
**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 8 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 À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2018**

Capacités associées NBJ EDA/NDA

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0264](#), p. 11;
 - (ii) Pièce [B-0264](#), p. 15;
 - (iii) Pièce [B-0287](#), réponse à la question 2.2.

Préambule :

(i) « *De surcroît, pour compléter le service, Énergir contractera une capacité de transport sur le tronçon entre NBJ et EDA/NDA équivalente à la quantité convertie en service PFLD-NBJ. Les tarifs applicables à ces tronçons ne seront pas ceux en vigueur tout au long des 10 années du contrat relatif au service PFLD-NBJ. Les tarifs applicables sur ces deux tronçons seront ceux approuvés par l'ONÉ et pourront varier de temps à autre. Il s'agira ainsi de contrats de transport standard avec TCPL* ».

(ii) « *Énergir demande à la Régie de :*

[...]

approuver les caractéristiques des contrats qui découleront de ces soumissions ainsi que celles des contrats complémentaires sur le tronçon entre NBJ et EDA/NDA ». [nous soulignons]

(iii) « *Selon toutes vraisemblances, les capacités équivalentes et associées en transport ferme (FT) au segment Empress-NBJ, soit les segments NBJ-EDA/NDA devraient être disponibles pour Énergir à compter du 1er janvier 2021. En effet, selon les indications de TCPL, aucune construction ne serait requise pour la conversion des capacités en LH dont dispose Énergir présentement. Toutefois, il est possible que la demande de nouvelles capacités par des tiers nécessite la construction de nouvelles infrastructures.*

Il est important de souligner que lorsque TCPL offre un nouveau service, elle ne s'engage généralement pas à l'offrir à une date ferme en raison du risque associé au calendrier réglementaire et au moment de la prise de décision de l'Office national de l'énergie ». [nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez déposer les caractéristiques des contrats complémentaires sur le tronçon entre NBJ et EDA/NDA qu'Énergir demande à la Régie d'approuver, tel que présenté aux références (i) et (ii).

Réponse :

- Type de contrat : Contrats d'achats de transport primaire entre North Bay Junction (NBJ) et Énergir EDA/NDA
- Volume quotidien :
 - NBJ-EDA 1927 10³m³/jour (73 000 GJ/jour)
 - NBJ-NDA 317 10³m³/jour (12 000 GJ/jour)
- Date de début : 1^{er} janvier 2021¹
- Date de fin : 31 décembre 2030
- Durée totale : 10 ans
- Tarifs ²:
 - NBJ-EDA : 0.5942\$/GJ (incluant les frais d'abandon de NBJ-EDA : 0.0411\$/GJ)
 - NBJ-NDA : 0.2230\$/GJ (incluant les frais d'abandon de NBJ-NDA : 0.0099\$/GJ)

- a. En vous référant à la citation en référence (iii), tenant compte que « *les segments NBJ-EDA/NDA devraient être disponibles pour Énergir à compter du 1^{er} janvier 2021* » et qu'Énergir retient le scénario de l'option « *Convertir en PFLD-NBJ* », quel est le risque que les capacités équivalentes et associées en transport ferme (FT) au segment Empress-NBJ (les segments NBJ-EDA/NDA) ne soient pas disponibles lors de la date de mise en service des capacités Empress-NBJ, soit au 1^{er} novembre 2020 ou au plus tard le 1^{er} janvier 2021.

Veillez préciser les mesures qu'Énergir entend mettre en place pour parer à l'éventualité que les segments NBJ-EDA/NDA ne soient pas disponibles aux dates ci-haut mentionnées afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Veuillez élaborer.

Veillez élaborer et quantifier quant au risque de coûts échoués associés aux capacités Empress-NBJ.

Réponse :

Les capacités entre Empress et NBJ et celles entre NBJ et Énergir-EDA/NDA sont liées les unes aux autres. En d'autres termes, si l'un de ces tronçons devait ne pas être disponible au 1^{er} janvier 2021, le service du PFLD-NBJ et ses contrats associés n'entreraient pas en vigueur. Énergir continuerait alors à utiliser ses capacités de FTLH dont elle dispose actuellement. Il n'y a donc pas de risque de coût échoué.

¹ Compte tenu de l'engagement de conserver des capacités FTLH de 85 000 GJ par jour jusqu'au 31 décembre 2020 découlant de l'Entente, Énergir a convenu avec les autres parties signataires de ne pas contrevenir à cette dernière et de demander une mise en service au 1^{er} janvier 2021.

² Tarifs présentement en vigueur. Ces tarifs seront révisés suivant l'examen réglementaire devant l'ONÉ du dossier tarifaire post-2020 de TCPL.

- b. En vous référant à la citation en référence (iii), en tenant compte qu'Énergir retient le scénario l'option « *Convertir en PFLD-NBJ* », la Régie note la possibilité que la demande de nouvelles capacités par des tiers nécessite la construction de nouvelles infrastructures. Veuillez élaborer sur les implications de cette éventualité, notamment, en termes de délais prévus pour la construction de nouvelles infrastructures.

Veuillez indiquer les mesures qu'Énergir entend mettre en place afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement pour parer à l'éventualité que les segments NBJ-EDA/NDA impliquent la construction de nouvelles infrastructures.

Dans cette dernière éventualité, veuillez élaborer et quantifier quant au risque de coûts échoués associés aux capacités Empress-NBJ.

Réponse :

Énergir est d'avis qu'il ne devrait pas y avoir d'impact puisqu'elle convertit ses contrats FTLH existants en contrat PFLD-NBJ et ses contrats associés. Selon TCPL, comme il s'agit d'une simple conversion d'un service à un autre, aucune nouvelle infrastructure n'est requise pour desservir les capacités à convertir. Énergir s'attend donc à ce que la conversion se fasse au moment prévu, indépendamment d'éventuels retards dans la construction de nouvelles infrastructures requises pour desservir des tiers. Ce sont ces derniers qui devraient faire les frais d'éventuels retards le cas échéant.

Advenant que pour une raison ou une autre, l'entrée en service du PFLD-NBJ et ses contrats associés soit retardée, Énergir continuerait à utiliser ses contrats FTLH qui demeureront en vigueur jusqu'à l'entrée en service du PFLD-NBJ.

- c. Veuillez élaborer sur les circonstances permettant à Énergir de contracter des capacités équivalentes et associées NBJ-EDA/NDA au 1^{er} novembre 2020 ou au 1^{er} janvier 2021.

Veuillez notamment élaborer sur l'environnement gazier et le cas échéant, les informations disponibles à Énergir permettant de lui assurer avec certitude la disponibilité des capacités équivalentes et associées NBJ-EDA/NDA au 1^{er} novembre 2020 ou au 1^{er} janvier 2021.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 1.2, les capacités entre Empress et NBJ et celles entre NBJ et Énergir-EDA/NDA sont liées les unes aux autres. Donc, si l'un de ces tronçons devait ne pas être disponible au 1^{er} janvier 2021, le service du PFLD-NBJ et ses contrats associés n'entreraient pas en vigueur. Énergir continuerait alors à utiliser ses capacités de FTLH dont elle dispose actuellement. Énergir rappelle que les contrats associés font actuellement partie des contrats FTLH dont elle dispose entre Empress et NDA/EDA. Énergir ne voit donc pas comment les capacités des contrats associés pourraient ne pas être disponibles puisqu'elles sont déjà existantes.

- d. Veuillez identifier tout autre risque associé aux capacités de transport sur le tronçon entre NBJ et EDA/NDA équivalente à la quantité convertie en service PFLD-NBJ qu'Énergir prévoit contracter pour acheminer le gaz naturel jusqu'au territoire qu'elle dessert.

Réponse :

Selon Énergir, le seul risque est le risque réglementaire, soit celui de voir l'Office national de l'énergie refuser la mise en service du nouveau service PFLD-NBJ et ses contrats associés.

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0218](#), p. 9;
 - (ii) Pièce [B-0218](#), p. 93;
 - (iii) Pièce [B-0287](#), réponse à la question 4.6;
 - (iv) Pièce [B-0287](#), Annexe 6, p. 1 et 2.

Préambule :

(i) « Dans le présent plan d'approvisionnement, les quatre années sont en déficit d'approvisionnement après avoir tenu compte du besoin d'une marge excédentaire pour les deux dernières années du plan. Pour combler ces déficits, Énergir prévoit faire appel à une nouvelle capacité de retrait qui sera rendue disponible par Intragaz si la Régie approuve son projet d'investissement et/ou à des capacités de transport additionnelles ».

(ii) « **9.1.2 Vente de transport FTLH non utilisé**
Aucune vente de transport FTLH non utilisé n'est projetée sur l'horizon du plan d'approvisionnement ».

(iii) « Par exemple, l'analyse via le plan d'approvisionnement (approche globale) tient compte des ventes des excédents d'outils d'approvisionnement de pointe pour chacun des scénarios, et ce, à des prix différents. Des éléments qui ne devraient pas influencer et qui n'ont pas d'impact sur l'alternative proposée de convertir en PFLD-NBJ. Non seulement l'approche globale n'est pas disponible au-delà de l'année 2021-2022 (le plan présenté dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019 couvrant une période de 4 ans), mais elle vient créer, via certains paramètres qui n'ont rien à voir avec l'analyse en soi, des biais au niveau des résultats ». [nous soulignons]

(iv) Des revenus de vente de transport FTLH non utilisé sont constatés à la ligne 34.

Demandes :

- 2.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'analyse, selon l'approche globale pour les années 2021 et 2022 du plan d'approvisionnement gazier (en référence (iv)), tient compte de ventes des excédents d'outils d'approvisionnement, soit des ventes de transport FTLH non utilisé. Veuillez élaborer en tenant compte que le plan d'approvisionnement gazier 2019-2022 est en déficit pour les quatre années (en référence (i)), et pour lequel Énergir ne prévoit aucune vente de transport FTLH non utilisé sur l'horizon 2022 (en référence (ii)).

Veuillez élaborer et, le cas échéant, mettre à jour les résultats présentés en (iv).

Réponse :

La référence (i) fait état que le plan d'approvisionnement gazier est en déficit pour les quatre années du plan si on exclut le projet Intragaz et ajoute les besoins pour marge excédentaire (colonne 2 du tableau ici-bas). Le plan d'approvisionnement 2019-2022 de la Cause tarifaire 2018-2019 a été déposé en incluant le projet Intragaz et sans le besoin de la marge excédentaire (colonne 5 du tableau ici-bas). Veuillez vous référer également au Tableau 25 se trouvant à la page 80 de la pièce B-0218, GM-H, Document 1.

Pour ce qui est de la référence (ii), elle fait état de l'année 2018-2019 où aucune vente de FTLH non utilisée n'était prévue. Les trois autres années de l'horizon 2022 produisent du FTLH non utilisé.

C'est pour cette raison que pour les années 2020-2021 et 2021-2022, Énergir tient compte des excédents d'outils d'approvisionnement et de FTLH non utilisés.

Cause tarifaire 2018-2019	Outils d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour) / Excédents (+) / Déficits (-)			
	Sans projet Intragaz / avec besoin marge excédentaire (+25K)	Sans projet Intragaz / sans besoin marge excédentaire ¹	Projet Intragaz (2020-2022) avec besoin marge excédentaire (+25K) ³	Projet Intragaz / sans besoin marge excédentaire ²
2018-2019	(492,1)	(492,1)	(492,1)	(492,1)
2019-2020	(637,0)	(637,0)	(233,1)	(233,1)
2020-2021	(272,5)	386,5	131,4	791,2
2021-2022	(146,3)	502,4	257,6	917,4

1. Trois dernières années à la pièce GM-T, Document 9, annexe Q-5.2, pages 4 à 6

2. Trois dernières années à la pièce GM-T, Document 9, annexe Q-5.2, pages 1 à 3

3. Cette colonne correspond au titre « Projet Intragaz (2020-2022) » dans la version originale

- 2.2 Veuillez présenter les hypothèses de prix différents associées aux ventes des excédents d'outils d'approvisionnement de pointe, dont il est question à la référence (iii).

Réponse :

Le tableau qui suit présente les hypothèses de prix utilisés pour les ventes d'excédents de pointe.

Action Énergir	Point	de	à	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
				\$can/GJ	\$can/GJ	\$can/GJ	\$can/GJ
Vente FTSH	Parkway-GMI EDA & Dawn-Parkway (M12)	1 Novembre	31 Mars	2,08 \$	2,03 \$	2,00 \$	1,98 \$
				0,03 \$	0,03 \$	0,03 \$	0,03 \$
Vente FTLH	Empress-GMI EDA	1 Novembre	31 Mars	2,39 \$	2,28 \$	2,22 \$	2,20 \$

Note: Prix moyen provenant de trois fournisseurs différents

- 2.3 En référence (iii), le Distributeur indique : « *Des éléments qui ne devraient pas influencer et qui n'ont pas d'impact sur l'alternative proposée de convertir en PFLD-NBJ* ». Veuillez confirmer que la citation concerne l'option de « *Maintenir le FTLH* », mais ne s'applique pas pour l'option « *Convertir le FTLH en FTSH* ».

Veuillez élaborer quant aux éléments et aux impacts dont il est question à la citation précitée.

Réponse :

Énergir confirme que cette citation concerne les trois options, car les capacités d'outils en excédents (à priori) sont les mêmes, peu importe l'option retenue. Cependant, les prix de vente de ces excédents sont différents (veuillez vous référer à la réponse à la question 2.2). L'impact de ces ventes d'excédents représente, pour l'année 2021-2022, une différence d'environ 1 M\$ en transport (2,20\$ - 1,98\$ - 0,03\$ x 34 300 GJ/jour x 151 jours d'hiver). En ce qui a trait à la fourniture, la différence est d'environ -4,8 M\$ (écart de prix de -0,93\$ x 34 300 GJ/jour x 151 jours d'hiver). Ces ventes sont spécifiques et circonstanciées à l'année 2021-2022 et sont fonction des excédents ou des déficits d'outils de même que des prix offerts ou exigés par le marché. Dans cette mesure, l'approche globale n'est pas selon Énergir une approche qui permet de déterminer la réelle valeur des différentes alternatives disponibles, car les résultats qu'elle procure sont biaisés par ces variables. L'analyse marginale présente le réel bénéfice que tire la clientèle de cette conversion.

Approche d'évaluation marginale

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0287](#), réponse à la question 4.4;
 - (ii) Pièce [B-0287](#), Annexe 4, p. 1;
 - (iii) Pièce [B-0287](#), Annexe 6, p. 2;
 - (iv) Pièce [B-0287](#), Annexe 7.

Préambule :

(i) « *Quant à la considération de l'impact sur les coûts de service de transport, de fourniture et d'équilibrage, lorsque Énergir doit sélectionner une option elle le fait en considérant le coût global des options, peu importe comment les coûts seront par la suite divisés entre les différents services* ». [nous soulignons]

(ii) Selon l'approche marginale, pour l'année 2021-2022, les coûts de l'option de « *Convertir en PFLD-NBJ* » sont les mêmes que ceux de l'option « *Convertir le FTLH en FTSH* », soit 115 M\$.

(iii) Selon l'approche globale, les coûts totaux du plan d'approvisionnement de « *Convertir en PFLD-NBJ* » sont établis à 948,4 M\$ pour l'année 2021-2022, soit 2,141 M\$ de plus que de « *Convertir le FTLH en FTSH* ».

(iv) Pour l'année 2021-2022, la valeur économique annuelle associée au service FTI représente des économies de 972 k\$ pour les options de « *Maintenir le FTLH* » et de « *Convertir en PFLD-NBJ* » et des pertes de 429 k\$, selon l'option « *Convertir le FTLH en FTSH* ».

Demande :

3.1 La Régie constate que selon l'approche marginale (en référence (ii)), les coûts entre l'option « *Convertir en PFLD-NBJ* » et « *Convertir le FTLH en FTSH* » pour l'année 2021-2022 sont équivalents, soit 115 M\$. Par ailleurs, elle observe que, selon l'approche globale des coûts du plan d'approvisionnement et en tenant compte de la valeur économique associée au service FTI (en références (iii) et (iv)), l'option de « *Convertir le FTLH en FTSH* » demeure avantageux comparativement à l'option de « *Convertir en PFLD-NBJ* », soit une économie de 1,712 M\$ (2,141 M\$ moins 0,429 M\$).

Dans ce contexte, en tenant compte de l'économie de 1,712 M\$ constatée précédemment pour l'année 2021-2022 et de la citation présentée à la référence (i), veuillez élaborer quant à la pertinence de retenir l'approche marginale plutôt que l'approche globale des coûts du plan d'approvisionnement dans l'évaluation économique de l'option à sélectionner.

Réponse :

Le coût plus élevé de 2,141 M\$ de l'option de convertir en PFLD-NBJ comparativement à l'option de convertir en FTSH est relié au choix de revente des outils excédentaires. En effet, cette différence découle du fait que dans l'option de conversion PFLD-NBJ ce sont des ventes à priori de FTLH qui sont considérées alors que dans l'option de conversion FTSH, ce sont des ventes à priori de FTSH. Dans le cas où c'est du FTSH qui était vendu à priori dans l'option PFLD-NBJ, le coût total du plan s'établirait à 944,7 M\$, soit une économie de 1,5 M\$ par rapport à la conversion vers du FTSH (veuillez vous référer à l'Annexe 1 de la présente).

Cette simple hypothèse de vente de transport FTLH ou FTSH démontre bien que le résultat de l'analyse globale peut grandement fluctuer selon l'utilisation d'une hypothèse plutôt qu'une autre. Il est à noter qu'Énergir a initialement utilisé l'hypothèse de vendre du FTLH puisque c'était l'alternative prévue pour l'année 2021-2022 du plan d'approvisionnement 2019-2022.

Par ailleurs, le résultat en utilisant l'approche globale demeure différent de l'analyse marginale même si du FTSH est vendu dans les deux plans (1,5 M\$ vs 0 \$). Ceci s'explique principalement par l'hypothèse suivante qui diffère entre l'approche globale et l'analyse marginale :

- Dans l'approche globale, une valeur est dégagée de la revente de FTLH non utilisé lorsque la conversion est effectuée vers du PFLD-NBJ, alors que dans l'analyse marginale, aucune valeur de revente du FTLH non utilisé n'est considérée. Énergir soumet que pour rétablir la comparabilité des approches, il est nécessaire d'utiliser des hypothèses identiques. Ainsi, l'ajout de valeur en transport pour du FTLH non utilisé dans l'analyse marginale viendrait augmenter les économies à chaque année pour la conversion vers du PFLD-NBJ. Pour l'année 2021-2022, ceci résulte en un avantage de 2 M\$ pour la conversion vers du PFLD-NBJ. De plus, cette conversion vers du PFLD-NBJ viendrait également réduire les achats à Empress en septembre et augmenter les achats à Dawn à un prix de fourniture plus élevé ayant pour effet de réduire les avantages calculés dans l'analyse marginale d'environ 0,4 M\$.

Dans la mesure où l'analyse marginale aurait considéré des revenus de FTLH non utilisés supplémentaires de 1,6 M\$ pour l'année 2021-2022, les résultats obtenus par l'approche de l'analyse marginale par rapport à ceux obtenus par l'approche globale auraient été pratiquement les mêmes (1,6 M\$ versus à 1,5 M\$). De plus, l'ajout de revenus de FTLH non utilisé dans l'analyse marginale viendrait bonifier l'avantage de la conversion en PFLD-NBJ par rapport à la conversion en FTSH.

Il est important de souligner que l'utilisation d'hypothèses identiques en tout point donnerait le même résultat selon l'approche marginale et l'approche globale. Le but de l'approche marginale est de ne pas tenir compte des particularités relatives à chaque année du plan afin

d'obtenir une valeur annuelle de base pour les options analysées. Cette approche évite de reproduire des éléments non récurrents sur les années hors-plan, alors que l'utilisation d'une année spécifique du plan tient compte d'éléments spécifiques qui ne se reproduiront pas nécessairement sur les autres années.

Le service PFLD-NBJ offert par TCPL est une option d'approvisionnement qui aura une durée de 10 ans et qui débutera au plus tôt dans environ deux ans, soit en janvier 2021. Énergir réitère donc que l'approche marginale est à préconiser sur un tel horizon.

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0148](#), p. 4;
 - (ii) Pièce [B-0264](#), p. 12.

Préambule :

(i) « Durant l'année 2017, TCPL a reçu plusieurs demandes pour contracter de nouvelles capacités qui exigeaient de TCPL qu'elle bâtit de nouvelles infrastructures d'une valeur de plus de 20 M\$. Ces travaux étaient nécessaires tant sur les infrastructures de la route entre Parkway et GMT-EDA que sur celles de la route entre Empress et GMT-EDA » [nous soulignons]

(ii) « Selon TCPL, advenant une demande de conversion du LH en SH, de nouvelles infrastructures devraient être construites aux alentours de la municipalité de Vaughan, là où des promoteurs immobiliers se sont opposés vigoureusement dernièrement devant l'ONÉ à un de ses projets visant la construction d'un compresseur. Ceux-ci, insatisfaits de la décision de l'ONÉ qui accueillait la demande de TCPL, ont déposé une demande de permission d'en appeler devant la Cour d'appel fédérale afin d'obtenir le renversement de la décision de l'ONÉ créant ainsi beaucoup d'incertitudes. Cette demande de permission a finalement été rejetée en juin 2018. Les exemples d'oppositions à la construction de nouvelles infrastructures et de retards dans leur mise en service sont nombreux de nos jours. Or, un retard dans la mise en service de nouvelles capacités de FTSH aurait un impact significatif sur les analyses, rendant encore plus favorable le service à PFLD-NBJ ». [nous soulignons et notes omises]

Demandes :

- 4.1 Veuillez confirmer que l'option « *Convertir le FTLH en FTSH* » implique nécessairement la construction de nouvelles infrastructures pouvant impacter Énergir, telles les constructions aux alentours de la municipalité de Vaughan citées à la référence (ii). Veuillez élaborer.

Réponse :

La seule information dont Énergir dispose à ce stade-ci est que de nouvelles infrastructures seraient requises entre Parkway et Maple près de la municipalité de Vaughan

- 4.2 Veuillez indiquer la date d'entrée en fonction prévue pour l'option « *Convertir le FTLH en FTSH* » et le cas échéant, préciser les délais impliquant cette option pour Énergir.

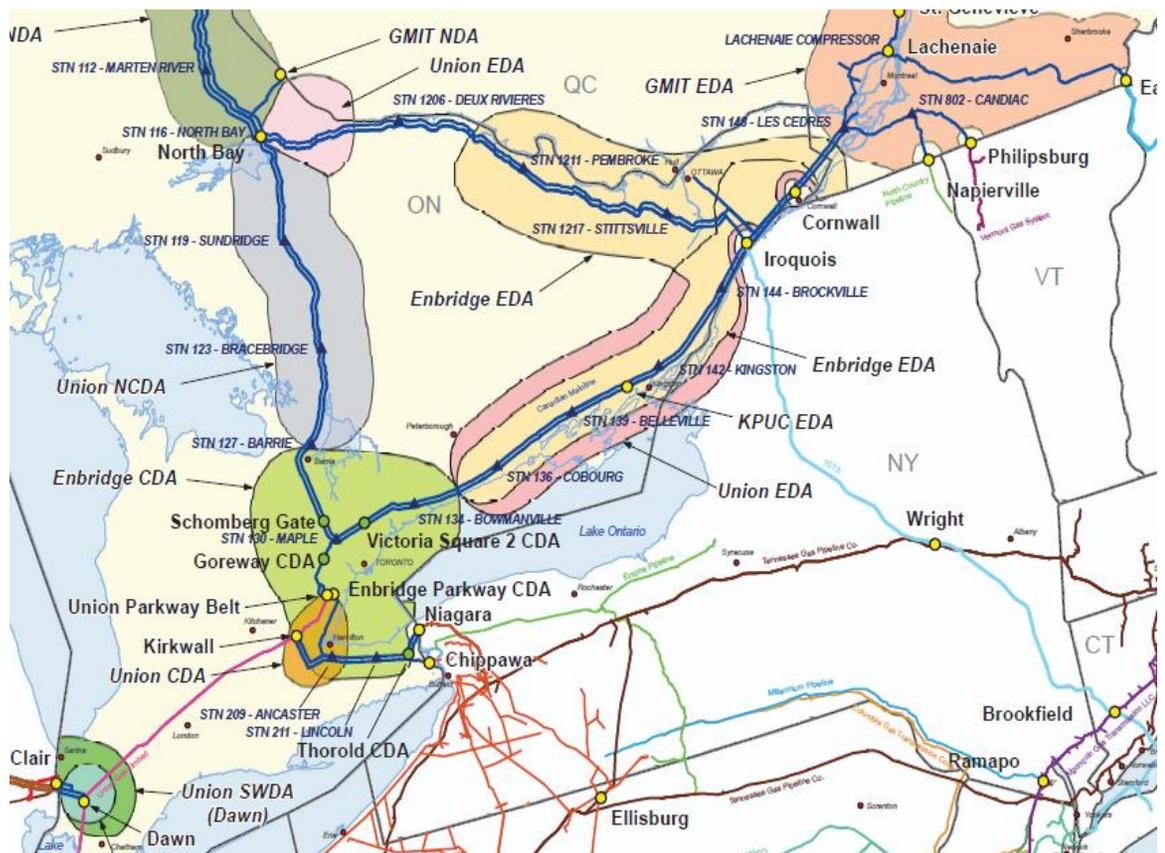
Réponse :

Si Énergir avait demandé la conversion de ses contrats de FTLH en FTSH, TCPL aurait indiqué au plus tôt la date du 1^{er} novembre 2021 comme date d'entrée en service, soit un délai d'au moins 3 ans comme prévu à l'Entente. Dans tous les cas de figure, les *Precedent Agreements* de TCPL contiennent normalement une réserve explicite à l'égard de la date d'entrée en service de nouvelles capacités permettant de repousser cette date sans que TCPL n'engage sa responsabilité. C'est ce qui s'est notamment produit lors du déplacement de la structure d'approvisionnement d'Empress vers Dawn et des délais occasionnés dans la construction du projet King's North visant la mise en service de capacités de transport SH.

- 4.3 Veuillez indiquer en quoi le risque de retard dans la mise en service d'infrastructure concerne seulement les capacités de transport FTSH, selon la référence (ii), eu égard à la citation de la référence (i), faisant état de travaux impliquant de nouvelles infrastructures entre Parkway et GMIT-EDA (FTSH) et entre Empress et GMIT-EDA (FTLH). Veuillez élaborer.

Réponse :

Selon la compréhension d'Énergir, les nouvelles infrastructures auraient à être construites entre Parkway et Maple qui est un tronçon situé à l'extrémité sud du Triangle de l'est et qui fait partie du chemin du service de SH entre Parkway et Énergir EDA. Il s'agit toutefois d'un tronçon par lequel le gaz naturel provenant d'Empress n'a pas à transiter. En effet, tel que l'illustre la carte ci-dessous, le gaz naturel provenant d'Empress qui arrive à North Bay peut : 1) emprunter le North Bay Shortcut, au nord pour se rendre ensuite dans Énergir-EDA ; ou 2), descendre vers le sud jusqu'à Maple par le Barrie Line et ensuite remonter vers le Nord par le Montreal Line jusqu'à Iroquois et ensuite se rendre à Énergir-EDA. En revanche, comme mentionné précédemment (voir réponse à la question 1.1 b), il n'y a pas de nouvelles infrastructures à construire pour permettre à Énergir de convertir ses contrats FTLH existants en PFLD- NBJ



5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0287](#), réponse à la question 4.4;
 - (ii) Dossier R-3955-2015, pièce [B-0009](#), réponse à la question 3.1;
 - (iii) Dossier R-3955-2015, pièce [B-0010](#).

Préambule :

(i) « Une analyse selon une approche globale comme celle servant à réaliser le plan d’approvisionnement d’Énergir comme référée en (vii) ne constitue pas l’approche idéale pour analyser la valeur du service NBJ. Cette approche est actuellement conçue pour évaluer des options d’approvisionnement sur un horizon de court et moyen termes (1 à 4 ans). Or, l’analyse de la valeur du service NBJ doit s’évaluer sur une période de temps beaucoup plus longue que celle habituellement présentée à la Régie, c’est-à-dire un horizon jusqu’à 2030 comparativement à un plan d’approvisionnement sur un horizon de 4 ans. Considérant ce fait, Énergir s’est concentrée à évaluer la valeur du service NBJ selon une approche marginale qui compare ce service aux autres services qu’il pourrait substituer à long terme ». [nous soulignons]

(ii) « 3.1 Veuillez confirmer les dates de mise en service ainsi que la durée des contrats qui seront spécifiés dans la soumission de Gaz Métro.

Réponse :

En guise de précision, Gaz Métro souligne qu'elle entend faire deux soumissions, l'une auprès de TCPL et l'autre auprès d'Union Gas. Chacune de ces soumissions découlera en un contrat de transport distinct, d'une part avec TCPL et d'autre part avec Union Gas, sous réserve de trouver une alternative plus intéressante sur le marché secondaire.

Ceci dit, les appels de soumissions de TCPL et d'Union Gas indiquent que la date de mise en service visée pour les nouvelles capacités est le 1^{er} novembre 2018.

Quant à la durée de chacun des contrats de transport, les appels de soumissions indiquent qu'elle doit être au minimum de 15 ans. Ainsi, Gaz Métro soumissionnera pour cette durée contractuelle minimale ».

(iii) Évaluation des capacités de transport à soumissionner auprès de TransCanada Pipelines et Union Gas pour l'année 2018-2019.

Demandes :

5.1 Veuillez indiquer l'approche retenue dans le cadre du dossier R-3955-2015, tel que présenté à la référence (iii), afin d'évaluer, au niveau économique, les capacités de transport à soumissionner auprès de TransCanada Pipelines et Union Gas, dont la durée de chacun des contrats de transport était de 15 ans, à l'alternative de contracter sur le marché secondaire.

Veuillez élaborer et le cas échéant, expliquer les différences entre l'approche d'évaluation utilisée au présent dossier (référence (i)) et celle utilisée par Énergir afin d'évaluer les capacités à soumissionner auprès de TCPL et Union Gas, lors de ses plus récents appels d'offres, en référence (iii).

Réponse :

La référence (iii) est en lien avec la demande d'Énergir dans le cadre du *New Capacity open Season 2018* de TCPL (NCOS 2018). À titre de rappel, les principales étapes de ce dossier furent les suivantes :

En décembre 2015, Énergir dépose à la Régie dans le dossier R-3955-2015 une demande afin de pouvoir contracter de la nouvelle capacité FTSH rendue disponible par le NCOS de TCPL. La date de mise en service était prévue pour novembre 2018. Dans sa preuve au soutien de sa demande (B-0010, Gaz Métro-1, Document 1), Énergir a démontré le besoin de capacité supplémentaire en transport en ajustant l'année 2018-2019 approuvée dans le cadre du plan d'approvisionnement de la Cause tarifaire 2015 (R-3879-2014). Énergir a ainsi simplement démontré le besoin de contracter du transport sans toutefois en faire une analyse

économique. À cet effet, Énergir avait prévenu la Régie qu'elle validerait auprès du marché secondaire pour savoir si d'autres options plus avantageuses pourraient être disponibles.

En janvier 2016, la Régie rend sa décision D-2016-007 et approuve le besoin de contracter des capacités supplémentaires. Elle demande à Énergir de déposer un suivi à cet effet dans la cause tarifaire suivante.

Lors de la Cause tarifaire 2017 (R-3970-2016), Énergir informe la Régie qu'elle s'est entendue avec une tierce partie pour lui céder de la capacité de transport afin d'optimiser les coûts. Cette transaction aurait eu pour effet d'obtenir un rabais par rapport aux tarifs de TCPL. En demande de renseignements, la Régie a demandé à Énergir de présenter les analyses qui l'ont amené à conclure que la cession était plus avantageuse pour la clientèle. En réponse (B-0212, Gaz Métro-14, Document 1, réponse à la question 11.1), Énergir a annoncé à la Régie que la cession avait été annulée, car le besoin de transport supplémentaire n'était plus requis et qu'ainsi l'analyse n'avait plus à être produite.

Le justificatif économique de la transaction avec la tierce partie était facile à déduire. En effet, la clientèle d'Énergir aurait obtenu l'équivalent d'un rabais par rapport aux tarifs. Une analyse globale n'était donc pas requise pour établir que l'option avec la tierce partie était plus avantageuse pour la clientèle. Ainsi, l'approche utilisée par Énergir s'apparentait à une analyse marginale comme celle utilisée en l'espèce.

- 5.2 Veuillez indiquer en quoi l'approche marginale utilisée au présent dossier devrait être privilégiée aux approches appliquées antérieurement dans le cadre des analyses de la valeur économique des services sur une période long terme et notamment, dans l'évaluation des contrats de transport de durée de 15 ans.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse fournie à la question 3.1.

De plus, Énergir réitère que puisque le service PFLD-NBJ est offert pour une période de long terme qui dépasse largement l'horizon du plan d'approvisionnement, une approche marginale doit être préconisée.

Une approche globale ne peut se faire que sur l'horizon du plan d'approvisionnement, car en dehors de celui-ci cette approche requiert un trop grand nombre d'hypothèses sur le long terme rendant les résultats non-probants.

ANNEXE 1

CAUSE TARIFAIRE 2019 - PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2021-2022

CAPACITÉS DE TRANSPORT ET ANALYSE ALTERNATIVES

	Plan 2022 - PFLD NBJ Vente outils excédentaires FTSH	Plan 2022 - FTSH	Variation
	(2)	(3)	(5) = (3) - (2)
DEMANDE (10⁶ m³)			
1 Continue	5 586	5 586	0
2 Interruptible	264	264	0
3 Gaz d'appoint	33	33	0
4 Client biogaz en réseau dédié	29	29	0
5 <i>Sous-total</i>	<i>5912</i>	<i>5912</i>	<i>0</i>
6 Interruptions	-2	-2	0
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	39	39	0
8 Compression (transport et entreposage)	105	91	-14
9 Écart de mesurage	4	4	0
10 TOTAL DEMANDE	6 057	6 043	-14
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)			
11 Transport			
12 FT LH (primaire & secondaire)	819	70	-749
13 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	50	50	0
15 Transport gaz d'appoint	33	33	0
16 FTLH non utilisé	-85	0	85
17 <i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>817</i>	<i>153</i>	<i>-664</i>
18 Achats dans le territoire	198	198	0
19 Achat à Empress pour compression	28	4	-24
20 Achats à Dawn (GR)	1 246	1 920	674
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 736	3 736	0
22 Biogaz	29	29	0
23 Écart de mesurage	3	3	0
24 Retraits - injections	0	0	0
25 TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 057	6 043	-14
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
26 Journée de pointe - continue	35 373	35 373	0
27 Total appro. après vente	33 047	33 047	0
28 Provision additionnelle	35 373	35 373	0
ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)			
Coûts de transport			
29 Transport clients	n/a	n/a	0
30 FTLH (primaire, secondaire & échange)	51 725	9 368	-42 356
31 FTSH (Dawn, Parkway & échange)	154 773	171 976	17 203
32 STS	47 580	47 580	0
33 M12 / C1	38 101	43 429	5 327
34 Vente de transport FTLH non utilisé	-2 029	0	2 029
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur			
35 Transport	-36 335	-16 269	20 066
36 Crédit de compression	0	0	0
37 Crédit/(Frais) de livraison	0	0	0
38 <i>Total - coûts de transport</i>	<i>253 814</i>	<i>256 083</i>	<i>2 269</i>
39 Coûts d'entreposage	33 317	33 315	-1
40 <i>Sous-total transport et équilibrage</i>	<i>287 131</i>	<i>289 399</i>	<i>2 268</i>
41 Fourniture	655 713	655 054	-659
42 Maintien des inventaires	1 870	1 780	-90
43 TOTAL DES COÛTS	944 714	946 233	1 518
44 Variation en %			0,16%