

REPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) A LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE la FCEI

TARIF DE RECEPTION TEMPORAIRE POUR LA SÉMER

Question 1 :

Références:

- (i) B-0020, p. 3
- (ii) R-4328-2025, B-0163, Annexe 1
- (iii) B-0091, p. 8
- (iv) B-0091, p. 2
- (v) B-0013, p. 2

Préambule :

(i)
« Le projet de production de GSR-L de la Société d'économie mixte d'énergie renouvelable (SÉMER) à Rivière-du-Loup prévoit être prêt à livrer ses premiers volumes de GSR dès le mois de mai 2026 » (Nous soulignons)

(ii)
« Cette solution vise à garantir la continuité des opérations et à permettre à la SÉMER de débiter l'injection de ses volumes dès le 16 juin 2026, en attendant la mise en service de la Station permanente prévue pour juin 2027. » (Nous soulignons)

(iii)
« La solution évaluée passait donc par une substitution de volumes de GNL entre GM GNL et la daQ, où le GSR-L aurait été considéré comme étant détenu par Énergir à l'usine LSR, alors que les volumes livrés par GM GNL à partir de la SÉMER vers le grand client alimenté au GNL auraient été considérés comme étant du GNL fossile. Bien que réalisable d'un point de vue technique et opérationnel, cette solution impliquait de faire reconnaître le caractère renouvelable du gaz échangé, alors que la SÉMER n'est pas physiquement connectée au réseau d'Énergir. Cette reconnaissance devait se faire par la Régie, accompagnée de modifications aux Conditions de service et Tarif, et par le MELCCFP dans le cadre du SPEDE. En effet, la réglementation au niveau du SPEDE exige actuellement que le GSR soit injecté dans le réseau gazier nord-américain. Des représentations auraient donc dû être faites auprès du MELCCFP afin de faire modifier cette exigence. Étant donné ces enjeux réglementaires et l'échéancier serré visé, la solution n'a pas été retenue. »

(iv)

« Injection chez un grand client actuellement alimenté au GNL : Cette option visant à substituer une portion de la consommation du client par le GSR-L de la SÉMER a été considérée comme étant réalisable d'un point de vue technique et opérationnel. Étant donné que ce client ne souhaite pas consommer de GSR, cette solution présentait par conséquent des enjeux réglementaires ainsi que sur la reconnaissance du caractère renouvelable de la molécule qui étaient incompatibles avec l'échéancier visé.

Injection à l'usine LSR : Cette solution a été écartée en raison de l'augmentation du risque opérationnel posé par le déchargement de citernes, de la complexité associée au partage des coûts à l'usine ainsi que par l'augmentation anticipée des gaz d'évaporation. »

(v)

« Demandes :

1.1 À partir des références (i) et (ii), la Régie note un écart important entre le prix initial du Contrat et le prix prévu pour l'année 2026-2027. Outre l'indexation, expliquer l'évolution du prix du Contrat. Veuillez élaborer.

Réponse :

Les parties ont signé un amendement au contrat d'achat-vente en mars 2024 pour tenir compte de hausses de coûts subies par la SÉMER (notamment liées au décalage de l'échéancier et la mise à niveau des installations soutenue par le gouvernement) et pour prendre en compte les coûts d'injection de la station multiutilisateur projetée à Saint-Flavien. L'amendement signé est conforme aux balises en vigueur, telles qu'autorisées par la Régie. De plus, depuis le dépôt de la pièce mentionnée à la référence (ii) et à la suite des discussions mentionnées à la pièce de la référence (iii), Énergir et la SEMER ont signé un nouveau amendement suivant l'évolution des coûts de la station multiutilisateur projetée à Saint-Flavien. Cet amendement est toujours conforme aux balises en vigueur.

1.2 Étant donné les discussions évoquées à la référence (iii), veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le prix d'achat du GSR au Contrat est susceptible d'être révisé à la hausse, que la solution temporaire soit approuvée ou non. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le prix prévu au contrat d'achat est composé de deux volets : le prix d'achat de la molécule et un cavalier tarifaire équivalent au coût du DR. » (Nous soulignons)

(vi)

« Cela dit, le refus de la solution temporaire pourrait entraîner la révision du cavalier tarifaire dans la mesure où les coûts engagés au moment d'un éventuel refus devront être récupérés de la SEMER, alors qu'elle ne pourra générer aucun revenu. Cependant,

l'acceptation de la solution temporaire ne signifie pas que le cavalier tarifaire ne serait pas révisé. En effet, une augmentation des coûts de construction de la station de gaz porté de Saint-Flavien pourrait entraîner une telle révision à la hausse. » (Nous soulignons)

Question 1.1 :

Relativement aux références (i) et (ii), veuillez indiquer, à ce jour, où en sont les travaux de la SÉMER et à quel moment elle prévoit être prête à livrer ses premiers volumes de GSR-L.

Réponse :

Selon les informations les plus récentes, les travaux de construction de la SÉMER sont complétés et les travaux de mise en service sont en cours. La SÉMER prévoit être prête à injecter au même moment où la solution temporaire prévoit être mise en service.

Question 1.2 :

Veuillez indiquer, à ce jour, le volume total qu'elle prévoit livrer d'ici la mise en place de la solution permanente.

Réponse :

Selon les informations les plus récentes, la SÉMER prévoit livrer 100 000 GJ à la solution temporaire sur une période de douze (12) mois.

Question 1.3 :

Veuillez commenter quant aux risques qui pourraient affecter la date de début des injections et le volume anticipé (à la hausse ou à la baisse).

Réponse :

Énergir est confiante que la solution temporaire sera mise en service à temps. Énergir n'a toutefois pas de contrôle sur les procédés du côté du Producteur. Cela dit, les risques de retard majeur semblent mineurs.

Question 1.4 :

Eu égard aux références (iii) et (iv), en supposant qu'Énergir renonce simplement au caractère renouvelable du GSR-L de la SÉMER et qu'il soit livré au grand client actuellement alimenté au GNL, veuillez indiquer combien il en coûterait à Énergir pour combler l'écart entre le coût du GNL fossile et le coût du GSR-L de la SÉMER. Veuillez présenter le détail du calcul du montant obtenu.

Réponse :

En appliquant l'approche proposée par l'intervenante, il est possible de calculer la différence entre le coût du GNL fossile d'Énergir (F + T + coût liquéfaction Train 1) et le coût pour le GSR-L de SÉMER sans valeur environnementale, le tout multiplié par le volume devant être injecté sur les 12 mois d'utilisation prévue de la solution temporaire.

Tableau Q-1.4

		Coûts (\$/GJ)
a	Fourniture	4,12
b	Transport	0,61
c	Coût de liquéfaction – Train 1 (R-4328-2025, Énergir-9, Document 3)	0,93
d	Coût estimé GNL fossile (a + b + c)	5,66
e	Coût du GSR-L de la SÉMER*	██████
f	SPEDE (car non GNR)	2,33
g	Coût du GSR-L de la SÉMER sans valeur environnementale (e + f)	██████
h	Écart (g – d)	██████

* Coût du GSR-L de SÉMER sans cavalier tarifaire, mais comprenant un coût pour le transport par citerne jusqu'au point de réception.

En considérant que le volume devant être injecté à la solution temporaire s'élève à 100 000 GJ, le montant requis pour combler l'écart entre le coût du GNL fossile et le coût du GSR-L de la SÉMER serait approximativement de ██████, soit considérablement plus que le coût de la mise en place de la solution temporaire, tout en permettant de comptabiliser les volumes de GSR dans l'atteinte des seuils réglementaires d'injection.

Question 1.5 :

Quel serait ce montant si Énergir obtenait une exemption du SPEDE pour ces mêmes volumes?

Réponse :

Tableau Q-1.5

		Coûts (\$/GJ)
a	Fourniture	4,12
b	Transport	0,61
c	Coût de liquéfaction – Train 1 (R-4328-2025, Énergir-9, Document 3)	0,93
d	Coût estimé GNL fossile (a+ b + c)	5,66
e	Coût du GSR-L de la SÉMER*	██████
f	Écart (e - d)	██████

* Coût du GSR-L de SÉMER sans cavalier tarifaire, mais comprenant un coût pour le transport par citerne jusqu'au point de réception.

En retirant le coût du SPEDE à la ligne f du tableau présenté à la réponse à la question 1.4, l'écart entre le coût du GNL fossile et le coût du GSR-L de la SÉMER serait alors approximativement de ██████, soit un montant toujours plus élevé que le coût de la mise en place de la solution temporaire.

Question 1.6 :

Relativement à la référence (iv), veuillez confirmer que plusieurs camions de GNL sont chargés à l'usine LSR à chaque semaine. Dans ce contexte, veuillez expliquer pourquoi sa solution d'injection de GSR-L à l'usine LSR nécessiterait réellement une injection physique du GSR-L? Veuillez expliquer davantage pourquoi un échange ou un prêt de molécule ne serait pas possible, alors qu'Énergir prête chaque hiver des molécules de GNL en inventaire qui lui sont remises à l'été.

Réponse :

Énergir confirme que plusieurs camions de GNL sont chargés à l'usine LSR chaque semaine et que des échanges de molécule ont été réalisés entre Énergir et sa filiale GM GNL. Comme mentionné à la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie, c'est la reconnaissance du caractère renouvelable d'une partie des volumes ainsi échangés qui soulève des questionnements.

Question 1.7 :

Veillez confirmer qu'en réduisant les chargements de citernes, un échange de GNL pourrait potentiellement réduire l'évaporation.

Réponse :

Énergir le confirme.

Question 1.8 :

Veillez élaborer sur la complexité associée au partage des coûts à l'usine LSR. Veuillez indiquer si des discussions ont été tenues avec GM GNL pour maintenir le statu quo, considérant le caractère temporaire de la solution.

Réponse :

La réception régulière de GNL ne fait pas partie des activités cartographiées par la méthodologie de partage des coûts à l'usine LSR, laquelle repose sur une méthode approuvée par la Régie¹ et qui vise une allocation équitable entre les activités réglementées et non réglementées. L'ajout d'une nouvelle entité impliquerait des ajustements à la méthodologie pour garantir l'équité de l'allocation. En plus des autres enjeux identifiés à la référence (iv), l'ajout de cette activité dans la méthodologie était incompatible avec l'échéancier visé puisque toute modification devrait être, au préalable, autorisée par la Régie.

Question 1.9 :

Relativement à la référence (v), veuillez indiquer à quel moment a été signé le « nouvel amendement ».

Réponse :

Le « nouvel amendement » a été signé le 16 mars 2026, après avoir figé les scénarios d'approvisionnement de GSR pour la Cause tarifaire 2026-2027.

Question 1.10 :

Veillez indiquer dans le cadre de quel amendement le cavalier tarifaire équivalent au tarif DR a été introduit.

¹ Dossier R-4076-2028, Décisions D-2020-039 et D-2020-113

Réponse :

L'amendement n°1 signé en mars 2024 était le premier amendement incluant un cavalier tarifaire tenant compte des coûts de raccordement réels pour le coût du tarif DR.

Question 1.11 :

Veillez confirmer que les balises en vigueur auxquelles fait référence Énergir sont le prix moyen et le prix maximal.

Réponse :

Énergir le confirme.

Question 1.12 :

Veillez indiquer si les prix du contrat pour les années 2026-2027 à 2029-2030 reflètent le recours à la station temporaire et ventiler ces prix entre le coût de la molécule et le coût du tarif DR.

Réponse :

[...]

La solution temporaire prévoit être utilisée sur une période de douze (12) mois entre 2025-2026 et 2026-2027, en attendant la mise en service de la station permanente prévue pour juin 2027. La réponse la question 1.4 à la demande de renseignements de la Régie présente, pour la solution temporaire et la solution permanente, le cavalier tarifaire généré qui est égal au coût du tarif DR selon les estimations actuelles. Veuillez également vous référer à la réponse à la question 1.1 de l'AHQ-ARQ pour la ventilation entre le coût de la molécule et le coût du cavalier tarifaire. Les résultats sont compilés dans le tableau ci-dessous :

Tableau Q-1.12

	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
Prix de la molécule (\$/GJ)	█████*	█████*	█████*	█████*
Cavalier tarifaire projeté pour la solution temporaire (\$/GJ)	█████**	-	-	-

* Prix calculé selon l'IPC projeté pour les années 2026-2027 à 2029-2030.

** La solution temporaire ne sera utilisée que de juin 2026 à juin 2027. La station permanente sera mise en service en juin 2027.

Question 1.13 :

Relativement à la référence (vi), veuillez expliquer sur quelle base Énergir pourrait exiger de la SÉMER qu'elle couvre les coûts encourus au moment d'un éventuel refus.

Réponse :

Le cadre réglementaire applicable prévoit que les coûts associés à un raccordement sont à la charge du ou des producteurs bénéficiant des infrastructures, ceux-ci étant normalement récupérés par l'intermédiaire du tarif de réception. Dans ce contexte, advenant un empêchement quelconque, tel qu'un refus de la Régie empêchant la mise en service d'une installation, ce cadre permettrait le remboursement des coûts engagés. Cette obligation de remboursement s'inscrit dans l'économie générale du contrat, laquelle intègre le principe selon lequel le tarif applicable au service de réception est structuré de manière à refléter l'ensemble des coûts réels des actifs de réception temporaires, lesquels doivent ultimement être assumés par le client.

Question 1.14 :

Veuillez indiquer le montant de ces coûts à ce jour.

Réponse :

[...]

En date du 15 mai 2026, Énergir avait engagé des coûts de [REDACTED] pour la solution temporaire, dont [REDACTED] pour des travaux déjà réalisés et [REDACTED] pour des bons de commandes envoyés.

Question 1.15 :

Veuillez indiquer si SÉMER a formulé une demande formelle à Énergir en lien avec la solution temporaire. Le cas échéant, veuillez déposer cette demande.

Réponse :

Trouver une solution pour l'injection de ses producteurs de GSR a toujours été une priorité pour Énergir, tout en gardant à l'esprit l'impact sur la clientèle. Lorsqu'Énergir et la SÉMER ont constaté que les échéanciers du projet de production et d'injection allait avoir un décalage, une solution temporaire a été envisagée pour ne pas retarder les injections de GSR de la SÉMER. Dans la mesure où les coûts de la station temporaire et de la station permanente sont semblables, la clientèle ne subit pas d'inconvénients significatifs de la mise en place d'une station temporaire. De surcroît, elle permet à la SÉMER de cesser de torcher son biogaz, de substituer du gaz d'origine fossile par du GSR, de contribuer à l'atteinte des cibles fixées par le Règlement, de contribuer au développement de la filière de production de GSR, sachant que la production de GSR-L génère trois emplois permanents.

POTENTIEL DU SITE D'ENTREPOSAGE DE SAINT-FLAVIEN

Question 2:

Références:

- (i) B-0016, p. 2
- (ii) B-0016, p. 5
- (iii) B-0016, p. 5

Préambule :

(i)
« Comme mentionné à la section 3.1.1 de la pièce Énergir-H, Document 3, Énergir, s.e.c. (Énergir) fait face à d'importants déficits d'outils sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2027-2030, dans un contexte où les capacités de transport dans le triangle de l'Est sont hautement contingentées. De surcroît, la construction de capacités de transport additionnelles par TransCanada PipeLines Limited (TCPL) dans cette région s'avérerait très onéreuse et incertaine, puisque cette dernière n'est pas assujettie à une obligation de desservir la clientèle en vertu de la décision RH-003-2011. Ainsi, la solution conventionnelle de contracter de nouvelles capacités de transport pour combler des déficits d'approvisionnement est maintenant ardue et/ou onéreuse et cette situation ne devrait pas se résorber à court terme. » (Nous soulignons)

(ii)
« Selon les modélisations du site de Saint-Flavien, le potentiel est présent pour que les capacités de retrait et d'entreposage soient plus que doublées par rapport à aujourd'hui. Ainsi, si ce potentiel était avéré et disponible, Énergir pourrait combler l'équivalent de l'ensemble des déficits prévus dans le scénario de base avec un tel développement. Il est donc opportun d'étudier de plus près le potentiel du site. »

(iii)
« Le développement du site de Saint-Flavien, s'il est possible, permettrait d'ajouter de la capacité à un coût comparable aux tarifs de transport actuels de TCPL, tout en générant des économies potentielles pour la clientèle, estimées entre 31 M\$ et 70 M\$ par année selon le scénario d'hiver normal ou froid. Il est donc dans l'intérêt de la clientèle de soutenir la réalisation des études sur le potentiel au site de Saint-Flavien »

Question 2.1 :

Relativement à la référence (i), veuillez expliquer pourquoi Énergir n'a pas pris part à la NCOS de TCPL de l'été 2025.

Réponse :

Au moment de la NCOS à l'été 2025, le déficit d'approvisionnement pour l'année de mise en service des capacités proposées par TCPL n'était pas suffisant pour justifier une participation d'Énergir.

Question 2.2 :

Veuillez indiquer quel aurait été le coût de la nouvelle capacité dans un tel contexte.

Réponse :

Le coût de la nouvelle capacité aurait été le tarif de TCPL présentement en vigueur en fonction des points établis au contrat. Il est toutefois estimé que les tarifs de TCPL seront plus élevés au moment de la mise en service potentielle d'un éventuel projet à Saint-Flavien.

Question 2.3 :

Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer la fourchette de capacité additionnelle anticipée par Énergir à ce stade-ci.

Réponse :

La fourchette pourrait s'avérer d'un accroissement modéré de la capacité de retrait (environ 40 000 GJ/j) à une maximisation de la capacité de la conduite, en aval du site de Saint-Flavien, en retrait (environ 160 000 GJ/j). Cependant, pour concrétiser la valeur associée à l'accroissement de la capacité de retrait, un accroissement de la capacité d'entreposage est également requis. Les études préliminaires permettront de mieux délimiter le potentiel à ce niveau et, par conséquent, la capacité de retrait utile qui peut y être associée.

Question 2.4 :

Veuillez présenter le détail des analyses économiques préliminaires qui permettent à Énergir de conclure que, si le potentiel devait se confirmer, l'agrandissement du site de Saint-Flavien serait plus économique que l'acquisition de transport sur le marché primaire dans le cadre d'une nouvelle offre de capacité. Veuillez également présenter une comparaison du coût de la capacité offerte par le projet et le coût de la capacité selon les tarifs de TCPL.

Réponse :

Le coût et le potentiel du projet dépendront largement de la capacité supplémentaire pouvant être développée au site de Saint-Flavien. À cet égard, une évaluation préliminaire à haut niveau a été réalisée pour différents scénarios, allant d'un accroissement modeste à une maximisation de l'utilisation de la conduite en aval du site de Saint-Flavien.

Dans le scénario d'un accroissement modeste, le coût de service annuel estimé, à haut niveau, associé à la capacité additionnelle se situe à un niveau comparable à celui d'un contrat de transport « short haul » à partir de Dawn sur le réseau de TCPL. Pour les scénarios comportant une plus grande capacité d'entreposage et de retrait, le coût annuel diminue graduellement par rapport à l'option de transport, à mesure que la capacité augmente.

Bien que ces résultats soient prometteurs, notamment en considérant les avantages additionnels de l'entreposage en franchise comparativement au transport (par exemple, l'écart entre le prix été-hiver ou encore la contribution à la sécurité d'approvisionnement), ils reposent sur des hypothèses préliminaires qui devront être validées et précisées par les études de faisabilité.

Question 2.5 :

Selon le ou les scénarios retenus pour les analyses économiques, veuillez indiquer :

2.5.1 La capacité additionnelle apportée par le projet**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse de la question 2.3

2.5.2 L'impact du projet sur le besoin de l'hiver extrême**Réponse :**

Le projet doit inclure des capacités d'entreposage additionnelles pour que l'accroissement de capacité de retrait rencontre les paramètres de l'hiver extrême. Les études de faisabilité par Intragaz sont donc requises pour déterminer le potentiel et identifier les combinaisons intéressantes pour la clientèle.

2.5.3 L'impact du projet sur le besoin de capacité

Réponse :

Le projet pourrait permettre de combler l'ensemble des besoins de capacité d'Énergir ou de décontracter des capacités de transport à TCPL, ou encore de vendre ces capacités sur le marché, et ce, de manière économiquement avantageuse pour la clientèle.

2.5.4 Le coût du projet

Réponse :

En fonction des analyses économiques préliminaires, le coût de service annuel du projet est estimé à environ 0,70 \$/GJ pour chaque GJ de capacité de retrait additionnelle, avec une tendance à la baisse à mesure que la capacité potentielle augmente. Il est important de souligner que le coût du projet dépendra largement des résultats des études préliminaires à venir et doit donc être considéré comme une estimation de haut niveau.