
**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENT NO 1 AMENDÉE DE LA FCEI**

Plan d'approvisionnement – Prévion du besoin de la journée de pointe

Question 1

Références :

- (i) B-0034, GM-H, Document 1, Annexe 6
- (ii) B-0034, GM-H, Document 1, Annexe 14
- (iii) B-0034, GM-H, Document 1, Annexe 9

Préambule :

Les lignes 16 (première occurrence) et 33 du tableau 2 de la référence (i), présente le besoin de pointe estimé selon la formule de régression avant ajustements.

Données de régression	Ligne du tableau 2	Prévion janvier (10 ³ m ³)	Prévion février (10 ³ m ³)
2015-2016	16	27 644	27 901
2016-2017	33	29 674	29 747
Écart		2 030	1 846

Questions :

1.1 Veuillez indiquer si Énergir est en mesure d'identifier des éléments spécifiques dans l'évolution de sa clientèle (soumise à la régression) entre 2015-2016 et 2016-2017 qui expliquerait que le passage des données 2015-2016 aux données 2016-2017 comme base de régression fasse augmenter la pointe évaluée selon la formule de régression d'environ 2 000 10³m³ en janvier et février

Réponse :

Considérant l'écart entre 2015-2016 et 2016-2017, Énergir s'est questionnée sur la variation de la demande de pointe. À cet effet, un examen de la régression utilisée a été fait.

L'utilisation du paramètre « mois »¹ dans la régression semble introduire une variabilité plus grande dans le modèle en comparaison de la variation annuelle de la demande continue.

Ainsi, lorsque le paramètre « mois » n'est pas utilisé dans la régression, les résultats annuels de la régression se rapprochent de la variation annuelle de la demande continue. En effet, pour les données de 2015-2016, la régression avec le paramètre « mois » sous-évalue le besoin de pointe.

Après avoir enlevé le paramètre « mois » dans les données de régression de 2015-2016, le résultat redressé se rapproche considérablement du résultat pour 2016-2017 :

Données de régression	Prévision janvier (10 ³ m ³)	Prévision février (10 ³ m ³)
2015-2016 sans le paramètre « mois »	28 834	28 834
2016-2017	29 674	29 747
2016-2017 sans le paramètre « mois »	29 742	29 742
Écart 2015-2016 sans « mois » et 2016-2017	840	913

La variation de 913 10³m³ représente une augmentation de la pointe pour la demande continue de 3,2 % alors que les volumes normalisés pour le PMD ont augmenté pour la même période de 4,0 %.²

Comme pour 2016-2017 la régression avec et sans le paramètre « mois » donne un résultat similaire, Énergir conclut que la pointe calculée dans la Cause tarifaire 2018-2019 est adéquate.

1.2 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer l'évolution du volume souscrit des clients en combinaison tarifaire (3 002 10³m³ à 3 313 10³m³) et des volumes maximums des clients 4.9 et 4.10 (1 305 10³m³ à 1 922 10³m³). Veuillez indiquer le volume souscrit de GM GNL.

Réponse :

L'augmentation du volume souscrit total des clients en combinaison tarifaire entre la Cause tarifaire 2018 et la Cause tarifaire 2018-2019 s'explique principalement par le transfert de deux clients au tarif continu vers un tarif en combinaison tarifaire pour un volume souscrit combiné de 304 000 m³.

Le volume maximal des clients 4.9 et 4.10 a progressé entre la Cause tarifaire 2018 et la Cause tarifaire 2018-2019, car un client a réduit sa production en 2016-2017 avant de revenir à un niveau habituel en 2017-2018.

¹ R-4018-2017, B-0132, GM-H, Document 1, Annexe 6, page 3, lignes 4 et 5

² R-3992-2016, B-0041, Gaz Métro-9, Document 1 et R-4024-2017, B-0049, Énergir-9, Document 1.

GM GNL n'est pas une entité réglementée par la Régie de l'énergie. Selon les décisions passées de la Régie, la vente de GNL est non réglementée. De plus, Énergir ne divulgue jamais le volume souscrit de ses clients en les identifiant nommément, ce qui inclut entre autres GM GNL. Dans les circonstances, et considérant que GM GNL œuvre dans un marché concurrentiel où l'information relative au volume souscrit revête un caractère commercialement sensible, Énergir ne fournira pas le volume souscrit de GM GNL.

- 1.3 Veuillez mettre à jour les données de la référence (ii) pour y inclure les ventes réelles de l'hiver 2017-2018. Veuillez également présenter le volume estimé de la journée de pointe de l'hiver 2017-2018.

Réponse :

Veuillez vous référer à l'annexe Q-1.3.

- 1.4 Pour les années 2015-2016, 2016-2017 et 2017-2018, veuillez ventiler la consommation réelle de la journée de pointe entre les volumes PMD et VGE.

Réponse :

Date	Volume (10 ³ m ³)		
	Continu	VGE Continu	PMD Continu
2016-02-14	29 013	8 446	20 567
2016-12-15	28 175	8 441	19 734
2018-01-05	31 424	8 913	22 511

- 1.5 Veuillez présenter le détail des résultats des régressions sur la base des données de 2015-2016, 2016-2017 et 2017-2018 incluant l'ensemble des paramètres estimés et tests statistiques.

Réponse :

Voici le détail des régressions par année :

Paramètres de régression et tests statistiques			
	2015-2016	2016-2017	2017-2018
Base	221 599	221 401	246 382
DJ	13 896	13 676	13 760
DJ-1	3 035	3 759	3 946
DJ x V	70	116	83
Férié	-72 145	-55 338	-84 130
Dim	27 202	29 783	29 820
Lun	70 811	85 483	72 204
Mar	68 454	83 028	72 505
Mer	70 690	89 477	72 304
Jeu	76 472	79 426	73 912
Ven	37 062	45 151	44 558
Sam	0	0	0
nov	0	0	0
déc	-6 067	580	7 929
jan	32 206	17 985	42 209
fév	41 934	20 767	17 402
mars	14 444	14 015	-9 288
r ²	0,984	0,977	0,982
F	604	413	520
df	137	136	136

La grande volatilité annuelle des résultats pour le paramètre « mois » fait en sorte qu'une portion annuelle de la thermosensibilité ne se retrouve pas dans les paramètres variables (DJ, DJ-1, DJ x V), mais plutôt dans les paramètres de base. Ceci peut faire en sorte que les résultats de la régression sur/sous estiment le besoin de pointe.

Le retrait du paramètre « mois » de la méthode vient stabiliser le résultat annuel (par rapport à la variation de la demande) au niveau du besoin de pointe, comme indiqué à la réponse à la question 1.1.

Voici les résultats pour les mêmes années sans le paramètre « mois » :

Paramètres de régression et tests statistiques			
	2016	2017	2018
Base	220 364	229 145	234 765
DJ	13 481	13 747	13 978
DJ-1	4 155	4 167	4 743
DJ x V	115	118	95
Férié	-75 508	-71 984	-90 504
Dim	19 770	31 113	30 967
Lun	56 060	81 487	74 832
Mar	58 066	72 666	76 018
Mer	62 825	80 053	75 707
Jeu	71 138	74 712	74 568
Ven	31 435	39 635	44 990
Sam	0	0	0
r ²	0,973	0,977	0,970
F	514	599	458
df	141	140	140

1.6 Veuillez reproduire les annexes 6 et 9 en utilisant les données réelles de l'hiver 2017-2018 comme base de régression.

Réponse :

En fonction des données réelles de l'hiver 2017-2018, seule la demande de pointe peut être évaluée. Le tableau 2 de l'annexe 6 est reproduit à l'annexe Q-1.6.

Compte tenu du peu d'écart dans le calcul de la pointe en utilisant 2016-2017 ou 2017-2018 comme hiver de référence (soit $17 \cdot 10^3 \text{m}^3$ sur $35\,784 \cdot 10^3 \text{m}^3$), Énergir considère que les résultats de l'annexe 9 telle que déposée sont représentatifs des besoins pour répondre à la pointe.

Question 2**Références :**

- (i) B-0034, GM-H, Document 1, Annexe 6
- (ii) B-0034, GM-H, Document 1, Annexe 14
- (iii) B-0034, GM-H, Document 1, p. 48, tableau 14
- (iv) B-0034, GM-H, Document 1, p. 55, tableau 16
- (v) R-4024-2017, B-0049, Énergir-9, Document 1, p. 1, l. 13, col. 5
- (vi) B-0034, GM-H, Document 1, p. 52, tableau 15

Préambule :

Énergir évalue à $35\,784\,10^3\text{m}^3$ (i) le besoin de pointe pour 2018-2019 en hausse de $3\,652\,10^3\text{m}^3$, soit environ 10 %, par rapport à l'évaluation (basée sur les données réelles) de $32\,132\,10^3\text{m}^3$ en 2016-2017 (ii).

Sur cette même période les livraisons PMD sont en hausse de 1,6 % et les livraisons VGE sont en hausse de 4,1 %.

+1,6 % :

- | | |
|--|------------------------------|
| (iv) livraisons PMD réelle 2016-2017: | $2\,828,5\,10^3\text{m}^3$; |
| (v) Livraison PMD anticipées 2018-2019 : | $2\,874,2\,10^3\text{m}^3$; |

+4,1 % :

- | | |
|---|------------------------------|
| (vi) livraisons service continu VGE réelles 2016-2017: | $2\,701,2\,10^3\text{m}^3$; |
| (vii) livraisons service continu VGE anticipées 2018-2019 : | $2\,813,2\,10^3\text{m}^3$; |

Questions :

2.1 Veuillez indiquer si Énergir est en mesure d'identifier des facteurs précis qui expliqueraient la croissance entre le besoin de pointe estimé de 2016-2017 ($32\,132\,10^3\text{m}^3$) et le besoin de pointe estimé de 2018-2019 ($35\,784\,10^3\text{m}^3$). Le cas échéant, veuillez présenter ces facteurs et identifier leur impact respectif.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.1.

2.2 Veuillez présenter les migrations entre les clients 4.9 et 4.10, les clients en combinaison tarifaires et les clients en service continu pur entre 2016-2017 et 2018-2019 et évaluer l'impact de ces migrations sur le besoin de pointe.

Réponse :

	2016-2017	2018-2019	Écart	Écart migration
4.9/4.10 (purs et combinaison tarifaire)	1 225 625 860	1 336 205 880	110 580 020	89 300 000
Clients continus purs	1 419 811 076	1 343 257 142	(76 553 934)	(180 731 672)
Clients combinaison tarifaire	418 206 119	481 651 652	63 445 533	91 431 672

En ce qui a trait à l'impact des variations de la demande prévue, Énergir a compilé pour les années 2016-2017 à 2018-2019 l'information relative à la variation des volumes souscrits des clients en combinaison tarifaire et des volumes maximums observés pour les clients des tarifs 4.9 et 4.10 à partir des données des plans d'approvisionnement³. Énergir a également inclus le besoin de GM GNL pour 2016-2017 et 2017-2018, car GM GNL est inclus dans les clients en combinaison tarifaire en 2018-2019.

Variation de la demande prévue pour les clients exclus de la régression (10 ³ m ³)			
	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 123	3 002	3 313
Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 305	1 922
Besoin GM GNL	268	267	0
Total	5 312	4 574	5 235

Entre 2016-2017 et 2018-2019, l'écart pour ces clients est de -77 10³m³, ce qui représente un faible impact à la baisse sur le besoin de pointe.

Par contre, en ce qui a trait à la clientèle dont la consommation est incluse dans la régression, celle-ci ne peut être subdivisée par groupe. Il est donc hasardeux d'évaluer un impact relatif au besoin de pointe uniquement pour une portion de cette clientèle.

2.3 Veuillez indiquer le volume maximal observé des clients 4.9 et 4.10 au cours des 5 derniers hivers (incluant l'hiver 2017-2018) ainsi que le volume souscrit. Veuillez expliquer les variations à ces valeurs.

³ Cause tarifaire 2017 (R-3970-2016, B-0176, Gaz Métro-2, Document 1, Annexe 5, Tableau 2), Cause tarifaire 2018 (R-3987-2016, B-0195, Gaz Métro-6, Document 1, Annexe 6, Tableau 2) et Cause tarifaire 2018-2019 (B-0132, GM-H, Document 1, Annexe 6, Tableau 2).

Réponse :

	Volume maximal observé	Volume souscrit
2013-2014	1 915 967	3 479 414
2014-2015	1 860 755	3 479 414
2015-2016	1 817 287	3 479 414
2016-2017	1 843 098	2 979 414
2017-2018	1 881 945	3 529 414

La variation du volume maximal observé s'explique principalement par deux facteurs : la variation de production et un hiver plus ou moins rigoureux selon les années.

En ce qui a trait au volume souscrit, ce dernier a diminué en 2016-2017, car un client a réduit temporairement sa production. Par la suite, il a repris un rythme de production habituel.

2.4 Veuillez comparer le volume de ventes continues au tarif D₄ (exclusion faite des ventes en combinaison tarifaire et aux paliers 4.9 et 4.10) entre 2016-2017 et 2018-2019 et évaluer l'impact de la variation de volume à ce tarif sur le besoin de pointe.

Réponse :

Livraisons D₄ réelles 2016-2017 : 1 186,6 10⁶ m³;

Livraisons D₄ anticipées 2018-2019 : 1 244,4 10⁶ m³.

Les livraisons anticipées sont en augmentation de 4,9 % par rapport aux livraisons réelles de 2016-2017.

En ce qui concerne l'impact de la variation de volume sur le besoin de pointe, veuillez vous référer à la réponse de la question 2.2.

2.5 Veuillez comparer le volume de ventes continues au tarif D₁ (exclusion faite des ventes en combinaison tarifaire) entre 2016-2017 et 2018-2019 et évaluer l'impact de la variation de volume à ce tarif sur le besoin de pointe.

Réponse :

Livraisons D₁ réelles 2016-2017 : 2 555,8 10⁶ m³;

Livraisons D₁ anticipées 2018-2019 : 2 626,0 10⁶ m³.

Les livraisons anticipées sont en augmentation de 2,7 % par rapport aux livraisons réelles de 2016-2017.

En ce qui concerne l'impact de la variation de volume sur le besoin de pointe, veuillez vous référer à la réponse de la question 2.2.

Plan d'approvisionnement – Marge excédentaire**Question 3****Référence :**

- (i) R-3987-2016, B-0190, Gaz Métro-6, Document 6, La prévision de la demande chez Gaz Métro, page 12 de 26 en liasse, diapositive 24.

Questions :

- 3.1 Veuillez présenter la méthodologie d'évaluation de la probabilité de réalisation des projets dont les grands principes sont présentés à la référence (i). Afin de faciliter la compréhension, veuillez présenter les rapports d'analyse complets pour les trois derniers dossiers analysés.

Réponse :

Comme mentionné à la pièce B-0037, GM-H, Document 2, page 4, l'évaluation de la probabilité de réalisation d'un projet d'envergure se fait selon quatre critères d'analyse soit : le niveau d'avancement, la solidité financière, l'environnement socio-économique et son degré d'innovation. Une pondération est attribuée à chacun des critères en attribuant plus d'importance aux critères du niveau d'avancement et de la solidité financière. L'évaluation se fait en fonction de l'information recueillie auprès du client et d'autres instances et est mise à jour en continu selon l'évolution des projets d'envergure. Toutefois, lors de la préparation du dossier tarifaire, une mise à jour spécifique de l'évaluation est réalisée pour l'ensemble des projets d'envergure, et ce, afin que le dossier tarifaire soit le reflet des informations les plus à jour. Ainsi, pour le dossier tarifaire 2018-2019, l'évaluation de la probabilité de réalisation reflète les informations disponibles en février 2018.

Énergir rappelle que sa méthodologie d'évaluation de la probabilité de réalisation basée sur différents critères pour lesquels une pondération est accordée est similaire à celle utilisée par d'autres entreprises et est utilisée depuis plusieurs années pour la détermination des besoins à combler par les outils du plan d'approvisionnement. Ainsi, tous les projets d'envergure dont l'évaluation de probabilité de réalisation est supérieure à 50 % se retrouvent au sein du scénario de base de la prévision de la demande. Ceux inférieurs à 50 %, mais égaux ou supérieurs à 25 % se retrouvent dans le scénario favorable de la prévision de la demande alors que pour la détermination de la marge excédentaire, il s'agit de la plus importante capacité requise par un projet de ce groupe. Énergir rappelle que la marge excédentaire n'est pas associée à un projet spécifique.

Énergir réalise objectivement l'évaluation des probabilités de réalisation des projets d'envergure et conséquemment souhaite éviter la publication de critères détaillés d'évaluation, lesquels pourraient être utilisés par des développeurs pour tenter d'influencer l'évaluation d'Énergir. Par ailleurs, les rapports d'analyse étant constitués d'informations sensibles, leur divulgation pourrait porter préjudice aux projets analysés notamment parce qu'ils pourraient affecter leur financement. De plus, ces informations sont la propriété de

développeurs qui les communiquent à Énergir de manière confidentielle et cette dernière ne possède pas les autorisations requises pour les divulguer publiquement.

De surcroît, la méthode d'évaluation des probabilités de réalisation des projets d'envergure est également utilisée depuis plusieurs années pour la détermination de la prévision de la demande dans le cadre des dossiers tarifaires. L'établissement de la marge excédentaire est donc basé sur un exercice méthodologique éprouvé.

Considérant ce qui précède, Énergir soumet qu'il n'est donc ni possible ni pertinent de déposer les rapports d'analyse complets pour les trois derniers dossiers analysés.

3.2 Veuillez indiquer si Énergir procède à une évaluation rétrospective de la performance de sa méthode de prévision.

Réponse :

Énergir fait une évaluation continue des projets en développement dans un but d'établir notamment le volume requis pour la marge excédentaire. Énergir n'évalue donc pas en soi la méthodologie utilisée, mais met plutôt à jour ses évaluations de probabilité de réalisation des projets à l'aide de ladite méthodologie.

3.3 Pour les 5 dernières années, veuillez identifier le nombre de projets dont la probabilité de réalisation avait été évaluée :

- 3.3.1 Entre 0 % et 25 %;
- 3.3.2 Entre 25 % et 50 %;
- 3.3.3 Entre 50 % et 75 %;
- 3.3.4 75 % et 100 %;

ainsi que les volumes prévus et le besoin de la journée de pointe correspondant.

Réponse :

Le nombre de projets présentés concerne les cinq derniers plans d'approvisionnement.

Il est important de souligner en premier lieu que la probabilité de réalisation d'un projet est évaluée pour les quatre années couvertes par un plan d'approvisionnement présenté dans le cadre d'un dossier tarifaire donné. Par conséquent, il est possible que le nombre de projets donnés dans une année inclue des projets qui ne se réaliseront que dans trois ou quatre ans. Cela a un impact sur le nombre de projets présentés chaque année puisqu'un même projet pourrait apparaître dans différentes années. Par exemple, dans le dossier tarifaire 2016, un projet pourrait se réaliser à l'année 2, ce qui signifie qu'il pourrait aussi être inclus dans le dossier tarifaire 2017 à l'année 1. Il sera donc comptabilisé dans deux années distinctes.

Concernant les volumes prévus, les volumes de la dernière année du plan d'approvisionnement sont présentés pour refléter au mieux la maturité des nouvelles ventes.

3.3.1

Dans le cadre du dossier tarifaire, Énergir ne retient que les projets ayant au moins 25 % de probabilité de réalisation. Il n'est donc pas possible de fournir des chiffres sur les projets ayant moins de 25 % de probabilité de réalisation.

3.3.2 à 3.3.4

	Entre 25 % et 50%			Entre 50 % et 75 %			Plus de 75 %		
	Nbre projets	Volumes prévus (m ³)	Besoin de pointe (m ³)	Nbre projets	Volumes prévus (m ³)	Besoin de pointe (m ³)	Nbre projets	Volumes prévus (m ³)	Besoin de pointe (m ³)
2013-2014	7	334 952 180	1 545 118	-	-	-	-	-	-
2014-2015	2	245 934 150	2 964 686	2	574 687 400	6 927 739	3	599 664 400	1 564 515
2015-2016	6	1 193 368 200	5 420 749	5	857 459 248	3 833 253	2	4 510 569	40 294
2016-2017	1	521 764 571	1 425 578	2	26 791 250	294 000	1	3 391 500	38 919
2017-2018	2	60 433 000	711 950	2	50 389 000	593 624	2	9 935 000	81 700

3.4 Pour chacune des années, veuillez indiquer le nombre de projets s'étant effectivement réalisés dans chaque catégorie de probabilité de même que les ventes et la consommation à la journée de pointe réellement observées.

Réponse :

Comme expliqué à la réponse à la question 3.3, l'évaluation des projets se fait pour les quatre années couvertes par un plan d'approvisionnement présenté dans le cadre d'un dossier tarifaire et certains ne se réaliseront qu'à l'année 3 ou 4. Par conséquent, il y a de nombreux projets dans les cinq derniers plans d'approvisionnement qui ne sont pas arrivés à échéance.

À ce jour, deux projets se sont réalisés. Le premier a été présenté lors du dossier tarifaire 2014-2015. Sa probabilité de réalisation était de plus de 75 %. En 2016-2017, sa consommation était de 4 513 177 m³ avec une pointe observée à 22 905 m³. Le second projet a été présenté lors du dossier tarifaire 2015-2016. Sa probabilité de réalisation était de plus de 75 %. En 2016-2017, sa consommation était de 3 824 123 m³. Étant donné que le client était en phase de démarrage lors de l'année 2016-2017, il est plus représentatif d'indiquer la consommation à la journée de pointe réellement observée pour l'année en cours (2017-2018). Dans ce cas, la pointe observée est de 34 010 m³.

Un nouveau projet présenté lors du dossier tarifaire 2017-2018 va commencer à consommer avant la fin de l'année 2018. Sa probabilité de réalisation était comprise entre 50 % et 75 %.

Plan d’approvisionnement – Term up et flexibilité du portefeuille d’approvisionnement**Question 4****Références :**

- (i) B-0034, GM-H, Document 1, pp. 76 et 77
- (ii) B-0034, GM-H, Document 1, p. 23

Préambule :

- (i) *« La date d’échéance d’une partie de cette capacité (1 927 10³m³/jour ou 73 000 GJ/jour), a été repoussée en 2024 suite à une demande de prolongation de TCPL (procédure de « term up »).*

[...]

La demande de prolongation a aussi affecté les contrats FTSH et STS. Le tableau de la page 1 de l’annexe 4 présente les nouvelles échéances contractuelles qui en ont découlé. »

- (ii) *« En novembre 2017, l’ONÉ a approuvé un projet prévoyant des modifications au niveau des compteurs au point d’exportation où le réseau de TransCanada se raccorde au réseau d’Iroquois Gas Transmission System, à la frontière canado-américaine. Cette modification permettra un écoulement bidirectionnel sur Iroquois à la frontière du Canada. Il s’agit donc d’une nouvelle porte d’entrée pour le gaz des Appalaches. Ce projet se réalisera malgré les délais et incertitudes quant à la réalisation du projet Constitution. »*

Questions :

4.1 Quand la procédure de « term up » a-t-elle été annoncée par TCPL?

Réponse :

Veillez vous référer au complément de preuve déposé par Énergir en suivi de la décision D-2018-049 (B-0148, GM-H, Document 7).

4.2 Veuillez produire la documentation relative à cette procédure de TCPL.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

4.3 À quel moment Énergir doit-elle ou devait-elle donner sa réponse?

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

4.4 Veuillez justifier la décision de prolonger le terme de la totalité des capacités de transport considérant les importantes ventes de transport sur le marché secondaire prévues à partir de 2021.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

4.5 Veuillez présenter le plan d'approvisionnement sur lequel a été basée cette décision.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

4.6 Veuillez indiquer si de la capacité GMIT EDA peut-être transformée en capacité GMIT-NDA? Le cas échéant, veuillez indiquer s'il serait possible pour Énergir de ne pas renouveler les capacités GMIT-NDA après 2020 et de substituer du transport vers EDA à cette capacité?

Réponse :

Comme indiqué à l'article 10.4 (c) du « FT Toll Schedule » de TCPL⁴, le point de livraison, lors d'une conversion, doit demeurer le même. La capacité GMIT EDA ne peut donc pas être transformée en capacité GMIT NDA.

⁴ Source : http://www.tccustomerexpress.com/docs/ml_regulatory_tariff/05_FT_Toll_Schedule.pdf

4.7 Considérant les excédents de transport apparaissant à partir de 2021, le prix de revente du transport sur le marché secondaire et l'absence de flexibilité avant 2025 sur les autres outils, veuillez commenter cette possibilité.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.6.

4.8 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer si la modification des compteurs permettra l'écoulement vers le nord du gaz malgré l'absence du projet Constitution.

Réponse :

Énergir confirme que la modification des compteurs au point d'interconnexion entre le réseau principal de TransCanada et celui d'Iroquois afin de les rendre bidirectionnels permettra l'écoulement vers le nord malgré l'absence du projet Constitution tout en maintenant l'écoulement vers le sud.

4.9 Veuillez indiquer si et comment ce projet réduit les contraintes de transport de gaz vers la franchise de Gaz Métro.

Réponse :

Sans un apport additionnel de molécule sur le pipeline d'Iroquois, le fait que les compteurs seront bidirectionnels n'a pas d'impact sur l'approvisionnement de la franchise d'Énergir.

Plan d'approvisionnement – GNR**Question 5****Références :**

- (i) B-0034, GM-H, Document 1, Annexe 9, lignes 18 et 36
- (ii) B-0034, GM-H, Document 1, p. 69
- (iii) B-0034, GM-H, Document 1, p. 75
- (iv) D-2015-107

Préambule :

(ii)

« À l'hiver 2018, la Ville de Saint-Hyacinthe a commencé à produire du GNR qui est, en partie, acheté par Énergir. Ainsi, cet approvisionnement a été intégré au plan d'approvisionnement 2019-2022 en fonction des projections de production pour les prochaines années. Énergir planifie que d'autres approvisionnements en GNR deviendront disponibles sur l'horizon du plan. »

(iii)

« La production de GNR en franchise devrait prendre son essor sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Compte tenu qu'il s'agit d'une nouvelle source d'approvisionnement et qu'Énergir s'attend à ce que les différents futurs producteurs aient besoin d'une certaine période de rodage, elle juge préférable d'attendre deux ans durant lesquels elle aura pu observer une production constante avant de considérer l'impact de la production d'un fournisseur de GNR sur les outils disponibles pour répondre à la demande de pointe. Par exemple, même si l'approvisionnement en fourniture d'un nouveau producteur de GNR est prévu au plan pour l'année 2019-2020, la disponibilité de ses livraisons pour répondre aux besoins de pointe des clients continus n'est considérée qu'à partir de 2021-2022. » (Nous soulignons)

(iv)

« [72] Selon la formule d'établissement du prix d'achat du gaz naturel renouvelable produit par la Ville, Gaz Métro achètera le gaz au prix du marché de la fourniture du gaz naturel, auquel seront ajoutés les coûts évités relatifs au transport, à la compression et à l'acquisition de droits d'émissions prévues au RSPEDE. Elle précise qu'en s'approvisionnant localement, elle évitera de payer ces coûts qu'elle aurait eu à payer à Dawn.

[73] Gaz Métro soutient que la formule proposée se veut simple, équitable et neutre au niveau des coûts pour l'ensemble de la clientèle.

[74] La Régie constate cependant que la possibilité de décontracter un niveau de capacité de transport équivalent au niveau d'injection de cet outil d'approvisionnement est tributaire, notamment, de la fiabilité de cet outil. À ce propos, Gaz Métro indique :

« En ce qui a trait spécifiquement au projet d'investissement de la ville de St-Hyacinthe, la mise en service d'un système de production de gaz naturel renouvelable requiert une certaine période de rodage pouvant atteindre 8 à 12 mois. Par la suite, les approvisionnements provenant de la Ville de St-Hyacinthe pourront être considérés fiables et sécuritaires, notamment grâce à la qualité des intrants, dont la quantité et la qualité qui ne devraient varier que très peu au cours de l'année. D'autre part, les technologies utilisées pour la production de gaz naturel renouvelable sont éprouvées, ce qui renforce la fiabilité d'un tel approvisionnement. Gaz Métro considèrera cet approvisionnement comme étant un outil d'approvisionnement ferme. Gaz Métro tient à rappeler que la contribution aux approvisionnements pour répondre à la demande continue en journée de pointe prendra en compte l'apport effectif que le producteur sera en mesure d'injecter sur une base ferme en hiver. Le risque de faire défaut à ce niveau, autre qu'en cas de force majeure, devrait alors être faible. Il est à noter que Gaz Métro évaluera cette capacité d'injection en hiver avant de décontracter un niveau équivalent de capacité de transport »
(note omise) [Nous soulignons]

[75] La Régie est d'avis qu'il y a lieu d'approuver la formule d'établissement du prix d'achat du gaz naturel renouvelable produit par la Ville. »

Questions :

5.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer si la croissance des achats dans le territoire prévus en 2020, 2021 et 2022 représente exclusivement des volumes de GNR. Sinon veuillez indiquer en quoi consistent ces achats.

Réponse :

La grande majorité de la croissance des achats dans le territoire prévus en 2020, 2021 et 2022 représente des volumes de GNR. Une infime partie des achats représente l'achat de l'évaporation produite par le train de liquéfaction n° 2 de GM GNL dans le réseau de distribution.

5.2 Veuillez ventiler les lignes 18 et 36 entre les achats à Saint-Hyacinthe et les autres achats.

Réponse :

Pour ce qui est de la ligne 18, voici la ventilation pour les achats dans le territoire d'Énergir (franchise) pour les années 2019 à 2022.

	Achats - Territoire d'Énergir (franchise)							
	En TJ				En 10 ⁶ m ³			
	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
GNR - Saint-Hyacinthe	0,3	0,5	0,5	0,5	8	13	13	13
Autres Achats	0,2	1,9	6,0	7,0	4	50	158	185
TOTAL	0,5	2,4	6,5	7,5	12	63	171	198

Pour ce qui est de la ligne 36, elle représente l'apport quotidien moyen à la pointe des achats totaux d'Énergir (franchise et hors franchise). Il s'agit d'une moyenne par jour des mois d'hiver, soit de décembre à février.

	Appart quotidien moyen à la pointe - Achats totaux (franchise & hors franchise)							
	En TJ/jour				En 10 ⁶ m ³ /jour			
	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
GNR - Saint-Hyacinthe	1	2	17	20	20	58	447	526
Autres Achats	0	1	1	0	4	14	14	4
TOTAL	1	3	17	20	25	72	461	530

5.3 Veuillez indiquer à quelle date les injections de biométhane de la ville de Saint-Hyacinthe ont commencé en 2018.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1 de la Régie.

5.4 Veuillez présenter les volumes injectés par la ville de Sainte-Hyacinthe à ce jour sur une base quotidienne.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.3 de la Régie.

5.5 Considérant que les livraisons ont commencé à l'hiver 2018 et que « la mise en service d'un système de production de gaz naturel renouvelable requiert une certaine période de rodage pouvant atteindre 8 à 12 mois » et que « par la suite, les approvisionnements provenant de la Ville de St-Hyacinthe pourront être considérés fiables et sécuritaires » veuillez justifier de ne pas tenir compte des livraisons de GNR comme outils de pointe dès l'hiver 2018-2019.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.4 de la Régie.

5.6 Veuillez justifier que ce qui devait initialement être une période de rodage de 8 à 12 mois soit maintenant une période de rodage de près de trois ans.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 5.4 de la Régie à la pièce GM-T, Document 1.

5.7 Veuillez indiquer le volume quotidien moyen prévu de GNR injecté pour l'hiver 2018-2019.

Réponse :

Le volume moyen quotidien prévu de GNR injecté pour l'hiver 2018-2019 est de $12,3 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ (465 GJ/jour).

Politique de dépôt**Question 6****Références :**

- (i) R-3987-2016, A-0078, pp. 28 et 29
- (ii) B-0057, GM-R, Document 2, pp. 5 et 6
- (iii) B-0057, GM-R, Document 2, p. 4

Préambule :

(i)

« Q. [7] Madame Trudeau, vous avez mentionné dans votre allocution que vous preniez en considération les remarques que la FCEI a fait à l'égard de la politique de dépôt et la FCEI en est très heureuse d'ailleurs. Juste quelques petites confirmations à cet égard-là. Donc, vous avez référé au fait qu'il y a une analyse qui a débuté à l'égard des points que la FCEI a soulevé dans son Mémoire. Pourriez-vous nous donner un petit peu plus de détails sur les éléments qui font partie de cette analyse-là, qui a débuté?

Mme STÉPHANIE TRUDEAU :

R. Je vais être sommaire, mais dans les points qui, je pense, sont d'intérêt pour la FCEI, on se questionne, d'entrée de jeu, par exemple, sur le niveau minimal, le montant minimum pour lequel on demande un dépôt, qui est actuellement là, de ma mémoire, deux cent cinquante dollars (250 \$). Donc, ça, c'est un exemple. Est-ce que la période de rétention qui est présentement de trois ans est adéquate? Est-ce que les modalités qui font qu'on ne voit pas notre dépôt nous être remis, par exemple, un manquement, est-ce que c'est quelque chose qui est trop sévère? Alors, c'est des choses comme ça que nous, on réfléchit, mais bien sûr, ça va être à la rencontre de septembre, je crois, qu'on va pouvoir voir si notre instinct et ce qu'on regarde est vraiment ce qui est d'intérêt pour vos membres et de là, tout l'intérêt de ces rencontres là. » (Nous soulignons)

(ii)

« 1.3. Entente paiement

Énergir a étudié la possibilité de formaliser la prise d'ententes de paiement pour le versement du dépôt. La pratique d'affaire actuelle d'Énergir est déjà de prendre des ententes de paiement pour l'étalement du versement du dépôt si le client en fait la demande. Dans ce cas, l'entente de paiement convenue est établie en fonction de certains critères (profil de consommation du client, période de l'année...). Énergir constate que, bien que cette alternative soit déjà disponible aux clients, certains irritants à l'égard du versement d'un dépôt pourraient être mitigés si la possibilité de convenir d'une entente pour son paiement était plus explicite.

Proposition

Afin que tous ces clients assujettis aux règles de dépôts soient informés de la pratique actuelle, Énergir propose de modifier l'article 8.3 des CST afin d'y prévoir la possibilité pour le client de proposer une entente de paiement conformément à l'article 9.1 des CST. La modification de libellé est présentée à la section 2. »

(iii)

« La politique vise à mitiger les pertes financières de l'entreprise liées au risque de crédit que peut représenter un client et ce, afin de diminuer les impacts de mauvaises créances sur l'ensemble de la clientèle. »

Questions :

- 6.1 Veuillez indiquer si Énergie a effectué des analyses sur le niveau minimal à partir duquel des dépôts sont demandés. Le cas échéant, veuillez déposer ces analyses et expliquer le choix de maintenir le seuil minimal à 250\$.

Réponse :

Énergir a effectué des analyses sur le niveau minimal à partir duquel des dépôts sont demandés. Énergir a évalué quel serait l'impact sur les mauvaises créances de modifier sa pratique d'affaires actuelle et de ne plus demander de dépôt à sa clientèle autres usages sous le seuil de 1 000\$. Ces analyses ont été effectuées à partir des données de mauvaises créances (radiations) des années financières 2015-2016 et 2016-2017.

Le tableau suivant expose les résultats de ces analyses en présentant les pertes minimales supplémentaires estimées si Énergir n'avait pas possédé de dépôts sous les seuils de 500 \$, 1 000 \$ et 2 000 \$. Énergir a évalué ces montants en prenant les comptes pour lesquels le dépôt a été utilisé à la suite d'une interruption pour non-paiement ou appliqué sur les comptes pour lesquels une radiation a eu lieu.

Puisque les pertes supplémentaires seraient assumées par l'ensemble de sa clientèle et qu'il n'est pas possible de garder la clientèle indemne, Énergir a fait le choix de ne pas modifier sa pratique actuelle.

Montant de dépôt	Pertes minimales supplémentaires	
	2015-2016	2016-2017
250\$ à 500\$	29 697 \$	38 331 \$
501\$ à 1 000\$	120 384 \$	132 346 \$
1 001\$ à 2 000\$	384 491 \$	388 117 \$

6.2 Veuillez indiquer quels seraient les impacts, avantages et inconvénients de hausser ce seuil à 500\$.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.1.

6.3 Veuillez indiquer quels seraient les impacts, avantages et inconvénients de hausser ce seuil à 1000\$.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.1.

6.4 Veuillez indiquer quels seraient les impacts, avantages et inconvénients de hausser ce seuil à 2000\$.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.1.

6.5 La question suivante vise à évaluer s'il est justifié d'exiger un délai de conservation initial du dépôt de trois ans indépendamment du nombre d'années en affaires des nouveaux clients. Pour 2013-2014, veuillez indiquer combien de dépôts ont été demandés pour des nouveaux clients dont le nombre d'années en affaires était de :

- 6.5.1 0 à 12 mois
- 6.5.2 12 à 24 mois
- 6.5.3 24 à 36 mois

Réponse :

Nombre d'années en affaires lors de l'emménagement	Nombre de dépôts
0 à 12 mois	1597
12 à 24 mois	399
24 à 36 mois	233
plus de 36 mois	1098
Total	3327

Pour chaque groupe, veuillez indiquer le nombre de cas où le dépôt a dû être utilisé dans la première année suivant son versement, la deuxième année suivant son versement, la troisième année suivant son versement

Réponse :

Pour les raisons exposées ci-après, Énergir ne répondra pas à la présente question.

Tout d'abord, Énergir rappelle que dans le cadre de la Cause tarifaire 2018 (dossier R-3987-2016), elle s'était engagée à traiter de sa politique de dépôt lors d'une séance de travail à venir du processus de consultation réglementaire (ci-après « PCR »). La Régie avait d'ailleurs pris acte de cet engagement dans sa décision D-2017-094 (paragr. 545).

La politique de dépôt a par la suite fait l'objet non pas d'une, mais bien de deux séances de travail du PCR. Au cours et à la suite de ces séances, une quantité importante d'informations furent communiquées par Énergir à la FCEI afin de répondre aux questionnements soulevés par cette dernière lors de la Cause tarifaire 2018 (pièce C-FCEI-0035, p. 8 et 9).

Malgré les précisions fournies par Énergir au cours des derniers mois, la FCEI revient à la charge avec une nouvelle demande d'informations qui dépasse le cadre de ses questionnements initiaux tels qu'exprimés lors de la Cause tarifaire 2018. Énergir soumet que la FCEI aurait dû, comme convenu initialement, soulever cette demande au cours des séances de travail mises expressément à sa disposition pour traiter de cette question.

De surcroît, Énergir juge la présente demande non seulement inopportune, mais disproportionnée dans la mesure où elle implique un investissement considérable en temps et en énergie, le tout en sus des opérations normales, afin de traiter des milliers de dossiers, alors qu'absolument rien dans la présente instance ne saurait le commander. En effet, les modifications proposées aux *Conditions de service et Tarif* (pièce B-0057, GM-R, Document 2) sont somme toute mineures et ne pourraient servir de prétexte à une telle demande. Le principe de la saine administration des ressources exige des parties au dossier qu'elles fassent preuve de discernement dans la manière dont sont répartis les efforts nécessaires à l'avancement des procédures.

Énergir considère par ailleurs que le présent dossier tarifaire ne constitue pas le forum approprié pour effectuer une analyse détaillée de sa politique de dépôt en considérant même qu'un tel exercice soit jugé utile et pertinent.

Énergir se questionne aussi sur l'utilité relative des informations qui pourraient être ainsi fournies dans la mesure où il serait nécessaire à son avis que la méthodologie utilisée et que le sens à donner à certaines notions (ex. « utilisation » du dépôt) soient définis préalablement.

Nonobstant ce qui précède, Énergir ne serait pas en mesure de produire l'information demandée à l'intérieur du délai de réponse de neuf jours ouvrables octroyé par la décision procédurale D-2018-049, ni avant l'échéance pour le dépôt de la preuve de l'intervenante (soit le 11 juillet 2018). Énergir craint par ailleurs que de la forcer à produire ladite information ne fasse dérailler la bonne marche du présent dossier qui doit être entendu par la Régie à la fin du mois d'août 2018 selon le calendrier procédural fixé par les décisions D-2018-039 et D-2018-049, le tout afin que les tarifs pour l'année 2018-2019 entrent en vigueur dans les délais souhaités.

Enfin, Énergir se permet de référer au *Guide de dépôt* daté d'octobre 2010 qui mentionne à son article 2.2 relatif aux demandes de renseignements que :

« [...] *Les demandes de renseignements et leurs réponses visent à assurer un traitement efficace du dossier. Le respect des normes suivantes devrait éviter des débats à cet égard :*

- *Les renseignements demandés doivent être directement reliés à la preuve ou documentation déposées et ne doivent pas déborder du cadre fixé par la Régie ;*
- *Les renseignements demandés doivent être nécessaires pour clarifier certains aspects vagues ou ambigus de la preuve ou documentation ; [...]* »

Comme mentionné, Énergir est d'avis que la présente question n'assure en rien le traitement efficace du dossier, que les renseignements demandés ne sont pas directement reliés à la preuve ou à la documentation déposées au dossier et qu'ils ne sont pas nécessaires pour clarifier ces dernières.

6.6 Veuillez indiquer la proportion de clients affaires en situation de mauvaise créance pour lesquels Énergir ne détient pas de dépôt.

Réponse :

Pour l'année 2015-2016, la proportion de clients affaires (autres usages) en situation de mauvaise créance (solde radié au compte) pour lesquels Énergir n'avait pas de dépôt est de 66,5 %. Cette proportion était de 73,4 % en 2016-2017.

6.7 Certaines juridictions prévoient le remboursement du dépôt après 12 mois de paiement exemplaires. Parmi les clients pour lesquels Énergir a dû utiliser le dépôt en tout ou en partie en 2016-2017, combien avaient connu au moins un épisode de paiement exemplaire de 12 mois ou plus au cours des 36 mois précédents?

Réponse :

Comme mentionné à la Régie dans sa lettre datée du 5 juin 2018 (B-0178), Énergir répond à la question modifiée après discussions avec l'intervenante, laquelle se lit maintenant comme suit : [...] Parmi les clients *en défaut de paiement* pour lesquels Énergir a dû utiliser le dépôt en tout ou en partie en *2015-2016*, combien avaient connu au moins un épisode de paiement exemplaire de 12 mois ou plus au cours des 36 mois précédents?

Réponse :

Sur l'échantillon observé de 100 comptes clients parmi une population de 493, soit ceux ayant fait l'objet d'une interruption de service ou de mauvaises créances dans l'année 2015-2016, 90% des comptes n'ont pas eu une période de 12 mois ou plus consécutifs sans défaut de paiement au cours des 36 mois précédents.

6.8 Concernant les ententes de paiement, veuillez élaborer sur les critères pris en compte pour évaluer l'entente de paiement et sur les délais qu'Énergir accorde en fonction des différentes circonstances.

Réponse :

Énergir traite chaque dossier de façon unique selon plusieurs facteurs, notamment les informations fournies par le client, l'entente de paiement demandée par le client, son profil de consommation (par exemple, il est plus facile de prendre une entente plus longue pour un client au profil « chauffage » si l'entente est effectuée au cours de l'été), ou le montant du dépôt qui lui est exigé.

6.9 Pour les années 2015-2016 et 2016-2017, veuillez indiquer le nombre et la proportion des clients qui présentent des retards de paiement à l'intérieur d'une période de trois mois suivant le versement du dépôt.

Réponse :

Pour les raisons mentionnées à la réponse à la question 6.5, Énergir ne répondra pas à la présente question.

6.10 Pour les années 2015-2016 et 2016-2017, veuillez indiquer le nombre et la proportion des clients qui présentent des retards de paiement à l'intérieur d'une période de six mois suivant le versement du dépôt.

Réponse :

Comme mentionné à la Régie dans sa lettre datée du 5 juin 2018 (B-0178), Énergir répond à la question modifiée après discussions avec l'intervenante, laquelle se lit maintenant comme suit : Pour les années 2015-2016, veuillez indiquer le nombre et la proportion des clients qui présentent des retards de paiement à l'intérieur d'une période de six mois suivant le versement du dépôt.

Réponse :

Sur l'échantillon observé de 100 comptes clients sur la population ayant payé un dépôt dans l'année 2015-2016 (3 923 comptes), 57% des comptes ont eu un défaut de paiement dans les 6 premiers mois suivant le versement du dépôt.

6.11 Veuillez indiquer l'information exigée des clients afin d'en évaluer le risque.

Réponse :

Afin d'évaluer le risque, Énergir peut exiger des clients les informations suivantes :

- Autorisation de vérification de crédit,
- États financiers remis par le client pour les trois dernières années.

Valorisation des actifs réglementés de l'usine LSR**Question 7****Références :**

- (i) B-0041, GM-H, Document 5, p. 24
- (ii) B-0041, GM-H, Document 5, p. 10
- (iii) B-0041, GM-H, Document 5, p. 10
- (iv) B-0041, GM-H, Document 5, p. 15
- (v) B-0041, GM-H, Document 5, p. 15
- (vi) B-0041, GM-H, Document 5, p. 15
- (vii) B-0041, GM-H, Document 5, p. 20
- (viii) D-2010-144, p. 45
- (ix) [R-3837-2013, B-0041, p. 7](#)

Préambule :

(ii)
« Des décisions d'affaires et des risques financiers sur la base des règles en vigueur et des décisions rendues ont été prises au cours de ces années. Une modification aux principes actuels pourrait changer le risque d'affaires et être préjudiciable à Énergir. »

(iii)
« [Des décisions d'affaires et des risques financiers non réglementés ont été pris par Énergir, selon le modèle d'affaires décrit au schéma B de l'annexe 1, sur la base des décisions rendues par la Régie au cours des années, qui ont établi des principes clairs relativement à l'ANR.](#) Notamment, l'accès aux réservoirs d'entreposage (incluant l'outil de maintien de fiabilité) et la méthodologie de la recharge basée sur le coût complet (étape 1 du schéma B de l'annexe 1) ont été des considérations centrales dans la décision de construire le nouveau train de liquéfaction (étape 2 du schéma B de l'annexe 1). »

(iv)
« Énergir soumet respectueusement que lui dicter qui peut utiliser l'usine LSR constitue une immixtion dans le marché de la vente du GNL, qui est une ANR selon les décisions rendues par la

Régie. Ceci reviendrait notamment à réglementer la vente de GNL à l'usine LSR, ce qui serait contraire au modèle réglementaire fixé par la Régie. »

(v)

« Énergir est d'avis que le pacte réglementaire ne peut pas la contraindre à procéder à un processus ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction et des capacités d'entreposage de l'usine LSR dont la résultante consisterait concrètement à permettre à un tiers d'accéder à sa propriété. »

(vi)

« Nonobstant ce qui précède, Énergir souligne par ailleurs que l'accès et la gestion de l'usine LSR ne pourraient être ouverts à tous pour des fins de sécurité et de besoin opérationnel. En effet, le modèle commercial de vente de GNL est complexe et nécessite une coordination telle qu'il n'est pas approprié de permettre un accès « libre » à l'usine LSR par plusieurs joueurs. L'activité de GNL est une chaîne logistique complexe qui inclut, notamment la coordination de la production tels que la liquéfaction et l'entreposage, la vente et le chargement de véhicules lourds. Cette chaîne doit être optimisée dans son ensemble par l'intermédiaire d'un seul opérateur. De plus, la disponibilité des volumes d'entreposage est essentielle pour accroître les volumes de GNL vendus, et ainsi accroître les bénéfices pour la daQ. Pour ces raisons, il doit revenir à GM GML seule d'assurer la logistique et la commercialisation du GNL. »

(vii)

« Avec la croissance de l'utilisation de l'usine LSR pour les ANR de GNL, des investissements et du personnel supplémentaires ont été ajoutés et ce, directement à la charge de l'ANR. Par exemple, des préposés aux chargements de GNL ont été embauchés pour assurer le chargement des camions et un nouveau quai de chargement a été construit, par l'ANR, pour des raisons de logistique et de sécurité. Il est à noter que ceci est en conformité avec ce qui était énoncé par la Régie dans sa décision D-2010-057 :

« [35] (...) La Régie comprend également que tous les investissements requis pour effectuer le transfert du GNL des réservoirs de l'usine LSR aux camions cryogéniques (pompe cryogénique, rampe de chargement, aménagement du site de transfert, etc.) seront à la charge du client GNL.»

Tous les coûts découlant d'investissements ou de coûts d'opération qui ne sont pas directement liés aux installations en place pour subvenir aux besoins réglementés doivent, en fonction des décisions rendues par la Régie, être supportés par l'ANR. » (Nous soulignons)

(viii)

« [193] La Régie ne retient pas le modèle proposé par Gaz Métro. Elle considère que l'usine LSR est un tout indissociable ainsi qu'un actif réglementé alimenté et opéré par le distributeur pour assurer la sécurité d'approvisionnement de ses clients. C'est donc Gaz Métro, dans ses activités réglementées au Québec, qui reçoit le gaz naturel à l'usine LSR, le liquéfie, l'entrepasse et le regazéifie lorsque les besoins de la clientèle régulière le justifient. Par ailleurs, dans le cadre du projet-pilote associé à une activité non réglementée, le distributeur vend le GNL à un tiers. En demandant, dans la décision D-2010-057 (note omise) , de déduire du revenu requis l'ensemble

des coûts de l'activité GNL, incluant le coût des composantes fourniture, compression, transport et équilibrage, la Régie considère que ces coûts sont encourus par le distributeur, ce qui implique que c'est ce dernier qui fournit l'alimentation en gaz naturel de l'usine LSR et non pas un tiers. »

(ix)

« L'ajout d'un nouveau quai de chargement sera également nécessaire, mais ne fait pas partie de la présente demande d'investissement puisqu'il s'agit d'installations en aval des réservoirs et qui ne font donc pas partie de l'activité réglementée, tel que le soulignait la Régie dans sa décision D-2010-057 :

« La Régie comprend également que tous les investissements requis pour effectuer le transfert du GNL des réservoirs de l'usine LSR aux camions cryogéniques (pompe cryogénique, rampe de chargement, aménagement du site de transfert, etc.) seront à la charge du client GNL. » »

Questions :

7.1 Relativement à l'usine LSR- étape 1 (schéma B, [de la référence \(i\)](#)), veuillez fournir le détail complet des « *coûts communs existant dans la daQ pour offrir le service* ». Veuillez distinguer les charges des investissements.

Réponse :

Énergir réfère à l'Annexe 1 de la pièce B-0110 (GM-N, Document 17) pour le détail des « *coûts communs existant dans la daQ pour offrir le service* ». Au tableau 3, les lignes 5 à 21 présentent les charges et les lignes 22 à 28 présentent les coûts relatifs aux investissements (dépenses d'amortissement, rendement et impôts reliés au rendement).

L'annexe 2 de la pièce B-0310 du dossier R-3837-2013 présente la liste des actifs répartis en fonction des activités de l'usine LSR.

Énergir dépose également une version révisée de l'annexe 1 de la pièce B-0041 (GM-H, Document 5).

7.2 Pour cette même étape, veuillez détailler les tâches effectuées par le personnel pour offrir le service.

Réponse :

Les opérateurs LSR ont comme principales tâches de :

- surveiller et contrôler les processus de liquéfaction, entreposage et regazéification au moyen d'écrans et visuellement en étant sur le site;
- surveiller les travaux exécutés par les entrepreneurs;
- émettre les permis de travail et de circulation.

Pour assurer la fonction d'entreposage sur une base annuelle, un opérateur est nécessaire en tout temps.

Les mécaniciens et les électrotechniciens ont comme principales tâches de réaliser les entretiens préventifs et correctifs de tous les équipements de l'usine LSR soit par eux-mêmes ou avec la collaboration de fournisseurs spécialisés externes.

À cela s'ajoutent également les fonctions de supports tels que les employés de bureau et l'équipe de gestion.

7.3 Veuillez indiquer en vertu de quelle(s) décision(s) de la Régie ces coûts ont été intégrés à la daQ, notamment, mais sans s'y limiter, en ce qui concerne les investissements dans la rampe de chargement et la pompe cryogénique.

Réponse :

La Régie de l'électricité et du gaz a, au début des années 1970, reconnu l'usine LSR comme faisant partie intégrante de « l'entreprise de gaz » (daQ). Or, dès cette époque, l'usine LSR était munie d'actifs qui servaient à liquéfier le gaz à des fins d'équilibrage mais également pour la livraison de GNL par d'autres moyens que par canalisation, en l'occurrence par camions citernes, ce qui inclut évidemment une rampe de chargement et une pompe. Il n'y a cependant jamais eu de balance (pesée) dans les actifs daQ à l'usine LSR pour mesurer le GNL.

7.4 Veuillez indiquer si les installations de chargement de GNL existantes avant les modifications mentionnées à la référence (vii) sont toujours présentes et opérationnelles. Sinon veuillez expliquer.

Réponse :

Oui. Le quai de chargement initial ainsi que la pompe cryogénique sont toujours présents. Cependant, la balance (pesée) en place appartient à l'ANR qui l'a fait installer en 2011. De plus, les préposés aux chargements sont entièrement payés par l'ANR.

7.5 Relativement à la référence (ix), veuillez expliquer pourquoi un nouveau quai de chargement était nécessaire.

Réponse :

Un nouveau quai de chargement était nécessaire pour des raisons de logistique et de sécurité. En effet, le quai de chargement initial n'avait pas été prévu pour une opération commerciale de GNL de cette envergure.

7.6 Relativement à l'usine LSR- étape 2 (schéma B de la référence (i)), veuillez fournir le détail complet des « autres coûts additionnels pour offrir le service ANR directement assumé par l'ANR » et élaborer sur la nature des activités en question. Veuillez distinguer les charges des investissements.

Réponse :

Les coûts à l'étape 2 du schéma B sont non réglementés et directement à la charge de GM GNL. Ils ne font pas partie des coûts communs devant être alloués entre la daQ et l'ANR.

Tous les coûts découlant d'investissements ou de coûts d'opération qui ne sont pas directement liés aux installations en place pour subvenir aux besoins réglementés doivent, en fonction des décisions rendues par la Régie, être supportés par l'ANR.

Ces coûts comprennent, par exemple, les coûts capitalisés et les coûts d'opération, soit ceux requis pour le liquéfacteur 2, le nouveau quai de chargement, les conduites reliant le quai de chargement aux équipements d'entreposage, l'aménagement du site de chargement ainsi que les effectifs pour le chargement. Les préposés aux chargements dont les salaires et avantages sociaux sont entièrement assumés par l'ANR et qui ont comme principales tâches de :

- réaliser les chargements de GNL dans les citernes;
- compléter les documents y afférant.

GM GNL est responsable de tous les coûts d'opération propres au nouveau liquéfacteur tel que, par exemple, les gaz réfrigérants et l'électricité.

GM GNL a aussi d'autres coûts d'opération tels que des coûts de commercialisation (développement des ventes).

GM GNL n'est pas une entité réglementée par la Régie de l'énergie. Selon les décisions passées de la Régie, la vente de GNL est non réglementée. Dans les circonstances, et considérant que GM GNL œuvre dans un marché concurrentiel, Énergir ne fournira pas les coûts de GM GNL. Énergir réfère la FCEI aux informations qui sont fournies dans le cadre du dossier tarifaire et qui sont publiques:

- Les coûts d'utilisation des actifs et coûts d'opération de l'usine LSR par l'ANR (étape 1 schéma B) (voir réponse 7.1);
- Les coûts de réallocation des dépenses aux ANR pour les employés actifs dans le GNL et payés par les ANR présentés à la pièce B-0111 GM-N, Document 18. Il est à

noter que les salaires des préposés aux chargements sont inclus à la ligne 28 « Développement des affaires » de cette pièce.

- Les coûts de réallocation des dépenses aux ANR pour les employés payés par la daQ qui offrent des services à GM GNL (tel que les finances, les approvisionnements, services juridiques, etc.) présentés également à la pièce B-0111 GM-N, Document 18.

7.7 Pour cette même étape, veuillez détailler les tâches effectuées par le personnel pour offrir le service.

Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.6.

7.8 Veuillez indiquer selon quels critères certains coûts ont été intégrés à l'étape 1 plutôt qu'à l'étape 2 et vice versa. Veuillez indiquer la source de ces critères.

Réponse :

L'annexe 1 de la pièce B-0041 (GM-H, Document 5) a été produite afin de faciliter la compréhension de la position d'Énergir. Comme mentionné à la réponse à la question 7.1, cette annexe a été mise à jour et redéposée en même temps que les présentes réponses. Évidemment, le traitement des coûts n'est pas effectué avec cette notion d'étapes dans le traitement comptable des coûts entre la daQ et GM GNL. Cela dit, voici à quoi voulait référer Énergir dans la production du schéma B.

Si l'actif et/ou la dépense découle d'une activité réglementée et est utilisé par l'ANR, un coût d'utilisation doit être alloué à l'ANR basé sur le coût complet (recharge à l'étape 1 du schéma B). Ceci inclut l'ensemble des coûts communs d'opération, tels que les opérateurs et les mécaniciens, et d'investissements, tel que le liquéfacteur 1, utilisé autant par l'activité réglementée que par l'ANR. À titre d'exemple, la fonction opérateur est nécessaire à l'usine LSR avec ou sans ANR. En résumé, tous les biens et services fournis par la daQ à l'ANR sont des coûts intégrés à l'étape 1 du schéma.

Dans le cas contraire, ils sont directement assumés par l'ANR en conformité avec la décision D-2010-057 (étapes 2 schéma B). Les coûts d'investissement du liquéfacteur 2, les coûts d'opération directs tels que l'électricité et les réfrigérants ainsi que les coûts de l'équipe de développement des affaires en sont des exemples (coûts de l'étape 2 du schéma B).

7.9 Veuillez indiquer pour chacune des étapes du schéma B, les passages des décisions sur lesquelles Énergir s'est appuyé pour produire le schéma.

Réponse :

Énergir soumet que cette question n'est pas de la nature d'une demande de renseignements mais relève plutôt de l'argumentation.

7.10 Relativement ~~aux références à la référence~~ (ii) et (iii), veuillez expliquer en quoi le fait de permettre à~~pour~~ l'activité réglementée d'offrir de~~permettre~~ à des tiers d'utiliser ses outils réglementés de liquéfaction, d'entreposage et de livraison de GNL (rampe de chargement, pompe cryogénique, etc.) impliquerait une modification aux principes actuels (présentés à la section 1.2). Veuillez notamment indiquer quels principes seraient violés et pourquoi.

Réponse :

Énergir permet à des tiers l'accès à du GNL par l'entremise de son ANR, GM GNL. C'est GM GNL qui offre l'accès au GNL, assure la gestion du service et fixe les prix en fonction de sa structure de coûts. Énergir ne croit pas qu'un processus ouvert d'attribution puisse être mis en place dans le cadre réglementaire actuel. Les principes suivants ne seraient pas respectés :

- **Marché non réglementé.** Selon la Régie, l'activité de vente de GNL est non réglementée et elle n'a pas juridiction pour établir les conditions, ni fixer les prix ou tarifs qui sont facturés par l'ANR à ses clients. Or, si la Régie ordonnait la tenue d'un processus ouvert d'attribution dans le cadre réglementaire actuel où l'activité de vente de GNL est une ANR, elle s'immiscerait alors dans un marché non réglementé et se trouverait à dicter des règles applicables à ce marché;
- **Sans interfinancement.** Selon la Régie, la recharge doit être fixée sur la base du coût complet (coût moyen ou allocation directe lorsque possible). Dans le cadre d'un processus ouvert d'attribution de capacités, les prix offerts pourraient être plus élevés ou plus bas que le coût complet de la recharge actuelle de la daQ à l'ANR. Énergir soumet que la facturation, à l'ANR, d'un coût d'utilisation plus élevé (ou plus bas) que le coût complet générerait de l'interfinancement. Il est important, tant pour GM GNL que pour la daQ, que la recharge soit juste, équitable et sans interfinancement;
- **Non-respect des principes de causalité des coûts et d'équité.** Selon la Régie, la méthode du coût complet (coût moyen ou allocation directe lorsque possible) permet de respecter les principes de causalité et d'équité;
- **Coûts directement assumés par l'ANR.** La Régie devrait notamment tenir compte de la structure de coûts de l'ensemble de la chaîne logistique de vente du GNL et non uniquement de la recharge à la daQ. Ceci irait à l'encontre des principes établis par la Régie voulant qu'elle ne puisse pas tarifier ou allouer des coûts assumés directement par l'ANR, ni transférer ces coûts, directement alloués à l'ANR, vers l'activité réglementée;

- Non-respect du Code de conduite régissant les transactions entre apparentées du groupe corporatif (« Code de conduite »). Le Code de conduite, approuvé par la Régie, prévoit que la recharge (contrepartie) doit être basée sur le coût complet et ce, afin de prévenir l'interfinancement et prévenir toute forme de traitement préférentiel. Un changement aux règles de fonctionnement et aux principes actuels pourrait être préjudiciable à GM GNL et serait contraire à l'article 3.1 du Code de conduite devant, notamment, assurer l'intégrité financière et économique de chacune des sociétés apparentées.

7.11 Veuillez indiquer si Énergir serait opposée à la valorisation par la daQ de ses installations si cela pouvait se faire sans que les principes actuels ne soient compromis.

Réponse :

Énergir ne s'oppose pas à la « valorisation » et c'est précisément ce qu'elle fait avec son ANR à l'usine LSR. Les principes fixés par la Régie permettent d'assurer la protection des consommateurs en tenant la daQ indemne de l'utilisation de l'usine LSR et de s'assurer que l'ANR n'entraîne pas de coût pour la clientèle de la daQ. Le modèle actuel permet une compensation juste et équitable à la daQ pour l'utilisation d'actifs réglementés par l'ANR en plus de générer des bénéfices directs et indirects pour celle-ci. Il est important, tant pour GM GNL que pour la daQ, que la recharge soit juste, équitable et sans interfinancement. Comme mentionné à la réponse 7.10 précédente, Énergir ne croit pas qu'un processus ouvert d'attribution puisse être mis en place dans le cadre réglementaire actuel.

7.12 Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer ce qui mène Énergir à conclure que l'accès aux réservoirs d'entreposage serait compromis si la Régie autorisait la daQ à valoriser ses installations (liquéfaction, entreposage, rampe de chargement).

Réponse :

En lien avec la référence (iii), Énergir mentionne que l'accès à l'entreposage était un élément central à la prise de décision d'investissement du nouveau liquéfacteur. Cet élément important était d'ailleurs reconnu par la FCEI dans sa preuve produite lors de l'examen du Code de conduite dans le cadre du dossier tarifaire 2015 (R-3879-2014):

« La FCEI est consciente que certaines décisions d'affaires ont pu être prises sur la base de décisions de la Régie par [Énergir] relativement à l'activité GNL au cours des dernières années et qu'un changement aux règles de fonctionnement actuelles pourrait être préjudiciable à l'activité non réglementée. Certainement, l'accès aux réservoirs d'entreposage a été une considération centrale dans la décision de construire de nouveaux trains de liquéfaction. »⁵

⁵ Cause tarifaire 2015, R-3879-2014, Mémoire de la FCEI, pièce C-FCEI-0081.

Or, cette décision d'affaires en lien avec la construction d'un nouveau liquéfacteur et la prise de risques financiers ont permis, et permettront, de générer d'importants bénéfices pour la daQ en réduisant le coût de service. Ces bénéfices seront même en croissance à mesure que la production augmentera.

Cependant, si l'accès à la capacité maximale d'entreposage était compromis à la suite d'un appel d'offres par l'attribution d'une partie de celle-ci à un tiers, la croissance des bénéfices pour la daQ pourrait ne pas être aussi importante. En effet, la disponibilité des volumes d'entreposage est essentielle pour accroître les volumes de GNL vendus, et ainsi accroître les bénéfices pour la daQ. Pour GM GNL, la capacité de maximiser la production serait limitée, et par le fait même les bénéfices, en raison de la perte de capacité d'entreposage par rapport à la situation actuelle considérant que le scénario suggéré par la question impliquerait nécessairement un partage, entre GM GNL et un tiers, de la capacité maximale d'entreposage autorisée par la Régie aux fins de l'ANR. De plus, la présence de GM GNL, avec le liquéfacteur 2 sur le site de l'usine, permet également de réduire les coûts d'approvisionnement par échange de GNL à la suite de la mise en place d'une option relative à l'interruption de la liquéfaction du client GM GNL en journée de pointe. Ce bénéfice serait difficilement possible avec un tiers non apparenté à Énergir et pourrait être compromis si GM GNL ne pouvait faire profiter ses investissements.

7.13 Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer ce qui mène Énergir à conclure que la méthodologie de la recharge basée sur le coût complet serait compromise si la Régie autorisait la daQ à valoriser ses installations (liquéfaction, entreposage, rampe de chargement).

Réponse :

Selon les décisions de la Régie, la recharge doit être fixée sur la base du coût complet (coût moyen ou allocation directe lorsque possible). Dans le cadre d'un processus ouvert d'attribution de capacités, les prix offerts pourraient être plus élevés ou plus bas que le coût complet de la recharge actuelle de la daQ à l'ANR. Énergir soumet que la facturation, à l'ANR, d'un coût d'utilisation plus élevé (ou plus bas) que le coût complet générerait de l'interfinancement. Il est important, tant pour GM GNL que pour la daQ, que la recharge soit juste, équitable et sans interfinancement.

7.14 Relativement à la référence (iv), veuillez expliquer pourquoi le fait de permettre à des tierces parties d'utiliser l'usine LSR pour produire elles-mêmes leur GNL reviendrait à réglementer la vente de GNL à l'usine LSR.

Réponse :

Comme mentionné dans la preuve, la Régie ne peut empêcher Énergir d'utiliser ses actifs pour des fins de ventes de GNL non réglementé et ne peut permettre à des tiers d'utiliser

l'usine pour produire eux-mêmes leur GNL. Il s'agit d'un actif à l'égard duquel Énergir détient, de manière exclusive, un droit de propriété entier.

La Régie a reconnu qu'Énergir peut utiliser ses actifs pour des activités ANR, mais qu'elle doit, en contrepartie, compenser la daQ. En n'approuvant pas des tarifs et conditions de vente de GNL à l'usine LSR, la Régie ne pouvait que réduire du revenu requis les coûts d'utilisation des actifs de la daQ pour l'ANR d'Énergir et s'assurer de la sécurité d'approvisionnement.

Ainsi, si la Régie ordonnait la tenue d'un processus ouvert d'attribution dans le cadre réglementaire actuel où l'activité de vente de GNL est une ANR, Énergir soumet respectueusement qu'elle s'immiscerait alors dans un marché non réglementé et se trouverait à dicter des règles applicables à ce marché. Si la Régie veut fixer les prix et les conditions d'accès et de ventes de GNL, elle doit mettre en place un tarif réglementé à l'usine LSR (schéma A de l'annexe 1 de la pièce B-0041 GM-H, Document 5).

7.15 Relativement à la référence (v), veuillez indiquer si, selon Énergir, le pacte réglementaire exige qu'elle optimise l'utilisation de ses actifs au bénéfice de ses clients.

Réponse :

Énergir soumet que cette question n'est pas de la nature d'une demande de renseignements mais relève plutôt de l'argumentation.

7.16 Veuillez élaborer sur les enjeux de coordination et d'optimisation de la gestion de complexité de gestion et organisation mentionnés à la référence (vi).~~(iv)~~ Veuillez expliquer pourquoi ceux-ci s'appliqueraient dans un contexte où l'usine LSR continuerait à traiter percevoir avec seulement deux entités (GM-GNL et daQ~~division réglementée~~), continuerait à recevoir des ordres de liquéfaction de ces deux entités, et où la seule différence avec la situation actuelle serait que des ordres de livraisons de GNL provenant de l'activité réglementée viendrait s'ajouter à celle provenant de GM-GNL. Veuillez illustrer par des exemples.

Réponse :

Énergir réfère la FCEI à la section 2.2.2 de la preuve qui adresse la complexité d'opérer, avec des exemples pratiques, la chaîne logistique dans un environnement découlant d'un appel d'offres et de la vente de GNL par l'ANR d'Énergir soit GM GNL.

Par exemple, pour offrir le service, la daQ devrait assumer des coûts supplémentaires non rechargeables à l'ANR pour opérer le quai de chargement initial tel que les préposés au chargement. Énergir pourrait également utiliser le nouveau quai de chargement ainsi que le personnel de GM GNL, mais une compensation de la daQ à GM GNL devrait être mise en place et récupérée dans le prix découlant de l'appel d'offres.

Concernant la production de GNL, les besoins respectifs de la vente de GNL découlant de l'appel d'offres et de GM GNL ajouteraient de la complexité dans la gestion de la production, car il serait sans aucun doute nécessaire d'opérer les deux trains de liquéfaction en parallèle, ce qui nécessiterait davantage de personnel pour opérer la liquéfaction. L'alternative serait d'utiliser le liquéfacteur 2 qui appartient à GM GNL, mais une compensation de la daQ à GM GNL devrait être mise en place et récupérée dans le prix découlant de l'appel d'offres.

Selon Énergir, soit la vente de GNL à l'usine est une ANR, soit la Régie fixe des tarifs et conditions de service à l'usine LSR.

- 7.17 Relativement à la référence (vi), veuillez expliquer en quoi le fait d'offrir des services de liquéfaction et entreposage à des tiers réduirait la disponibilité des volumes d'entreposage élaborer quant à l'affirmation faite à la référence (vi). Doit-on comprendre que, selon Énergir, un accroissement des volumes vendus ne provenant pas des ventes de GM GNL ne pourrait pas apporter de bénéfice à la daQ?

Réponse :

Ici, Énergir fait référence à l'accroissement des bénéfices pour la daQ en lien avec l'investissement par GM GNL dans le nouveau liquéfacteur et autres bénéfices indirects. GM GNL doit compter sur la capacité maximale d'entreposage pour maximiser les bénéfices pour la daQ. En complément, veuillez vous référer à la réponse à la question 7.12.

- 7.18 Veuillez indiquer si, selon Énergir, les décisions passées de la Régie confèrent à GM-GNL un droit exclusif d'utilisation de l'usine LSR à des fins de production de GNL (exclusion faite de l'utilisation faite par Énergir pour l'approvisionnement en gaz de la clientèle de la daQ). Dans l'affirmative, veuillez indiquer les passages pertinents de ces décisions.

Réponse :

Énergir soumet que cette question, telle que formulée, n'est pas de la nature d'une demande de renseignements, mais relève plutôt de l'argumentation. Énergir souligne par ailleurs que la Régie a reconnu qu'Énergir peut utiliser ses actifs pour des activités non réglementées, mais qu'elle doit, en contrepartie, compenser la daQ.

- 7.19 À la référence (vii), Énergir indique que « Avec la croissance de l'utilisation de l'usine LSR pour les ANR de GNL, des investissements et du personnel supplémentaires ont été ajoutés et ce, directement à la charge de l'ANR. » Veuillez confirmer que ces investissements ne se retrouvent pas à la base de tarification de la daQ.

Réponse :

Oui. Énergir le confirme. Ces investissements et dépenses sont entièrement assumés par l'ANR.

7.20 Veuillez confirmer que le paragraphe 35 de la décision D-2010-057 impose que les «- investissements requis pour effectuer le transfert du GNL des réservoirs de l'usine LSR aux camions cryogéniques (pompe cryogénique, rampe de chargement, aménagement du site de transfert, etc.) » soient à la charge du client GNL, mais n'impose pas qu'il soit à sa charge « directe ». Autrement dit, la décision n'empêche pas que ces investissements soient intégrés à la daQ.

Réponse :

Énergir soumet que cette question n'est pas de la nature d'une demande de renseignements, mais relève plutôt de l'argumentation.

Balisage – service des approvisionnements

Question 8

Références :

- (i) B-0049, GM-N, Document 19, Annexe 1B, p. 13
- (ii) B-0049, GM-N, Document 19, Annexe 1B, p. 13
- (iii) B-0049, GM-N, Document 19, Annexe 1B, pp. 15 à 18

Préambule :

(i)

Indicateur de performance

Coût opérationnel du service des approvisionnements en pourcentage de la valeur totale des biens et services achetés

Gaz Métro – daQ	1.10%
75 ^e percentile	1.44%
Médiane	0.88%
25 ^e percentile	0.50%

Conclusion

Le coût opérationnel du service des approvisionnements en pourcentage des achats de Gaz Métro – daQ se situe à 1.10% et est légèrement supérieur à la médiane des entreprises œuvrant dans la distribution de gaz naturel et dans la production, transmission et distribution d'électricité au Canada et aux États-Unis.

(ii)

« Enfin, une évaluation des capacités du service des approvisionnements permettra d'identifier les pistes d'amélioration les plus efficaces et pertinentes pour Gaz Métro – daQ. »

Questions :

- 8.1 Veuillez justifier que le balisage du service des approvisionnements n'inclut une évaluation de la performance en termes de prix obtenus pour les achats effectués et de satisfaction des clients internes par rapport à ces achats.

Réponse :

Un tel exercice suggéré par la question n'était pas possible, souhaitable ou utile. Notamment, il est souvent impossible, pour des raisons de confidentialité entre le donneur d'ordre (en l'occurrence Énergir à titre de participant à un exercice de balisage) et son fournisseur, de partager les prix obtenus. De plus, dans la mesure où un tel partage était possible, pour rendre le balisage efficace et utile, les devis entre les donneurs d'ordre devraient être identiques, ou à tout le moins similaires, ce qui est rarement le cas, considérant notamment les structures

organisationnelles propres à chaque entité. Quant à la satisfaction des clients internes, un sondage interne sur la performance du service est prévu en septembre 2018.

8.2 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer comment Énergir se compare aux autres distributeurs gaziers.

Réponse :

Pour minimiser les coûts de balisage, Énergir a choisi une approche à partir d'une base de données existante nord-américaine d'utilités publiques œuvrant dans les domaines de la production, transmission et distribution d'électricité ou la distribution de gaz naturel. Tel que mentionné au rapport du fournisseur, il n'est pas possible d'identifier davantage les entreprises constituant l'échantillon⁶. Par conséquent, l'information demandée n'est pas disponible. Ceci étant dit, Énergir est confiante que le référencement présenté est adéquat.

8.3 Veuillez indiquer comment Énergir se compare aux entreprises présentant des niveaux d'achats similaires.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.2.

8.4 Dans l'échantillon, combien d'entreprises ont des achats supérieurs à ceux d'Énergir? Quelle est la valeur moyenne de l'indicateur pour ces entreprises?

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.2.

8.5 Dans l'échantillon, combien d'entreprises ont des achats inférieurs à ceux d'Énergir? Quelle est la valeur moyenne de l'indicateur pour ces entreprises?

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.2.

⁶ B-0049, GM-N, Document 19, Annexe 1B page 7.

8.6 Veuillez indiquer si la valeur des achats soumis à l'indicateur varie de plus de 10 % d'une année à l'autre.

Réponse :

Effectivement, la valeur des achats peut varier de plus de 10 % en fonction de l'ampleur des projets majeurs (ex : R-3937-2015, R-4020-2017 et R-4021-2017) entrepris dans une année. Énergir confirme cependant que la valeur des achats pour l'exercice 2016 se situait dans la moyenne des dernières années.

8.7 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer quand et comment Énergir prévoit procéder à l'évaluation des capacités du service des approvisionnements.

Réponse :

À partir de septembre 2017, Énergir a été accompagnée par une firme externe spécialisée en approvisionnement. Son mandat, qui s'est terminé en avril 2018, prévoyait aussi l'accompagnement d'Énergir dans la mise en place d'une nouvelle structure organisationnelle au niveau des approvisionnements biens et services.

8.8 Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer où se trouvent les notes de bas de pages 1 et 2.

Réponse :

La version du rapport de Deloitte déposée initialement était effectivement incomplète. Une version révisée de l'annexe 1B de la pièce GM-N, Document 19 est déposée. La version révisée ne comporte aucune modification aux résultats et aux chiffres divulgués initialement.

Veuillez indiquer si le même niveau de détail dans l'ajustement des valeurs a été appliqué à tous les comparables. Sinon veuillez indiquer quels ajustements ont été appliqués chez les comparables.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 8.9 Veuillez justifier de retirer des coûts le salaire des commis au coût de revient, de l'ingénieur approvisionnement (conformité) et du chef de service approvisionnement.

Réponse :

Le balisage se limitant à la fonction achat, seule la portion des coûts associée à cette activité a été incluse au balisage. Le chef de service et l'ingénieur d'approvisionnement cumulant aussi d'autres fonctions, comme celle de supporter la gestion des stocks, ont été exclus. De même, les deux commis au coût de revient sont aussi partagés avec le secteur informatique d'Énergir pour des tâches administratives.

Balisage – TI

Question 9

Références :

- (i) B-0049, GM-N, Document 19, Annexe 2B, p. 4
- (ii) B-0049, GM-N, Document 19, Annexe 2A, p. 10

Questions :

9.1 Veuillez confirmer qu'un distributeur gazier comparable à Énergir mais qui serait situé en Alberta encourait des coûts de transport et d'équilibrage très inférieur à ceux d'Énergir.

Réponse :

Énergir rappelle que les données utilisées à la référence (i) proviennent de 578 entreprises issues du secteur des utilités publiques et privées, dont 51 % des répondants sont situés en Amérique du Nord, et non exclusivement d'entreprises évoluant dans l'industrie de la distribution gazière. D'ailleurs, le rapport de balisage du Budget TI Énergir produit par PwC définit le groupe de référence « Industrie des services publics » comme suit : Organisations dont les flux de trésorerie sont principalement tirés d'une ou de plusieurs des activités suivantes : service public d'électricité, production d'électricité au moyen de l'énergie solaire, de l'énergie éolienne, de combustibles fossiles, de l'énergie nucléaire ou de l'hydroélectricité, distribution, transport et contrôle d'électricité, service public de gaz, transport de gaz naturel, commercialisation de l'énergie aux particuliers, production ou vente indépendante d'électricité, service public d'eau, traitement des eaux usées, distribution de l'eau⁷. La présente comparaison est issue de données compilées par Gartner à l'instar de celles présentées et accueillies par la Régie dans le cadre de la Cause tarifaire 2014⁸.

Ceci étant dit, dans la mesure où un distributeur gazier comparable à Énergir est situé en Alberta, dont le profil de consommation est comparable et qu'il s'approvisionne exclusivement à proximité de sa franchise, Énergir confirme que les coûts de transport et d'équilibrage de ce dernier pourraient être inférieurs à ceux d'Énergir. Toutefois, considérant ce qui précède, Énergir soumet le caractère inapproprié qu'aurait une comparaison limitée à cette seule localisation géographique puisqu'aucun biais de cette nature ne peut être présumé pour l'échantillon de 578 entreprises qui a composé le présent groupe de référence.

9.2 Considérant que le balisage considère le revenu associé à l'ensemble des services réglementés et que les coûts de certains de ces services peuvent varier grandement selon la localisation

⁷ B-0049, GM-N, Document 19, Annexe 2B page 8.

⁸ R-3837-2013, Gaz Métro-11, Document 14, Annexe B.

géographique, veuillez commenter quant à la valeur de la comparaison avec l'industrie du ratio des dépenses par rapport au chiffre d'affaires.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 9.1.

9.3 Veuillez ventiler la composition du groupe industrie selon la nature des activités des entreprises.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 9.1

9.4 Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer si le recours à l'infonuagique affectera la charge de travail TI et si oui comment.

Réponse :

Oui, toutefois dans un premier temps, Énergir doit finaliser son examen du portefeuille des applications existantes pour définir la meilleure stratégie infonuagique à retenir tout en tenant compte du processus de transformation. Une fois cette stratégie définie, Énergir sera en mesure de mieux quantifier la charge de travail TI que représentera la mise en place de la stratégie infonuagique. Compte tenu des efforts que représentera la mise en place, il est envisagé d'avoir une pointe de charge de travail durant cette transition. Une fois la stratégie mise en place, la charge de travail TI devrait revenir à un niveau normal.

Balisage – secteur exploitation

Question 10

Références :

- (i) B-0051, GM-N, Document 23, p. 39 de 83, tableau « Analyse de la performance pour l'ensemble de l'Exploitation »
- (ii) B-0051, GM-N, Document 23, p. 37 de 83.
- (iii) B-0051, GM-N, Document 23, p. 42 de 83, tableau « Analyse de la performance pour BA zone Ouest »
- (iv) B-0051, GM-N, Document 23, p. 43 de 83, tableau « Heures et % de temps non imputés sur des activités pour la zone Ouest entre 2012 et 2016 »
- (v) B-0051, GM-N, Document 23, p. 48 de 83, tableau « Analyse de la performance pour les services corporatifs entre 2012 et 2016 »

Préambule :

(ii)

« 5 Pistes d'amélioration

L'étude de ce rapport permet de tirer des constats sur la performance de chaque service, par type d'activité et d'implanter des mesures correctives afin d'améliorer les points qui affectent l'indice de performance à la baisse. »

Questions :

10.1 Relativement à la référence (i), veuillez expliquer, par secteur (bureau d'affaires et Services corporatifs), la détérioration importante de la cible en 2015 et 2016 par rapport à 2012, 2013 et 2014.

Réponse :

Pour les bureaux d'affaires de la zone Ouest, l'indice de performance est passé de 82.7% en 2012 à 91.2% en 2016, soit un gain de performance de 8.5%. L'année 2014 est la seule où il y a eu une baisse de performance par rapport à l'année précédente due à l'introduction de nouvelles mesures liées au programme préventif, soit l'introduction d'une nouvelle technologie de détection de fuites et des changements sur les activités pouvant être réalisées en période hivernale.

Pour les bureaux d'affaires de la zone Est, l'indice de performance est passé de 73.2% en 2012 à 75.1% en 2016, soit un gain de performance de 2,1%. L'année 2013 a été celle où l'indice de performance était le plus élevé, soit 78%, grâce à une très forte performance pour la réalisation du programme préventif. Comme pour la zone Ouest, de nouvelles mesures ont été mises en place pour ce programme à partir de 2014.

Pour les services corporatifs, la meilleure performance a été réalisée en 2012, avec un indice de 87.7%. Il y a eu une chute de l'indice en 2013 à 82.2% principalement en raison du service de « raccordement/équipement lourd » qui a réalisé les meilleurs temps moyens pour ces activités correctives en 2012. D'ailleurs, ce service ne réalise que des activités correctives qui, de par leur nature, sont très variables. Une fuite peut nécessiter un travail de 4 heures pour excaver, réparer et remblayer le tout, comme elle peut nécessiter une semaine de travaux selon les circonstances. Les normes SST en chantier ont aussi augmenté depuis cette période et plus de temps est maintenant requis pour réaliser les mêmes activités. Malgré tout, l'indice de performance global est en amélioration constante depuis 2013.

10.2 Relativement à la référence (ii), veuillez présenter les constats faits par Énergir.

Réponse :

L'amélioration de l'indice de performance de 1,7 % en 2016 est due à une amélioration des activités préventives, correctives et de localisations réalisées en bureaux d'affaires, ainsi que de l'amélioration globale du service du Mesurage, de la Cathodique et de la Transmission dans les services corporatifs. Sur 5 ans, l'indice de performance du secteur Exploitation affiche une hausse de 3,5 %.

10.3 Veuillez commenter quant à la possibilité d'identifier des mesures permettant d'améliorer la cible.

Réponse :

Énergir vous réfère aux réponses fournies aux questions 8 et 9 de la demande de renseignements no 1 de l'UMQ, à la pièce GM-T, Document 08.

10.4 Veuillez présenter l'analyse détaillée de la performance de 2012 à 2016 pour chacun des neuf bureaux d'affaires selon le format des références (iii) et (iv).

Réponse :

Analyse de la performance pour BA Montréal-Est

	2012			2013			2014			2015			2016		
HEURES IMPUTÉES SUR ACTIVITÉS															
Régulières	36 383			39 258			41 503			40 579			38 392		
Supplémentaires	8 905			6 704			7 559			9 283			9 555		
Total	45 288			45 962			49 062			49 862			47 947		
ACTIVITÉS (en heures)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)
Appels Régie	4 864	5 143	▼ -5,4%	4 728	4 856	▼ -2,6%	4 274	4 950	▼ -13,7%	4 968	5 188	▼ -4,2%	4 649	4 954	▼ -6,2%
Appels fuite	4 882	5 973	▼ -18,3%	5 187	5 738	▼ -9,6%	5 368	7 004	▼ -23,4%	6 972	7 444	▼ -6,3%	6 548	6 799	▼ -3,7%
Préventifs	6 069	8 439	▼ -28,1%	8 150	10 504	▼ -22,4%	7 813	9 686	▼ -19,3%	8 679	10 251	▼ -15,3%	8 445	9 123	▼ -7,4%
Correctifs	6 636	8 251	▼ -19,6%	7 320	7 962	▼ -8,1%	5 670	7 917	▼ -28,4%	5 044	6 366	▼ -20,8%	4 496	5 299	▼ -15,2%
Mesurage	28	28	▬ 0,0%	109	113	▼ -4,1%	221	221	▬ 0,0%	150	150	▬ 0,0%	389	389	▬ 0,0%
Activités clientèle	3 146	4 479	▼ -29,8%	3 282	4 809	▼ -31,8%	3 644	5 510	▼ -33,9%	4 189	5 796	▼ -27,7%	3 718	5 209	▼ -28,6%
Localisations	9 759	12 975	▼ -24,8%	8 960	11 980	▼ -25,2%	9 821	13 775	▼ -28,7%	13 655	14 668	▼ -6,9%	16 050	16 173	▬ -0,8%
Total	35 384	45 288	▼ -21,9%	37 735	45 962	▼ -17,9%	36 810	49 062	▼ -25,0%	43 657	49 862	▼ -12,4%	44 296	47 947	▼ -7,6%
Indice de performance	78,1%			82,1%			75,0%			87,6%			92,4%		
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente				4,0%			-7,1%			12,5%			4,8%		
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012				4,0%			-3,1%			9,4%			14,3%		

Heures et % de temps non imputé sur des activités pour Montréal-Est entre 2012 et 2016

Catégorie d'heures hors activité	2012		2013		2014		2015		2016	
	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%
Fériés	4 915	5,3%	4 730	5,1%	5 323	5,5%	4 910	5,1%	4 769	5,0%
Vacances	6 243	6,7%	6 569	7,1%	6 711	6,9%	6 501	6,8%	7 131	7,5%
Maladie	5 691	6,1%	4 458	4,8%	5 961	6,2%	7 154	7,5%	6 761	7,1%
Réunion/Tâche admin.	3 745	4,0%	4 649	5,0%	5 216	5,4%	4 547	4,7%	5 798	6,1%
Attente	363	0,4%	443	0,5%	476	0,5%	346	0,4%	426	0,4%
Déplacement	9 439	10,2%	9 954	10,8%	10 173	10,5%	10 163	10,6%	9 737	10,2%
Formation	8 392	9,1%	7 677	8,3%	7 352	7,6%	6 834	7,1%	7 271	7,7%
Affaires syndicales	185	0,2%	201	0,2%	204	0,2%	78	0,1%	172	0,2%
Autres	6 308	6,8%	6 313	6,8%	6 198	6,4%	6 112	6,4%	6 700	7,0%
Temps non saisis	2 734	2,9%	2 009	2,2%	1 663	1,7%	1 465	1,5%	1 326	1,4%
Total des heures régulières hors activité	48 016	51,8%	47 002	50,9%	49 278	51,0%	48 109	50,1%	50 091	52,7%
Total des heures régulières payées	92 689		92 405		96 596		95 948		95 051	
% d'heures reg. imputées sur activités	48,2%		49,1%		49,0%		49,9%		47,3%	
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente			0,9%		-0,1%		0,9%		-2,6%	
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012			0,9%		0,8%		1,7%		-0,9%	

Analyse de la performance pour BA Montréal-Ouest

	2012			2013			2014			2015			2016		
HEURES IMPUTÉES SUR ACTIVITÉS															
Régulières	33 763			32 271			33 601			32 244			30 281		
Supplémentaires	6 524			5 862			8 351			7 608			8 435		
Total	40 286			38 133			41 951			39 852			38 716		
ACTIVITÉS (en heures)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)
Appels Régie	3 636	4 413	▼-17,6%	3 498	4 288	▼-18,4%	3 475	4 479	▼-22,4%	3 583	4 172	▼-14,1%	3 378	3 693	▼-8,5%
Appels fuite	4 650	5 668	▼-18,0%	5 167	5 520	▼-6,4%	5 129	7 404	▼-30,7%	5 574	5 988	▼-6,9%	5 627	6 210	▼-9,4%
Préventifs	7 190	7 190	■0,0%	6 532	6 532	■0,0%	7 110	7 110	■0,0%	6 664	6 664	■0,0%	6 535	6 535	■0,0%
Correctifs	6 200	6 200	■0,0%	5 551	5 551	■0,0%	5 744	5 744	■0,0%	5 973	5 973	■0,0%	4 062	4 062	■0,0%
Mesurage	21	22	▼-3,9%	48	72	▼-33,6%	153	167	▼-8,8%	65	93	▼-30,3%	173	177	▼-2,1%
Activités clientèle	3 519	5 852	▼-39,9%	2 983	5 318	▼-43,9%	3 181	5 771	▼-44,9%	3 647	5 468	▼-33,3%	3 538	5 246	▼-32,6%
Localisations	7 698	10 941	▼-29,6%	7 630	10 852	▼-29,7%	8 083	11 276	▼-28,3%	10 443	11 494	▼-9,1%	11 345	12 793	▼-11,3%
Total	32 914	40 286	▼-18,3%	31 409	38 133	▼-17,6%	32 874	41 951	▼-21,6%	35 949	39 852	▼-9,8%	34 658	38 716	▼-10,5%
Indice de performance	81,7%			82,4%			78,4%			90,2%			89,5%		
GAIN / (PERTE) vs année précédente				0,7%			-4,0%			11,8%			-0,7%		
GAIN / (PERTE) vs 2012							-3,3%			8,5%			7,8%		

Heures et % de temps non imputé sur activités pour Montréal-Ouest entre 2012 et 2016

Catégorie d'heures hors activité	2012		2013		2014		2015		2016	
	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%
Fériés	4 132	5,2%	4 201	5,2%	4 328	5,4%	3 897	5,1%	3 888	4,9%
Vacances	5 979	7,5%	5 870	7,3%	5 816	7,2%	6 369	8,4%	5 440	6,8%
Maladie	2 831	3,6%	3 939	4,9%	6 314	7,9%	5 266	6,9%	4 519	5,6%
Réunion/Tâche admin.	3 843	4,8%	4 105	5,1%	4 208	5,2%	4 046	5,3%	5 344	6,7%
Attente	499	0,6%	762	0,9%	578	0,7%	423	0,6%	623	0,8%
Déplacement	8 149	10,2%	7 918	9,8%	7 927	9,9%	8 117	10,7%	7 839	9,8%
Formation	6 996	8,8%	7 190	8,9%	5 264	6,6%	3 344	4,4%	10 186	12,7%
Affaires syndicales	1 563	2,0%	1 510	1,9%	264	0,3%	282	0,4%	206	0,3%
Autres	5 021	6,3%	5 917	7,3%	4 426	5,5%	4 521	5,9%	4 661	5,8%
Temps non saisis	3 045	3,8%	2 545	3,2%	2 707	3,4%	2 295	3,0%	2 310	2,9%
Total des heures régulières hors activité	42 059	52,7%	43 958	54,6%	41 832	52,1%	38 560	50,7%	45 015	56,2%
Total des heures régulières payées	79 732		80 508		80 299		76 063		80 058	
% d'heures rég. imputées sur activités	47,3%		45,4%		47,9%		49,3%		43,8%	
GAIN / (PERTE) vs année précédente			-1,9%		2,5%		1,4%		-5,5%	
GAIN / (PERTE) vs 2012					0,7%		2,1%		-3,5%	

Analyse de la performance pour BA Montérégie

	2012			2013			2014			2015			2016		
HEURES IMPUTÉES SUR ACTIVITÉS															
Régulières	21 938			24 243			23 727			22 748			23 765		
Supplémentaires	7 419			6 141			6 741			6 542			7 162		
Total	29 356			30 385			30 468			29 289			30 927		
ACTIVITÉS (en heures)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)
Appels Régie	1 930	2 010	▼ -4,0%	1 936	2 124	▼ -8,9%	2 049	2 389	▼ -14,2%	2 168	2 438	▼ -11,1%	2 085	2 368	▼ -11,9%
Appels fuite	2 339	3 101	▼ -24,6%	2 400	3 053	▼ -21,4%	2 270	3 178	▼ -28,6%	2 553	2 693	▼ -5,2%	2 929	2 929	▬ 0,0%
Préventifs	4 590	5 569	▼ -17,6%	4 815	6 448	▼ -25,3%	5 689	7 018	▼ -18,9%	6 427	7 211	▼ -10,9%	6 501	8 054	▼ -19,3%
Correctifs	2 315	3 437	▼ -32,7%	3 378	3 883	▼ -13,0%	2 893	4 070	▼ -28,9%	2 524	4 243	▼ -40,5%	2 601	3 307	▼ -21,3%
Mesurage	4	8	▼ -54,1%	27	27	▬ 0,0%	76	81	▼ -7,0%	33	47	▼ -29,8%	53	64	▼ -16,4%
Activités clientèle	4 704	5 642	▼ -16,6%	3 646	4 872	▼ -25,2%	3 819	4 472	▼ -14,6%	3 513	3 989	▼ -11,9%	3 972	4 652	▼ -14,6%
Localisations	9 590	9 590	▬ 0,0%	7 711	9 978	▼ -22,7%	6 822	9 260	▼ -26,3%	7 988	8 668	▼ -7,8%	9 408	9 554	▼ -1,5%
Total	25 472	29 356	▼ -13,2%	23 913	30 385	▼ -21,3%	23 617	30 468	▼ -22,5%	25 206	29 289	▼ -13,9%	27 550	30 927	▼ -10,9%
Indice de performance	86,8%			78,7%			77,5%			86,1%			89,1%		
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente				-8,1%			-1,2%			8,5%			3,0%		
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012				-8,1%			-9,3%			-0,7%			2,3%		

Heures et % de temps non imputé sur des activités pour la Montérégie entre 2012 et 2016

Catégorie d'heures hors activité	2012		2013		2014		2015		2016	
	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%
Fériés	3 053	5,3%	3 342	5,2%	3 473	5,5%	3 178	5,2%	3 129	5,0%
Vacances	6 959	12,0%	6 466	10,1%	5 971	9,4%	6 157	10,1%	6 246	10,1%
Maladie	3 292	5,7%	4 024	6,3%	3 530	5,6%	3 603	5,9%	3 609	5,8%
Réunion/Tâche admin.	2 953	5,1%	2 760	4,3%	2 912	4,6%	2 658	4,3%	3 455	5,6%
Attente	343	0,6%	559	0,9%	600	0,9%	535	0,9%	590	1,0%
Déplacement	6 917	11,9%	7 503	11,7%	7 335	11,6%	7 217	11,8%	7 471	12,1%
Formation	1 537	2,6%	968	1,5%	1 502	2,4%	1 261	2,1%	1 147	1,9%
Affaires syndicales	63	0,1%	113	0,2%	1 291	2,0%	1 281	2,1%	1 325	2,1%
Autres	3 576	6,2%	4 118	6,4%	4 311	6,8%	4 617	7,6%	4 097	6,6%
Temps non saisis	2 103	3,6%	1 862	2,9%	1 680	2,6%	1 675	2,7%	1 800	2,9%
Total des heures régulières hors activité	30 795	53,0%	31 714	49,7%	32 605	51,4%	32 182	52,6%	32 869	53,0%
Total des heures régulières payées	58 092		63 864		63 432		61 130		61 981	
% d'heures rég. imputées sur activités	47,0%		50,3%		48,6%		47,4%		47,0%	
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente			3,4%		-1,7%		-1,2%		-0,4%	
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012			3,4%		1,6%		0,4%		0,0%	

Analyse de la performance pour BA Laurentides

	2012			2013			2014			2015			2016		
HEURES IMPUTÉES SUR ACTIVITÉS															
Régulières	20 447			19 668			19 249			20 552			19 445		
Supplémentaires	3 738			4 220			5 164			5 711			7 709		
Total	24 185			23 888			24 413			26 263			27 153		
ACTIVITÉS (en heures)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)
Appels Régie	2 059	2 059	0,0%	2 075	2 075	0,0%	2 285	2 285	0,0%	2 150	2 150	0,0%	2 152	2 152	0,0%
Appels fuite	2 140	2 140	0,0%	2 370	2 370	0,0%	2 281	2 281	0,0%	2 510	2 510	0,0%	2 517	2 713	-7,2%
Préventifs	3 815	4 709	-19,0%	3 954	5 119	-22,8%	5 380	5 767	-6,7%	5 850	6 966	-16,0%	5 254	6 235	-15,7%
Correctifs	1 120	1 888	-40,7%	1 669	1 991	-16,2%	1 825	2 043	-10,6%	1 345	1 918	-29,9%	1 653	2 075	-20,3%
Mesurage	15	31	-52,7%	18	36	-49,8%	43	62	-31,6%	9	11	-18,3%	66	80	-17,1%
Activités clientèle	5 055	5 055	0,0%	4 165	4 165	0,0%	4 907	4 907	0,0%	4 831	4 831	0,0%	4 659	4 659	0,0%
Localisations	7 125	8 303	-14,2%	8 133	8 133	0,0%	7 067	7 067	0,0%	7 877	7 877	0,0%	9 240	9 240	0,0%
Total	21 329	24 185	-11,8%	22 383	23 888	-6,3%	23 789	24 413	-2,6%	24 573	26 263	-6,4%	25 542	27 153	-5,9%
Indice de performance	88,2%			93,7%			97,4%			93,6%			94,1%		
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente				5,5%			3,7%			-3,9%			0,5%		
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012				5,5%			9,3%			5,4%			5,9%		

Heures et % de temps non imputé sur des activités pour Laurentides entre 2012 et 2016

Catégorie d'heures hors activité	2012		2013		2014		2015		2016	
	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%
Fériés	2 702	5,5%	2 665	5,4%	2 631	5,4%	2 923	5,5%	2 636	5,3%
Vacances	5 525	11,3%	5 941	12,1%	4 908	10,1%	5 924	11,1%	6 421	12,8%
Maladie	3 167	6,5%	3 821	7,8%	4 275	8,8%	5 257	9,8%	3 629	7,2%
Réunion/Tâche admin.	2 224	4,5%	2 082	4,3%	2 027	4,2%	2 357	4,4%	2 140	4,3%
Attente	277	0,6%	336	0,7%	354	0,7%	298	0,6%	230	0,5%
Déplacement	5 614	11,5%	5 811	11,9%	5 355	11,0%	5 986	11,2%	5 576	11,1%
Formation	1 202	2,5%	897	1,8%	1 636	3,4%	1 050	2,0%	985	2,0%
Affaires syndicales	1 296	2,6%	934	1,9%	1 294	2,7%	1 396	2,6%	1 388	2,8%
Autres	2 488	5,1%	2 494	5,1%	2 280	4,7%	2 802	5,2%	2 727	5,4%
Temps non saisis	1 463	3,0%	995	2,0%	1 065	2,2%	1 003	1,9%	787	1,6%
Total des heures régulières hors activité	25 957	53,0%	25 976	53,1%	25 825	53,2%	28 995	54,3%	26 518	52,8%
Total des heures régulières payées	48 943		48 952		48 544		53 376		50 183	
% d'heures rég. imputées sur activités	47,0%		46,9%		46,8%		45,7%		47,2%	
GAIN/PORTE TOTAL vs année précédente			0,0%		-0,1%		-1,1%		1,5%	
GAIN/PORTE TOTAL vs 2012			0,0%		-0,2%		-1,3%		0,2%	

Analyse de la productivité pour BA Estrie

	2012			2013			2014			2015			2016		
HEURES PRODUCTIVES															
Régulières	13 072			14 112			14 195			14 644			15 859		
Supplémentaires	1 215			1 545			3 331			3 286			2 734		
Total	14 287			15 658			17 526			17 930			18 593		
NOMBRE D'ACTIVITÉS (en heures)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)
Appels Régie	525	567	▼ -7,5%	391	678	▼ -42,4%	524	693	▼ -24,5%	485	616	▼ -21,2%	440	576	▼ -23,5%
Appels fuite	745	889	▼ -16,2%	640	1 085	▼ -41,1%	758	1 116	▼ -32,1%	585	1 240	▼ -52,8%	587	1 431	▼ -58,9%
Préventifs	2 480	3 615	▼ -31,4%	3 928	3 928	▬ 0,0%	3 416	5 058	▼ -32,5%	3 511	4 888	▼ -28,2%	3 515	5 501	▼ -36,1%
Correctifs	1 576	1 576	▬ 0,0%	1 716	1 720	▬ -0,2%	1 472	1 472	▬ 0,0%	1 922	2 368	▼ -18,8%	1 805	2 178	▼ -17,1%
Mesurage	2 273	2 273	▬ 0,0%	2 239	2 239	▬ 0,0%	2 917	2 917	▬ 0,0%	2 857	2 857	▬ 0,0%	3 018	3 140	▼ -3,9%
Activités clientèle	1 869	2 146	▼ -12,9%	1 866	2 303	▼ -19,0%	2 454	2 454	▬ 0,0%	2 130	2 301	▼ -7,4%	2 081	2 081	▬ 0,0%
Localisations	3 222	3 222	▬ 0,0%	3 704	3 704	▬ 0,0%	3 594	3 816	▼ -5,8%	3 660	3 660	▬ 0,0%	3 685	3 685	▬ 0,0%
Total	12 688	14 287	▼ -11,2%	14 485	15 658	▼ -7,5%	15 135	17 526	▼ -13,6%	15 149	17 930	▼ -15,5%	15 133	18 593	▼ -18,6%
PRODUCTIVITÉ															
Indice de productivité	88,8%			92,5%			86,4%			84,5%			81,4%		
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente				3,7%			-6,2%			-1,9%			-3,1%		
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012				3,7%			-2,5%			-4,3%			-7,4%		

Heures et % de temps non productif pour Estrie entre 2012 et 2016

Catégorie d'heures non productives	2012		2013		2014		2015		2016	
	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%
Fériés	1 746	5,2%	1 775	5,2%	1 811	5,3%	1 626	4,8%	1 740	5,1%
Vacances	3 054	9,1%	3 536	10,4%	3 181	9,2%	3 356	10,0%	3 191	9,4%
Maladie	1 165	3,5%	1 551	4,6%	453	1,3%	1 399	4,2%	795	2,3%
Réunion/Tâche admin.	3 097	9,2%	2 997	8,9%	2 487	7,2%	2 545	7,6%	3 153	9,3%
Attente	1 144	3,4%	697	2,1%	656	1,9%	345	1,0%	524	1,5%
Déplacement	4 444	13,2%	4 704	13,9%	4 360	12,7%	4 607	13,7%	4 666	13,7%
Formation	791	2,4%	1 059	3,1%	3 367	9,8%	1 452	4,3%	1 189	3,5%
Affaires syndicales	33	0,1%	54	0,2%	77	0,2%	69	0,2%	70	0,2%
Autres	489	1,5%	300	0,9%	416	1,2%	560	1,7%	421	1,2%
Temps non saisis	1 571	4,7%	1 358	4,0%	1 120	3,3%	872	2,6%	813	2,4%
Total des heures régulières non productives	17 535	52,2%	18 031	53,3%	17 929	52,0%	16 830	50,0%	16 560	48,7%
Total des heures régulières payées	33 591		33 855		34 457		33 649		34 003	
PRODUCTIVITÉ										
% de productivité (heures rég.)	47,8%		46,7%		48,0%		50,0%		51,3%	
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente			-1,1%		1,2%		2,0%		1,3%	
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012			-1,1%		0,2%		2,2%		3,5%	

Analyse de la productivité BA Abitibi

	2012			2013			2014			2015			2016		
HEURES PRODUCTIVES															
Régulières	3 045			3 599			3 529			4 159			3 671		
Supplémentaires	306			293			523			407			381		
Total	3 351			3 893			4 052			4 567			4 052		
NOMBRE D'ACTIVITÉS (en heures)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)
Appels Régie	215	222	▼ -3,4%	171	257	▼ -33,6%	202	247	▼ -18,1%	188	225	▼ -16,4%	194	221	▼ -12,4%
Appels fuite	314	383	▼ -17,8%	218	218	■ 0,0%	315	315	■ 0,0%	200	200	■ 0,0%	196	196	■ 0,0%
Préventifs	885	885	■ 0,0%	1 114	1 145	▼ -2,7%	1 204	1 204	■ 0,0%	1 201	1 201	■ 0,0%	1 330	1 330	■ 0,0%
Correctifs	283	457	▼ -38,1%	404	484	▼ -16,5%	305	526	▼ -42,0%	853	872	▼ -2,2%	405	440	▼ -8,0%
Mesurage	354	392	▼ -9,7%	395	526	▼ -24,9%	368	570	▼ -35,4%	438	631	▼ -30,6%	618	618	■ 0,0%
Activités clientèle	163	247	▼ -34,1%	236	433	▼ -45,5%	323	357	▼ -9,5%	447	551	▼ -18,8%	341	415	▼ -17,8%
Localisations	351	765	▼ -54,1%	372	830	▼ -55,2%	367	833	▼ -56,0%	410	886	▼ -53,7%	370	832	▼ -55,5%
Total	2 565	3 351	▼ -23,5%	2 910	3 893	▼ -25,2%	3 084	4 052	▼ -23,9%	3 737	4 567	▼ -18,2%	3 454	4 052	▼ -14,8%
PRODUCTIVITÉ															
Indice de productivité	76,5%			74,8%			76,1%			81,8%			85,2%		
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente				-1,8%			1,4%			5,7%			3,4%		
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012				-1,8%			-0,4%			5,3%			8,7%		

Heures et % de temps non productif pour BA Abitibi entre 2012 et 2016

Catégorie d'heures non productives	2012		2013		2014		2015		2016	
	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%
Fériés	643	5,7%	580	5,1%	575	5,1%	570	5,0%	562	4,8%
Vacances	1 005	8,8%	1 046	9,2%	1 281	11,4%	1 091	9,5%	1 266	10,8%
Maladie	289	2,5%	283	2,5%	102	0,9%	334	2,9%	114	1,0%
Réunion/Tâche admin.	2 161	19,0%	1 672	14,7%	1 359	12,1%	1 359	11,8%	1 818	15,5%
Attente	1 462	12,9%	1 456	12,8%	1 148	10,2%	1 102	9,6%	1 486	12,7%
Déplacement	772	6,8%	1 172	10,3%	1 208	10,7%	1 349	11,7%	1 191	10,2%
Formation	245	2,2%	308	2,7%	328	2,9%	599	5,2%	587	5,0%
Affaires syndicales	99	0,9%	44	0,4%	96	0,9%	52	0,4%	58	0,5%
Autres	229	2,0%	334	2,9%	282	2,5%	175	1,5%	195	1,7%
Temps non saisis	982	8,6%	519	4,5%	411	3,7%	388	3,4%	373	3,2%
Total des heures régulières non productives	7 887	69,5%	7 414	65,0%	6 791	60,4%	7 019	61,0%	7 650	65,4%
Total des heures régulières payées	11 353		11 407		11 245		11 499		11 693	
PRODUCTIVITÉ										
% de productivité (heures rég.)	30,5%		35,0%		39,6%		39,0%		34,6%	
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente			4,5%		4,6%		-0,6%		-4,4%	
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012			4,5%		9,1%		8,4%		4,0%	

Analyse de la productivité BA Québec

	2012			2013			2014			2015			2016		
HEURES PRODUCTIVES															
Régulières	15 151			14 979			15 180			16 626			17 362		
Supplémentaires	6 876			7 143			8 065			8 806			6 993		
Total	22 026			22 121			23 245			25 433			24 355		
NOMBRE D'ACTIVITÉS (en heures)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)
Appels Régie	570	685	▼-16,7%	437	667	▼-34,5%	630	913	▼-31,0%	683	887	▼-23,0%	601	783	▼-23,3%
Appels fuite	1 093	2 260	▼-51,6%	797	1 793	▼-55,6%	1 112	2 347	▼-52,6%	728	2 032	▼-64,2%	740	2 172	▼-65,9%
Préventifs	2 129	4 217	▼-49,5%	3 470	4 336	▼-20,0%	3 012	5 038	▼-40,2%	3 373	5 420	▼-37,8%	3 285	5 504	▼-40,3%
Correctifs	2 160	3 664	▼-41,1%	2 419	4 435	▼-45,5%	2 412	3 131	▼-23,0%	2 709	3 257	▼-16,8%	2 594	2 769	▼-6,3%
Mesurage	2 399	3 402	▼-29,5%	2 083	3 407	▼-38,9%	2 575	3 890	▼-33,8%	3 159	4 421	▼-28,5%	2 859	3 425	▼-16,5%
Activités clientèle	2 223	2 223	0,0%	2 296	2 832	▼-18,9%	2 324	3 257	▼-28,7%	2 095	3 790	▼-44,7%	2 366	4 540	▼-47,9%
Localisations	4 608	5 576	▼-17,4%	3 372	4 651	▼-27,5%	3 344	4 669	▼-28,4%	4 195	5 625	▼-25,4%	3 817	5 162	▼-26,1%
Total	15 182	22 026	▼-31,1%	14 874	22 121	▼-32,8%	15 409	23 245	▼-33,7%	16 942	25 433	▼-33,4%	16 262	24 355	▼-33,2%
PRODUCTIVITÉ															
Indice de productivité	68,9%			67,2%			66,3%			66,6%			66,8%		
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente				-1,7%			-0,9%			0,3%			0,2%		
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012				-1,7%			-2,6%			-2,3%			-2,2%		

Heures et % de temps non productif pour BA Québec entre 2012 et 2016

Catégorie d'heures non productives	2012		2013		2014		2015		2016	
	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%
Fériés	1 790	5,5%	1 881	5,1%	1 892	5,2%	2 047	5,2%	2 048	5,1%
Vacances	3 032	9,3%	3 046	8,2%	3 047	8,4%	3 486	8,9%	3 379	8,5%
Maladie	960	2,9%	2 350	6,3%	726	2,0%	1 061	2,7%	2 420	6,1%
Réunion/Tâche admin.	1 962	6,0%	2 044	5,5%	2 221	6,1%	2 377	6,1%	2 533	6,4%
Attente	196	0,6%	236	0,6%	228	0,6%	216	0,6%	196	0,5%
Déplacement	4 395	13,4%	4 520	12,2%	4 516	12,5%	5 048	12,9%	5 195	13,0%
Formation	867	2,6%	2 117	5,7%	3 261	9,0%	2 197	5,6%	2 325	5,8%
Affaires syndicales	58	0,2%	75	0,2%	118	0,3%	58	0,1%	54	0,1%
Autres	698	2,1%	776	2,1%	738	2,0%	1 123	2,9%	1 181	3,0%
Temps non saisis	1 577	4,8%	1 340	3,6%	1 258	3,5%	1 319	3,4%	1 464	3,7%
Total des heures régulières non productives	15 536	47,5%	18 385	49,5%	18 004	49,7%	18 930	48,5%	20 794	52,2%
Total des heures régulières payées	32 734		37 130		36 246		39 023		39 849	
PRODUCTIVITÉ										
% de productivité (heures rég.)	52,5%		50,5%		50,3%		51,5%		47,8%	
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente			-2,1%		-0,2%		1,2%		-3,7%	
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012			-2,1%		-2,2%		-1,0%		-4,7%	

Analyse de la productivité BA Mauricie

	2012			2013			2014			2015			2016		
HEURES PRODUCTIVES															
Régulières	9 100			8 022			6 973			7 548			6 999		
Supplémentaires	876			865			1 418			1 063			1 431		
Total	9 977			8 888			8 391			8 611			8 430		
NOMBRE D'ACTIVITÉS (en heures)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)
Appels Régie	253	306	▼-17,3%	232	350	▼-33,6%	229	273	▼-16,1%	273	273	▬ 0,0%	292	385	▼-24,0%
Appels fuite	480	480	▬ 0,0%	356	452	▼-21,3%	442	442	▬ 0,0%	343	683	▼-49,8%	294	575	▼-48,8%
Préventifs	1 386	3 220	▼-57,0%	2 183	2 690	▼-18,8%	1 870	2 508	▼-25,4%	1 841	2 367	▼-22,2%	1 902	2 417	▼-21,3%
Correctifs	863	1 974	▼-56,3%	907	1 358	▼-33,2%	606	1 228	▼-50,7%	791	998	▼-20,7%	812	812	▬ 0,0%
Mesurage	761	1 146	▼-33,6%	1 003	1 514	▼-33,7%	1 226	2 011	▼-39,0%	1 517	1 854	▼-18,2%	1 140	1 768	▼-35,5%
Activités clientèle	477	969	▼-50,8%	556	803	▼-30,8%	413	537	▼-23,2%	554	554	▬ 0,0%	571	796	▼-28,3%
Localisations	1 873	1 883	▬ -0,5%	1 570	1 721	▼-8,7%	1 391	1 391	▬ 0,0%	1 641	1 881	▼-12,7%	1 263	1 677	▼-24,7%
Total	6 092	9 977	▼-38,9%	6 807	8 888	▼-23,4%	6 177	8 391	▼-26,4%	6 961	8 611	▼-19,2%	6 276	8 430	▼-25,6%
PRODUCTIVITÉ															
Indice de productivité	61,1%			76,6%			73,6%			80,8%			74,4%		
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente				15,5%			-3,0%			7,2%			-6,4%		
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012				15,5%			12,6%			19,8%			13,4%		

Heures et % de temps non productif pour BA Mauricie entre 2012 et 2016

Catégorie d'heures non productives	2012		2013		2014		2015		2016	
	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%
Fériés	1 295	5,5%	1 121	5,4%	1 044	5,1%	1 141	5,0%	983	5,3%
Vacances	2 545	10,8%	2 402	11,6%	2 146	10,5%	2 430	10,6%	1 597	8,6%
Maladie	1 444	6,1%	527	2,5%	1 337	6,6%	967	4,2%	542	2,9%
Réunion/Tâche admin.	2 057	8,7%	1 798	8,7%	1 815	8,9%	1 867	8,1%	2 075	11,2%
Attente	344	1,5%	186	0,9%	254	1,2%	237	1,0%	180	1,0%
Déplacement	2 686	11,4%	2 429	11,7%	2 536	12,5%	2 796	12,2%	2 389	12,9%
Formation	750	3,2%	1 095	5,3%	633	3,1%	2 411	10,5%	1 280	6,9%
Affaires syndicales	65	0,3%	99	0,5%	133	0,7%	59	0,3%	90	0,5%
Autres	365	1,6%	412	2,0%	341	1,7%	350	1,5%	359	1,9%
Temps non saisis	1 040	4,4%	670	3,2%	1 047	5,1%	605	2,6%	592	3,2%
Total des heures régulières non productives	12 590	53,5%	10 739	51,7%	11 286	55,5%	12 864	56,1%	10 086	54,3%
Total des heures régulières payées	23 548		20 768		20 350		22 932		18 570	
PRODUCTIVITÉ										
% de productivité (heures rég.)	46,5%		48,3%		44,5%		43,9%		45,7%	
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente			1,8%		-3,7%		-0,6%		1,8%	
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012			1,8%		-2,0%		-2,6%		-0,8%	

Analyse de la productivité BA Saguenay

	2012			2013			2014			2015			2016		
HEURES PRODUCTIVES															
Régulières	5 370			5 395			5 497			5 131			5 141		
Supplémentaires	591			586			986			1 001			903		
Total	5 961			5 981			6 482			6 132			6 044		
NOMBRE D'ACTIVITÉS (en heures)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)	Cible	Réel	Écart (%)
Appels Régie	171	171	0,0%	127	127	0,0%	168	168	0,0%	174	220	-20,8%	206	206	0,0%
Appels fuite	326	390	-16,4%	254	347	-26,8%	310	511	-39,4%	183	357	-48,7%	208	421	-50,7%
Préventifs	919	1 854	-50,5%	1 537	1 897	-19,0%	1 218	2 131	-42,8%	1 530	2 274	-32,7%	1 575	1 937	-18,7%
Correctifs	1 051	1 363	-22,9%	964	964	0,0%	879	965	-8,8%	844	844	0,0%	825	916	-9,9%
Mesurage	568	769	-26,2%	683	916	-25,4%	700	972	-28,0%	582	683	-14,7%	938	941	-0,3%
Activités clientèle	357	398	-10,4%	748	748	0,0%	517	860	-39,9%	673	786	-14,4%	535	650	-17,6%
Localisations	764	1 015	-24,7%	735	982	-25,1%	738	875	-15,8%	834	968	-13,9%	781	973	-19,7%
Total	4 155	5 961	-30,3%	5 049	5 981	-15,6%	4 530	6 482	-30,1%	4 820	6 132	-21,4%	5 068	6 044	-16,1%
PRODUCTIVITÉ															
Indice de productivité	69,7%			84,4%			69,9%			78,6%			83,9%		
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente				14,7%			-14,5%			8,7%			5,2%		
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012				14,7%			0,2%			8,9%			14,1%		

Heures et % de temps non productif pour BA Saguenay entre 2012 et 2016

Catégorie d'heures non productives	2012		2013		2014		2015		2016	
	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%	Heures	%
Fériés	827	5,3%	868	5,4%	794	5,2%	761	5,4%	747	5,0%
Vacances	1 581	10,1%	1 608	10,1%	1 559	10,2%	1 492	10,6%	1 847	12,5%
Maladie	443	2,8%	1 056	6,6%	689	4,5%	1 185	8,4%	1 148	7,7%
Réunion/Tâche admin.	1 513	9,7%	1 411	8,9%	1 032	6,8%	820	5,8%	1 107	7,5%
Attente	1 233	7,9%	538	3,4%	787	5,1%	355	2,5%	295	2,0%
Déplacement	1 951	12,5%	2 074	13,0%	2 352	15,4%	1 943	13,8%	2 108	14,2%
Formation	572	3,7%	373	2,3%	397	2,6%	388	2,7%	494	3,3%
Affaires syndicales	771	4,9%	809	5,1%	841	5,5%	705	5,0%	785	5,3%
Autres	209	1,3%	436	2,7%	232	1,5%	305	2,2%	132	0,9%
Temps non saisis	561	3,6%	469	2,9%	553	3,6%	421	3,0%	443	3,0%
Total des heures régulières non productives	9 660	61,9%	9 642	60,6%	9 236	60,5%	8 375	59,3%	9 106	61,4%
Total des heures régulières payées	15 611		15 923		15 277		14 116		14 823	
PRODUCTIVITÉ										
% de productivité (heures rég.)	38,1%		39,4%		39,5%		40,7%		38,6%	
GAIN/PERTE TOTAL vs année précédente			1,3%		0,1%		1,1%		-2,1%	
GAIN/PERTE TOTAL vs 2012			1,3%		1,4%		2,6%		0,5%	

10.5 Pour chaque bureau d'affaires et chaque activité, veuillez expliquer l'évolution de la cible et du réel lorsqu'une variation de plus de 5 % de l'Écart (%) est observée d'une année à l'autre.

Réponse :

Énergir tient à préciser que le rapport d'indice de performance a été mis en place en 2016 et que les premières analyses d'écart de performance ont été réalisées à partir des écarts constatés entre les années 2015 et 2016. Les données relatives aux années antérieures ont été colligées uniquement à titre informatif et n'ont pas fait l'objet d'analyses approfondies.

Montréal-Est :

- Amélioration du temps moyen des activités préventives – Cette amélioration découle principalement de l'activité d'inspection des BI pour laquelle le temps moyen d'une inspection est passé de 24 minutes en 2015 à 19 minutes en 2016 pour les 7 868 branchements inspectés.

- Amélioration du temps moyen des localisations – Le temps moyen d'une activité de localisation est passé de 17,7 minutes en 2015 à 16,1 minutes en 2016. Ce bureau a réalisé 60 158 activités de localisations en 2016.

Montréal-Ouest

- Amélioration du temps moyen des activités d'appels de service – Cette amélioration découle principalement des activités de rallumage pour clients existants dont le temps moyen est passé de 69 minutes en 2015 à 62 minutes en 2016.

Montréal-Ouest

- Amélioration du temps moyen pour le traitement des appels de fuites (urgences) – Amélioration de près de 4 minutes du temps moyen de traitement des fuites. Ce temps varie selon la nature des fuites et leur emplacement.

- Dégradation du temps moyen des activités préventives – Cette dégradation découle principalement de l'activité d'inspection des BI pour laquelle le temps moyen d'une inspection est passé de 26 minutes en 2015 à 30 minutes en 2016 pour les 5 094 branchements inspectés. Le temps moyen des lectures de bornes a aussi augmenté, passant de 21 minutes en 2015 à 29 minutes en 2016 pour les 1 380 bornes mesurées.

- Amélioration du temps moyen des activités correctives – La nature de ces activités varie beaucoup dépendant du type de correctif et la complexité des travaux à effectuer.

- Amélioration du temps moyen des localisations – Le temps moyen d’une activité de localisation est passé de 17,9 minutes en 2015 à 16,3 minutes en 2016. Ce bureau a réalisé 35 261 activités de localisations en 2016.

Laurentides

- Dégradation du temps moyen pour le traitement des appels de fuites (urgences) – Augmentation de près de 12 minutes du temps moyen de traitement des fuites. Ce temps varie selon la nature des fuites et leur emplacement.
- Amélioration du temps moyen des activités correctives – La nature de ces activités varie beaucoup dépendant du type de correctif et la complexité des travaux à effectuer.

Estrie

- Dégradation du temps moyen pour le traitement des appels de fuites (urgences) – Augmentation de près de 26 minutes du temps moyen de traitement des fuites. Ce temps varie selon la nature des fuites et leur emplacement.
- Dégradation du temps moyen des activités préventives – Cette dégradation découle principalement de l’activité d’inspection des BI pour laquelle le temps moyen d’une inspection est passé de 28 minutes en 2015 à 36 minutes en 2016 pour les 1 315 branchements inspectés. Le temps moyen des lectures des points d’odorant a aussi augmenté, passant de 27 minutes en 2015 à 29 minutes en 2016 pour les 1 434 lectures réalisées.
- Amélioration du temps moyen des activités clientèles – Cette amélioration découle principalement de l’activité d’ouverture de compteur pour lequel le temps moyen est passé de 41 minutes en 2015 à 33 minutes en 2016 pour les 405 ouvertures de compteurs. Il y a aussi eu une amélioration du temps moyen des inspections finales qui sont passées de 83 minutes en 2015 à 80 minutes en 2016 pour les 793 inspections finales.

Abitibi

- Dégradation du temps moyen des activités correctives – La nature de ces activités varie beaucoup dépendant du type de correctif et la complexité des travaux à effectuer.
- Amélioration du temps moyen des activités de mesurage – Cette amélioration découle principalement du programme de sceaux. L’activité de remplacement de compteur est passée de 78 minutes en 2015 à 61 minutes en 2016.

Québec

- Amélioration du temps moyen des activités correctives – La nature de ces activités varie beaucoup dépendant du type de correctif et la complexité des travaux à effectuer.
- Amélioration du temps moyen des activités de mesurage – Cette amélioration découle principalement du programme de sceaux. L'activité de remplacement de compteur est passée de 76 minutes en 2015 à 72 minutes en 2016.

Mauricie

- Dégradation du temps moyen des activités d'appels de service – Cette dégradation découle principalement des ouvertures de compteurs pour clients existants, autant pour les clients avec ou sans chauffage.
- Amélioration du temps moyen des activités correctives – La nature de ces activités varie beaucoup dépendant du type de correctif et la complexité des travaux à effectuer.
- Dégradation du temps moyen des activités de mesurage – Cette dégradation découle principalement des travaux de remplacements d'instruments de mesurage sur postes.
- Dégradation du temps moyen des activités clientèles – Cette dégradation découle principalement de l'activité d'inspection finale pour laquelle le temps moyen est passé de 64 minutes en 2015 à 79 minutes en 2016 pour les 284 inspections finales. Il y a aussi eu une augmentation du temps moyen pour les ouvertures de compteurs (nouveaux clients) et rallumage des appareils de clients.
- Dégradation du temps moyen des localisations – Le temps moyen d'une activité de localisation est passé de 16,6 minutes en 2015 à 17,8 minutes en 2016. Ce bureau a réalisé 5 640 activités de localisations en 2016.

Saguenay

- Amélioration du temps moyen des activités d'appels de service – Cette amélioration découle principalement des ouvertures de compteurs pour client existants et pour les activités de rallumage.
- Amélioration du temps moyen des activités préventives – Cette amélioration découle principalement de l'activité d'inspection des BI pour laquelle le temps moyen d'une inspection est passé de 27 minutes en 2015 à 19 minutes en 2016 pour les 491 branchements inspectés. Le temps moyen peut varier dépendant de l'emplacement des branchements (distance et facilité d'accès) et si des correctifs mineurs sont requis (ajout de lubrifiants ou

autres). Il y a aussi eu une amélioration de 4 minutes pour le temps moyen des lectures de point d'odorant et de 7 minutes pour la vérification mensuelle de l'outillage.

- Dégradation du temps moyen des activités correctives – La nature de ces activités varie beaucoup dépendant du type de correctif et la complexité des travaux à effectuer.

- Amélioration du temps moyen des activités de mesurage – Cette amélioration découle principalement du programme de sceaux. L'activité de remplacement de compteur est passée de 64 minutes en 2015 à 61 minutes en 2016.

- Dégradation du temps moyen des localisations – Le temps moyen d'une activité de localisation est resté stable à 16,7 minutes, mais la cible 2016 a diminué pour s'établir à 13,4 minutes.

10.6 Veuillez expliquer les variations du % des heures régulières imputées aux activités entre les années et/ou les bureaux d'affaires.

Réponse :

Énergir tient à préciser que le rapport d'indice de performance a été mis en place en 2016 et que les premières analyses d'écart de performance ont été réalisées à partir des écarts constatés entre les années 2015 et 2016. Les données relatives aux années antérieures ont été colligées uniquement à titre informatif et n'ont pas fait l'objet d'analyses approfondies.

Montréal-Est : Le % d'heures régulières imputées à des activités du bureau d'affaires (BA) de Montréal-Est a diminué de 2,6 % comparativement à 2015, principalement en raison du nettoyage des camions afin d'éliminer les traces de plombémie pour l'ensemble des camions des techniciens ainsi que le remplacement par de nouveaux camions au cours de l'été 2016. Une partie de la diminution du taux est aussi attribuable à la hausse du temps de formation en raison de 2 cohortes étudiantes en 2016.

Montréal-Ouest : Le % d'heures régulières imputées à des activités du BA de Montréal-Ouest a diminué de 5,5 % comparativement à 2015, principalement en raison du nettoyage des camions afin d'éliminer les traces de plombémie pour l'ensemble des camions des techniciens ainsi que le remplacement par de nouveaux camions au cours de l'été 2016. Une partie de la diminution du taux est aussi attribuable à la hausse du temps de formation en raison de 2 cohortes étudiantes en 2016 dont la grande majorité a été affectée à ce bureau d'affaires.

Montréal : Le % d'heures régulières imputées à des activités du BA de Montréal a diminué de 0,4 % comparativement à 2015, principalement en raison du nettoyage des camions afin

d'éliminer les traces de plombémie pour l'ensemble des camions des techniciens, compensé par une amélioration des autres temps non imputés.

Laurentides : Le % d'heures régulières imputées à des activités du BA des Laurentides a augmenté de 1,5 % comparativement à 2015 en raison de la baisse du temps de maladie (2015 avait été une année record en termes de maladie). En 2016, son % d'heures régulières imputées à des activités est plus élevé que la moyenne de la zone ouest, mais historiquement, son taux est plus bas, principalement en raison de sa main d'œuvre qui a plus d'ancienneté et donc éligible à plus de jours de vacances.

Etrie : Le % d'heures régulières imputées à des activités du BA de l'Etrie a augmenté de 1,3 % comparativement à 2015, principalement en raison d'une baisse importante du temps de formation, des vacances et du temps en maladie en 2016. Ces gains de temps productifs ont toutefois été atténués par le nettoyage des camions afin d'éliminer les traces de plombémie. Globalement, sur la période de 5 ans, ce BA affiche une augmentation de 3,5 % des heures régulières imputées à activités.

Abitibi : Le % de temps productif du BA de l'Abitibi a diminué de 4,4 % comparativement à 2015, principalement en raison d'une hausse du temps d'attente et du nettoyage des camions afin d'éliminer les traces de plombémie. Globalement, sur la période de 5 ans, ce BA affiche une augmentation de 4,0 % des heures régulières imputées à activités.

Québec : Le % de temps productif du BA de Québec a diminué de 3,7 % comparativement à 2015, principalement en raison d'une hausse des heures de maladies. Globalement, sur la période de 5 ans, ce BA affiche une diminution de 4,7 % des heures régulières imputées à activités.

Mauricie : Le % d'heures régulières imputées à activités du BA de la Mauricie a augmenté de 1,8 % comparativement à 2015, principalement en raison d'une baisse du temps de formation, des vacances et du temps en maladie en 2016. Ces gains ont toutefois été atténués par le nettoyage des camions afin d'éliminer les traces de plombémie. Globalement, sur la période de 5 ans, ce BA affiche une légère diminution de 0,8 % des heures régulières imputées à activités.

Saguenay : Le % d'heures régulières imputées à activités du BA Saguenay a diminué de 2,1 % comparativement à 2015, principalement en raison du nettoyage des camions afin d'éliminer les traces de plombémie pour l'ensemble des camions des techniciens ainsi que l'ajout de journées de vacances pour certains techniciens en raison de leur ancienneté. Globalement, sur la période de 5 ans, ce BA affiche une augmentation de 0,5 % des heures régulières imputées à activités.

10.7 Veuillez indiquer s'il serait possible de faire un balisage externe pour le % des heures régulières imputées aux activités.

Réponse :

Non, une telle démarche a déjà été envisagée, mais n'a pas été retenue et les explications ont été fournies à la Régie dans le complément de preuve déposé le 18 mai 2018 lors de la révision de la pièce B-0149, GM-N, Document 23.

10.8 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que des cibles distinctes sont établies pour les zones est et ouest. Veuillez justifier cette distinction pour chacune des activités.

Réponse :

En effet, les activités sont les mêmes, mais certaines différences, dont la principale est la densité de clients pour l'étendue de chaque territoire, ont motivé la décision de fixer une cible différente pour les bureaux d'affaires de la zone ouest (Montréal Est et Ouest, Montérégie et Laurentides) et pour ceux de la zone Est (Estrie, Abitibi, Québec, Mauricie et Saguenay).

10.9 Pour chaque année, activité et secteur, veuillez présenter la cible en termes d'heures par unité d'activité.

Réponse :

Énergir vous réfère à la réponse fournie à la question 3.3 de la demande de renseignement no 1 de la Régie, à la pièce GM-T, Document 01. Cette réponse explique que chacune des activités présentées dans l'analyse de performance est constituée d'une multitude de sous-activités pour lesquelles des cibles individuelles sont définies. Par exemple, pour les sept activités réalisées en bureaux d'affaires, ce n'est pas moins de 250 sous-activités qui sont analysées et pour lesquelles une cible en termes d'heures par unité d'activité est établie chaque année. Énergir ne croit pas qu'une telle quantité d'informations soit essentielle à l'appréciation de l'étude réalisée.

10.10 Veuillez expliquer en quoi consiste l'activité *Appels Régie*.

Réponse :

Il s'agit principalement d'appels de service pour les clients existants d'Énergir. Les activités principales qui sont réalisées sont des ouvertures et fermetures de compteurs, des allumages d'appareils, des enlèvements de compteurs et des visites de courtoisie.

10.11 Relativement à la référence (v), veuillez expliquer qu'aucune des cibles ne soit basée sur la performance des années 2014 à 2016 et qu'une seule le soit sur la performance des années 2012 et 2013.

Réponse :

Pour les services corporatifs, la cible d'une activité est établie en fonction du meilleur temps moyen réalisé au cours des 5 dernières années pour chacune des sous-activités. Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.3 de la Régie à la pièce GM-T, Document 1 afin de mieux comprendre la méthodologie utilisée dans ce rapport.

10.12 Est-il exact de comprendre qu'outre les poseurs, toutes les cibles 2016 sont établies sur les résultats de l'année 2011? Dans l'affirmative, veuillez expliquer la détérioration généralisée du nombre d'heures par unité d'activité depuis 2011.

Réponse :

Non, plusieurs autres services ont établi de nouvelles cibles de performance depuis 2011. Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.3 de la Régie à la pièce GM-T, Document 1, afin de mieux comprendre la méthodologie utilisée dans ce rapport.

PGÉE

Question 11

Référence :

- (i) B-0047, GM-J, Document 3, p. 35

Préambule :

- (i)

Tableau 11 : Impacts des ajustements

	Avant ajustements	Après ajustements
Marché CII		
Aide financière unitaire (A)	3 037 \$	7 317
Coût de l'étude (B)	28 428 \$	28 428 \$
% de couverture (A/B)	11 %	26 %
Marché VGE		
Aide financière unitaire (A)	13 580 \$	18 512 \$
Coût de l'étude (B)	42 957 \$	42 957 \$
% de couverture (A/B)	32 %	43 %

Questions :

- 11.1 Relativement à la référence (i), veuillez présenter la liste complète des coûts d'études pour les marchés CII et VGE.

Réponse :

Études de faisabilité	Coût de l'étude	
	Participants *	
	PE207	PE211
1	403 891 \$	8 325 \$
2	150 712 \$	8 406 \$
3	18 400 \$	30 176 \$
4	11 060 \$	10 000 \$
5	5 600 \$	8 950 \$
6	10 000 \$	7 446 \$
7	37 441 \$	9 721 \$
8	11 500 \$	7 900 \$
9	12 800 \$	14 733 \$
10	19 500 \$	11 617 \$
11	104 809 \$	18 000 \$
12	15 000 \$	27 397 \$
13	115 915 \$	20 264 \$
14	9 760 \$	16 990 \$
15	10 000 \$	17 500 \$
16	4 300 \$	11 208 \$
17	10 450 \$	18 900 \$
18	10 980 \$	18 200 \$
19	6 600 \$	16 156 \$
20	14 000 \$	18 500 \$
21	19 912 \$	19 980 \$
22	5 000 \$	20 970 \$
23	18 500 \$	16 100 \$
24	3 510 \$	44 233 \$
25	3 510 \$	18 500 \$
26	3 510 \$	29 060 \$
27	3 510 \$	27 470 \$
28	3 510 \$	22 000 \$
29	3 510 \$	24 000 \$
30	3 510 \$	24 225 \$
31	3 510 \$	25 918 \$
32	3 510 \$	26 975 \$
33	6 050 \$	23 823 \$
34	53 520 \$	24 500 \$
35	557 600 \$	27 979 \$
36	9 990 \$	59 023 \$
37	2 400 \$	85 830 \$
38	11 200 \$	129 742 \$
39	30 000 \$	65 000 \$
40	8 500 \$	38 000 \$
41	9 990 \$	71 596 \$
42	2 795 \$	72 990 \$
43	5 000 \$	41 770 \$
44	6 500 \$	50 500 \$
45	3 450 \$	41 000 \$
46	6 215 \$	50 000 \$
47	9 750 \$	62 050 \$
48	15 000 \$	38 650 \$
49	90 724 \$	32 008 \$
50	7 800 \$	41 104 \$
51	8 000 \$	85 234 \$
52	10 500 \$	35 725 \$
53	8 000 \$	50 000 \$
54	22 500 \$	48 458 \$
55	8 705 \$	43 100 \$
56	7 000 \$	201 455 \$
57	5 400 \$	35 532 \$
58	3 600 \$	47 200 \$
59	6 900 \$	59 008 \$
60	45 000 \$	38 953 \$
61	12 500 \$	39 022 \$
62	10 900 \$	68 141 \$
63	13 667 \$	341 469 \$
64	12 000 \$	30 527 \$
65	9 525 \$	113 012 \$
66	7 500 \$	
67	3 844 \$	
68	3 682 \$	
69	2 061 \$	
70	3 217 \$	
71	2 996 \$	
72	24 209 \$	
73	6 570 \$	
74	2 925 \$	
75	9 750 \$	
76	19 500 \$	
77	6 000 \$	
78	4 050 \$	
79	10 000 \$	
80	9 326 \$	
81	5 331 \$	
82	45 385 \$	
83	26 268 \$	
84	64 178 \$	
85	81 210 \$	

* Dans certains cas, une même étude englobait plusieurs bâtiments et pouvait donc être soumise en différents dossiers. Suite au traitement des données, 85 études uniques ont été identifiées.

11.2 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI, que les projets CII se composent de plusieurs petits projets recevant une aide équivalent à 50 % des coûts de leur étude et de quelques gros recevant sensiblement moins de 25 % d'aide financière.

Réponse :

La compréhension de la FCEI n'est pas exacte. Sur les 85 projets analysés lors de l'évaluation des études de faisabilité réalisées dans le marché affaires, l'évaluateur a constaté que le facteur déterminant l'aide financière était le plus souvent la tranche de consommation annuelle du client. Quant au montant fixé à 50 % de l'étude, il constituait le facteur limitant l'aide financière pour seulement 16 % des études réalisées.

Facteurs limitant l'aide financière du PE207⁹

Facteur limitant l'aide financière	Nombre d'études PE207	% d'études PE207
Tranche de consommation	50	59 %
5 000 \$	21	25 %
50 % coût étude	14	16 %
TOTAL	85	100 %

11.3 Veuillez justifier la logique du point de vue des projets individuels, de fixer un maximum d'aide financière inférieur dans le secteur CII à celui du secteur VGE. Pourquoi un projet CII devrait voir son aide financière limitée à 25 000\$ si est d'une ampleur comparable à un projet VGE qui lui peut obtenir jusqu'à 50 000\$.

Réponse :

L'approche d'Énergir tient compte du coût moyen des études en fonction des marchés visés. Le coût moyen des études dans le marché VGE est 51 % plus élevé que dans le marché CII. De ce point de vue, il est tout à fait logique de proposer un plafond plus élevé de 50 % dans le marché VGE.

⁹ [Rapport d'évaluation des programmes PE207 et PE211](#), p. 35.

Coût moyen des études de faisabilité

Marché CII	Coût moyen des études	Plafond d'aide financière proposé
Coût de l'étude	28 428 \$	25 000 \$
Marché VGE		
Coût de l'étude	42 957 \$	50 000 \$

De plus, pour assurer une certaine cohérence entre les offres de TEQ et d'Énergir et éviter des distorsions dans le marché, Énergir s'est inspirée de nouvelles aides financières offertes par TEQ (récemment fixées à 25 000 \$ pour les petits et moyens consommateurs et à 50 000 \$ pour les grands consommateurs¹⁰) pour fixer ses plafonds.

¹⁰ <http://www.transitionenergetique.gouv.qc.ca/clientele-affaires/ecoperformance/aide-financiere/#.WwcfyO4vy00>

CASS

Question 12

Référence :

- (i) B-0046, GM-J, Document 2, pp. 12 et 13»

Préambule :

(i)

« Malgré qu'Énergir ne recommande pas la poursuite du programme CASS dans sa forme actuelle, elle propose de le reconduire pour une cinquième année, sous réserve d'une entente avec OC, soit pour l'année 2018-2019 afin de lui permettre de présenter à la Régie les modalités précises du nouveau programme sans qu'il y ait discontinuité de l'aide consentie aux ménages MFR en difficulté de paiement. »

Questions :

12.1 Dans la mesure où Énergir estime que le programme n'atteint pas les objectifs dans sa forme actuelle, quelle est la pertinence de le maintenir une année supplémentaire.

Réponse :

Énergir tient d'abord à préciser que les ménages MFR qui ont déjà convenu d'une entente de paiement avec elle ne se verront pas interrompre l'aide consentie, et ce, sans égard à la prolongation du programme CASS pour une cinquième année. Énergir propose de reconduire le programme CASS dans sa forme actuelle pour une année supplémentaire afin de s'assurer qu'il n'y a pas d'interruption du programme et permettre l'accès au programme pour les clients qui en feraient la demande et qui se qualifieraient durant cette cinquième année.

12.2 Relativement à la référence (i), en quoi la continuité de l'aide serait-elle compromise du point de vue d'un client individuel qui ne serait pas encore participant au programme?

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 12.1

12.3 Veuillez confirmer que les clients ne peuvent pas participer deux fois de suite au programme. Le cas échéant, en quoi la continuité de l'aide serait-elle compromise du point de vue d'un client individuel qui a déjà participé au programme?

Réponse :

Énergir confirme que les clients ne peuvent participer deux fois de suite au programme. Tel que mentionné en réponse à la question 12.1, Énergir rappelle que les ménages MFR qui ont déjà convenu d'une entente de paiement avec elles ne se verront pas interrompre l'aide consentie et ce, sans égard à la prolongation du programme CASS pour une cinquième année.

Plan de développement

Question 13

Références :

- (i) R-3970-2016, B-0013, Gaz Métro-3, Document 2, p. 5
- (ii) R-3970-2016, B-0187, Gaz Métro-14, Document 4, p. 38
- (iii) R-3970-2016, B-0217, Gaz Métro-3, Document 6, p. 8

Questions :

13.1 Relativement à la référence (i), veuillez mettre à jour les tableaux 1 à 3 en date du 1^{er} février 2018 en y ajoutant les cohortes 2015 et 2016.

Réponse :

Tableau 1
Installations associées à un compte actif ou inactif en date du 1^{er} février 2018

Marché	Nombre	Volume signé (m ³)
Cohorte de l'année 2013	5 464	47 306 125
Résidentiel	3 644	8 334 017
Affaires	1 820	38 972 108
Cohorte de l'année 2014	5 274	49 689 949
Résidentiel	3 583	8 389 649
Affaires	1 691	41 300 300
Cohorte de l'année 2015	4 424	42 154 760
Résidentiel	2 758	7 104 454
Affaires	1 666	35 050 306
Cohorte de l'année 2016	4 400	46 541 109
Résidentiel	2 802	6 975 144
Affaires	1 598	39 565 965

Tableau 2
Installations associées à un compte inactif en date du 1^{er} février 2018

Marché	Nombre	Volume signé (m ³)
Cohorte de l'année 2013	163	554 694
Résidentiel	116	161 589
Affaires	47	393 105
Cohorte de l'année 2014	156	539 799
Résidentiel	118	130 020
Affaires	38	409 779
Cohorte de l'année 2015	133	1 292 818
Résidentiel	72	123 740
Affaires	61	1 169 078
Cohorte de l'année 2016	177	1 157 671
Résidentiel	107	241 873
Affaires	70	915 798

Tableau 3
Proportion des installations associées à un compte inactif en date du 1^{er} février 2018

Marché	Nombre	Volume signé (m ³)
Cohorte de l'année 2013	3,0 %	1,2 %
Résidentiel	3,2 %	1,9 %
Affaires	2,6 %	1,0 %
Cohorte de l'année 2014	3,0 %	1,1 %
Résidentiel	3,3 %	1,5 %
Affaires	2,2 %	1,0 %
Cohorte de l'année 2015	3,0 %	3,1 %
Résidentiel	2,6 %	1,7 %
Affaires	3,7 %	3,3 %
Cohorte de l'année 2016	4,0 %	2,5 %
Résidentiel	3,8 %	3,5 %
Affaires	4,4 %	2,3 %

13.2 Relativement à la référence (ii), veuillez mettre à jour le tableau de la réponse 13.4. Veuillez de plus produire les statistiques correspondantes pour les cohortes 2013 à 2016 en date du 1^{er} février 2018.

Réponse :

	Prévision initiale	Proportion des ventes annulées	Ventes réalisées prévues	Proportion des installations jamais facturées	Ventes générant des revenus	Taux de maturation	Volumes maturés
Nombre de clients an 1	5 162	1,3 %	5 096	2,4 %	4 974	NA	4 974
Résidentiel	2 105	1,1 %	2 082	2,1 %	2 038	NA	2 038
Affaires	3 057	1,4 %	3 014	2,6 %	2 936	NA	2 936
Volumes (10³ m³)	80 797	1,3 %	79 709	1,6 %	78 432	91,7 %	71 956
Résidentiel	12 137	1,8 %	11 913	2,5 %	11 612	95,0 %	11 031
Affaires	68 660	1,3 %	67 796	1,4 %	66 820	91,2 %	60 925
Immobilisations (000\$) an 0	52 405	1,4 %	51 651	NA	51 651	NA	51 651
Résidentiel	13 047	1,3 %	12 880	NA	12 880	NA	12 880
Affaires	39 358	1,5 %	38 772	NA	38 772	NA	38 772

13.3 Relativement à la référence (iii), veuillez mettre à jour les résultats des deux tableaux « méthode actuelle de Gaz Métro » et « méthode proposée par la FCEI ». Voyez produire les informations et calculs sous-jacents au taux de maturation des installations inactives selon la méthode proposée par la FCEI.

Réponse :

Énergir est d'avis que cette question n'est pas pertinente à l'analyse du présent dossier considérant que la Régie a déjà statué dans sa décision passée D-2016-191, paragraphe 69, sur les méthodologies à utiliser et qui font l'objet de la présente question.

« La Régie partage l'opinion de [Énergir] et ne retient donc pas la recommandation de la FCEI ayant trait à l'utilisation des installations non facturées au 1^{er} février 2016, plutôt que la proportion des installations n'ayant jamais consommé, dans le calcul de la rentabilité. »¹¹

¹¹ R-3970-2016, D-2016-191, paragraphe [69]

Frais de migration en fourniture

Question 14

Référence :

- (i) B-0055, GM-Q, Document 14, p. 5

Questions :

14.1 Veuillez indiquer s'il serait possible d'exclure les coûts liés à la saisonnalité des frais de migration.

Réponse :

Dans la correspondance du 15 mai 2018, la Régie a retiré ce sujet du présent dossier. Énergir ne répondra donc pas à cette question.

14.2 Veuillez indiquer ce qu'il en coûterait présentement à un client en frais de migration au service de fourniture (entrée et sortie) pour différents cas types en fonction des circonstances les plus favorables et les plus défavorables des 36 derniers mois. Au besoin, veuillez supposer que le client aurait avisé Énergir 60 jours avant sa migration.

Réponse :

Dans la correspondance du 15 mai 2018, la Régie a retiré ce sujet du présent dossier. Énergir ne répondra donc pas à cette question.

COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE LA JOURNÉE DE POINTE AVEC LES DONNÉES RÉELLES

Dossier tarifaire (1)	Demande clientèle continue										
	Journée de pointe prévue			Observation réelle				Volume estimé			
	Facteur base 10 ³ m ³ /jour (2)	Facteur calorifique 10 ³ m ³ /DJ/jour (3)	Pointe à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (4)	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour (5)	Date (6)	Date (7)	Degrés-jours réels Dj (8)	Variation de DJ Dj (9)	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour (10)	Volume estimé à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (11)	Écart 10 ³ m ³ /jour (12)
Base de référence 18											
2003	7 026	479	28 089	26 915	Mardi	2003-01-21	40,50	3,50	1 677	28 593	504
2004	6 987	485	28 309	28 940	Jeudi	2004-01-15	42,23	1,77	859	29 799	1 490
2005	7 606	515	30 279	27 337	Mardi	2005-01-18	38,92	5,08	2 615	29 953	-327
2006	8 359	489	29 883								
2006 ajustée ⁽¹⁾	7 544	522	30 524	22 638	Lundi	2006-02-27	31,37	12,63	6 594	29 233	-1 291
2007	9 013	510	31 457	28 526	Lundi	2007-02-05	35,77	8,23	4 199	32 725	1 268
2008	9 074	485	30 428	24 767	Mardi	2007-12-18	29,93	14,07	6 828	31 595	1 168
2008 ajustée ⁽²⁾	6 573	485	27 927	23 929	Jeudi	2008-01-24	34,20	9,80	4 756	28 685	758
2009	6 844	503	28 970	26 620	Jeudi	2009-01-15	42,02	1,98	998	27 618	-1 353
2010	6 821	462	27 160	24 207	Vendredi	2010-01-29	37,16	6,84	3 161	27 368	207

(1) Ajustement pour refléter la mise en production en avril 2006 de TCE

(2) Ajustement pour exclure TCE qui a baissé sa production à compter du 1^{er} janvier 2008

Dossier tarifaire	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe 10 ³ m ³ /jour	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour	Volume estimé 10 ³ m ³ /jour	Écart vs prévision 10 ³ m ³ /jour
Base de référence 13 avec effet croisé du vent										
2011			27 628	24 986	Lundi	2011-01-24		3 612	28 598	971
Base (10 ³ m ³ /jour)	10 116,69									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	294,44	36,93				32,51	4,42			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	91,72	39,64				36,89	2,75			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,36	1 273,74				400,46	873,28			
2012			27 489	24 153	Dimanche	2012-01-15		4 056	28 209	720
Base (10 ³ m ³ /jour)	10 008,43									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	300,08	36,88				30,68	6,20			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	104,58	39,52				33,07	6,45			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	1,79	1 272,40				423,45	848,94			
La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.										

Dossier tarifaire	Demande clientèle continue									
	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe	Volume réel de pointe	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume	Volume estimé	Écart vs prévision
			10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour				10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour
2013	Base (10 ³ m ³ /jour)	12 074,88		29 077						
	DJ_t (10 ³ m ³ /DJ)	291,20	36,85		Mercredi	2013-01-23		1 584	30 501	1 424
	DJ_{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	91,38	39,50					0,21		
	DJ_t x V_t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,09	1 272,35					4,87		
								515,65		
2014 ⁽³⁾	Base (10 ³ m ³ /jour)	12 786,50		31 521						
	DJ_t (10 ³ m ³ /DJ)	327,69	36,80						3 457	32 628
	DJ_{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	88,61	39,48					0,83		
	DJ_t x V_t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,51	1 268,33					7,43		
								259,81	1008,52	
					Journée la plus froide en terme de température mais congé férié					
					Jeudi	2014-01-02				
								DJ _t	37,20	
								DJ _{t-1}	36,30	
								DJ _t x V _t	881,88	
2015	Base (10 ³ m ³ /jour)	13 698,96		33 340					2 952	33 398
	DJ_t (10 ³ m ³ /DJ)	338,31	36,78		Mercredi	2015-01-07				58
	DJ_{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	109,45	39,66					0,68		
	DJ_t x V_t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,27	1 257,08					14,28		
								746,69	510,39	
2016	Base (10 ³ m ³ /jour)	13 813,44		34 263					2 743	31 756
	DJ_t (10 ³ m ³ /DJ)	357,52	36,75							-2 506
	DJ_{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	110,42	39,62					2,56		
	DJ_t x V_t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,34	1 253,26					1,44		
								541,54	711,72	
					La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.					
2017	Base (10 ³ m ³ /jour)	14 294,02		33 231					3 957	32 132
	DJ_t (10 ³ m ³ /DJ)	378,16	36,70		Jeudi	2016-12-15				-1 099
	DJ_{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	78,83	39,59					4,28		
	DJ_t x V_t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	1,55	1 252,40					18,71		
								694,54	557,86	
2018 - Plan 2019	Base (10 ³ m ³ /jour)	13 799,14		33 043					1 880	33 304
	DJ_t (10 ³ m ³ /DJ)	372,87	36,70							262
	DJ_{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	81,44	39,59					2,00		
	DJ_t x V_t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	1,88	1 252,40					14,15		
								1262,39	-9,99	
					La journée la plus froide étant un vendredi, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé d'environ 1 058 10 ³ m ³ .					

(3) Modification à la méthodologie de calcul pour les clients des tarifs D3 et D4

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE
DE LA CAUSE TARIFAIRE 2018 À LA CAUSE TARIFAIRE 2019

1 - Cause 2018					Commentaires	
	Décembre	Janvier	Février	Mars		
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	477 975	571 751	511 080	471 362	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	89 802	90 036	83 034	89 481	
3	Clients 4,9 et 4,10	35 200	35 500	32 340	35 250	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 775	2 850	3 150	
5	Autres	4 604	5 319	4 807	4 531	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr/>						
6	Année de régression	2015-2016				Année utilisée à la Cause 2018
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	7 707	8 717	8 973	8 248	
9	DJ _t	367	367	367	367	
10	DJ _{t-1}	80	80	80	80	
11	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,67				
14	DJ _{t-1}	39,56				Paramètres utilisés à la Cause 2018 (historique 30 ans) réchauffés
15	DJ _t xDV _t	1 249,24				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	26 634	27 644	27 901	27 175	
16	Ajustement pour la demande 2018	1,017	1,017	1,017	1,017	
17	Pointe clients continus purs et Autres	27 079	28 106	28 367	27 629	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 002	3 002	3 002	3 002	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 305	1 305	1 305	1 305	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	90	102	102	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	267	267	267	267	
22	Journée de pointe = maximum	31 714	32 769	33 043	32 305	
<hr/>						
2 - Cause 2018 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2019
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	8 663	9 567	8 913	8 208	
26	DJ _t	363	363	363	363	
27	DJ _{t-1}	104	104	104	104	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,67				
31	DJ _{t-1}	39,56				Paramètres utilisés à la Cause 2018 (historique 30 ans) réchauffés
32	DJ _t xDV _t	1 249,24				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	28 834	29 739	29 084	28 380	
34	Ajustement pour la demande 2018	0,976	0,976	0,976	0,976	
35	Pointe clients continus purs et Autres	28 155	29 039	28 399	27 711	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 305	1 305	1 305	1 305	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
40	Journée de pointe = maximum	32 835	33 741	33 110	32 428	
41	Variation de la pointe vs Cause 2018			698		Impact de la régression 2017-2018 vs régression 2015-2016
<hr/>						
3 - Cause 2018 - Changement de l'année de référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2019
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	8 663	9 567	8 913	8 208	
45	DJ _t	363	363	363	363	
46	DJ _{t-1}	104	104	104	104	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,62				
50	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019 (historique 30 ans) réchauffés
51	DJ _t xDV _t	1 248,02				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	28 809	29 714	29 059	28 355	
53	Ajustement pour la demande 2018	0,976	0,976	0,976	0,976	
54	Pointe clients continus purs et Autres	28 131	29 014	28 375	27 687	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 305	1 305	1 305	1 305	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	0	0	0	0	
59	Journée de pointe = maximum	32 810	33 716	33 086	32 404	
60	Variation de la pointe vs Cause 2018			674		

4 - Cause 2019		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	499 029	598 036	524 843	479 208	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
63	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
65	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr/>						
66	Année de régression	2017-2018				Année utilisée à la Cause 2019
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	8 663	9 567	8 913	8 208	
69	DJ _t	363	363	363	363	
70	DJ _{t-1}	104	104	104	104	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,62				
74	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
75	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
76	Pointe selon formule de régression	28 809	29 714	29 059	28 355	
77	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
78	Pointe clients continus purs et Autres	29 522	30 449	29 778	29 056	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	GM GNL en combinaison tarifaire
83	Journée de pointe = maximum	34 818	35 767	35 105	34 389	
84	Variation de la pointe vs Cause 2018			2 725		Impact de la variation de la pointe Cause 2019 vs Cause 2018
85 Sommaire des variations						
86	Impact du changement de l'année de régression			698		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-24		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			2 019		ligne 84 - ligne 60