RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O^ 10 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES *CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF* D'ÉNERGIR, S.E.C., A COMPTER DU 1ER OCTOBRE 2019

PRINCIPE DE NON-RÉTROACTIVITÉ TARIFAIRE

1. Référence : Pièce B-0324.

Préambule :

Dans sa 10e demande amendée, Énergir recherche, entre autres, les conclusions suivantes :

« *APPROUVER la répartition proposée des coûts de l'activité de regazéification de l'usine LSR entre l'activité réglementée et le client GM GNL, et ce, à partir de l'exercice financier 2018-2019;*

APPROUVER pour l'activité de regazéification de l'usine LSR utilisée par le client GM GNL l'allocation des coûts de la direction Transport et approvisionnement gazier au client GM GNL par l'entremise de la recharge ANR, et ce, à partir de l'exercice financier 2018-2019;

AUTORISER l'application pour l'activité de regazéification de l'usine LSR utilisée par le client GM GNL de l'équivalent du traitement des déséquilibres volumétriques quotidiens et cumulatifs prévu à l'article 13.2.2.2 des Conditions de service et Tarif, à l'exception des seuils de tolérance qui sont ceux de TCPL en vigueur et applicables à Énergir, et ce, à partir de l'exercice financier 2018-2019; »

Demande :

1.1 Veuillez commenter l'application des conclusions recherchées présentées en préambule, à compter de l'exercice financier 2018-2019, eu égard au principe de non-rétroactivité tarifaire.

Réponse :

Énergir tient d'abord à rappeler qu'elle ne propose pas dans le présent dossier de modifications tarifaires, mais plutôt de simples ajustements aux méthodes existantes de répartition des coûts de l'usine LSR, de recharge ANR et de traitement des déséquilibres volumétriques afin de refléter l'utilisation faite par GM GNL de l'activité de regazéification de l'usine LSR au cours de l'année 2018-2019. Ne pas donner suite aux demandes d'Énergir à cet égard reviendrait à permettre à une entité non réglementée d'utiliser une activité de l'usine LSR sans devoir assumer les coûts y étant associés, le tout

au détriment de la clientèle réglementée, alors que les ajustements proposés visent justement à tenir cette dernière indemne.

Par ailleurs, il est pertinent de noter que la répartition des coûts de l'usine LSR et la recharge ANR sont toujours évaluées de manière prospective lors du dossier tarifaire afin de fixer les tarifs de la clientèle pour l'année à venir, mais calculées par la suite sur la base des données réelles lors du rapport annuel; les écarts possibles étant inclus dans les trop-perçus/manques à gagner, le cas échéant. Ainsi, Énergir estime qu'en aucun cas ses demandes ne vont à l'encontre du principe de non-rétroactivité tarifaire. Dans la mesure où la Régie accueille celles-ci, les ajustements proposés qui sont incorporés à la preuve déposée dans le cadre du Rapport annuel 2019[1] couvrant l'exercice financier 2018-2019 seront conservés et les coûts générés par l'activité de regazéification du client GM GNL seront donc présentés dans le rapport annuel approprié.

Énergir mentionnait d'ailleurs ceci à sa lettre du 20 novembre 2019 (B-0333) déposée dans le présent dossier :

> « *Quant aux coûts liés à la nouvelle activité de regazéification du client GM GNL, Énergir propose de traiter de cette question de manière prioritaire en vue d'obtenir une décision de la Régie au plus tard à l'hiver 2020. En effet, comme mentionné lors des plaidoiries s'étant déroulées à l'issue des audiences de la phase 2, étant donné que le client GM GNL a utilisé l'actif de regazéification de l'usine LSR en 2018-2019, la méthodologie proposée afin de capter les coûts liés à cette utilisation devrait être reflétée dans le Rapport annuel 2019 dont la preuve sera déposée d'ici la fin de la présente année. Une décision à l'hiver 2020 permettrait à Énergir d'amender au besoin ladite preuve si jamais la Régie n'approuvait pas telle que proposée la méthode sous étude.* »
>
> [Énergir souligne, référence et emphase omises]

Énergir tient enfin à souligner que ces ajustements ne touchent qu'une seule cliente, soit GM GNL, qui a délibérément et en toute connaissance de cause accepté d'assumer ainsi les coûts associés à l'utilisation de l'activité de regazéification de l'usine LSR afin de garder indemne la clientèle réglementée.

[1] R-4114-2019, B-0025, Énergir-4, Document 7 (recharge ANR), B-0047, Énergir-9, Document 5 (répartition des coûts de l'usine LSR) et B-0051, Énergir-9, Document 8 (suivi des déséquilibres volumétriques); cette dernière pièce étant déposée pour la première fois au Rapport annuel 2019 en raison de l'utilisation de l'activité de regazéification de l'usine LSR par le client GM GNL au cours de l'exercice 2018-2019.

UTILISATION DES ACTIFS DE REGAZÉIFICATION PAR LE CLIENT GM GNL

2. Référence : Pièce B-0225, p. 4.

Préambule :

« *Dans le cadre de la phase 1 du présent dossier tarifaire à la pièce B-0005, Énergir-E, Document 1, Énergir annonçait à la Régie de l'énergie (Régie), son intention de mettre à la disposition du client GM GNL les actifs de regazéification de l'usine LSR afin que ce dernier puisse injecter du gaz naturel sous forme gazeuse destiné à des tierces parties dans le réseau du Distributeur lorsque la capacité de regazéification ne serait pas utilisée par l'activité réglementée* ».

Demande :

2.1 Veuillez confirmer que le gaz naturel injecté par GM GNL sous forme gazeuse destiné à des tierces parties sera effectivement distribué par Énergir.

Réponse :

Énergir peut confirmer que le gaz naturel sous forme gazeuse destiné à des tierces parties est injecté pour GM GNL à l'usine LSR dans le réseau de distribution d'Énergir. Le préambule réfère justement à cette injection dans le réseau de distribution d'Énergir.

Cela dit, Énergir ne peut confirmer que la totalité du gaz naturel injecté par GM GNL sous forme gazeuse destinée à des tierces parties sera effectivement toujours destinée à des clients d'Énergir.

3. Références :
(i) Pièce B-0225, p. 10;
(ii) Pièce B-0225, p. 10;
(iii) Pièce B-0225, p. 10;
(iv) Conditions de service et Tarif d'Énergir au 1er décembre 2019.

Préambule :

(i) « *Les volumes injectés par le client GM GNL dans le réseau d'Énergir sont suivis quotidiennement de manière à relever tout écart entre la quantité de gaz nominée par le client GM GNL et ce qui est réellement injecté dans le réseau du Distributeur à partir de l'usine LSR. Ces écarts engendrent des déficits ou des excédents de livraison et potentiellement des coûts* ».

(ii) « *Énergir propose d'appliquer l'équivalent de la mécanique du traitement des déséquilibres volumétriques quotidiens et cumulatifs prévue aux Conditions de service et Tarif (article 13.2.2.2).*

Afin d'avoir l'évaluation des coûts réels potentiels la plus juste possible et ne pas induire d'interfinancement, les seuils de tolérance appliqués par Énergir seraient ceux de l'entente spécifique « Limited Balancing Agreement » avec le transporteur TransCanada PipeLines Limited (TCPL), soit de 2 111 GJ pour les déséquilibres quotidiens et de 4 221 GJ pour les déséquilibres cumulatifs et ce, en cohérence avec les décisions passées de la Régie en lien avec l'ANR et l'interfinancement. Notamment, dans la décision D-2010-144, la Régie a approuvé la compensation pour les coûts relatifs à la distribution en fonction de l'allocation des coûts et non des tarifs de distribution, car ceux-ci incluent de l'interfinancement entre les clients et ne reflètent donc pas directement les coûts ». [note omise et nous soulignons]

(iii) « *À noter que les déséquilibres quotidiens et cumulatifs constatés pour l'hiver 2018-2019 se situent en deçà des seuils, ainsi, aucuns frais ne seront facturés au client GM GNL pour l'hiver 2018-2019* ».

(iv) À l'article 13.2.1 des *Conditions de service et tarif* :

« *Pour tout client qui désire fournir partiellement ou totalement l'équilibrage servant à la gestion quotidienne du gaz naturel qu'il retire à ses installations ou qu'il injecte dans le réseau de distribution, sous réserve de l'article 18.2.2.*

Le client assujetti au tarif D1, D3 ou D4 qui désire fournir totalement son équilibrage, s'engage à livrer chaque jour au distributeur un VJC égal à sa consommation de la même journée ; les modalités relatives aux déséquilibres volumétriques décrites à l'article « Service fourni par le client » du service de fourniture sont applicables.

Le client assujetti au tarif D_R est assujetti à l'article 13.2.2.2 « Écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés ».

Demandes :

3.1 Veuillez élaborer sur le processus et les mesures permettant d'identifier et de suivre quotidiennement les volumes de gaz naturel nominés et ceux qui sont réellement injectés par le client GM GNL dans le réseau d'Énergir à partir de l'usine LSR aux fins de la détermination des déséquilibres volumétriques, tel que mentionné à la référence (i).

Réponse :

Afin de s'assurer de la sécurité d'approvisionnement, Énergir a établi un processus par lequel une demande de vaporisation de GM GNL pour une quantité donnée doit être approuvée par la direction du Transport et de l'approvisionnement gazier la veille pour la journée gazière du lendemain. Cette approbation est accordée dans la mesure où la demande de GM GNL n'a pas d'incidence sur la capacité d'Énergir à répondre à la demande projetée.

Énergir a effectué un suivi quotidien des demandes de regazéification, des approbations obtenues ainsi que des volumes de gaz naturel nominés et ceux qui sont réellement injectés (ces volumes sont mesurés à l'usine LSR) par le client GM GNL dans le réseau d'Énergir à partir de l'usine LSR aux fins de la détermination des déséquilibres volumétriques au cours de l'hiver 2018-2019. Il est à noter qu'il est physiquement impossible de mesurer distinctement les volumes injectés par la daQ et GM GNL lorsque les deux entités utilisent les actifs de regazéification dans la même journée. Dans ce scénario, le réel injecté pour GM GNL est présumé égal à sa nomination.

3.2 Selon la référence (ii), la Régie note que l'article 13.2.2.2 auquel le Distributeur réfère pour le traitement des déséquilibres volumétriques quotidiens et cumulatifs issus des volumes injectés par le client GM GNL s'applique aux clients qui désirent fournir partiellement ou totalement le service d'équilibrage ou aux clients assujettis au tarif D_R, tel qu'indiqué à la référence (iv).

Veuillez indiquer si le client GM GNL fourni le service d'équilibrage en partie ou en totalité ou s'il est assujetti au tarif D_R.

Veuillez élaborer et expliquer l'application de l'article 13.2.2.2 pour le client GM GNL.

Réponse :

Énergir n'offre pas de service d'équilibrage pour les clients assujettis au tarif D_R. Ceux-ci doivent s'équilibrer d'eux-mêmes. Des frais sont cependant prévus lorsqu'il y a des écarts entre les volumes nominés et injectés. L'article 13.2.2.2 des *Conditions de service et Tarif* s'applique uniquement aux clients assujettis au tarif D_R, tel que mentionné à l'article 13.2.1 :

> « *Le client assujetti au tarif D_R est assujetti à l'article 13.2.2.2 " Écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés. "* »

Le client GM GNL n'est cependant pas assujetti au tarif de réception puisque, comme il est mentionné à l'article 15.5.1 des *Conditions de service et Tarif*, celui-ci s'applique à « tout client désirant injecter du gaz naturel produit à l'intérieur du territoire desservi par le distributeur dans le réseau du distributeur ». Or, comme le gaz naturel vaporisé par GM GNL n'est pas produit à l'intérieur du territoire, le tarif de réception ne peut s'appliquer.

L'activité de vaporisation génère tout de même des coûts comparables à ceux d'un client assujetti au tarif de réception. C'est pour cette raison, tel que mentionné dans la preuve, qu'Énergir propose d'appliquer l'équivalent du traitement des déséquilibres volumétriques quotidiens et cumulatifs prévu aux *Conditions de service et Tarif* (article 13.2.2.2) en lien avec le tarif D_R pour l'activité de regazéification du client GM GNL. Afin de capter les

coûts réels potentiels les plus justes possible et ne pas induire d'interfinancement, les seuils de tolérance utilisés sont ceux de TCPL en vigueur et applicables à Énergir.

Veuillez également vous référer à la pièce B-0051, Énergir-9, Document 8 déposée le 20 décembre 2019 dans le cadre du Rapport annuel 2019 (R-4114-2019).

3.3 Veuillez indiquer si les articles 11.2.3.3.1, 11.2.3.3.2, 11.2.3.3.3 et/ou 11.2.3.3.4 des *Conditions de service et Tarif* portant sur le service de fourniture fourni par le client GM GNL pourrait s'appliquer pour le traitement des déséquilibres volumétriques issus de son utilisation des actifs de regazéification. Veuillez élaborer.

Réponse :

Non, les articles 11.2.3.3.1 à 11.2.3.3.4 s'appliquent aux clients qui désirent fournir au distributeur le gaz naturel qu'ils retirent à leurs installations, tel que mentionné à l'article 11.2.1 des *Conditions de service et Tarif*. L'utilisation des actifs de regazéification par GM GNL ne rencontre pas cette définition.

3.4 Veuillez préciser les informations qu'Énergir prévoit déposer dans le cadre du rapport annuel pour démontrer que les « *déséquilibres quotidiens et cumulatifs constatés pour l'hiver 2018-2019 se situent en deçà des seuils* », selon la référence (iii).

Réponse :

Veuillez vous référer à la pièce B-0051, Énergir-9, Document 8 déposée le 20 décembre 2019 dans le cadre du Rapport annuel 2019 (R-4114-2019).

4. Références :
(i) Pièce B-0225, p. 9;
(ii) Pièce B-0225, p. 9;
(iii) Pièce B-0225, p. 10;
(iv) Dossier R-3867-2013, pièce B-0225.

Préambule :

(i) « *Comme l'utilisation des regazéificateurs d'Énergir par le client GM GNL a été effectuée pour la première fois au cours de l'hiver 2018-2019, aucuns frais ANR n'étaient prévus auparavant pour le travail additionnel qu'engendre cette nouvelle utilisation de l'activité de regazéification au niveau des nominations, de la gestion des déséquilibres et des inventaires par la direction Transport et approvisionnement gazier* ».

(ii) « *Suite aux analyses effectuées a posteriori par l'activité réglementée pour l'hiver 2018-2019, un équivalent de 0,03 temps complet de la direction Transport et approvisionnement gazier sera ajouté à la recharge à GM GNL au Rapport annuel 2018-2019, représentant un montant annuel d'environ 5 k$. À noter que cette recharge sera réévaluée en fin d'année dans le cadre des rapports annuels comme c'est le cas pour l'ensemble des recharges ANR* ». [nous soulignons]

(iii) « *Les volumes injectés par le client GM GNL dans le réseau d'Énergir sont suivis quotidiennement de manière à relever tout écart entre la quantité de gaz nominée par le client GM GNL et ce qui est réellement injecté dans le réseau du Distributeur à partir de l'usine LSR. Ces écarts engendrent des déficits ou des excédents de livraison et potentiellement des coûts* ».

(iv) En réponse à une demande de renseignement, Énergir indique que la direction des Approvisionnements gaziers est formée de cinq services et elle explique les détails des activités du personnel qui la compose, soit :

- Économiste;
- Planification Long-terme;
- Opérations;
- Centre de contrôle du réseau;
- Affaires contractuelles.

Demandes :

4.1 Veuillez indiquer si la composition de la direction Transport et approvisionnement gazier de la référence (i) est la même que celle présentée à la référence (iv).

Si non, veuillez indiquer si l'utilisation des actifs de regazéification par GM GNL impliquent les ressources du Distributeur pour les services indiqués en (iv). Veuillez indiquer leurs impacts sur la recharge ANR, le cas échéant.

Réponse :

À la suite des ajustements organisationnels survenus au printemps 2017, la direction Transport et approvisionnement gazier est maintenant formée de deux services :

- Planification et Affaires contractuelles; et
- Optimisation, nominations et Centre de contrôle du réseau;

Les ressources de la direction Transport et approvisionnement gazier impliquées dans l'utilisation des actifs de regazéification par GM GNL, pour le traitement des nominations, la gestion des déséquilibres et des inventaires, font partie du service Optimisation, nominations et Centre de contrôle du réseau. Cette utilisation se reflète par l'ajout de 0,03 temps complet de la direction Transport et approvisionnement gazier à la recharge à

GM GNL[2]. À noter que cette recharge sera réévaluée en fin année dans le cadre des rapports annuels et pourrait évoluer dans le temps comme c'est le cas pour l'ensemble des recharges ANR.

4.2 Veuillez expliquer et présenter la base d'établissement de l'équivalent de 0,03 en temps complet de la direction Transport et approvisionnement gazier qui sera ajouté à la recharge à GM GNL au rapport annuel 2018-2019, tel que présenté à la référence (ii).

Veuillez également élaborer quant à l'utilisation des ressources d'Énergir sur une base quotidienne, eu égard à l'affirmation présentée en (iii) : « *Les volumes injectés par le client GM GNL dans le réseau d'Énergir sont suivis quotidiennement* ».

Réponse :

Veuillez vous référer aux réponses aux questions 3.1 et 4.1.

5. Références :
(i) Pièce B-0225, p. 4 et 5;
(ii) Pièce B-0184, p. 79;
(iii) Pièce B-0184, tableau 30, p. 82;
(iv) R-4079-2018, pièce B-0054.

Préambule :

(i) « *De plus, il est important de souligner que cette nouvelle utilisation de l'activité de regazéification est effectuée sans mettre à risque la sécurité d'approvisionnement de l'activité réglementée qui conserve la priorité au niveau de l'utilisation des actifs de regazéification en tout temps. En effet, cette nouvelle utilisation de l'activité de regazéification par le client GM GNL ne peut être effectuée que si la capacité de regazéification n'est pas utilisée par l'activité réglementée. Ainsi, l'utilisation de l'activité de regazéification par le client GM GNL est effectuée sur une base totalement « interruptible ». Les nominations journalières doivent être faites par le client GM GNL à l'activité réglementée qui confirme la demande uniquement s'il y a de la capacité de regazéification disponible. Ainsi, cette utilisation des actifs de regazéification par le client GM GNL ne représente aucun risque pour la clientèle de l'activité réglementée et pour la sécurité d'approvisionnement d'Énergir* ».

(ii) « *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*

[2] R-4114-2019, B-0025, Énergir-4, Document 7.

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 ».

(iii) Au tableau 30, Énergir présente le total des approvisionnements après achat ou vente de transport prévu pour l'année 2019-2020 ainsi que les sources d'approvisionnement et leur débit journalier associé.

Le débit associé à la source « Interruption de liquéfaction GM GNL » est établi à 297 10³m³/jour.

(iv) « *Toutefois, depuis la mise en fonction du train de liquéfaction no 2 de l'usine LSR en avril 2017, son exploitant, le client Gaz Métro GNL, s.e.c. (« Gaz Métro GNL »), est assujetti à l'ensemble des Conditions de service et Tarif (« CST ») d'Énergir, s.e.c. (« Énergir »). Par conséquent, les grilles tarifaires applicables ont été utilisées afin de facturer Gaz Métro GNL, au même titre qu'un autre client. Ainsi, le client s'est vu facturer, au cours de l'année 2017-2018, ses volumes consommés selon les taux en vigueur au service de distribution D4 et D5, puisque le client est en combinaison tarifaire* ».

Demandes :

5.1 En vous référant à (i), veuillez expliquer comment Énergir détermine ses besoins de regazéification dans le cadre de la gestion de son plan d'approvisionnement et lors d'une journée gazière, tant sur une base planifiée que sur une base réelle.

Veuillez élaborer également sur les circonstances permettant à Énergir de déterminer qu'elle n'a pas besoin d'utiliser ses actifs de regazéification, plus particulièrement dans le contexte de la citation suivante : « *cette nouvelle utilisation de l'activité de regazéification par le client GM GNL ne peut être effectuée que si la capacité de regazéification n'est pas utilisée par l'activité réglementée* ».

Réponse :

Au plan d'approvisionnement, le recours à la capacité de regazéification est prévu lorsque l'ensemble de tous les autres outils d'approvisionnement ordonnancés avant la vaporisation sont utilisés à leurs maximums quotidiens. Le tableau suivant présente l'ordonnancement prévu des outils au plan d'approvisionnement.

Ordre	Outil
1	Réception dans le territoire
2	Réception de Saint-Flavien
3	Transport
4	Réception de Pointe-du-Lac
5	Interruption
6	Regazéification
7	Interruption de liquéfaction du client GMGNL

Sur une base réelle, Énergir effectue chaque jour une prévision de la consommation pour la journée du lendemain. En fonction des résultats de cette prévision, le recours à la capacité de vaporisation sera prévu lorsque l'ensemble de tous les autres outils d'approvisionnement ordonnancés avant la vaporisation est utilisé à sa capacité disponible quotidienne maximale. Advenant qu'il demeure une capacité de vaporisation disponible, Énergir accordera à GM GNL la possibilité de vaporiser une certaine quantité du GNL entreposée à l'usine LSR si cette dernière lui en fait la demande.

5.2 Veuillez expliquer les encadrements ainsi que le processus permettant d'assurer la priorité de service et de l'utilisation des actifs de regazéification en tout temps pour Énergir et des nominations journalières par le client GM GNL auprès de l'activité réglementée sur une base interruptible, tel que mentionné à la référence (i).

Réponse :

Aucune nomination journalière de regazéification ne peut être acceptée sans l'accord de la direction Transport et approvisionnement gazier qui a comme mandat premier d'assurer la sécurité d'approvisionnement et de combler les besoins de la clientèle de la daQ.

Par la suite, si des opportunités d'optimisation des coûts sont disponibles, comme le partage de coûts avec GM GNL par l'utilisation par cette dernière des actifs de regazéification de la daQ, la direction peut y donner droit si ces capacités de regazéification ne sont pas requises pour combler les besoins de la daQ.

En complément, veuillez vous référer aux réponses aux questions 3.1 et 5.1.

5.3 Veuillez décrire les points de mesure de l'activité de regazéification à l'usine LSR (par exemple, les compteurs installés afin de mesurer le niveau de gaz naturel à l'état liquide et à l'état gazeux).

Le cas échéant, veuillez préciser si Énergir prévoit l'ajout de compteurs additionnels pour l'activité de regazéification. Dans l'affirmative, veillez indiquer le moment où cet ajout sera effectué.

Réponse :

Les points de mesure de l'activité de regazéification à l'usine LSR sont assurés par trois compteurs (C26, C27 et C28) installés sur les trois conduites à la sortie des unités de regazéification. Le nombre de conduites utilisées est dépendant du volume demandé. Ces compteurs comptabilisent le volume gazeux injecté dans le réseau gazier. Il n'est pas prévu d'ajouter de compteurs additionnels pour cette activité.

En complément, veuillez vous référer à la réponse à la question 3.1.

5.4 Veuillez décrire les implications de la baisse de la capacité de vaporisation garantie quotidienne de l'usine LSR de 5 805 10^3m^3/jour à 5 147 10^3m^3/jour selon la philosophie de redondance N+1, tel que mentionné à la référence (ii), sur l'activité de regazéification à l'usine LSR et sur l'utilisation des actifs de regazéification par le client GM GNL.

Réponse :

Au-delà de la réduction de la capacité de vaporisation disponible globale, pour l'activité de regazéification à l'usine LSR et pour l'utilisation des actifs de regazéification par le client GM GNL, il n'y a pas d'implication associée à cette baisse.

5.5 Veuillez expliquer les implications liées à l'« *Interruption de liquéfaction GM GNL* », tel que présenté à la référence (iii), sur sa nouvelle utilisation des actifs de regazéification.

Réponse :

Énergir n'y voit pas d'implications particulières. Comme présenté au tableau de la réponse à la question 5.1, l'option d'interrompre la liquéfaction du client GM GNL est ordonnancée après le recours à la capacité maximale de vaporisation à l'usine LSR. Ainsi, pour qu'Énergir ait recours à cette option, il faudrait que toute la capacité de vaporisation soit potentiellement requise pour répondre à la demande de la clientèle de la daQ. La capacité de regazéification disponible pour GM GNL serait alors nulle.

5.6 Veuillez expliquer les implications du fait que le client GM GNL est un client assujetti au tarif D4-D5, en combinaison tarifaire, tel que présenté à la référence (iv), sur son utilisation des actifs de regazéification.

Réponse :

Énergir n'y voit pas d'implications particulières. Le client GM GNL est assujetti au tarif D_4-D_5 pour le gaz naturel qu'il retire à ses installations afin de le liquéfier. Par la suite, le client injecte une partie de ce gaz naturel sous forme gazeuse destiné à des tierces parties dans le réseau de distribution. GM GNL ne regazéifie pas l'entièreté du gaz naturel qu'il liquéfie. La regazéification est une activité distincte de la distribution, comme c'est le cas pour l'activité d'entreposage pour laquelle une répartition des coûts est effectuée, indépendamment du tarif de distribution auquel le client GM GNL est assujetti.

COMPRESSION

6. Référence : Pièce B-0209, p. 9.

Préambule :

« Pour évaluer les volumes de gaz naturel associés à chacune des sources de compression, Énergir utilise actuellement des données historiques. Il est prévu que plusieurs compteurs soient raccordés ou installés à différents points de l'usine LSR afin qu'Énergir soit en mesure d'effectuer un bilan complet et précis des sources d'évaporation. En attendant que l'installation des instruments de mesure soit terminée, Énergir se basera sur les données historiques compilées et provenant du suivi quotidien des niveaux d'inventaire de GNL ».

Demande :

6.1 Veuillez présenter les principales étapes pour terminer l'installation des instruments de mesure ainsi que l'échéance prévue.

Réponse :

Le tableau présente un sommaire des installations d'instruments planifiées ventilé par source de gaz naturel compressé.

Tableau 6.1

Installation d'instruments de mesure par source de gaz naturel compressé

Sources de gaz naturel compressé	Installations planifiées	Instrument de mesure en place (Oui / Non)	Détail	Plan d'action
1- Évaporation régulière du GNL des réservoirs	Un compteur sur le retour de vapeur du réservoir d'entreposage L-80B Un compteur sur le retour de vapeur du réservoir d'entreposage L-80A	Non	Une évaluation du coût de la mise en place de compteurs a été faite à un montant de 400 000 $. Compte tenu du montant important relié à la mise en place de ces instruments, Énergir a analysé une alternative et prévoit obtenir un bilan représentatif de l'évaporation régulière des réservoirs en combinant les données de compteurs déjà existants.	Pour obtenir un bilan complet, Énergir doit compiler les données d'opérations des compteurs existants pour la dernière période d'opération du train 1 et valider la précision du bilan qui sera obtenue. Si cette méthode alternative produit un bilan précis, Énergir sera en mesure de programmer un bilan basé sur ces données. En cas contraire, Énergir évaluera d'autres solutions pour optimiser les coûts de la mise en place des compteurs et effectuera une analyse-bénéfice/coûts de ces installations.

Sources de gaz naturel compressé	Installations planifiées	Instrument de mesure en place (Oui / Non)	Détail	Plan d'action
2- Gaz naturel liquéfié provenant du procédé de liquéfaction du train 1	Aucune	Oui	Déjà un compteur en place	N/A
3- Gaz naturel (liquide ou vapeur) provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2	Un compteur sur la ligne de production à la sortie du train de liquéfaction #2	Oui	Mis en place au cours de l'exercice 2019	N/A
4- Gaz naturel provenant des chargements des camions-citernes	Ajout d'instrumentation supplémentaire sur les compteurs existants aux quais de chargement 1 et 2	Oui	L'ajout d'instrumentation est terminé. Il ne reste qu'à raccorder et programmer les instruments dans le système de contrôle de l'usine LSR. La mise en fonction est prévue pour la fin février 2020.	N/A
	Ajout d'un compteur sur le retour de vapeur de la ligne provenant du quai de chargement 0	Non	Le compteur sera mis en place et opérationnel au cours de l'exercice 2020.	Terminer la mise en place du compteur additionnel.

Énergir soulève que l'ajout de l'activité de compression et la décomposition des différentes sources de compression permet d'apporter un niveau de précision additionnel à la méthode de répartition des coûts de l'usine LSR. De plus, bien qu'Énergir travaille à obtenir une précision additionnelle aux données utilisées, si l'installation de compteurs additionnels s'avérait trop onéreuse par rapport au niveau de précision recherché, Énergir pourrait conserver, pour certains points de mesure, l'utilisation des données historiques. L'utilisation de ces données pour établir le niveau d'évaporation par activité constitue déjà, de l'avis d'Énergir, une méthode fiable qui permet d'atteindre un degré de précision acceptable dans la répartition des coûts de compression. L'utilisation de ces données permet de mieux respecter le lien de causalité de chacune des sources et d'en répartir les coûts de façon plus précise.

Par ailleurs, Énergir soulève que l'utilisation de données historiques est une méthode qui est déjà utilisée dans la répartition des coûts (pour la répartition de la facture d'électricité entre les activités) et cette méthode est acceptée par la Régie. En ce sens, Énergir soumet

que la création de l'activité de compression vise à rencontrer le principe de causalité des coûts. Les ajustements à la méthode de répartition des coûts qui en découlent constituent une nette amélioration qui ne repose pas sur l'installation d'instruments de mesure additionnels.

7. Références :
(i) Pièce B-0209, tableau 1, p. 7;
(ii) Pièce B-0209, annexe 1;
(iii) Pièce B-0225, tableau 1, p. 7;
(iv) Pièce B-0225, annexe 1.
(v) R-4079-2018, pièce B-0164, réponse 26.1, p. 70.

Préambule :

(i) Au tableau 1, Énergir décrit la source de gaz naturel compressé « *Évaporation régulière du GNL des réservoirs* », comme suit :

« *Évaporation du GNL des réservoirs due à l'appoint de chaleur provenant des parois des réservoirs et du mouvement généré par le remplissage et les chargements de GNL à des conditions différentes des conditions du GNL entreposé* ».

(ii) À l'annexe 1, Énergir présente les coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR basés sur la projection 4/8 2019, en considérant les ajustements proposés à la méthode de répartition des coûts.

(iii) Au tableau 1, Énergir présente la Méthode de répartition des coûts reliés à la regazéification.

(iv) À l'annexe 1, Énergir présente les coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR à la Cause tarifaire 2019-2020 considérant les ajustements à la méthode de répartition des coûts.

(v) « *Ce solde est bien en deçà du niveau minimal sécuritaire évalué selon la méthode énoncée par la Régie dans sa décision D-2012-171 du dossier R-3800-2012 (paragr. 81 à 83), auquel s'ajoute un volume de réserve pour pouvoir effectuer un échange avec GM GNL si celui-ci est interrompu. En effet, ce niveau minimal sécuritaire se situe à 12,1 10^6m³ (460 158 GJ) ».* [notes de bas de page omises et nous soulignons]

Demandes :

7.1 Veuillez expliquer comment sont déterminées les données du tableau 1 des références (ii) et (iv) portant sur la capacité et la quantité par activité. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le tableau suivant présente le détail sur le mode de détermination des capacités /quantités par activité.

Tableau 7.1

Détermination des capacités/quantités par activité

Activité	Activité réglementée (1)	Activité non réglementée (2)
1 Capacité d'entreposage	Capacité totale des réservoirs selon les spécifications techniques de ces derniers après y avoir retiré la portion allouée à l'ANR.	Capacité réservée par l'ANR déterminée annuellement.
2 Capacité potentielle de liquéfaction (liquéfacteur 1)	Correspond à la capacité d'entreposage disponible de l'activité réglementée (l. 1, col. 1) puisque Énergir ne procède habituellement pas à de la liquéfaction en période hivernale. Ainsi, sauf exception, Énergir ne devrait pas liquéfier plus que sa capacité d'entreposage pour ses propres besoins.	Demande de liquéfaction de l'ANR, excluant la quote-part des volumes d'évaporation qui lui sont alloués. Nulle si l'ANR n'utilise pas le liquéfacteur 1 pour liquéfier sa demande.
3 Quantité annuelle de demande liquéfiée été (liquéfacteur 1)	Quantité de gaz liquéfié en période estivale (du 16 mars au 15 décembre) par le train 1 pour remplacer les volumes de gaz utilisés (demande d'Énergir) et les volumes évaporés au cours de l'année attribués à l'activité réglementée.	Quantité de gaz liquéfié en période estivale (du 16 mars au 15 décembre) par le train 1 pour remplacer les volumes de gaz utilisés (demande de l'ANR) et les volumes évaporés au cours de l'année attribués à l'ANR, le cas échéant. Énergir recharge à l'ANR les coûts de liquéfaction variables des volumes évaporés qui lui sont alloués.
4 Quantité annuelle de demande liquéfiée hiver (liquéfacteur 1)	Nulle – Énergir n'utilise généralement pas le train 1 en hiver, entre autres, pour éviter de créer un appel de puissance électrique en hiver, ce qui aurait un impact négatif sur les coûts électriques pour les 12 mois suivants.	Quantité de gaz liquéfié en période hivernale (du 16 décembre au 15 mars) par le train 1 pour l'ANR, le cas échéant.
5 Capacité potentielle de regazéification	Maximum de i) la capacité des réservoirs disponible à l'activité réglementée (l. 1, col. 1) ou ii) du volume réellement regazéifié par cette dernière.	Volumes regazéifiés par l'ANR.

Activité	Activité réglementée (1)	Activité non réglementée (2)
6 Quantité annuelle de demande regazéifiée	Quantité de gaz regazéifié par l'activité réglementée selon les besoins pour faire face à ses obligations.	Quantité de gaz regazéifié par l'ANR selon les besoins pour faire face à ses obligations.
7 Capacité potentielle de compression	Capacité potentielle de compression totale déterminée selon la quantité totale de gaz redirigé vers le compresseur provenant de : i. la source de compression 1, tel que détaillé à la réponse à la question 7.2; et ii. les sources de compression 2 à 4, tel que détaillé à la pièce B-0209, tableau 1, p. 7 MOINS iii. la portion attribuée à GM GNL (l. 7, col. 2)	i. Quote-part de la capacité potentielle attribuable à GM GNL pour la source de compression 1, tel que détaillé à la réponse à la question 7.2; et ii. la source de compression 2, tel que détaillé à la pièce B-0209, tableau 1, p. 7.

7.2 Veuillez décrire chacune des cinq catégories d'évaporation sous la source 1 : « *Évaporation régulière du GNL des réservoirs* », présentées au tableau 3 de la référence (ii) et faire le lien avec la description présentée à la référence (i).

Réponse :

Dans un premier temps, Énergir rappelle que le phénomène d'évaporation découle de l'existence même des réservoirs de GNL. Cette évaporation régulière est affectée par certaines activités à l'usine LSR qui ont pour effet de créer du mouvement dans les réservoirs de GNL. L'ensemble des volumes d'évaporation est récupéré et compressé vers le réseau de distribution et est donc considéré dans l'établissement de la capacité potentielle de compression. En réponse à la présente question, il importe de préciser que les cinq catégories d'évaporation présentées sous la source 1 : « Évaporation régulière du GNL des réservoirs » au tableau 3 de la référence (ii) ne sont pas présentées distinctement dans le tableau de la référence (i). En effet, ces cinq catégories ont été regroupées sous la même source de gaz naturel compressé nommée « Évaporation régulière du GNL des réservoirs ». Le tableau présenté ci-dessous résume les liens entre l'évaporation et la compression.

	Tableau X - Sommaire des informations relatives aux sources de gaz naturel compressé et aux souces d'évaporation				
		Volume de gaz naturel à compresser		Volume d'évaporation à liquéfier	
	Sources de gaz naturel compressé	**B-0209, tableau 1, page 7**	**B-0209, annexe 1, tableau 3**	**B-0209, tableau 4, page 20**	**B-0209, annexe 1, tableau 2**
	Source 1 : Évaporation regulière du GNL des réservoirs	X			
1	*Évaporation régulière*		X	X	X
2	*Évaporation de liquéfaction train 1*		X	X	X
3	*Évaporation de liquéfaction train 2*		X	X	X
4	*Évaporation de regazéification*		X	X	X
5	*Évaporation liée aux chargements*		X	X	X
6	**Total source 1**				
7	**Source 2 : Gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1**	X	X		
8	**Source 3 : Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2**	X	X		
9	**Source 4 : Gaz naturel provenant des chargements des camions citernes**	X	X		
		Pour le partage des coûts fixes de compression		**Pour le partage des coûts variables de liquéfaction des volumes d'évaporation**	

En complément d'information, le tableau suivant présente la description de chacune des catégories d'évaporation incluse sous la source 1, de même que le calcul pour déterminer la capacité potentielle de compression et la quote-part attribuable à GM GNL.

Tableau 7.2

Description des catégories d'évaporation sous la Source 1 : évaporation régulière du GNL des réservoirs

Catégories d'évaporation de la Source 1	Description	Calcul effectué pour déterminer la capacité potentielle de compression (selon les données historiques) appliquée au tableau 3 de l'annexe 1 de la pièce B-0209	Quote-part attribuable à GM GNL
Évaporation régulière	Évaporation régulière des réservoirs quotidienne lorsqu'il n'y a aucune activité. Évaporation due à l'appoint de chaleur provenant des parois des réservoirs	L'évaporation régulière est considérée comme étant l'évaporation de base. Les données historiques démontrent que l'évaporation régulière est d'environ 22,26 $10^3 m^3$/jour (8 125 $10^3 m^3$ par année). Aux fins du calcul de la capacité potentielle, cette donnée ne varie pas d'une année à l'autre.	Volumes d'évaporation régulière X ratio de capacité d'entreposage réservée par GM GNL.

Catégories d'évaporation de la Source 1	Description	Calcul effectué pour déterminer la capacité potentielle de compression (selon les données historiques) appliquée au tableau 3 de l'annexe 1 de la pièce B-0209	Quote-part attribuable à GM GNL
Évaporation de liquéfaction train 1	Réduction de l'évaporation régulière : lorsque le train de liquéfaction 1 fonctionne, les données historiques démontrent que le niveau d'évaporation diminue par rapport à une journée où il n'y a aucune activité. Évaporation due au mouvement généré par le remplissage à des conditions différentes de celles du GNL entreposé.	Par rapport à l'évaporation régulière de 22,26 10^3m^3/jour, l'évaporation observée lors d'une journée de liquéfaction au train 1 est moins élevée d'environ 10,0 10^3m^3/jour. Ainsi, si le train 1 fonctionne au cours d'une année pendant 18 jours, l'évaporation de liquéfaction train 1 annuelle sera de -180,0 10^3m^3.	Si GM GNL utilise le train 1 : Volumes d'évaporation de liquéfaction du train 1 X ratio de la demande liquéfiée par GM GNL au train 1 X ratio de capacité d'entreposage réservée par GM GNL. Si GM GNL n'utilise pas le train 1 : Quote-part nulle.
Évaporation de liquéfaction train 2	Évaporation additionnelle générée lorsque le train 2 est en opération. Évaporation due au mouvement généré par le remplissage à des conditions différentes de celles du GNL entreposé.	Par rapport à l'évaporation régulière de 22,26 10^3m^3/jour, l'évaporation observée lors d'une journée de liquéfaction au train 2 est plus élevée d'environ 15,4 10^3m^3/jour. Ainsi, si le train 2 fonctionne au cours d'une année pendant 271 jours, l'évaporation de liquéfaction train 2 annuelle sera de 4 174,0 10^3m^3.	Volumes d'évaporation de liquéfaction train 2 X ratio de la demande liquéfiée par GM GNL au train 2* X ratio de capacité d'entreposage réservée par GM GNL. * Puisque l'activité réglementée ne prévoit plus utiliser le train 2, sauf exception, ce ratio sera de 100 %.

Catégories d'évaporation de la Source 1	Description	Calcul effectué pour déterminer la capacité potentielle de compression (selon les données historiques) appliquée au tableau 3 de l'annexe 1 de la pièce B-0209	Quote-part attribuable à GM GNL
Évaporation de regazéification	Réduction de l'évaporation régulière : lorsque les regazéificateurs fonctionnent, les données historiques démontrent que le niveau d'évaporation diminue par rapport à une journée où il n'y a aucune activité. Évaporation due au mouvement généré par la sortie du GNL des réservoirs pour les fins de la regazéification.	Par rapport à l'évaporation régulière de 22,26 10^3m^3/jour, l'évaporation observée lors d'une journée de regazéification est moins élevée d'environ 10,0 10^3m^3/jour. Ainsi, si les regazéificateurs fonctionnent au cours d'une année pendant 21 jours, l'évaporation de regazéification annuelle sera de -210,0 10^3m^3.	Si GM GNL utilise les regazéificateurs : Volumes d'évaporation de regazéification X ratio de la demande regazéifiée par GM GNL X ratio de la capacité d'entreposage réservée par GM GNL Si GM GNL n'utilise pas les regazéificateurs : Quote-part nulle.
Évaporation liée aux chargements	Évaporation additionnelle générée lorsqu'il y a des chargements. Évaporation due aux chargements de GNL.	Par rapport à l'évaporation régulière de 22,26 10^3m^3/jour, l'évaporation observée lors d'une journée avec chargements est plus élevée d'environ 5,64 10^3m^3/jour. Toutefois, il a été observé que lorsque le train 2 fonctionne en même temps qu'il y a des chargements, le niveau d'évaporation est plus élevé par rapport à l'évaporation régulière de 15,4 10^3m^3/jour, représentant le niveau d'évaporation lorsque le train 2 fonctionne. Ainsi, pour les fins du calcul de l'évaporation liée aux chargements, seules les journées où il y a des chargements et que le train 2 ne fonctionne pas sont considérées. Donc, si le nombre de jours de chargements sans liquéfaction	Volumes d'évaporation liée aux chargements X ratio de capacité d'entreposage réservée par GM GNL.

Catégories d'évaporation de la Source 1	Description	Calcul effectué pour déterminer la capacité potentielle de compression (selon les données historiques) appliquée au tableau 3 de l'annexe 1 de la pièce B-0209	Quote-part attribuable à GM GNL
		au train 2 est de 93 jours, l'évaporation annuelle liée aux chargements sera de 525,0 10^3m^3.	

7.3 Veuillez expliquer la valeur négative établie au « *Calcul de la capacité potentielle de compression* » pour la catégorie « *Évaporation de liquéfaction train 1* », tel que présenté au tableau 3 des références (ii) et (iv), soit -180 et -420 10^3m^3 respectivement.

Réponse :

Les données historiques dont Énergir dispose démontrent que le niveau d'évaporation diminue lorsque le train de liquéfaction 1 est en fonction par rapport à une journée où il n'y a aucune activité. Cette diminution a d'ailleurs été évaluée à 10,0 10^3m^3/jour de liquéfaction au tableau 7.2 de la réponse à la question précédente. Ainsi les valeurs de -180 10^3m^3 et -420 10^3m^3 sont le résultat de la multiplication du nombre de jours de fonctionnement du train de liquéfaction 1 par – 10 10^3m^3.

L'une des causes de cette diminution provient de la température à laquelle le train 1 produit le gaz naturel liquide (GNL). Effectivement, le GNL entreposé dans les réservoirs est en ébullition et se trouve à la température d'équilibre aux environs de -161,5°C. Le train de liquéfaction 1 est en mesure de produire du GNL surrefroidi, donc plus froid que le GNL présent dans les réservoirs. Cet apport de GNL surrefroidi contribue à ralentir l'ébullition du GNL dans les réservoirs d'entreposage et, ainsi, à réduire la quantité de gaz d'évaporation qui est produite.

Énergir peut comparer ce phénomène avec l'eau en ébullition à 100 °C dans un chaudron sur une cuisinière. L'ajout d'eau froide provenant du robinet de cuisine va ralentir et peut-être même arrêter l'ébullition si suffisamment d'eau froide est ajoutée à l'eau bouillante.

En plus de la température du liquide introduit dans les réservoirs lors de la liquéfaction, il est à noter que d'autres facteurs tels les variations de pression atmosphérique ainsi que le volume de liquide introduit ou retiré d'un réservoir peuvent aussi influencer la quantité de gaz d'évaporation produite par un réservoir entreposant du GNL.

7.4 Selon la référence (iv), la Régie note que la capacité potentielle de regazéification associée à GM GNL pour l'année 2019-2020 (8 350 10^3m^3) est supérieure à la capacité d'entreposage réservée par GM GNL (5 000 10^3m^3), ce qui implique du cyclage effectué par GM GNL à l'usine LSR au cours de l'année.

Veuillez indiquer si le cyclage effectué à partir des capacités réservées en espace d'entreposage par GM GNL peut avoir un impact sur l'évaporation régulière du GNL des réservoirs due à l'appoint de chaleur provenant des parois des réservoirs et du mouvement généré par le remplissage et les chargements de GNL à des conditions différentes des conditions du GNL entreposé, tel qu'indiqué à la référence (i). Veuillez expliquer.

Dans l'affirmative, veuillez élaborer sur la pertinence de la base d'établissement proposée par Énergir afin d'évaluer la portion attribuable au client GM GNL, soit en fonction du « *Prorata de la capacité d'entreposage réservée par le client GM GNL* ».

Réponse :

Tel que démontré au tableau 7.2 de la réponse à la question 7.2, l'évaporation régulière des réservoirs comprend cinq sources distinctes. Ainsi, toute opération découlant ou non d'un cyclage de la capacité réservée engendre un certain niveau d'évaporation.

Tel que présenté à la référence (iv), GM GNL a réservé une capacité d'entreposage de 5 000 10^3m^3. Compte tenu de ce niveau de réservation, il est certain que GM GNL doit cycler pour être en mesure de répondre à ses ventes (chargements et regazéification).

Par ailleurs, si GM GNL opérait de façon indépendante et avait son propre réservoir, ce dernier serait d'une capacité nettement inférieure à la capacité des réservoirs de l'usine LSR. Ainsi, il importe de préciser que ce niveau d'évaporation, malgré le cyclage des opérations, serait nettement inférieur compte tenu de la capacité des réservoirs dont GM GNL disposerait. Le compresseur qui serait installé par GM GNL, le cas échéant, serait également d'une capacité beaucoup moins importante que le compresseur nécessaire à l'usine LSR et calibré selon les besoins de la daQ.

En complément, veuillez vous référer à la réponse à la question 8.1.

7.5 Veuillez élaborer sur la pertinence de tenir compte du seuil minimal sécuritaire d'entreposage à l'usine LSR, tel que présenté à la référence (v), pour établir la « *Capacité potentielle de regazéification* » aux fins du calcul du coût unitaire moyen des frais fixes en regazéification, tel que présenté à la référence (iii) et notamment, en ce qui concerne la Capacité totale des réservoirs à l'usine LSR.

Réponse :

Le seuil minimal sécuritaire est une valeur théorique calculée par la direction Transport et approvisionnement gazier. Cette valeur sert de balise minimum pour effectuer le test de l'hiver extrême lors de la réalisation des scénarios d'approvisionnement de la franchise.

Dans le cours de ses activités, Énergir tente de maintenir son inventaire au-dessus de ce seuil minimum théorique afin d'être en mesure de faire face à toute éventualité et d'assurer la sécurité de l'approvisionnement des clients.

Cependant, si pour des raisons d'urgences opérationnelles Énergir devait recourir à ce volume de gaz, il serait possible de le liquéfier et de le rendre disponible à sa clientèle.

En conséquence, ce seuil minimal théorique fait partie intégrante de la capacité totale de gaz utile et disponible à l'utilisation. Ainsi, Énergir juge approprié d'inclure ce seuil minimal dans le calcul de la capacité potentielle de regazéification et de la capacité totale des réservoirs de l'usine LSR, soit 58 600 10^3m^3 de gaz utile.

7.6 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles Énergir n'a pas considéré le Maximum entre la « *Capacité totale des réservoirs réservée par le client GM GNL* » et le « *Volume regazéifié par GM GNL* » dans la « *Base de calcul du coût unitaire moyen* » pour les frais fixes de l'activité de regazéification, tel que présenté à la référence (iii), et de façon cohérente à la base appliquée pour l'activité réglementée.

Réponse :

Tel que spécifié à la réponse de la question 3.1, « Énergir a établi un processus par lequel une demande de vaporisation de GM GNL pour une quantité donnée doit être approuvée par la direction du Transport et de l'approvisionnement gazier la veille pour la journée gazière du lendemain. Cette approbation est accordée dans la mesure où la demande de GM GNL n'a pas d'incidence sur la capacité d'Énergir à répondre à la demande projetée. »

Ainsi, puisque le client GM GNL n'est pas en mesure de réserver une capacité de regazéification et n'a aucune garantie qu'il sera possible pour lui de regazéifier, l'utilisation de la capacité totale réservée pour la répartition des coûts fixes de regazéification s'avère inéquitable.

Effectivement, si pour des raisons opérationnelles Énergir interdit à GM GNL de regazéifier ou ne lui permet de regazéifier qu'une fraction de l'équivalent de sa capacité totale réservée, ce dernier se verrait tout de même dans l'obligation de payer une quote-part plus élevée que son utilisation réelle des coûts fixes de cette activité. En basant la répartition des coûts de regazéification sur la demande de GNL regazéifié, le client GM GNL assume sa juste part des coûts fixes du regazéificateur.

8. Références : (i) Pièce B-0209, tableau 1, p. 7;
(ii) Pièce B-0225, tableau 3, p. 18;
(iii) Pièce C-FCEI-0044, p. 28 et 29;
(iv) Pièce C-FCEI-0044, p. 30;

Préambule :

(i) Énergir présente, au tableau 1, les sources de gaz naturel compressé, soit :

- Source nº 1 : Évaporation régulière du GNL et des réservoirs due à l'appoint de chaleur provenant des parois des réservoirs et du mouvement généré par le remplissage et les chargements de GNL à des conditions différentes des conditions du GNL entreposé.

- Source nº 2 : Gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1.

- Source nº 3 : Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2. Ce gaz naturel est racheté par Énergir en vertu du contrat maître d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation. Ce gaz naturel est retourné à l'aspiration du compresseur, en transitant par les réservoirs, mais sans générer d'impact sur les inventaires de GNL.

- Source nº 4 : Gaz naturel provenant des chargements des camions citernes. Ce gaz naturel issu des chargements retourne à l'usine LSR à l'aspiration du compresseur en transitant par les réservoirs, mais sans générer d'impact sur les inventaires de GNL. Énergir souhaite racheter ce gaz naturel.

(ii) Énergir présente, au tableau 3, le calcul de la capacité potentielle de compression pour les quatre sources de gaz naturel compressé ainsi que les portions attribuables au client GM GNL et à l'activité réglementée.

Le gaz naturel de la source nº 1 est présenté par type d'évaporation, comme suit :

- évaporation régulière;
- évaporation de liquéfaction train 1;
- évaporation de liquéfaction train 2;
- évaporation de regazéification;
- évaporation liée aux chargements.

(iii) Selon la FCEI, le fait que la taille de l'entreposage puisse influencer le niveau d'évaporation de liquéfaction n'implique pas qu'il en soit la cause. Elle soumet que c'est la liquéfaction qui cause l'évaporation de la source nº 1, présentée en référence (ii), et non pas l'entreposage. Conséquemment, la FCEI recommande que :

« […] *l'évaporation de liquéfaction train 2 soit entièrement attribuée à l'activité non réglementée de même que l'évaporation liée aux chargements. Quant à l'évaporation de regazéification, elle devrait être attribuée en fonction des volumes de regazéification exclusivement* ».

(iv) En ce qui a trait aux sources n° 3 et n° 4, la FCEI soumet que le client GM GNL doit assumer les coûts de leur compression considérant que ce sont ses activités qui génèrent la production du gaz naturel. Toute autre solution serait en contradiction directe du principe de causalité.

« *La FCEI recommande donc que la responsabilité du gaz naturel provenant de ces deux sources soit attribuée en totalité à l'activité non réglementée pour les fins de l'allocation des coûts de compression.*

La FCEI soumet de plus que le fait qu'un transfert de propriété soit fait en amont des compresseurs n'empêche en rien d'attribuer la responsabilité de sa compression à GM GNL. Si la Régie devait en juger autrement, la FCEI recommande à la Régie d'interdire l'achat de fourniture auprès de GM GNL tant que le point de transfert de propriété ne sera pas déplacé en aval des installations de compression, que la formule d'établissement du prix d'achat n'intègrera pas une compensation adéquate pour les coûts de compression encourus par la DaQ ou simplement que GM GNL assume la responsabilité de la compression de quelque manière que ce soit. La preuve démontre que la formule pour le prix d'achat de ce gaz ne prévoit pas de tel ajustement ».

Demande :

8.1 Veuillez commenter les recommandations de la FCEI présentées aux références (iii) et (iv) et en estimer l'impact sur les coûts remboursés par le client GM GNL. De plus, veuillez comparer l'allocation proposée par Énergir et celle recommandée par l'intervenante en termes de causalité des coûts.

Réponse :

Selon Énergir, les recommandations de la FCEI ne permettent pas une répartition des coûts de manière équitable compte tenu de la réalité des installations de l'usine LSR. Le tableau suivant résume les positions d'Énergir et celles de la FCEI.

Tableau 8.1

Résumé des positions de la FCEI sur la quote-part des volumes de compression attribuée à GM GNL

Sources d'évaporation	Proposition Énergir	Proposition FCEI
Source 1 : Évaporation régulière du GNL des réservoirs		
Évaporation régulière	Selon la capacité d'entreposage réservée	*En accord avec la position d'Énergir*
Évaporation liquéfaction train 1	Selon la capacité d'entreposage réservée et le ratio de la demande liquéfiée sur train 1	*En accord avec la position d'Énergir*
Évaporation de liquéfaction train 2	Selon la capacité d'entreposage réservée et le ratio de la demande liquéfiée sur train 2	100 % ANR
Évaporation de regazéification	Selon la capacité d'entreposage réservée et le ratio de la demande regazéifiée	Ratio de la demande regazéifiée à 100 % à l'ANR
Évaporation liée aux chargements	Selon la capacité d'entreposage réservé et le ratio de chargements	100 % ANR
Source 2 : Gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1	Prorata selon l'utilisation réelle du train 1 par GM GNL	*En accord avec la position d'Énergir*
Source 3 : Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2	100 % activité réglementée	100 % ANR
Source 4 : Gaz naturel provenant des chargements des camions-citernes	100 % activité réglementée	100 % ANR

<u>Source 1 : Évaporation régulière des réservoirs</u>

Pour les causes d'évaporation de la source 1 remises en question par la FCEI (liquéfaction train 2, regazéification et chargements), l'affirmation de cette dernière à l'effet que ces causes soient directement liées aux activités du client GM GNL plutôt qu'à la capacité d'entreposage des réservoirs n'est pas exacte.

Effectivement, supposons que l'usine LSR ne dispose d'aucun réservoir et que, par exemple, les volumes liquéfiés soient chargés directement vers les quais 1 et 2 pour les

clients de GM GNL. Dans ce cas, l'évaporation régulière des réservoirs (source 1) serait inexistante puisqu'en l'absence de réservoir, comment une évaporation des réservoirs, peu importe sa cause, peut-elle exister ? En conséquence, il devient évident que l'élément déclencheur de l'évaporation de la source 1, peu importe sa cause (liquéfaction train 2, regazéification, chargements), est l'existence même du réservoir et non pas l'activité du client GM GNL en elle-même. De la même façon, si le client GM GNL possédait son propre réservoir pour répondre à son besoin, ce dernier serait assurément d'une capacité nettement inférieure, par exemple une capacité de 5,0 10^6m³. Ainsi, le volume d'évaporation dite « régulière » (source 1) qu'il assumerait serait beaucoup moins important que dans un réservoir de grande capacité de 58,6 10^6m³.

Une fois ce fait démontré, il est tout à fait logique que le client GM GNL assume la portion de l'évaporation de la source 1 sur la base de sa capacité réservée tout comme il le fait pour l'évaporation régulière. Ceci revient à établir une causalité des coûts juste et équitable.

Puisque la FCEI juge que la causalité des coûts est respectée pour l'évaporation régulière et l'évaporation de liquéfaction du train 1 provenant des réservoirs, il devrait logiquement en être de même pour toutes les autres causes de la source 1, puisqu'elles sont toutes liées à la présence de réservoirs.

Énergir rappelle que le phénomène d'évaporation, émanant du GNL entreposé dans les réservoirs, provoque deux activités subséquentes :

1) **Compression des volumes évaporés**
   (voir tableau 3, lignes 2 à 8, des annexes 1, des pièces B-0209 et B-0225)

   Dans un premier temps, les volumes évaporés doivent être compressés vers le réseau. Tel qu'expliqué précédemment, bien que les activités de liquéfaction du liquéfacteur 2, de la regazéification ou des chargements entraînent du mouvement dans les réservoirs qui ont une incidence sur la quantité de volumes évaporés, il n'en demeure pas moins que l'origine de l'évaporation provient des réservoirs, autrement dit, de la capacité d'entreposage. L'attribution des volumes de compression issus de l'évaporation des réservoirs au prorata de la capacité réservée respecte donc le principe de causalité des coûts. L'ANR ne peut être pénalisée du fait que le réservoir dans lequel il réserve une capacité dépasse largement ses propres besoins, d'autant que le mouvement occasionné par ses activités dans les réservoirs n'entraîne aucun coût de compression supplémentaire à l'usine LSR.

   Il importe de rappeler que le compresseur installé est en mesure de répondre à une grande capacité de compression. Cette capacité est établie sur la base des besoins du liquéfacteur 1 et ce, autant pour la source 1 (évaporation régulière du GNL des réservoirs) que la source 2 (gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1). Ce compresseur demeure ainsi en fonction en tout temps et un apport de gaz supplémentaire à compresser n'engendre aucun coût variable. En effet, les coûts de l'activité de compression sont essentiellement fixes. Faire assumer à l'activité non réglementée la part de coûts fixes liée à la compression des volumes évaporés autrement qu'au prorata de sa capacité d'entreposage réservée revient à

lui faire assumer une part inéquitable des coûts fixes du compresseur. Le tableau présenté à l'annexe Q-8.1 démontre que la proposition de la FCEI ne respecte pas le principe de la causalité des coûts puisqu'elle a pour effet d'allouer un pourcentage disproportionné de 44 % (l.7, col.5) des volumes de la source 1 à l'ANR, alors que la cause de ces volumes résulte de la capacité totale des réservoirs. Ce pourcentage de 44 % dépasse largement la capacité d'entreposage requise par l'ANR de 5,0 $10^6 m^3$ représentant 8,5 % de la capacité totale. À cet effet, la proposition d'Énergir a pour effet d'allouer une juste part de 9,0 % des volumes de la source 1 à l'ANR. Ce pourcentage est directement en lien avec la quote-part de la capacité réservée par l'ANR.

2) **Liquéfaction des volumes évaporés**
(voir tableau 2 des annexes 1, des pièces B-0209 et B-0225)

Les volumes évaporés qui ont été compressés vers le réseau ont entraîné une baisse de l'inventaire de GNL appartenant à la daQ. Ainsi, dans un deuxième temps, les volumes évaporés seront reliquéfiés afin de rebâtir l'inventaire. L'activité de liquéfaction, comparativement à l'activité de compression, entraîne des frais variables additionnels. Dans ce cas, afin d'assurer un partage équitable des coûts, l'ANR doit assumer les coûts de liquéfaction associés aux volumes d'évaporation découlant de ses activités, afin de tenir l'activité réglementée indemne.

Considérant tout ce qui précède, Énergir est d'avis que d'allouer les coûts de compression relatifs à la source 1 sur une autre base que celle de la capacité réservée serait inéquitable et non représentative de la causalité des coûts.

Source 2 : Gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1

La FCEI est en accord avec la répartition des coûts relative à la source 2.

Sources 3 et 4 : Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2 et gaz naturel provenant des chargements des camions-citernes

En plus des volumes évaporés décrits précédemment aux sources 1 et 2, d'autres volumes nécessitent de la compression. Ces volumes sont issus i) des démarrages et arrêts du procédé de liquéfaction du train 2 (source 3) et ii) des chargements des camions-citernes (source 4).

La FCEI est d'avis que les volumes émanant des sources 3 et 4 devraient être alloués entièrement à l'ANR puisqu'ils découlent directement des activités de cette dernière. Les volumes de gaz générés par ces deux sources sont rachetés par Énergir à un point situé avant le compresseur qui coïncide à la fin des installations détenues par GM GNL et au début de celles appartenant à Énergir. Ce point correspond au lieu physique de réception de la molécule provenant de l'activité non réglementée et ne pourrait être situé à un autre endroit. Ainsi, Énergir se doit de compresser ces volumes de gaz puisqu'elle en devient propriétaire avant le point de compression.

Rappelons ici aussi que le compresseur installé est en mesure de répondre à une grande capacité de compression établie sur la base des besoins du liquéfacteur 1 et qu'une hausse des volumes compressés issus des sources 3 et 4 n'entraîne pas de coûts additionnels; les coûts de compression étant essentiellement fixes.

Comparaison de l'impact sur les coûts remboursés par le client GM GNL de l'application des recommandations de la FCEI par rapport à la proposition d'Énergir

Sur la base de la projection de la Cause tarifaire 2019-2020, Énergir a estimé l'impact des coûts qui seraient remboursés par le client GM GNL si les recommandations de la FCEI étaient appliquées. Le tableau de l'annexe Q-8.1 présente cet estimé ventilé par source de compression.

Le tableau présenté à l'annexe Q-8.1 démontre que la proposition de la FCEI crée une pression indue sur la capacité allouée à l'ANR. En effet, le pourcentage de capacité alloué à l'ANR de 4 % (col. 2, l. 12) (qui pourrait s'élever à 9 % si GM GNL réservait 10,0 $10^6 m^3$), selon la proposition d'Énergir, passe à 28 % (col. 5, l. 12), à la suite de l'application des recommandations de la FCEI, ce qui représente une hausse des coûts de compression alloués à GM GNL de 101 k$ (col. 8, l. 11). Un compresseur d'une telle capacité ne serait pas requis par l'ANR si cette dernière avait eu son propre réservoir, dont la capacité aurait été nettement inférieure. Considérant que la capacité du compresseur est établie sur la base des besoins du liquéfacteur 1 et ce, autant pour la source 1 (évaporation régulière du GNL des réservoirs) que la source 2 (gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1), cette hausse de la capacité allouée à GM GNL est inéquitable. Énergir rappelle que contrairement au liquéfacteur 1, la technologie du liquéfacteur 2 ne génère essentiellement que de l'évaporation relative aux réservoirs.

Il importe aussi de souligner que le compresseur actuellement en fonction à l'usine LSR sera remplacé au cours des prochains mois, ce qui aura pour effet d'augmenter significativement les coûts fixes de compression. La proposition de la FCEI aurait pour impact d'attribuer une hausse de la quote-part à GM GNL beaucoup plus importante que les 101 k$ basés sur la projection de la Cause tarifaire 2019-2020. Rappelons que cet investissement approuvé par la Régie[3] est rendu nécessaire afin de remplacer un équipement qui a atteint sa durée de vie utile et qui vise à assurer principalement la compression des volumes émanant du procédé de liquéfaction du train 1 (source 2) et de l'évaporation régulière du GNL des réservoirs (source 1) découlant des besoins de l'activité réglementée. Selon la proposition d'Énergir, l'ANR se verra allouer une quote-part juste et équitable entre 4 % et 9 % (en fonction de la capacité d'entreposage réservée par GM GNL) des coûts fixes de ce nouveau compresseur. Un compresseur d'une telle capacité ne serait pas requis par l'ANR si cette dernière avait eu son propre réservoir, dont la capacité aurait été nettement inférieure.

[3] R-4084-2019, D-2019-073.

Par ailleurs, dans l'éventualité où la production de l'ANR augmentait considérablement, selon la proposition de la FCEI, la quote-part de capacité potentielle de compression allouée à l'ANR subirait une pression à la hausse. L'ANR se verrait ainsi allouer de plus en plus de coûts, alors que l'usine LSR n'aurait pas à assumer de coûts additionnels découlant de la hausse des volumes compressés.

En conséquence, considérant toutes les raisons évoquées ci-haut, Énergir est d'avis que la méthode proposée par Énergir assure un partage équitable des coûts entre l'activité réglementée et l'ANR qui respecte le principe de causalité des coûts.

LIQUÉFACTION

9. Références : (i) Pièce B-0225, annexe 2, p. 20, lignes 7 à 9;
(ii) Pièce B-0209, annexe 2, p. 26, lignes 7 à 9.

Préambule :

(i) Coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR prévus à la Cause tarifaire 2019-2020, selon la méthode actuelle. Au tableau 1, la *« Quantité annuelle de demande liquéfiée été (liquéfacteur 1)* » s'élève à 13 282 10^3m^3. Au tableau 3, le ratio d'utilisation pour la liquéfaction 1 est 7,23 %.

(ii) Coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR basés sur la projection 4/8 2019 selon la méthode actuelle. Au tableau 1, la *« Quantité annuelle de demande liquéfiée été (liquéfacteur 1)* » s'élève à 6 095 10^3m^3. Au tableau 3, le ratio d'utilisation pour la liquéfaction 1 est 15,14 %.

Demande :

9.1 Considérant que la « *Quantité annuelle de demande liquéfiée été (liquéfacteur 1)* » prévue pour l'année 4/8 2019 est plus faible que celle prévue pour l'année 2019-2020, veuillez expliquer pourquoi le ratio d'utilisation prévu pour l'année 4/8 2019 est plus élevé que celui prévu pour l'année 2019-2020.

Réponse :

Afin de bien comprendre les variations des ratios d'utilisation, voici un rappel sur le fonctionnement et le calcul des ratios d'utilisation. Prenons en exemple le tableau 3, lignes 1 à 4, de l'annexe 2 de la pièce B-0209.

Tableau 3 : Répartition des coûts par élément (000$)		Coûts	Méthode d'allocation	Entreposage	Liquéfaction 1			Liquéfaction 2	Regazéification	
				Fixes	Fixes	Variables		Fixes	Fixes	Variables
						Été	Hiver			
(1)		(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
1	Coefficient d'utilisation			12	19			19	18	
2	Jours d'utilisation des fonctions			365	93			271	21	
3	Ratio d'utilisation des ressources			4 380	1 767			5 149	378	
4	Ratio d'utilisation (%)		*Ratio d'utilisation (%)*	*37,52%*	*15,14%*			*44,11%*	*3,24%*	

Deux facteurs de base entrent dans le calcul des ratios d'utilisation :

1. le coefficient d'utilisation (ligne 1) qui est basé sur le personnel requis pour assurer les opérations de chaque activité, en supposant que ces activités ont lieu indépendamment les unes des autres, et
2. le nombre de jours d'utilisation (ligne 2) qui est basé sur le nombre de jours que chacune des activités nécessitera au cours de l'année pour répondre à ses fonctions.

La multiplication de ces deux facteurs détermine le ratio d'utilisation des ressources pour chacune des activités (ligne 3). Chacun de ces ratios est ensuite divisé par la somme des

ratios d'utilisation des ressources de toutes les activités (total ligne 3, colonnes 4, 5, 8 et 9), afin d'obtenir le pourcentage de ratio d'utilisation pour chacune des activités (%) (ligne 4).

Ainsi, logiquement, on pourrait s'attendre à ce qu'une diminution de la quantité annuelle de demande liquéfiée de 13 282 10^3m^3 à 6 095 10^3m^3 entre les prévisions CT 2019-2020 et 4/8 2019 implique une diminution du nombre de jours d'utilisation de l'activité de liquéfaction 1. Toutes choses étant égales par ailleurs, cette diminution du nombre de jours d'utilisation aurait effectivement résulté en une diminution du ratio d'utilisation.

Cependant, la prévision 4/8 2019 inclut un ajustement à la hausse du nombre de jours de liquéfaction par le train 1. Cet ajustement permet de compenser le biais de la méthode actuelle lorsque le client GM GNL procède à la liquéfaction par le train 2 de la demande d'Énergir. Ainsi, la prévision 4/8 2019 a été élaborée en tenant compte du fait qu'Énergir a eu recours au train 2 afin de remplir ses inventaires pour le 1er décembre 2018. Cette hypothèse reflète la poursuite de la transaction nº 2 présentée au Rapport annuel 2018 (veuillez vous référer à la section 2 de la pièce B-0080, Énergir-12, Document 10 du dossier R-4079-2018). Elle représente le nombre de jours estimé pour compléter la liquéfaction d'Énergir au cours des mois d'octobre et de novembre 2018, comme si le train 1 avait été utilisé et vise à assurer un juste partage des coûts fixes de liquéfaction entre les deux entités. Par ailleurs, la quantité annuelle de demande liquéfiée été (liquéfacteur 1) reflète seulement celle qui est prévue au train 1. Elle exclut donc la quantité de demande d'Énergir dont la liquéfaction est prévue à partir du train 2. Ainsi, le nombre de jours de liquéfaction 1, ainsi que le ratio d'utilisation qui en découle à la prévision 4/8 2019 ne peuvent être corrélés à la quantité annuelle de demande liquéfiée été (liquéfacteur 1). Par ailleurs, comme il est prévu à la Cause tarifaire 2019-2020 qu'Énergir assurera entièrement la liquéfaction de sa demande à partir de son propre liquéfacteur, le nombre de jours de liquéfaction 1 est représentatif de la quantité annuelle de demande liquéfiée été (liquéfacteur 1), aucun ajustement n'étant requis.

Il importe également de noter que le nombre de jours d'utilisation des autres activités a un impact direct sur le ratio d'utilisation de l'activité de liquéfaction 1. Ainsi, si le client GM GNL révise à la baisse le nombre de jours de liquéfaction 2, le ratio d'utilisation de l'activité de liquéfaction 1 sera plus élevé, et ce, même si le nombre de jours de liquéfaction 1 demeure le même. Le ratio d'utilisation de l'activité de liquéfaction 1 sera toujours dépendant du nombre de jours d'utilisation des autres activités de l'usine LSR. Cette interdépendance s'applique aussi au calcul des ratios d'utilisation des autres activités, ce qui explique aussi qu'on ne peut associer le ratio d'utilisation de l'activité de liquéfaction 1 à la quantité annuelle de demande liquéfiée au liquéfacteur 1.

Afin d'éliminer ce biais dû à l'interdépendance entre les activités sur la répartition des frais généraux, Énergir propose dans la nouvelle méthode de répartition, d'abolir les ratios d'utilisation et de répartir les frais généraux à l'aide d'un pourcentage fixe. L'abolition des ratios d'utilisation permet d'améliorer l'équité et la causalité dans le partage de ces frais entre GM GNL et l'activité réglementée.

10. Référence : Pièce B-0206, p. 10.

Préambule :

Énergir présente un schéma de l'usine LSR en fonction des activités retenues pour la méthode de répartition des coûts entre les activités réglementées et non réglementées.

Demandes :

10.1 Veuillez indiquer si le procédé de refroidissement et de liquéfaction permet la récupération d'hydrocarbures tels que l'éthane, le propane ou encore de l'hélium.

Réponse :

Au niveau du liquéfacteur 1, le procédé ne permet pas de récupérer d'hydrocarbures. Ils sont injectés dans le réseau de distribution lors de la regazéification.

Au niveau du liquéfacteur 2, le procédé permet la séparation des hydrocarbures tels que l'éthane et le propane. Ces hydrocarbures sont réutilisés comme combustible dans une autre unité du procédé du liquéfacteur 2.

10.2 Dans l'affirmative, veuillez quantifier les quantités produites par train de liquéfaction et préciser si ces matières récupérées sont vendues à des tiers. Veuillez également préciser si les revenus découlant de la vente sont pris en compte dans la détermination des coûts de l'usine LSR à répartir entre l'entité réglementée et l'entité non réglementée.

Réponse :

Les hydrocarbures ne sont pas vendus à des tiers et il n'y a ainsi pas de revenus à considérer dans la méthodologie de répartition des coûts. Dans le cas précis du liquéfacteur 2 appartenant à GM GNL, le fait qu'elle puisse réutiliser l'éthane et le propane permet à celle-ci de réduire ses coûts d'opération. Ceci n'a aucun impact sur les coûts du train 1 de la daQ.

En complément, veuillez vous référer à la réponse à la question 10.1.

ASSURANCE RESPONSABILITÉ CIVILE

11. Références : (i) Pièce B-0206, p. 23;
(ii) Pièce B-0209, p. 11;
(iii) Pièce B-0209, p. 12.

Préambule :

(i) Les primes d'assurance responsabilité civile attribuées à GM GNL et à l'activité réglementée sont respectivement 235 668 $ et 411 320 $.

(ii) « *La répartition des assurances biens et responsabilité civile relatives au client GM GNL est effectuée sur la base de la valeur assurable et du risque relié au client GM GNL. Ainsi, les factures d'assurances* […] *font l'objet d'une allocation directe à l'activité non réglementée. Énergir ne propose pas de modification à cette allocation puisqu'elle respecte la causalité des coûts et le principe voulant que les coûts d'opération servant uniquement au client GM GNL soient à la charge de ce dernier* ».

(iii) « *L'assurance responsabilité civile permet de protéger Énergir en cas de dommages matériels ou corporels causés à un tiers. Énergir propose une allocation directe à l'activité réglementée puisque cette prime est davantage liée au risque de l'entreprise qu'à ses diverses activités* ».

Demande :

11.1 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles l'activité réglementée se voit allouer un montant de prime d'assurance de près du double de celui alloué à GM GNL. Veuillez notamment élaborer quant à la notion de risque de GM GNL par rapport au risque de l'activité réglementée.

Réponse :

L'assureur en responsabilité civile évalue l'ensemble des activités assurées, incluant celles de l'usine LSR, pour quantifier le risque sur lequel est basée la prime totale. De ce fait, si Énergir cessait les activités reliées à GM GNL à l'usine LSR, mais qu'elle continuait à exercer ses autres activités en lien avec la daQ, aucun remboursement ne serait remis de la part de l'assureur. Ainsi, la prime resterait la même puisque le risque de l'usine LSR serait inchangé (toutes choses étant égales par ailleurs). La prime chargée par l'assureur étant un montant global basé sur le risque de l'ensemble des actifs de l'assuré, l'assuré doit en faire la répartition en fonction de facteurs qu'elle détermine. Pour l'usine LSR, Énergir répartit la prime en responsabilité civile en fonction de la valeur des actifs. Considérant que la présence du client GM GNL ne change pas le profil de risque de l'usine LSR et considérant que la prime est basée sur la valeur des actifs, Énergir est d'avis que la méthode de répartition entre les deux entités est justifiée.

TAXES MUNICIPALES

12. Référence : Pièce B-0209, annexe 4.

Préambule :

Énergir présente le détail de l'allocation des taxes municipales par activité.

Demande :

12.1 Pour chacun des éléments présentés aux lignes 2 à 6, 10 et 16, veuillez présenter la méthode utilisée par Énergir pour déterminer la superficie des bâtiments à allouer aux différentes activités.

Réponse :

Pour établir la répartition de la superficie entre les différentes activités, Énergir a évalué la fonction et l'utilité des bâtiments énumérés à l'annexe 4. On constate ainsi que certains bâtiments sont dédiés à plus d'une activité. Or, il peut être difficile d'établir un mode de répartition de la superficie de chacun des bâtiments à travers différentes activités. Énergir a donc appliqué la règle suivante : si plusieurs activités sont réalisées à l'intérieur d'un même bâtiment, une allocation proportionnelle à chacune des activités a été appliquée.

Par ailleurs, dans certains cas, une allocation plus précise était possible. Énergir a alors procédé différemment pour répartir la superficie par activité. C'est le cas notamment des bâtiments suivants :

- Salle de mesurage (l. 3) : cette salle contient les appareils de mesurage pour les activités de liquéfaction, de compression et de regazéification. La superficie occupée par les appareils de mesurage pour l'activité de régazéification étant plus importante que celles des activités de liquéfaction et de compression; une plus grande part a donc été attribuée à cette activité (50 %) et la superficie résiduelle a été répartie à parts égales entre les activités de liquéfaction et de compression.
- Salle électrique et ancienne salle de contrôle (l. 5) : environ la moitié de ce bâtiment est occupée par l'entrée électrique et l'autre moitié est occupée par le panneau de contrôle des moteurs. La portion relative à l'entrée électrique a été répartie entre les activités en fonction de la facture d'électricité et plus précisément, selon la puissance requise par chacune des activités puisque les actifs de ce bâtiment sont directement liés à cette facture. La portion relative au panneau de contrôle a été répartie en fonction du nombre de cabinets relatifs à chaque activité.
- Atelier mécanique (l. 16) : l'atelier mécanique permet l'entreposage de pièces associées au liquéfacteur 1 et au regazéificateur et, dans une plus grande mesure, de pièces de différentes natures reliées à des actifs classés dans les frais généraux. Ainsi,

50 % de la superficie a été allouée aux frais généraux et la superficie résiduelle a été séparée également entre les activités de liquéfaction 1 et de regazéification.

Bien que cette répartition ne soit pas d'une précision absolue, Énergir est d'avis que l'approche appliquée permet d'atteindre un niveau de précision satisfaisant pour ainsi répartir, au prix d'un effort raisonnable, le compte de taxes municipales selon les différentes activités.

FRAIS GENERAUX

13. Références : (i) Pièce B-0209, p. 10 ;
(ii) Pièce B-0209, p. 13;
(iii) Pièce B-0209, p. 10

Préambule :

(i) « *L'usine LSR dénombre trois quais de chargements, dont deux appartiennent au client GM GNL (les quais 1 et 2) et un appartient à l'activité réglementée (le quai 0). Dans le cadre de ses activités, le client GM GNL utilise les quais 1 et 2 et il assume directement les coûts relatifs à ces deux quais.*

En conséquence, l'activité chargements inclut uniquement les coûts reliés au quai 0. La création de cette activité permet donc d'isoler les coûts relatifs au quai 0 et permettra d'allouer adéquatement la quote-part des coûts du quai 0 attribuable au client GM GNL advenant qu'il utilise cette activité ».

(ii) « *La construction d'un second train de liquéfaction par GM GNL sur le site de l'usine LSR a permis l'optimisation des ressources et ouvert la porte à de nouvelles possibilités de gestion opérationnelle des actifs de l'usine. La méthode actuelle de répartition des coûts de l'usine LSR n'est cependant pas conçue pour répondre à ces nouvelles opportunités, encore impensables il y a quelques années, comme l'absence totale de liquéfaction par le train 1 au cours d'une année. Énergir a d'ailleurs été contrainte dans son rapport annuel 2018, d'apporter certains ajustements aux données de base permettant le calcul de la répartition des coûts de l'usine LSR pour répondre à ce genre de situations.*

[…]

Pour cette raison, Énergir propose d'abolir les ratios d'utilisation et de créer une nouvelle activité pour isoler les frais généraux permettant de les répartir de façon plus équitable entre l'activité réglementée et le client GM GNL ».

(iii) « *La capacité de chargements du quai 0 est utilisée pour établir le coût unitaire moyen de cette activité. Si le client GM GNL utilise le quai 0, la part des coûts qui lui est attribuée est calculée en fonction de sa demande de chargements par rapport à la capacité de chargements. Cette façon de faire permet de respecter le lien de causalité et Énergir s'assure que le client GM GNL assume la totalité des coûts qui lui revient.* » [nous soulignons]

Demandes :

13.1 Veuillez expliquer l'utilité du quai 0 pour l'activité réglementée.

Réponse :

De façon général, le quai 0 peut servir à répondre à des besoins de GNL pour soutenir la distribution de gaz naturel lors de travaux prévus ou urgents sur le réseau gazier (activité réglementée) et pour des activités commerciales de GNL (activité non réglementée). Par exemple, en lien avec l'activité réglementée, Énergir a procédé durant l'année financière 2019-2020 à des chargements pour répondre aux besoins de la clientèle daQ lors de travaux de construction (voir la note 1 se trouvant à la page 6 de la pièce B-0050, Énergir-9, Document 7 du Rapport annuel 2019, dossier R-4114-2019).

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). Dans la décision G-082, rendue en janvier 1973, la Régie de l'électricité et du gaz écrivait ce qui suit quant à l'intégration de l'usine LSR dans la daQ (« entreprise de gaz ») :

> « *Au 1er janvier 1970, il y avait 837,167 MPC de gaz naturel liquéfié dans le réservoir et c'est à ce moment que <u>l'usine fut intégrée à l'entreprise de gaz</u>.* »
>
> [Énergir souligne]

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. De façon générale, le quai 0 pouvait ainsi servir à répondre à des besoins de GNL pour soutenir la distribution de gaz naturel lors de travaux – soit prévus ou urgents – et pour des activités commerciales de GNL. D'ailleurs, les passages suivants de la décision G-082 illustrent qu'il existait, dès ce moment, des activités de commercialisation de GNL :

> « […] *Ainsi, par exemple, le gaz naturel transporté ou distribué par tout autre moyen que par canalisation est exclu.* […]
>
> > *1°)* [...] *Dans la présente requête, à titre d'exemple, la Régie écartera toute dépense et tout investissement <u>ayant trait au gaz naturel liquéfié vendu en dehors de la province</u> ou qui n'est pas transporté par canalisation.* […] » (page 9)
> >
> > [Énergir souligne]

Finalement, bien qu'un quai de chargement et une pompe cryogénique étaient présents dès la mise en service de l'usine, il n'y a jamais eu de balance (pesée) dans les actifs daQ à l'usine LSR pour mesurer le GNL. Jusqu'en 2011, Énergir utilisait d'autres moyens pour mesurer le GNL tels que l'utilisation d'une balance d'une entreprise située dans les environs de l'usine. Ce n'est qu'en 2011, à la suite des démarches d'Énergir pour commercialiser le GNL, notamment dans le secteur du transport, que l'ANR a fait installer

une balance sur le quai de chargement initial. C'est Gaz Métro Solutions Transport (le client GNL à l'époque) qui en a assumé directement les coûts.

13.2 Veuillez indiquer si GM GNL prévoit utiliser le quai 0 au cours des prochaines années. Veuillez élaborer.

Réponse :

Dans le cadre normal de ses activités, il n'est pas prévu que GM GNL utilise le quai 0 pour répondre à ses besoins de chargement. Les quais 1 et 2 ont une capacité de chargement suffisante pour répondre aux besoins de GM GNL.

Le client GM GNL pourrait cependant être appelé à utiliser le quai 0 dans des circonstances extraordinaires telles un bris ou un entretien non prévu d'un de ses quais de chargement ou une pointe ponctuelle dans ses besoins de chargement pour répondre à sa clientèle.

13.3 Veuillez élaborer sur les nouvelles possibilités de gestion opérationnelle des actifs de l'usine mentionnées en référence (ii) et sur les avantages qu'en retirera l'activité réglementée.

Réponse :

Le tableau suivant présente les possibilités de gestion opérationnelle et leurs avantages.

Possibilités de gestion opérationnelle	Avantages
Flexibilité dans l'utilisation des trains de liquéfaction 1 et 2 pour rebâtir l'inventaire de la daQ en prévision de l'hiver	Si le train 2 est en opération et qu'il ne fonctionne pas à pleine capacité pour les besoins de GM GNL, Énergir pourrait utiliser les services de GM GNL pour répondre à ses besoins au lieu de démarrer son propre train. Ceci permet d'éviter : i) une pression sur la main d'œuvre; et ii) les coûts reliés au démarrage du train 1 (gaz naturel, gaz à effet de serre, etc.). Cependant, tel que précisé dans la preuve complémentaire déposée en suivi de la décision D-2019-124 (Énergir-N, Document 23, section 1., 1.4), Énergir ne prévoit plus effectuer ce genre de transactions.

Possibilités de gestion opérationnelle	Avantages
Option additionnelle permettant à la daQ d'utiliser le train de liquéfaction 2 pour procéder à la liquéfaction de GNL en hiver pour maintenir le seuil minimal d'inventaire sécuritaire	Si le train 2 est en opération et qu'il ne fonctionne pas à pleine capacité pour les besoins de GM GNL, Énergir pourrait l'utiliser pour répondre à ses besoins au lieu de démarrer son propre train. Ceci permet d'éviter : i) une pression sur la main-d'œuvre; ii) le coût d'un appel de puissance électrique qui pourrait impacter les coûts électriques pour les 12 prochains mois si le train 1 devait démarrer en hiver; et iii) les coûts reliés au démarrage du train 1 (gaz naturel, gaz à effet de serre, etc.).
Bris d'équipement	Dans la mesure où le train 1 est en arrêt à la suite d'un bris d'équipement, le train 2 pourrait rapidement être utilisé pour répondre aux besoins de la daQ.

13.4 Veuillez préciser quelle est la capacité de chargement du quai 0 et comment elle a été établie (référence (iii)).

Réponse :

La capacité théorique de chargement du quai 0 se situe entre 4 380 et 5 840 chargements par année. Elle a été établie sur la base des hypothèses suivantes :

- le chargement d'une citerne demande en moyenne entre 1 h 30 et 2 heures;
- le quai fonctionne 24 h/24 h; et
- les chargements se déroulent sur une base de 365 jours par année.

Ainsi :

24 h/2 h par chargement = 12 chargements par jour X 365 jours = 4 380 chargements par année, et

24 h/1,5 h par chargement = 16 chargements par jour X 365 jours = 5 840 chargements par année.

Énergir rappelle que le client GM GNL ne prévoit pas utiliser le quai 0, tel qu'expliqué à la réponse de la question 13.2, et que les coûts de cette activité sont peu élevés.

14. Références : (i) Pièce B-0209, p. 17;
(ii) Dossier R-4044-2018, pièce B-0012, p. 12.

Préambule :

(i) « *En conséquence, la quote-part des salaires et avantages sociaux attribuables au client GM GNL a été évaluée à 50 %. Énergir propose donc d'allouer les salaires et avantages sociaux dans une proportion de 50 %/50 % entre l'activité réglementée et le client GM GNL. Cette proportion serait 1 réévaluée dans la mesure où un changement important dans les opérations de l'usine serait noté* ».

(ii) Dans sa réponse à la question 3.2, Énergir présentait l'évolution des ressources depuis 2010 comme suit :

Catégories d'employés	Cause tarifaire 2019	Cause tarifaire 2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Cadres et gestionnaires	4,00	5,00	3,00	2,04	2,12	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00
Mécaniciens	2,00	2,00	2,00	1,90	2,00	1,40	1,20	2,00	2,60	3,00
Électrotechniciens	1,75	1,75	1,90	1,00	1,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Opérateurs	13,75	13,75	10,90	10,80	8,90	8,40	8,20	8,30	8,00	8,10
Commis administratif	1,00	0,90	0,25	0,25	0,25	0,25	0,00	0,20	0,00	0,00

Demandes :

14.1 Veuillez décrire les facteurs qui expliquent la croissance du nombre total d'employés de l'usine LSR de 12,1 en 2010 à 22,5 en 2019, telle qu'illustrée en référence (ii). Veuillez notamment préciser si l'augmentation du nombre d'employés découle de la croissance des activités du client GM GNL.

Réponse :

La croissance du nombre d'employés à l'usine LSR est le résultat de l'application de deux objectifs d'entreprise :

1. Assurer la santé/sécurité des employés et du site de l'usine LSR.

   Énergir a établi le nombre requis d'opérateurs pour assurer le respect et l'application de cette priorité. Pour assurer le maintien des activités de façon sécuritaire, deux opérateurs par quart de travail, 24 h/24 h, 7 jours/7 jours, et ce, en continu sont requis. Avant 2012, un seul opérateur était présent les fins de semaine. Compte tenu de cette nouvelle réalité, Énergir a évalué à 10 le nombre minimal d'opérateurs requis, et ce, dans des conditions idéales (sans temps supplémentaire, congés de maladie, etc.). Ainsi, depuis 2012, Énergir a procédé à l'ajout d'opérateurs afin de répondre à ses

besoins et d'être en mesure de couvrir les imprévus sans avoir systématiquement recours à du temps supplémentaire.

2. Diminuer la dépendance d'Énergir à la sous-traitance.

   Ceci a conduit à l'embauche de deux électrotechniciens depuis 2012, dont l'ensemble des tâches étaient réalisées initialement en sous-traitance.

L'application de ces deux priorités d'entreprises explique la croissance du nombre d'employés. La présence du client GM GNL n'a eu qu'un effet marginal sur cette croissance.

14.2 Le cas échéant, veuillez justifier l'allocation des salaires et avantages sociaux dans une proportion de 50 %/50 % entre l'activité réglementée et le client GM GNL considérant la réponse à la question précédente, en lien avec la croissance des activités de GM GNL.

Réponse :

Cette évaluation à 50 %/50 % est le résultat de l'évaluation du temps nécessaire pour l'opération et la réalisation des programmes préventifs et correctifs reliés aux activités règlementées et au client GM GNL.

Tel que mentionné en réponse à la question 14.1, il est important de rappeler que l'augmentation du nombre d'employés à l'usine n'est due que de manière marginale à la croissance des activités du client GM GNL.

Effectivement, tel que démontré au tableau 3 de la pièce B-0209, p. 16, le nombre minimal d'employés requis tant pour Énergir que pour le client GM GNL, de façon indépendante pour le bon fonctionnement de l'usine, est le même. Ce nombre d'employés est basé sur l'évaluation du temps nécessaire pour l'opération et la réalisation des programmes préventifs et correctifs reliés aux activités réglementées et au client GM GNL. Ainsi, les deux entités profitent de synergies et d'économies salariales plutôt que de recourir à l'embauche, de manière autonome, du même nombre d'employés pour répondre aux besoins minimaux de l'usine et de leurs activités respectives. En conséquence, l'allocation des salaires et avantages sociaux dans une proportion de 50 %/50 % est tout à fait justifiée.

	Sources de gaz naturel compressé (en 10^3m^3)	Proposition d'Énergir			Proposition de la FCEI			Écart entre les propositions	
		Calcul de la capacité potentielle de compression (1)	Portion attribuable à l'activité non réglementée (2)	Portion attribuable à l'activité réglementée (3)	Calcul de la capacité potentielle de compression (4)	Portion attribuable à l'activité non réglementée (5)	Portion attribuable à l'activité réglementée (6)	Volumes (7) (col. 5 - col. 2)	Monétaire ($)[3] (8) col. 7 x 1,704 ¢/m³
	Source 1 : Évaporation regulière du GNL des réservoirs								
1	*Évaporation régulière*	8 147	695	7 452	8 147	695	7 452	0	- $
2	*Évaporation de liquéfaction train 1*	(420)	0	(420)	(420)	0	(420)	0	- $
3	*Évaporation de liquéfaction train 2*	4 460	381	4 080	4 460	4 460	[1] 0	4 079	69 513 $
4	*Évaporation de regazéification*	(160)	(11)	(149)	(160)	(127)	[2] (33)	(116)	(1 985) $
5	*Évaporation liée aux chargements*	417	36	382	417	417	[1] 0	381	6 499 $
6	**Total source 1**	**12 445**	**1 100**	**11 344**	**12 445**	**5 445**	**7 000**	4 344	74 027 $
7	*Quote-part de l'évaporation régulière du GNL des réservoirs attribuable à chaque entité (en %)*		*9%*	*91%*		*44%*	*56%*		
8	**Source 2 : Gaz naturel provenant du procédé de liquéfaction du train 1**	11 510	0	11 510	11 510	0	11 510	0	- $
9	**Source 3 : Gaz naturel provenant des démarrages et des arrêts du procédé de liquéfaction du train 2**	1 300	0	1 300	1 300	1300	[1] 0	1 300	22 152 $
10	**Source 4 : Gaz naturel provenant des chargements des camions citernes**	283	0	283	283	283	[1] 0	283	4 822 $
11	**Total capacité potentielle de compression**	**25 538**	**1 100**	**24 438**	**25 538**	**7 028**	**18 510**	**5 927**	**101 002 $**
12	*Quote-part de la capacité potentielle de compression attribuable à chaque entité (en %)*		*4%*	*96%*		*28%*	*72%*		

[1] Tel que proposé par la FCEI à la pièce C-FCEI-044, p. 28 à 30, 100 % des volumes sont attribués à l'activité non réglementée.

[2] Tel que proposé par la FCEI à la pièce C-FCEI-044, p. 28 et 29, pourcentage attribué à GM GNL de la « Quantité annuelle de demande regazéifiée », soit 79,6 %. Cette information se retrouve à la pièce B-0225, annexe 1, tableau 1, ligne 18, col. b.

[3] Le coût unitaire de la compression de 1,704 ¢/m³ se retrouve à la pièce B-0225, annexe 1, tableau 4, ligne 30, col. 9.