143
11 Samedi (10 ³ m ³)	0	0	0
12 Férié (10 ³ m ³)	-2 395	-813	-3 207
13 Novembre (10 ³ m ³)	0	0	0
14 Décembre (10 ³ m ³)	18	-18	0
15 Janvier (10 ³ m ³)	455	171	626
16 Février (10 ³ m ³)	137	158	295
17 Mars (10 ³ m ³)	-101	125	24
18 R ²	98,6%	83,7%	98,5%

1 Pour chaque catégorie de clients PMD et VGE, un facteur d'ajustement est établi en comparant
2 le volume de l'hiver prévu à la Cause tarifaire 2015 au volume d'hiver résultant de l'application
3 des paramètres de la régression linéaire aux variables climatiques normales du dossier tarifaire.
4 Les facteurs d'ajustement par catégorie de clients sont présentés à la ligne 3 du Tableau 8
5 ci-dessous. Un facteur d'ajustement pondéré pour la demande totale (PMD et VGE) est ensuite
6 estimé à partir de facteurs d'ajustement PMD et VGE au prorata des volumes visés pour les deux
7 catégories.

Tableau 8 – Facteur d’ajustement pondéré

(10 ³ m ³)	PMD	VGE
Calcul du facteur d'ajutement pondéré		
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	1 862 669	412 883
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	1 883 175	439 356
3 Ajustement pour la demande 2015 (C=B/A)	1,0110	1,0641
4 Pondération volumes d'hiver visés de l'année témoin	81,1%	18,9%
5 Facteur d'ajutement pondéré	1,0211	

- 1 Le facteur d’ajustement pondéré par les volumes visés de l’année témoin est de 1,0211
- 2 (81,1 % x 1,0110 + 18,9 % x 1,0641). Ce facteur est sensiblement identique au facteur
- 3 d’ajustement calculé globalement présenté à la ligne 3 du Tableau 5 (1,021) pour l’année de
- 4 référence 2013-2014.
- 5 Le tableau suivant compare les demandes de pointe de l’année témoin 2015 évaluées selon les
- 6 facteurs d’ajustement pondéré et global.

Tableau 9 – Pointe selon facteur d’ajustement pondéré ou global

(10 ³ m ³) Année de la régression Facteur d'ajustement	Pointe 2015 2013-2014	
	Global	Pondéré
1 Facteur d'ajustement	1,0206	1,0211
2 <i>Variation facteur pondéré vs global</i>		0,04%
3 Demande pointe selon la régression	27 559	27 559
4 Demande pointe de l'année témoin (ligne 3 x ligne 1)	28 128	28 140
5 <i>Variation facteur pondéré vs global</i>		11
6		0,04%
7 Demande pointe clients exclus de la régression	5 344	5 344
8 Volume souscrit clients combinaison tarifaire	3 340	3 340
9 Volume maximum clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922
10 Client biogaz en réseau dédié	83	83
11 Demande de pointe totale (ligne 4 + ligne 7)	33 473	33 484
12 <i>Variation facteur pondéré vs global</i>		11
13		0,03%

1 Selon l’année de référence 2013-2014, l’analyse montre que l’utilisation d’un facteur d’ajustement
2 pondéré produit une demande de pointe 0,03 % plus élevée que la demande de pointe évaluée
3 avec un facteur d’ajustement global. Gaz Métro juge que le gain du raffinement de la méthode
4 d’évaluation de la demande de pointe par l’utilisation d’un facteur d’ajustement pondéré n’est pas
5 significatif.

6 Afin d’étayer son analyse, Gaz Métro a comparé les demandes de pointe établies avec des
7 facteurs d’ajustement global et pondéré pour les deux autres années de référence utilisées à la
8 section 2.

9 Le tableau suivant résume les résultats obtenus.

Tableau 10 – Sensibilité de la pointe selon facteur d’ajustement pondéré ou global

Années de régression	Demande de pointe 2015		
	2011-2012	2012-2013	2013-2014
1 Facteur d'ajustement global	1,1073	1,0618	1,0206
2 Pointe avec facteur global (10 ³ m ³ /jour)	33 475	33 937	33 473

Facteurs d'ajustement selon			
3 Régression PMD	1,0522	1,0398	1,0110
4 Régression VGE	1,4280	1,1678	1,0641
5 Facteur d'ajustement pondéré	1,1233	1,0640	1,0211
6 Pointe avec facteur pondéré (10 ³ m ³ /jour)	33 881	33 996	33 484

Variations pondéré vs global			
7 <i>Facteur d'ajustement</i>	1,60%	0,22%	0,04%
8 <i>Pointe (10³m³/jour)</i>	406	59	11
9 <i>Pointe (%)</i>	1,21%	0,17%	0,03%

1 En considérant les trois années historiques, l’analyse montre que l’utilisation d’un facteur
2 d’ajustement pondéré produit une demande de pointe de 0,03 % à 1,21 % plus élevée que la
3 demande de pointe évaluée avec un facteur d’ajustement global. Ces variations ne sont pas
4 significatives et c’est l’année la moins récente (2011-2012) qui présente la variation la plus
5 élevée. Comme il peut être constaté à la ligne 4 du Tableau 10 ci-dessus, le facteur d’ajustement
6 selon les régressions VGE est très élevé pour cette année. Même si les volumes visés VGE ne
7 représentent que 18,9 % des volumes visés totaux (Tableau 8), l’ampleur de ce facteur
8 d’ajustement hausse le facteur d’ajustement pondéré. Pour les plus récentes années, les
9 variations de la demande de pointe sont presque nulles. Cette situation confirme la pertinence
10 d’utiliser l’année de référence la plus rapprochée de l’année témoin, la variation de la clientèle
11 étant moins importante entre deux ans qu’entre quatre ans.

12 Comme Gaz Métro et la Régie sont d’avis que la régression de la méthode d’évaluation de la
13 demande de la journée de pointe porte sur les volumes historiques les plus récents disponibles,
14 Gaz Métro juge que le gain du raffinement de la méthode d’évaluation de la demande de pointe

- 1 par l'utilisation d'un facteur d'ajustement pondéré n'est pas substantiel. Gaz Métro propose alors
2 de n'apporter aucune modification au calcul du facteur d'ajustement.

CONCLUSION

- 3 Les analyses effectuées montrent que la demande en journée de pointe est très peu sensible au
4 changement de l'année de référence et qu'aucun gain significatif n'est obtenu avec l'utilisation
5 d'un facteur d'ajustement pondéré.

- 6 Pour cela,

Gaz Métro demande à la Régie :

1. **de prendre acte du suivi requis pour la sensibilité de la méthode d'évaluation de la demande de pointe au changement de l'année de référence ;**
2. **de prendre acte du suivi requis portant sur l'examen de la possibilité que le facteur d'ajustement puisse tenir compte de la croissance de la demande, de manière à refléter le profil de consommation de l'ajout des volumes pour les grandes catégories VGE et PMD ;**
3. **d'approuver le maintien du *statu quo* pour la méthode de calcul du facteur d'ajustement.**