

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENT NO 2 DE LA FCEI RELATIVEMENT À LA
DEMANDE RÉAMENDÉE D'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES CONDITIONS DE
SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIE À COMPTER DU 1er OCTOBRE 2019**

CAUSE R-4076-2018 – Phase 2

Probabilité de réalisation des projets – Performance historique

Question 1

Références :

- (i) R-4018-2017, B-0164, p. 10
- (ii) B-0058, p. 6
- (iii) B-0058, pp. 6 et 7
- (iv) B-0058, p. 7
- (v) D-2018-158, paragraphe 181
- (vi) B-0058, p. 7
- (vii) R-4069-2018, B-0008, p. 8
- (viii) B-0058, p. 5
- (ix) B-0154, p. 44

Préambule :

- (i) « 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. »

(ii)

« Concrètement, Énergir a raffiné sa méthode d'évaluation de la probabilité de réalisation des projets en intégrant de nouveaux paramètres, rendant plus contraignant le pourcentage requis pour procéder à la réservation de la capacité de transport pour la Marge excédentaire. Ainsi, des filtres ont été ajoutés à la méthode d'évaluation, et se définissent comme suit :

- Les pointages associés aux critères de solidité financière, de l'environnement socio-économique et de degré d'innovation ne sont pris en compte que lorsque le niveau d'avancement du projet atteint un pointage minimum de 20 %.
- De plus, pour un projet majeur dont le volume de pointe requiert une garantie financière de transport (300 000 m³/jour et plus), le projet ne peut atteindre un pointage de 50 % tant que la garantie n'est pas reçue par Énergir. »

(iii)

« Comme indiqué ci-dessus, ces filtres et la pondération plus précise pour évaluer le potentiel de réalisation des projets industriels étaient inexistantes avant l'implantation de la méthode de la Marge excédentaire à la Cause tarifaire 2018-2019. Conséquemment, Énergir soumet respectueusement que les résultats d'évaluation de la réalisation de projets industriels antérieurs à l'année 2018-2019 ne sont pas pertinents et nullement utiles à l'appréciation de la méthodologie de calcul de la Marge excédentaire puisqu'ils ne sont pas représentatifs de la méthode raffinée. »

(iv)

« En fonction de ce qui précède, Énergir est d'avis que la réalisation éventuelle d'un projet, quelle que soit l'évaluation de sa probabilité, n'a pas vraiment d'importance aux fins bien spécifiques du modèle d'évaluation de la Marge excédentaire et qu'une analyse de la performance prévisionnelle du modèle n'est alors pas utile. »

(v)

« [181] Ce faisant, la Régie demande à Énergir de soumettre, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une analyse de la performance prévisionnelle du modèle d'évaluation de la marge excédentaire. »

(vi)

« La Régie a été à même de constater récemment, par son examen d'investissements nécessaires à l'implantation d'un projet industriel d'envergure, l'avantage qu'octroie la Marge excédentaire en matière de mitigation de risque, et ce, au bénéfice de la clientèle existante. En effet, le projet d'extension de réseau pour desservir Métaux BlackRock inc. a été approuvé par la Régie dans la décision D-2019-022 et a pu être avancé grâce à la disponibilité de la Marge excédentaire. Énergir soumet que l'introduction de la Marge excédentaire a changé les perspectives et qu'il faut examiner le contexte sous un angle nouveau. »

(vii)

« Ce projet de complexe métallurgique prévoit une période de construction sur environ dix-huit mois, débutant à partir du printemps 2019 et se terminant à la fin de l'année 2020. Le complexe nécessiterait des investissements de 655 M\$ par MBI en plus de l'aménagement d'une conduite de gaz naturel, d'une ligne électrique, d'une conduite d'eau de procédé et d'une usine de O₂ et de N₂ opérée en sous-traitance. MBI a annoncé lors du BAPE en juin 2018 une période d'opération de l'Usine minimale de 30 ans³, mais a aussi mentionné des durées de vie de ses activités supérieures, notamment pendant plus de 50 ans⁴.

Utilisé comme matière première, le gaz naturel est un intrant majeur dans l'exploitation de l'Usine. La période de rodage du client MBI est prévue débiter avant la fin de la période de construction, soit à partir de la mise en gaz demandée par le client en août 2020 et se terminer au plus tard le 31 décembre 2021. »

(viii)

« Énergir évalue en continu le potentiel de réalisation de projets industriels désirant s'implanter dans sa franchise. »

(ix)

« En ce qui a trait à la maturation des nouvelles ventes, certains projets ne se sont pas réalisés, ce qui explique l'écart entre ce qui était prévu à la Cause tarifaire 2018-2019 et la révision volumétrique 4/8 2019. »

Questions :

- 1.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que, pour un projet donné, une seule probabilité de réalisation est évaluée pour la durée totale du plan d'approvisionnement plutôt qu'une probabilité distincte pour chacune des années.
- 1.2 Veuillez indiquer le nombre de projets distincts ayant atteint le seuil de 25 % de probabilité de réalisation au cours des 10 dernières années.
- 1.3 Veuillez indiquer la probabilité de réalisation de chacun de ces projets pour chacun des plans d'approvisionnement où il a été considéré. en incluant les évaluations faites antérieurement aux 10 dernières années, le cas échéant.
- 1.4 Pour chaque combinaison projet-plan présentée en réponse à la question 1.3, veuillez indiquer le moment prévu pour la réalisation du projet sur l'horizon du plan en question.
- 1.5 Pour chaque combinaison projet-plan présentée en réponse à la question 1.3, veuillez indiquer le pointage lié au niveau d'avancement du projet.
- 1.6 Parmi les projets présentés à la question 1.3, veuillez identifier ceux dont il est question à la référence (ix).
- 1.7 Pour les projets ayant été réalisés, veuillez indiquer à quel moment la desserte du client a débuté.
- 1.8 Veuillez indiquer si le critère relatif au seuil de 20 % de niveau d'avancement est appliqué avant ou après pondération.
- 1.9 Veuillez indiquer à quoi correspond concrètement l'atteinte de ce seuil en termes d'avancement d'un projet.
- 1.10 Veuillez identifier les projets requérant une capacité de 300 000 m³/jour et plus. Si ce statut change entre les plans d'approvisionnement, veuillez l'indiquer.
- 1.11 Veuillez, de plus, indiquer le statut relatif à l'exigence de garantie financière (exigence rencontrée ou non) pour chacun des plans.
- 1.12 Relativement aux références (ii) et (iv), veuillez clarifier si Énergir ne produit pas l'analyse demandée par la Régie (v) parce qu'il en est incapable ou parce qu'il ne le juge pas utile?
- 1.13 Veuillez indiquer pourquoi il ne serait pas possible de réévaluer rétrospectivement la probabilité de réalisation des projets pour les plans d'approvisionnement antérieurs à 2018-2019 en y appliquant les raffinements définis à la référence (ii).
- 1.14 Relativement à la référence (iv), veuillez identifier spécifiquement à quoi fait référence Énergir lorsqu'il indique « En fonction de ce qui précède ».
- 1.15 Relativement à la référence (iv), veuillez indiquer si l'affirmation d'Énergir se limite aux projets dont la probabilité de réalisation est supérieure à 25 % ou si elle est également applicable aux projets avec moins de 25 % de probabilité de réalisation?

- 1.16 Veuillez justifier de ne pas tenir compte des projets dont la probabilité de réalisation est inférieure à 25 % pour les fins de l'établissement de la marge excédentaire.
- 1.17 Veuillez élaborer sur le caractère raisonnable des coûts d'approvisionnement si une marge excédentaire devait être retenue pour un projet dont la probabilité de réalisation est de 10 %.
- 1.18 Relativement aux références (vi) et (vii), veuillez indiquer à partir de quel plan d'approvisionnement le projet BlackRock a obtenu une probabilité de réalisation supérieure à 25 %.
- 1.19 Pour ce plan et chacun des plans subséquents, veuillez indiquer la probabilité de réalisation attribuée au projet BlackRock et l'année prévue de sa mise en gaz.
- 1.20 Pour ce plan et chacun des plans subséquents incluant le plan actuel, veuillez indiquer la probabilité de réalisation qui aurait été attribuée au projet BlackRock si la méthode d'évaluation actuelle avait été en application.
- 1.21 Considérant la référence (viii), veuillez indiquer à quelle date le projet MBI a atteint le seuil de 50 % de probabilité de réalisation pour la première fois.
- 1.22 Veuillez indiquer si Énergir évalue sa performance prévisionnelle relative aux fluctuations de production VGE.

Probabilité de réalisation des projets - Prévision de la demande

Question 2

Références :

- (i) B-0154, section 5, p. 46 et suivantes
- (ii) R-4069-2018, B-0008, p. 8
- (iii) R-4069-2018, B-0008, p. 8 et 9
- (iv) B-0154, p. 49, tableau 17
- (v) B-0154, p. 61

Préambule :

- (ii) « Ce projet de complexe métallurgique prévoit une période de construction sur environ dix-huit mois, débutant à partir du printemps 2019 et se terminant à la fin de l'année 2020. Le complexe nécessiterait des investissements de 655 M\$ par MBI en plus de l'aménagement d'une conduite de gaz naturel, d'une ligne électrique, d'une conduite d'eau de procédé et d'une usine de O2 et de N2 opérée en sous-traitance. MBI a

annoncé lors du BAPE en juin 2018 une période d'opération de l'Usine minimale de 30 ans³, mais a aussi mentionné des durées de vie de ses activités supérieures, notamment pendant plus de 50 ans⁴.

Utilisé comme matière première, le gaz naturel est un intrant majeur dans l'exploitation de l'Usine. La période de rodage du client MBI est prévue débiter avant la fin de la période de construction, soit à partir de la mise en gaz demandée par le client en août 2020 et se terminer au plus tard le 31 décembre 2021. »

(iii)

« Les volumes de consommation prévus au contrat (voir pièce Énergir-1, 26, document 3) sont de 112 Mm³ pendant la période de rodage. Ensuite, l'Usine opérerait à pleine production et le volume annuel prévu au contrat est de 196 Mm³ pour une période de 20 ans. Le volume souscrit au contrat au tarif D4 est de 537 000 m³ par jour. »

Questions :

- 2.1 Relativement à la prévision de la demande 2020-2023, veuillez indiquer le nombre total de projets ayant une probabilité de réalisation supérieure ou égale à 25 % et indiquer la probabilité de réalisation associée à chacun de ces projets.
- 2.2 Veuillez également indiquer la probabilité de réalisation de chacun de ces projets pour tous les plans d'approvisionnement antérieurs dans lesquels ils étaient inclus.
- 2.3 Veuillez indiquer le volume et le besoin en pointe associé à chaque projet pour chacune des années du plan.
- 2.4 Veuillez réconcilier les nouvelles ventes prévues à la référence (iv) avec les volumes annoncés pour le projet du client MBI.
- 2.5 Veuillez indiquer si l'échéancier du projet du client MBI demeure valide à ce jour et sinon en présenter une mise à jour.
- 2.6 Veuillez indiquer si une marge excédentaire est intégrée au scénario favorable et, le cas échéant, comment elle est établie.
- 2.7 Veuillez présenter le résultat d'évaluation pour chacun des critères de la grille pour le projet utilisé pour établir le niveau de la marge excédentaire.
- 2.8 Concernant la variation entre les plans 2019-2020 et 2020-2023 au PMD (v), veuillez ventiler les variations entre l'apport des migrations entre tarifs, l'ajout de clients PMD et les fluctuations de consommation.

Évaluation du besoin à la pointe – Modèle de régression

Question 3

Références :

- (i) B-0056, Annexe 6
- (ii) B-0161

Questions :

- 3.1 Veuillez produire la somme des erreurs au carré (SSE) pour chacun des modèles suivants et pour chacun des ensembles de données historiques utilisés pour étudier l'évolution des prévisions de 2013 à 2018 (section 3 de la référence ii).
 - 3.1.1 Le modèle proposé par Artelys
 - 3.1.2 Le modèle proposé par Artelys en remplaçant les variables dichotomiques de jour lundi à jeudi par une seule variable dichotomique « lundi à jeudi ».
 - 3.1.3 Le modèle proposé par Artelys en excluant la variable DJ*vent.
 - 3.1.4 Le modèle proposé par Artelys en excluant la variable DJ(t-1).
 - 3.1.5 Le modèle proposé par Artelys en excluant les variables DJ*vent et DJ(t-1).
 - 3.1.6 Le modèle proposé par Artelys en remplaçant les variables dichotomiques de jour lundi à jeudi par une seule variable dichotomique « lundi à jeudi » et en retirant la variable DJ*vent.
 - 3.1.7 Le modèle proposé par Artelys en remplaçant les variables dichotomiques de jour lundi à jeudi par une seule variable dichotomique « lundi à jeudi » et en retirant la variable DJ(t-1).
 - 3.1.8 Le modèle proposé par Artelys en remplaçant les variables dichotomiques de jour lundi à jeudi par une seule variable dichotomique « lundi à jeudi » et en retirant les variables DJ*vent et DJ(t-1).
- 3.2 Veuillez indiquer le nombre d'observations dans chacun de ces ensembles de données (2013 à 2018).
- 3.3 À la section 1 de la référence (ii), veuillez indiquer quelles sont les données historiques utilisées pour produire la prévision de l'année N.
- 3.4 Veuillez indiquer la période (année complète, hiver, autre) sur laquelle sont basés les taux de croissance.
- 3.5 Veuillez élaborer davantage sur l'interprétation que vous donnez à ces résultats.
- 3.6 Veuillez produire les taux de croissance réels comparables.
- 3.7 Veuillez fournir les données sous-jacentes aux graphiques de la section 2 de la référence (ii).

Évaluation du besoin à la pointe – Application de la méthode

Question 4

Référence :

- (i) B-0154, Annexe 7, Tableau 2, pp. 5 et 6

Questions :

- 4.1 Veuillez produire l'équivalent du tableau 2 pour chacune des années du plan d'approvisionnement.
- 4.2 Veuillez expliquer les écarts entre les années et faire le lien avec la prévision de la demande continue.
- 4.3 Veuillez faire de même avec les scénarios favorables et défavorables.

Évaluation du besoin de l'hiver extrême

Question 5

Référence :

- (i) B-0154, Annexe 7, p. 10

Préambule :

- (i) « Il est à noter que la capacité de l'usine LSR utilisée dans l'évaluation est réduite de la capacité réservée par le client GM GNL. De plus, la capacité de liquéfaction en hiver à l'usine LSR est considérée. »

Questions :

- 5.1 Veuillez confirmer que l'évaluation du besoin de l'hiver extrême suppose la possibilité d'injecter à l'usine LSR dès le 1^{er} décembre.
- 5.2 Veuillez réévaluer le besoin de l'hiver extrême en supposant que les injections à l'usine LSR ne débutent que le 15 janvier.

Condition de première contingence à l'usine LSR

Question 6

Références :

- (i) B-0154, pp. 79 et 80
- (ii) R-3919-2015, B-0015, pp 6 et 7
- (iii) R-3919-2015, B-0015, Appendix D

Préambule :

(i)

«Par ailleurs, une revue des activités et des équipements de l'usine LSR, notamment à la lumière de l'évolution de certaines règles d'évaluation des risques associés à la disponibilité de l'actif, a conduit Énergir à réviser à la baisse la capacité de vaporisation « garantie » quotidienne en prévision de l'hiver 2018-2019. La capacité garantie est passée de de 5 805 10³m³/jour à 5 147 10³m³/jour, soit une baisse de 658 10³m³/jour. Cette réduction s'explique par la considération de la philosophie de redondance « N+1 » au niveau des équipements de vaporisation. Cette philosophie s'inscrit dans les bonnes pratiques de l'industrie gazière. À titre d'exemple, lors du projet de renforcement du réseau de transmission du Saguenay (R-3919-2015), les postes de compression de La Tuque et de Saint-Maurice ont été conçus en respect de cette philosophie, et ce, sur la base d'un rapport d'expert qui recommandait d'appliquer la philosophie de redondance N+1 dans la conception du réseau³¹. »

(ii)

« In engineering, redundancy is the duplication or multiplication of critical components of a system with the intention of increasing the reliability of the system (i.e. the ability to maintain system operability in the event of component failure or other unavailability). The choice of redundancy is driven by a calculation of the risk of failure of components offset by the consequence, or cost, of failure.

In gas transport, redundancy is often employed for all kinds of station equipment, but typically not for the pipelines themselves. Although the consequence of a pipeline failure (e.g. loss of supply, loss of transportation revenues, penalties) is high, the probability of such an event is extremely small and when the cost of insuring against the failure is taken into account (i.e. the cost to construct a pipeline loop), it can be difficult to justify the expenditure. Elements of the pipeline system that are more localized and that have a vital function in the system's capacity, such as compressor stations, are almost always equipped with a reserve.

Redundancy aimed at increasing the availability of the system is often referred to as the 'N+1-philosophy', as it is generally implemented by adding one spare unit to the existing operational units, although other configurations are possible. Backup components are not active during normal operation, but the role of backup may alternate between the available units. Adding a back-up to a single compressor increases the average availability of the station significantly, since the failure rate (i.e. the frequency with which it fails, expressed as the number of failures per time unit) or failure probability (i.e. the probability that it fails, expressed as the ratio of failed time over total time) of a compressor is generally low, and the failure rate or probability of two at the same time, being the square of that low value, is even lower.

The failure probabilities of individual components of a station can be calculated by determining the average of measured life times and repair times of the component and dividing the average repair time by the sum of the two. In addition, for compressors the probability of a failure to start and the time needed for start-up also contribute to the probability of failure. The failure probability of a station is then calculated from the individual failure probabilities of the components, supplemented by a common cause failure probability, taking into account events where all compressors fail at the same time by the same cause (e.g. an outage of the power supply). Maintenance activities also play a role in the availability of components and stations. Further background and information regarding these factors are provided in Appendix D. »

Questions :

- 6.1 Veuillez dresser le portrait (nombre, capacité unitaire, âge, vie utile, profil d'utilisation, entretien, etc.) des équipements de vaporisation de l'usine LSR.
- 6.2 Veuillez élaborer sur l'évolution des règles d'évaluation des risques associés à la disponibilité de l'actif chez Énergir. Veuillez expliquer ce qui a déclenché la réflexion à cet égard. Veuillez également décrire le processus interne d'évaluation et de décision par rapport à cet enjeu en indiquant les parties impliquées à chaque étape.
- 6.3 Veuillez indiquer si la philosophie « N-1 » doit être appliquée à tout actif en toutes circonstances?
- 6.4 Veuillez confirmer que les bonnes pratiques de l'industrie gazière n'exigent pas une redondance pour tous les actifs en toutes circonstances.
- 6.5 Veuillez présenter les règles définies dans les bonnes pratiques de l'industrie gazière permettant de départager les situations où une redondance est souhaitable de celles où elle ne l'est pas.

- 6.6 Veuillez déposer la ou les documents de référence où sont définies les bonnes pratiques de l'industrie gazière.
- 6.7 Veuillez présenter les analyses de risques réalisées en lien avec les équipements de vaporisation de même que toute autre analyse ayant été prise en compte dans le processus décisionnel.
- 6.8 Veuillez indiquer si Énergir a considéré d'autres options que d'appliquer la règle N-1.
- 6.9 Veuillez indiquer si Énergir a effectué un balisage du traitement appliqué pour des actifs similaires utilisés à des fins semblables (i.e. compression du gaz vaporisé à un site d'entreposage). Si oui, veuillez déposer ce balisage.
- 6.10 Veuillez indiquer si Énergir a évalué le coût d'ajouter un compresseur additionnel à l'usine LSR.
- 6.11 Veuillez présenter les statistiques de défaillance des vaporisateurs actuels.
- 6.12 Veuillez indiquer la probabilité qu'un vaporisateur soit hors service au moment d'une pointe historique ayant une probabilité d'occurrence d'une fois tous les trente ans.

Entente sur PNGTS

Question 7

Références :

- (i) B-0154, p. 20
- (ii) B-0154, p. 69

Préambule :

- (i)

« Cette extension du réseau de transport et la croissance entamée et à venir des volumes transportés sur le gazoduc PNGTS permettront de mieux approvisionner l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis, dans le contexte notamment de la fin de l'exploitation des gisements extracôtiers Deep Panuke et de Sable Island au large de la Nouvelle-Écosse. »
- (ii)

« Considérant cette révision et afin de disposer des outils requis pour répondre à la pointe projetée de l'hiver 2018-2019, Énergir a dû explorer les diverses alternatives existant tant sur le marché primaire que secondaire pour compenser cette réduction de 658 10³m³/jour dans la capacité « garantie ». Bien que la capacité de vaporisation « garantie » selon la philosophie de redondance soit de à 5 147 10³m³/jour, il n'en demeure pas moins que dans la mesure où les équipements sont tous en

bon état de fonctionnement – ce qui est toujours l’objectif visé, l’usine LSR est en mesure de fournir les 5 805 10³m³/jour historiquement considérés au plan d’approvisionnement. C’est pourquoi Énergir a envisagé des options moins traditionnelles, mais surtout, moins onéreuses pour pallier ce risque. Ainsi, pour l’hiver 2018-2019, Énergir a été en mesure de trouver deux fournisseurs intéressés à lui fournir des services de pointe totalisant 658 10³m³/jour disponibles 5 journées au maximum.

Pour l’année 2019-2020, en raison de la disponibilité visée de l’usine LSR mentionnée ci-dessus, Énergir considère dans ses outils présentés au Tableau 30 ci-dessous que l’usine LSR fournira malgré tout 5 805 10³m³/jour en journée de pointe. Toutefois, elle considère qu’il serait imprudent de ne pas se prémunir d’une alternative de dernier recours advenant le cas où l’usine LSR ne puisse fournir que la capacité de vaporisation « garantie ». Énergir souhaite donc contracter, pour l’hiver 2019-2020 un service de pointe sous forme d’option semblable à celui qu’elle a contracté pour l’hiver précédent, plutôt que de contracter des outils de transport annuel. Le coût de ce type de service se décompose en deux volets : le coût de réservation du service afin d’être en mesure d’y recourir (coût fixe), et le coût associé à son recours (coût variable) pour un maximum de 5 jours. Pour information à la Régie, le coût fixe de cet outil pour l’hiver 2018-2019 s’est élevé à 63 117 \$. Quant au coût variable, celui-ci a été fixé en fonction de l’alternative disponible aux fournisseurs du service de pointe s’il avait été utilisé. Les fournisseurs qui ont offert le service de pointe auraient utilisé des capacités de transport avec un point de livraison à East Hereford, point d’interconnexion avec PNGTS, qui dessert le marché de la Nouvelle-Angleterre, en particulier la région d’Algonguin. Ainsi donc, le coût variable du service a été fixé en fonction du prix à Algonguin. Énergir n’a finalement pas eu besoin de ce service et n’a donc encouru aucun coût variable. Mais si tel avait été le cas, le coût total, si Énergir avait utilisé les 5 journées, aurait tout de même été inférieur au coût associé à l’achat de capacité de transport sur le marché primaire ou secondaire pour l’hiver 2018-2019.

En fonction des discussions avec divers fournisseurs, Énergir devrait être en mesure de contracter un service similaire pour l’hiver 2019-2020. Énergir informera la Régie des caractéristiques finales de cet outil.

Énergir souligne qu'il n'est pas possible de prévoir si ce type de service demeurera offert sur le long terme, à un prix raisonnable. Il demeure fonction des possibilités et alternatives disponibles aux fournisseurs susceptibles d'offrir ce service. C'est pourquoi Énergir est présentement à la recherche de la meilleure option à long terme afin de pallier à cette baisse de la capacité « garantie » à l'usine LSR. Elle évaluera les options disponibles et présentera à la Régie celle qu'elle privilégie lorsqu'elle aura été identifiée. »

Questions :

- 7.1 Veuillez indiquer quelle est la capacité totale du gazoduc PNGTS.
- 7.2 Veuillez indiquer le nombre total d'expéditeurs disposant de capacité sur PNGTS.
- 7.3 Veuillez indiquer le nombre total de fournisseurs potentiels disposant de capacité sur PNGTS pour le service recherché.
- 7.4 Veuillez indiquer si une croissance de la capacité du gazoduc PNGTS est prévue ou simplement une croissance des volumes transportés sur la capacité existante.
- 7.5 Veuillez indiquer si Énergir a considéré la possibilité d'obtenir plus que 658 10³m³/jour auprès des deux fournisseurs ou d'autres fournisseurs.
- 7.6 Veuillez indiquer la capacité totale que ces deux fournisseurs auraient été prêts à fournir à la connaissance d'Énergir.
- 7.7 Veuillez indiquer si d'autres fournisseurs se sont montrés intéressés à fournir de la capacité et, si oui, combien.
- 7.8 Veuillez élaborer sur la position des fournisseurs et les contraintes auxquelles ils font face relativement à la possibilité de s'engager sur un horizon de trois ans ou plus.
- 7.9 Veuillez indiquer si Énergir a demandé aux deux fournisseurs mentionnés en préambule, ou à tout autre fournisseur, de lui fournir des prix pour de telles ententes.
- 7.10 Veuillez indiquer le coût variable des ententes avec les deux fournisseurs.

Débit quotidien d'approvisionnement

Question 8

Référence :

- (i) B-0062, p. 7

Préambule :

- (i) « La Régie notera qu'il est possible que dans les prochaines semaines, TCPL exige des expéditeurs qu'ils prolongent tous les contrats ayant une date de fin inférieure à 5 ans après le 1er novembre 2022 (procédure de « term up »), à défaut de quoi ceux-ci ne pourront être renouvelés à leur échéance. Dans cette éventualité, Énergir informera la Régie de ses décisions en fonction des informations connues. »

Questions :

- 8.1 Veuillez indiquer quelles sont les informations manquantes qui empêchent Énergir de prendre position dès maintenant sur ce qu'elle ferait en cas de procédure de « term up ».
- 8.2 Veuillez présenter les solutions potentielles en cas de « term up » et indiquer celles favorisées par Énergir.

CASS

Question 9

Références :

- (i) B-0066, p. 4
- (ii) B-0066, p. 6
- (iii) B-0066, p. 5

Préambule :

- (i) « Cet objectif d'aide aux MFR en difficulté repose à son tour sur deux principes :
- la considération de la part d'Énergir de la capacité de paiement du client MFR en difficulté pour une situation ponctuelle et exceptionnelle; et
 - le respect, par le client, de l'entente de paiement convenu à la suite de sa qualification au programme, lui permettant ainsi de développer de saines habitudes de paiement. » (Nous soulignons)

(ii)

« Une entente de paiement qui respecte la capacité de paiement du client :

1. L'entente peut avoir une durée maximale de 18 mois par rapport à 15 mois, actuellement. De plus, Énergir n'exigera pas de preuve de renouvellement de bail dans le but de simplifier le processus de qualification pour le client,
2. La mensualité ne doit pas dépasser 5 % du revenu brut du ménage.
3. L'entente inclut la dette ainsi que la consommation à venir, et
4. Si l'entente est respectée, l'entièreté du solde restant au compte sera couverte par le programme, ce qui simplifie grandement le suivi de l'entente pour Énergir et le client; » (Nous soulignons)

(iii)

« Les preuves de revenus qui seront demandées sont :

- les revenus d'emploi bruts (avant impôts et déductions) de chaque personne du ménage;
- les diverses prestations reçues par les membres du ménage (CSST, aide sociale, assurance-emploi, rente de retraite, etc.); et
- les allocations familiales fédérales et provinciales.

Étant donné qu'il est impossible pour Énergir de valider le nombre d'occupants dans un ménage, aucune preuve à cet effet ne serait exigée pour la qualification. »

Questions :

- 9.1 Considérant les modifications significatives apportées au programme, sur quelles bases Énergir conclut-elle que le programme est maintenant suffisamment stable pour que lui soit retiré le statut de projet pilote?
- 9.2 Veuillez décrire les critères utilisés par Énergir pour déterminer si un programme doit être considéré comme projet pilote.
- 9.3 Veuillez comparer l'application de ces critères dans le cas du CASS et des autres programmes considérés comme projet pilote par le passé, dont la version actuelle du CASS et les programmes d'efficacité énergétique.
- 9.4 Veuillez indiquer comment Énergir prévoit déterminer s'il est face à une situation ponctuelle et exceptionnelle.
- 9.5 Relativement à la référence (ii), comment Énergir a-t-elle déterminé le seuil de 5 % du revenu brut du ménage?
- 9.6 Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer quels documents seront considérés comme des preuves valides de revenu. Comment Énergir entend-elle s'assurer que l'information reçue à cet égard est complète?

- 9.7 Considérant, le niveau de validation possible de l'information reçue, veuillez commenter la possibilité d'exiger des participants qu'ils signent une entente autorisant Énergir à exiger des preuves additionnelles formelles si elle le juge requis.

Tarif de réception

Question 10

Références :

- (i) B-0068, pp. 6 et 7
- (ii) http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/36/DocPrj/R-3772-2011-B-0007-DEMANDE-PIECE-2011_07_12.pdf
- (iii) B-0068, pp. 8 et 9

Préambule :

- (i)

« Énergir propose que l'allocation des conduites existantes qui ont été construites pour la desserte de consommateurs ne soit pas revue, entre autres puisque ces dernières ont été construites en s'assurant que les règles de rentabilité déjà établie étaient rencontrées. De plus, l'arrivée d'un producteur sur une conduite existante ne générerait aucun coût supplémentaire puisque ce dernier paierait l'ensemble des coûts marginaux relatifs à son raccordement et l'injection de gaz naturel ne fait pas en sorte de diminuer la capacité disponible sur un tronçon (elle peut au contraire permettre de libérer de la capacité pour de nouveaux consommateurs). » (Nous soulignons)
- (ii)

Le contrat avec Bonduelle Canada inc. prévoyait une réévaluation de la rentabilité du projet après 5 ans pour tenir compte des raccordements ultérieurs.
- (iii)

« Dans le cas d'une conduite existante construite à des fins d'injection (cas 2) sur laquelle un client consommateur veut se raccorder, si les critères de rentabilité, tels qu'approuvés dans la décision D-2018-080, n'étaient pas obtenus, la méthode de classification devrait être ajustée. Pour classer les coûts dans la catégorie « consommation », on utiliserait le maximum des coûts pour atteindre ce niveau de rentabilité et la balance se retrouverait dans la catégorie « injection ». Comme il s'agit d'une

allocation d'une conduite existante, tout ajout de nouveaux clients serait souhaitable pour Énergir. »

- 10.1 Veuillez donner une fourchette de l'ordre de grandeur des coûts de raccordement envisagés pour les projets d'injection présentement sous étude.
- 10.2 Veuillez indiquer s'il est prévu que les conduites de raccordement des clients producteurs soient construites en s'assurent que les règles de rentabilité déjà établies sont rencontrées.
- 10.3 Veuillez indiquer si ces règles de rentabilité ont été respectées dans le cas de l'usine de biométhanisation de Saint-Hyacinthe. (ref bas de p. 5)
- 10.4 Combien de contrats semblables à celui de Bonduelle avec réévaluation ultérieure de la rentabilité Énergir a-t-elle conclut à ce jour?
- 10.5 Veuillez confirmer qu'en vertu de ces contrats Énergir cesse de faire le suivi des ajouts au réseau après 5 ans.
- 10.6 Veuillez confirmer qu'elle cesse également de faire le suivi des retraits de clients.
- 10.7 Veuillez expliquer pourquoi Énergir impose cette limite de 5 ans.
- 10.8 Veuillez indiquer si Énergir prévoit mettre un terme au suivi des ajouts de clients sur les conduites de raccordement après 5 ans et, si non, pourquoi?
- 10.9 Dans le modèle actuel, le client producteur est tenu indemne à la fois des ajouts de nouveaux clients et des départs de clients existants. Les clients consommateurs, pour leur part, sont affectés positivement et négativement par ces deux mêmes situations. Veuillez justifier que votre proposition ait pour effet de faire bénéficier le client producteur de l'arrivée de nouveaux clients, mais de le tenir indemne du départ des clients existants (iv).
- 10.10 Dans le contexte du cas 2 : veuillez justifier de ne pas revoir le tarif de réception à la hausse si le client consommateur devait partir.
- 10.11 Veuillez présenter un exemple d'une situation où le cas 1 serait suivi du cas 2.
- 10.12 Veuillez indiquer si le coût alloué à un nouveau client consommateur serait dépendant de l'emplacement de son branchement sur la conduite de raccordement (i.e. près du producteur versus près du réseau en amont de la conduite de réception. Sinon, veuillez justifier de réallouer vers l'ensemble de la clientèle des coûts potentiellement supérieurs à ceux qui auraient été encourus si le client avait été raccordé directement sur le réseau en amont de la conduite de raccordement.
- 10.13 Dans le contexte du cas 1 : veuillez indiquer si Énergir appliquerait sa proposition à un prolongement de réseau rentable pour lequel le seul ajout du client consommateur suffirait à rentabiliser l'extension du réseau.
- 10.14 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI que, dans une telle situation, la manière de définir les projets (un projet versus deux projets) et leur séquence peut affecter le niveau du tarif de réception.
- 10.15 Énergir dispose-t-elle de règles qui guident le regroupement de clients dans un même projet d'investissement et, si oui, quelles sont-elles?

- 10.16 Veuillez indiquer si la règle décrite en (iii) implique que les coûts réalloués suite à l'ajout d'un client seraient pris en compte dans l'analyse de rentabilité de ce client.
- 10.17 Veuillez confirmer que cette règle assure que les clients consommateurs seraient, au minimum, tenus indemnes lors d'un ajout de client sur une conduite de raccordement.
- 10.18 Veuillez indiquer si, parmi les projets de GNR qui sont à l'étude chez Énergir, il y en a qui envisagent déjà la possibilité de brancher un client consommateur sur une conduite de raccordement (cas 1).

Tarif de réception

Question 10

Références :

- (i) B-0068, p. 13

Préambule :

(i)

« Pour ce qui est de toutes les autres composantes de la catégorie A (ex. : coûts d'acquisition de terrains, postes de mesurage, compression aux points d'interconnexion, etc.), celles-ci appartiennent majoritairement au poste d'injection du producteur. La capacité joue également un rôle important dans la détermination du design d'un poste d'injection. Il est donc proposé de classer également ces coûts en fonction de la capacité. »

- 11.1 Veuillez confirmer que le besoin de capacité globale de la clientèle des consommateurs n'a aucune influence sur le design du poste d'injection du producteur.
- 11.2 Veuillez indiquer comment sont alloués en général les coûts pour lesquels aucune causalité ne peut être établie.