

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) A LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DE L'ACIG**

1. Référence : B-0037, page 6

Préambule :

À la référence, Énergir mentionne que, considérant l'incapacité d'obtenir des capacités sur le marché primaire à Dawn, il ne planifie pas, pour l'instant, d'ajout de capacité de transport pour répondre à la Marge excédentaire pour les années 2018-2019 et 2019-2020.

Il ajoute que si au cours de l'année 2018-2019 un projet industriel d'envergure souhaitait réserver des capacités de transport non préalablement planifiées pour l'année 2019-2020, il veillerait à combler ponctuellement ce besoin jusqu'à concurrence de la Marge excédentaire de 25 000 GJ/j.

Cependant, il entend obtenir les outils d'approvisionnement suffisants pour répondre à la Marge excédentaire à partir de l'hiver 2020-2021.

Demandes :

1.1 Veuillez préciser de quelle façon Énergir veillerait à combler le besoin de 25 000 GJ/j pour l'année 2019-2020.

Réponse :

Advenant la nécessité de combler le besoin de 25 000 GJ/j pour l'année 2019-2020, Énergir s'adresserait tant à TCPL et au besoin à Union, qu'aux fournisseurs actifs sur le marché secondaire afin de vérifier les alternatives disponibles. À ce stade-ci, Énergir ne peut fournir de caractéristiques plus précises à l'égard de l'outil qu'elle pourrait contracter.

1.2 Veuillez préciser les outils d'approvisionnement qu'il faudrait utiliser pour satisfaire la marge excédentaire de transport à partir de l'hiver 2020-2021, la durée de l'engagement et fournir une évaluation de leur coût.

Réponse :

Les outils d'approvisionnement qui seraient utilisés pour satisfaire la marge excédentaire sont ceux prévus au plan d'approvisionnement pour l'année 2020-2021. Énergir n'identifie pas un outil d'approvisionnement précis pour répondre à la marge excédentaire. Elle traite ces outils comme un tout pour répondre à une demande globale.

2. Référence : B-0037, page 7

Préambule :

La référence mentionne :

Comme mentionné précédemment, la Marge excédentaire n'est pas associée à un client spécifique, il s'agit plutôt d'un niveau de capacité à détenir pour favoriser l'implantation de futurs projets industriels d'envergure. Ainsi, la Marge excédentaire pourrait être réservée pour répondre à la demande du premier projet qui se présente sans pour autant qu'il s'agisse du projet utilisé dans la méthodologie d'établissement de la Marge excédentaire. Dans un tel cas, si après analyse, la quantité requise en Marge excédentaire demeure la même, Énergir verrait à la rebâtir en contractant de nouvelles capacités sur le marché primaire.

L'ACIG comprend que la valeur de la marge serait conservée tant que le projet de 25 000 GJ/j ne sera pas réalisé.

Demandes :

2.1 Dans le cas où le projet définissant la marge de manœuvre était réalisé, veuillez préciser comment serait définie la nouvelle valeur de la marge. Veuillez indiquer notamment si la marge pourrait être inférieure à 25 000 GJ/j.

Réponse :

Dans le cadre de son plan d'approvisionnement déposé annuellement lors du dossier tarifaire, Énergir réévaluera le besoin en marge excédentaire en fonction de sa méthodologie présentée au présent dossier et des nouveaux projets entrant dans l'analyse. Cette marge pourrait représenter jusqu'à 10 % de la quantité de gaz naturel qu'Énergir prévoit livrer annuellement.

Voir également la réponse à la question 1.27 a) de S.É.-AQLPA.

2.2 Veuillez indiquer si la valeur de la marge serait réévaluée dans le cas où un projet ayant une probabilité se situant entre 25% et 50% et exigeant une capacité supérieure à 25 000 GJ/j était présenté à Énergir, Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 2.1, Énergir réévaluera sur une base annuelle, dans le cadre du plan d'approvisionnement, le besoin en marge excédentaire en fonction de sa méthodologie présentée au présent dossier et des nouveaux projets entrant dans l'analyse.

- 2.3 Veuillez préciser si la méthodologie pourrait définir une valeur minimale pour la marge en termes de volume par jour ($10^3\text{m}^3/\text{j}$ ou GJ/j).

Réponse :

La méthodologie proposée par Énergir ne prévoit pas l'éventualité de définir une valeur minimale journalière. Cette méthodologie est basée sur l'article 72(1)(3°)a) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* qui prévoit la possibilité d'une marge excédentaire dont la valeur maximale ne peut excéder 10 % de la quantité de gaz naturel qu'Énergir prévoit livrer annuellement. Il est à noter que la marge excédentaire est établie en tenant compte du volume annuel le plus élevé de tous les projets de développement ayant une consommation quotidienne de pointe prévue de 300 000 m^3/j et plus et une probabilité de réalisation de 25% à 50%.

- 3. Références :**
- (i) B-0038, page 2
 - (ii) D-2013-056, pages 9 et 12
 - (iii) D-2014-077, pages 113 et 115
 - (iv) D-2015-181, page 79
 - (v) D-2016-191, page 21
 - (vi) D-2017-094, page 142

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Considérant ce qui précède, Énergir propose, pour les exercices 2019 et suivants, de reconduire l'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement gazier comme approuvé par la décision D-2013-054 (et reconduit successivement par les décisions D-2014-077, D-2015-181, D-2016-191 et D-2017-094) jusqu'à ce que la Régie approuve l'application d'un ou de nouveaux indicateurs de performance mesurant l'optimisation des outils d'approvisionnement, avec ou sans incitatif relié. L'incitatif reconduit consiste à appliquer une bonification de 10 % des revenus réels des transactions financières sous réserve que les transactions de plus de 12 mois, ou s'étendant au-delà du 30 septembre d'une année donnée, ne puissent être considérées comme des transactions d'optimisation. Il consiste également à la bonification de 10 % des économies réelles issues de transactions spéciales d'achats, constatées au rapport annuel, et pour lesquelles la Régie aura reconnu la valeur ajoutée.

Il y a donc deux types de bonifications.

Concernant la bonification relative aux transactions financières, la référence (ii) mentionne à la page 9:

[20] Enfin, la Régie retient comme incitatif à la performance pour l'année tarifaire 2013 une formule de bonification correspondant à 10 % des revenus réels des transactions financières constatées au rapport annuel.

Concernant la bonification relative aux transactions spéciales d'achats, la référence (ii) mentionne :

[37] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie approuve une bonification additionnelle correspondant à 10 % des économies qui seront constatées au rapport annuel relativement aux transactions mentionnées à la pièce B-0286. Les économies seront calculées en comparant le coût des transactions mentionnées précédemment et le coût qui aurait résulté des tarifs annuels en vigueur de TCPL pour le service correspondant.

Dans cette décision, la Régie approuve les deux types de bonifications.

À la page 113 de la référence (iii), la Régie accepte la proposition de Gaz Métro à l'égard des transactions financières sous réserve de deux modifications, mais à la page 115, elle ne retient pas, *pour cette année*, le volet de bonification des transactions spéciales d'achat.

Au paragraphe 263 de la référence (iv) la Régie *approuve la reconduction de l'incitatif à la performance relié aux transactions financières visant l'optimisation des outils d'approvisionnement pour l'exercice 2016*. Cependant la décision ne mentionne rien concernant la bonification concernant les transactions spéciales d'achat.

Au paragraphe 58 de la référence (v) *la Régie approuve la reconduction de l'incitatif à la performance relié aux transactions financières visant l'optimisation des outils d'approvisionnement pour l'exercice 2016-2017*. Cependant la décision ne mentionne rien concernant la bonification concernant les transactions spéciales d'achat.

Au paragraphe 550 de la référence (vi), *La Régie approuve la reconduction de l'incitatif à la performance relié aux transactions financières pour l'année 2017-2018*. Cependant la décision ne mentionne rien concernant la bonification concernant les transactions spéciales d'achat.

Ainsi, l'ACIG comprend que la bonification pour les transactions spéciales d'achat n'a pas été retenue par la Régie depuis la décision indiquée à la référence (iii) (D-2014-077)

Demandes :

- 3.1** Veuillez justifier la demande actuelle concernant *la bonification de 10 % des économies réelles issues de transactions spéciales d'achats*.

Réponse :

La Régie n'a pas été appelée à se prononcer sur la bonification pour les transactions spéciales d'achats pour les exercices 2015, 2016, 2017 et 2018 puisque Énergir ne l'avait pas proposée. Dans le cadre du présent dossier, Énergir ne peut déjà présumer des transactions spéciales d'achats pouvant potentiellement être réalisées au cours de l'exercice 2018-2019. C'est pour cette raison que la présente demande vise à reconduire l'admissibilité à une bonification pour des transactions spéciales d'achats pour lesquelles la Régie aura reconnu la valeur ajoutée lors de son examen du rapport annuel terminé au 30 septembre 2019.

- 3.2** Veuillez fournir un historique, depuis la décision D-2013-054, des bonifications relatives aux transactions financières et des bonifications relatives aux transactions spéciales d'achats.

Réponse :

Le tableau suivant présente l'historique depuis la décision D-2013-054:

Historique des bonifications					
	2013	2014	2015	2016	2017
Transactions financières					
Revenus 000\$	7 237	272	202	522	296
Bonification 10%	724	27	20	52	30
Transactions spéciales - 2013					
Économies 000\$ (tarifs annuels de TCPL - coûts des transactions)	22 714				
Bonification additionnelle 10%	2 271				
Bonification totale 000\$	2 995	27	20	37⁽¹⁾	30
Décision sur l'incitatif à la performance lié aux transactions financières	D-2013-054	D-2014-077	D-2014-201	D-2015-181	D-2016-191
<i>Paragraphe(s)</i>	<i>[20], [37] et [38]</i>	<i>[478], [482] et [485]</i>	<i>[237]</i>	<i>[263] et [264]</i>	<i>[58] et [60]</i>

⁽¹⁾ Dans sa décision D-2017-073 du rapport annuel 2016, paragraphe [85], la Régie réduit de 14 723 \$ le montant de bonification établi par Énergir et lui autorise une bonification de 37 429 \$.

4. Référence : B-0134, page 12

Préambule :

Le tableau de la référence présente la nomenclature des programmes du PGEÉ indiquant notamment les marchés visés. Dans plusieurs cas les marchés visés sont CII et VGE.

Demandes :

4.1 Dans les cas où les marchés visés sont CII et VGE, veuillez indiquer la portion de chaque marché en termes de clients, de volume et de budget.

Réponse :

Énergir ne peut fournir l'information demandée, puisque les prévisions ne sont pas ventilées par segment de marché dans les cas où les programmes et les volets visent à la fois les clients CII et VGE. Notons que la colonne « marchés visés » du tableau cité en référence a pour but d'indiquer les segments de marché qui sont admissibles aux programmes et aux volets.

4.2 Dans le cas des clients VGE, veuillez préciser s'il y a un traitement différent pour les clients qui sont assujettis directement au SPEDE. Veuillez élaborer.

Réponse :

Il n'y a pas de traitement différent pour les clients qui sont assujettis directement au SPEDE en ce qui a trait aux montants d'aide financière unitaires (en \$/m³ économisé) et aux plafonds maximums d'aide financière par projet. Toutefois, les coûts du SPEDE pour les clients assujettis au SPEDE peuvent être personnalisés selon le client dans le calcul de la PRI¹.

¹ [Guide du participant aux programmes d'efficacité énergétique – Marché VGE](#), p. 4.

5. Référence : B-0134, page 33

Préambule :

La référence mentionne :

Également, les initiatives PE211 Études de faisabilité VGE et PE218 et PE219 Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique VGE seraient également fusionnés pour constituer un autre des volets du programme Diagnostic et mise en œuvre efficaces.

Il s'agit en fait d'une intégration verticale, puisque les mesures implantées découlent très souvent des mesures décelées par les études de faisabilité.

Énergir prévoit également apporter des modifications au processus d'attribution des économies des nouveaux volets Études et implantation – CII et Études et implantation – VGE afin de ne comptabiliser les économies réelles des mesures considérées admissibles qu'au moment de leur implantation. Ainsi, il n'y aurait plus d'économies attribuées au moment de la réalisation de l'étude, mais seulement lorsque les mesures décelées auront été réellement implantées.

À priori, étant donné le lien entre les deux programmes, il apparaît pertinent de les fusionner.

Demande :

5.1 Veuillez indiquer les motifs qui ont été invoqués pour la création de deux programmes distincts lors de leur création.

Réponse :

Lors de leur création, les portions *Études de faisabilité VGE* et *Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique VGE* étaient fusionnées dans un même programme appelé *PE211 – Études et encouragement à l'implantation*. Il n'y avait donc pas deux programmes distincts à l'origine.

Voici un extrait de la cause tarifaire 2004 où le programme a été introduit pour la première fois :

« *PE211 – Études et encouragement à l'implantation (4 & 5) (Nouveau programme)* »

Description du programme

Ce nouveau programme est conçu sur le même principe que le programme PE208. Il comprend deux volets : un volet étude de faisabilité et un volet aide à l'implantation. Les seules différences sont qu'il s'adresse aux clients des tarifs 4 et 5 et que les niveaux de subvention et les plafonds sont différents. »²

² Cause tarifaire 2004, R-3510-2003, SCGM-09, Document 1, p.65.
<http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3510-03/RequeteAMENDEE-27juin03/S-09doc01.pdf>

6. Référence : B-0134, page 57

Préambule :

La référence présente la synthèse des prévisions 2018-2019 par volet et par programme.

On peut constater que dans la plupart des cas, le TP est positif et le TNT est négatif, ce qui signifie que les programmes génèrent des bénéfices pour les participants mais ont un impact à la hausse sur les tarifs.

Par ailleurs, on peut également constater qu'il y a une aide financière dans chacun des cas.

Demande :

- 6.1** Veuillez justifier le versement d'une aide financière dans les cas où le programme apporte un bénéfice aux participants, mais a un impact à la hausse sur les tarifs.

Réponse :

Ces résultats du TP et du TNT sont tout à fait conformes aux attentes et logiques puisque les économies d'énergie génèrent un avantage sur la facture des clients (TP positif) et les aides financières qui génèrent ces économies, mettent généralement une pression à la hausse sur les tarifs (TNT négatif). Ces deux tests de rentabilité présentent deux points de vue différents d'une même situation : le TP reflète celui des participants tandis que le TNT celui des non-participants. Ils ne permettent cependant pas de présenter une perspective globale de la rentabilité d'un volet ou d'un programme.

Dans la majorité des cas, les aides financières bien calibrées sont nécessaires pour générer les économies d'énergie. Une conception de programmes et de volets respectant les bonnes pratiques de l'industrie se doit de s'attaquer à l'ensemble des freins à l'achat et à l'installation des mesures d'efficacité énergétique, même si elles apportent un bénéfice sur le plan d'une réduction nette de la facture d'énergie (TP). Étant donné que le surcoût de ces mesures demeure le principal frein, une aide financière est donc nécessaire pour inciter les clients à installer des mesures d'économies d'énergie.

La Régie a retenu le TCTR comme test pour évaluer la rentabilité des programmes et des volets du PGEÉ³. Ce test a l'avantage de présenter une perspective plus globale en comparant les bénéfices et les coûts en tenant compte à la fois de la perspective du client, du distributeur et de l'ensemble de la clientèle.

³ D-2009-046, para. 285.

- 7. Références :**
- (i) B-0043, page 1
 - (ii) R-3970-2016, B-0143, page 10
 - (iii) R-3879-2014, B-0151, page 1
 - (iv) R-3809-2012, B0130, page 1
 - (v) B-0090, page 1, D-2016-156, page 61, D-2015-181, page 133, D-2013-106, page 79
 - (iv) R-3867-2013, phase 3b

Préambule :

À partir des données présentées aux références, l'ACIG présente le tableau suivant :

	R-3809-2012	R-3879-2014	R-3970-2016	R-4018-2017
	Plan 2012-2013	Plan 2014-2015	Plan 2016-2017	Plan 2018-2019
Résidentiel				
Nouveaux clients an 5	5 902	3 617	3 146	2 954
Nouveaux volumes an 5(10 ³ m ³)	12 017	8 171	7 098	12 345
TRI	11,23%	7,51%	8,39%	9,51%
Affaires				
Nouveaux clients an 5	1 958	2 426	2 244	2 221
Nouveaux volumes an 5(10 ³ m ³)	39 840	54 619	47 874	40 001
TRI	19,95%	19,95%	17,44%	12,76%
Grande entreprises				
Nouveaux clients an 5	3	2	1	1
Nouveaux volumes an 5(10 ³ m ³)	50 818	24 000	25 550	5 314
TRI	9,30%	9,41%	158,33%	211,36%
TOTAL				
Nouveaux clients an 5	7 863	6 045	5 391	5 176
Nouveaux volumes an 5(10 ³ m ³)	102 675	86 790	80 522	57 660
TRI	14,91%	15,48%	15,72%	12,11%
taux en capital prospectif	5,63%	5,43%	5,28%	5,17%

On peut constater que pour chacun des plans de développement présenté et pour chaque catégorie de clients, le taux de rendement interne (TRI) est largement supérieur au taux en capital prospectif.

On peut également constater une diminution du total des nouveaux volumes prévus depuis le Plan 2012-2013.

Par ailleurs, au dossier de la référence (vi) Énergir propose une nouvelle méthode pour l'évaluation du Plan de développement.

Demands :

7.1 Veuillez indiquer si l'application de la nouvelle méthode proposée au dossier de la référence (vi) aurait pour effet d'augmenter les nouveaux volumes prévus au Plan de développement actuel et aux Plans de développement futurs.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 12.1 de la demande de renseignements no 11 de la Régie, à la pièce B-0281, Gaz Métro-9, Document 9 du dossier R-3867 phase 3B.

7.2 Si oui, pouvez-vous fournir une estimation de l'augmentation du nombre de clients et de volumes.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à l'annexe Q-8.1 de la demande de renseignements no 2 du ROEE expert, à la pièce B-0308, Gaz Métro-9, Document 6 du dossier R-3867 phase 3B.

8. Référence : B-0132, pages 73 et 74

Préambule :

À la référence, Énergir décrit sa stratégie d'achat de la fourniture de gaz pour l'année 2018-2019 notamment 59% à Dawn et 40,4% à Empress, mais ne présente aucune évaluation économique pour justifier ses choix.

Demande :

8.1 Veuillez justifier la proportion d'achat de fourniture entre Dawn et Empress pour l'hiver.

Réponse :

Dans sa stratégie d'achat de fourniture, pour l'année 2018-2019, Énergir vise à acheter la fourniture nécessaire pour utiliser toute sa capacité de transport FTLH, puis à compléter ses besoins d'achats à Dawn pour la demande excédentaire.

En effet, comme les coûts des outils de transport sont fixes, l'économique d'acheter à Empress avant Dawn est relié au différentiel de prix prévu de la fourniture entre ces deux points. À la pièce GM-H, Document 1, page 36, le tableau 4 présente les hypothèses de prix de fourniture pour ces deux points. Pour l'année 2018-2019, le prix prévu est de 0,99 \$/GJ moins élevé à Empress qu'à Dawn. Ainsi, abstraction faite du tarif de transport qui est un coût fixe, pour chaque unité de fourniture transportée, un avantage économique prévu de 0,99 \$/GJ (moins le coût du gaz de compression) est dégagé.

8.2 Veuillez indiquer quelle portion des quantités de gaz achetées à Empress est requise pour rencontrer la demande saisonnière.

Réponse :

Comme la stratégie d'Énergir vise à acheter la fourniture nécessaire pour utiliser toute la capacité de transport FTLH en premier lieu, la fourniture achetée à Empress remplit alors un besoin de demande quotidienne à l'année.

8.3 Veuillez indiquer quelle portion des quantités de gaz achetées à Empress sera allouée au service d'équilibrage.

Réponse :

Les coûts de fourniture sont alloués au service de fourniture et non au service d'équilibrage. À la fin de l'année, un transfert des coûts de fourniture saisonniers est effectué par point de livraison. Dans le plan d'approvisionnement, aucun coût de fourniture saisonnier n'est transféré vers l'équilibrage.