
**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 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. À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2026**

TARIF DE RÉCEPTION TEMPORAIRE POUR LA SÉMER

- 1. Références :**
- (i) Pièce confidentielle B-0013, p. 2;
 - (ii) Dossier R-4008-2017, pièce confidentielle B-0062, p. 1;
 - (iii) Dossier R-4328-2025, pièce confidentielle B-0163, Annexe 1;
 - (iv) Pièce [B-0020](#), p. 5 et 13;
 - (v) Pièce [B-0014](#), p. 1.

Préambule :

(i) Énergir présente les volumes, le prix et les coûts de chacun des contrats d'approvisionnement de GSR pour les années du plan d'approvisionnement (2027 à 2030).

(ii) Énergir présentait, notamment, le prix prévu au contrat d'achat-vente de la SÉMER (le Contrat).

(iii) «

[REDACTED]

»

(iv) « À défaut de mettre une solution temporaire en place, la production de la SÉMER devrait encore être détruite pour une autre année. Ceci aurait alors pour impact de réduire les revenus du Producteur sur la durée de son projet, tout en exigeant qu'il éponge ces coûts, provoquant potentiellement une pression à la hausse sur le prix final du GSR. Selon Énergir, un tel report serait défavorable pour la clientèle.

[...]

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.

[...]

Dans l'éventualité où la Régie n'était pas en mesure de rendre sa décision finale avant cette date, Énergir propose qu'elle l'autorise à appliquer provisoirement, à compter de la date du début d'injection au site temporaire, le tarif de réception soumis pour approbation présenté à la présente pièce.

CONCLUSION

Énergir demande à la Régie d'approuver avant le début de l'injection le 16 juin 2026 :

- la méthodologie proposée pour la facturation du tarif de réception temporaire pour la solution temporaire de la SÉMER; et
- l'application de la modification de l'article 14.5.6 des CST. » [nous soulignons]

(v) Tableau présentant la prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR pour les années 2027 à 2030.

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 nouvel 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 D_R . Le contrat ne prévoit pas de clause de renégociation ou d'ajustement du prix d'achat de la molécule. Toutefois, le

cavalier tarifaire peut effectivement faire l'objet d'une révision à la hausse dans l'éventualité où celui prévu ne permet pas de couvrir l'ensemble des coûts du tarif D_R. Énergir considère cette approche comme étant adaptée au présent projet dans la mesure où la portion subventionnée de l'investissement est significative et fixe. Donc, toute augmentation des coûts a un impact notable sur les coûts à récupérer par l'intermédiaire du tarif D_R.

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.

Dans tous les cas de figure, le prix d'achat du GSR incluant le cavalier tarifaire (actuellement prévu à [REDACTED]) devra respecter les balises fixées par la Régie, tant au niveau du prix maximal que du prix moyen.

- 1.3 Sans considérer la possibilité d'une décision provisoire selon la référence (iv), veuillez indiquer quels seraient les impacts pour Énergir et sa clientèle si la Régie devait rendre sa décision finale après le 16 juin 2026. Veuillez également justifier le besoin d'une décision hâtive.

Réponse :

Advenant que l'injection de GSR-L débutait comme prévu le 16 juin 2026 et que la Régie rendait sa décision finale après cette date, Énergir se retrouverait à devoir facturer la SEMER pour les coûts d'injection durant cette période intérimaire sans que les modifications aux *Conditions de service* demandées ne soient en vigueur.

Énergir rappelle que la méthodologie de tarif de réception pour cette solution temporaire est différente des projets de raccordement : il n'y a pas de volet A et le tarif timbre-poste du volet C n'est pas appliqué. De plus, sans modifications aux CST avant le début de l'injection, Énergir devrait appliquer les pénalités actuellement en vigueur, qu'elle considère indues dans les circonstances, ce qui n'est à l'avantage ni de la clientèle ni du producteur.

C'est donc dans un souci d'obtenir un signal clair de la Régie quant aux conditions de facturation du client avant le début des injections qu'Énergir fait la demande citée à la référence (iv), soit d'approuver la méthodologie proposée pour le tarif D_R. et les changements aux CST pour le 16 juin ou, du moins, qu'elle l'autorise à procéder avec la proposition telle que soumise d'ici à ce que la Régie rende sa décision finale.

- 1.4 Veuillez préciser quelle pourrait être l'ampleur de la « hausse sur le prix final du GSR » mentionnée à la référence (iv) comparativement au prix du GSR auquel s'attend Énergir si la solution temporaire était approuvée.

Réponse :

La SEMER n'a pas partagé d'impact financier concret découlant d'un refus de la solution temporaire et Énergir n'est pas en mesure de chiffrer cet impact. C'est d'ailleurs pourquoi l'affirmation d'Énergir était nuancée lorsqu'elle évoquait dans sa preuve que le refus de la solution temporaire pourrait exercer « potentiellement une pression à la hausse sur le prix ». Cela dit, Énergir voit deux aspects qui pourraient avoir un impact à la hausse sur le prix.

Dans un premier temps, le refus de la solution temporaire exigerait de récupérer de la SEMER les coûts engagés à ce jour pour son développement. Cela pourrait déclencher une discussion afin de les inclure dans les coûts à récupérer par l'intermédiaire du cavalier tarifaire, et donc le hausser.

Dans un second temps, avec un refus de la solution temporaire, la SEMER se retrouverait dans une situation où elle a complété ses investissements et commence à les amortir, mais ne génère aucun revenu. Il se créerait alors un manque à gagner dans le modèle financier de la SEMER qui, toutes choses étant égales par ailleurs, pour maintenir un rendement équivalent sur la durée du projet, exigerait d'augmenter le prix du GSR.

Énergir réitère que l'approbation de la solution temporaire ne crée pas de désavantage matériel pour la clientèle, alors qu'elle bénéficie au producteur. Inversement, la clientèle ne tirera pas d'avantage matériel du refus de la solution temporaire, alors que cela sera au désavantage du producteur et de la société québécoise. En effet, la solution temporaire générera un cavalier tarifaire de ██████ en fonction des estimations au dossier, alors que la solution permanente se traduira par un cavalier tarifaire de ██████, toujours selon les estimations actuelles. Il y donc une différence de ██████. Si on reporte cette différence sur une année complète en utilisant la QCA de 100 000 GJ, le surcoût de la solution temporaire est de ██████. Or, les coûts des achats de GSR projetés pour l'année 2026-2027 sont d'environ 350,5 M\$¹. La solution temporaire aurait donc un impact 0,05 % si on la compare au coût global d'approvisionnement en GSR de l'année 2026-2027. En contrepartie, la solution temporaire permet à la SEMER de cesser de rejeter des GES à l'atmosphère sans remplacer des GES d'origine fossile, tel que souhaité par le gouvernement avec la subvention octroyée à la SEMER. Elle permet aussi notamment de contribuer à l'atteinte des cibles fixées par règlement et de contribuer au développement de la filière de production de GSR.

¹ Pièce B-0038, Énergir-H, Document 6, page 1, ligne 15.

- 1.5 Veuillez indiquer si le calendrier de mise en service de la Station prévue en juin 2027 comporte encore des risques de report et, le cas échéant, quelles seraient les conséquences tarifaires si la solution temporaire devait être prolongée au-delà de 12 mois.

Réponse :

En date des présentes, la mise en service de la Station est toujours prévue pour juin 2027.

Advenant qu'il soit toutefois nécessaire de prolonger l'utilisation de la solution temporaire, les coûts fixes de mise en place et de démantèlement du site ne changeraient pas, alors que les coûts mensuels variables (ex. : électricité, consommables pour l'analyse du gaz, etc.) continueraient d'être sous la responsabilité du producteur et à lui être facturés.

- 1.6 Veuillez mettre à jour le tableau mentionné à la référence (v) afin d'illustrer les impacts sur les volumes et les coûts de chacune des deux situations suivantes. Veuillez également commenter les résultats.

1.6.1. Report du début d'injection d'un an (rejet de la solution temporaire);

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 1.4, Énergir ne dispose pas d'une estimation précise de la hausse potentielle dans le cas où la solution temporaire n'était pas approuvée.

1.6.2. Mise en place de la solution temporaire.

Réponse :

Énergir dépose en annexe Q.1.6.2 une version du tableau de la référence (v) prenant en compte le dernier amendement signé avec la SEMER, mentionné à la réponse à la question 1.1. Énergir souligne que ce tableau déposé en annexe n'est pas représentatif de la situation actuelle du portefeuille d'approvisionnement de GSR.

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0020](#), p. 7 à 9;
 - (ii) Dossier R-4257-2024, pièce [B-0112](#), p. 23.

(i) Énergir précise que les coûts pour la durée de la solution temporaire, estimés à 1,61 M\$, sont tous des coûts d'opération et d'entretien. Ainsi, le tarif D_R temporaire ne comportera pas de volet investissement (coûts de catégorie A), mais uniquement un volet distribution (coûts de catégorie C – portions fixe et variable). Elle présente ces coûts aux tableaux 1 et 2 ainsi que les autres informations permettant d'établir les taux du tarif D_R .

(ii) Énergir présentait, au tableau 6, la ventilation des coûts annuels d'entretien d'un poste d'injection.

Demande :

2.1 Veuillez ventiler les coûts de la solution temporaire estimés de 1,61 M\$, en référence (i). Veuillez également indiquer si la portion fixe des coûts de catégorie C couvre des dépenses associées aux mêmes activités que celles identifiées au tableau 1 de la référence (ii).

Réponse :

Le tableau ci-dessous détaille les coûts associés à la solution temporaire. Ceux-ci sont requis pour la mise en place, l'opération et, ultimement, le démantèlement du site. Étant donné la courte durée des opérations, les coûts d'entretien devraient être minimaux. L'ensemble de ces coûts sont des dépenses d'opération et n'incluent aucune dépense liée à des actifs pouvant être amortis.

Les coûts du tableau 6 de la référence (ii) étaient, quant à eux, des coûts de nature d'entretien et de réparation dédiés aux postes d'injection pour établir le tarif timbre-poste. Ils ne s'appliquent pas à la situation présente.

Tableau Q-2.1

Activités	Coûts (000\$)
Main-d'œuvre interne	████
Sous-traitance externe (services professionnels, services entrepreneurs)	████
Matériaux	████
Location de terrain	████
Services professionnels et frais divers	████
Contingence	████
Total global	1 606

3. Référence : Pièce [B-0020](#), p. 6.

Préambule :

« 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 ».

Demande :

3.1 Veuillez élaborer sur la possibilité que le GSR-L de la SÉMER soit vendu au grand client alimenté au GNL, à un prix convenu entre les deux parties.

Réponse :

L'équipe de GM GNL qui vend du GNL au grand client discute de façon ponctuelle avec celui-ci des façons pour lui d'atteindre les cibles prévues à son plan de décarbonation, notamment en acquérant du GSR-L. Le constat découlant de ces discussions est que le tarif GSR est trop élevé pour ce dernier. Sachant que la SEMER exige un prix encore plus élevé pour son GNR que le prix de vente réglementée, Énergir ne voit pas comment les deux parties pourraient trouver un terrain d'entente au niveau commercial.

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 SEMER 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 SEMER 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.

Au-delà de ce qui précède, la construction de la station multiutilisateur de Saint-Flavien est un actif important dans le développement de la filière de production québécoise de GSR qui demeure tout à fait pertinent, et ce, même si une solution telle que celle décrite plus haut était mise en place. La Station est conçue pour accueillir des volumes de GSR sous forme liquéfiée ou comprimée de plusieurs producteurs et est aménagée à proximité d'une conduite de transmission afin de permettre l'augmentation des capacités d'injection lors de phases futures sans qu'il n'y ait d'enjeux hydrauliques.

MODIFICATION À L'ARTICLE 14.5.6 DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

4. Référence : Pièce [B-0020](#), p. 12 et 13.

Préambule :

Énergir propose de modifier le texte de l'article 14.5.6 des CST afin de refléter l'opérationnalisation de la Station multiutilisateur en général, et de la solution temporaire proposée en particulier.

Demande :

4.1 Veuillez déposer la version anglaise du texte proposé pour l'article 14.5.6 des CST.

Réponse :

14.5.6 DAILY OVERRUNS OF MAXIMUM CONTRACT CAPACITY (MCC)

A customer who wishes to inject, on a particular day, a natural gas volume that is greater than its MCC must request the distributor's permission beforehand.

If it is operationally possible for the distributor to accept this additional volume of natural gas from the customer, it shall be billed the sum of 110% x the price of the minimum daily obligation, the unit price for the volume injected applicable at the receipt point and the unit price for the volume delivered within the territory applicable to the consumption zone or m³the unit price for the volume delivered outside the territory, as the case may be. [If the natural gas is delivered to the injection site by truck, the additional volume will be assessed on an annual basis at the end of the rate year.](#)

If multiple requests to inject additional volumes of natural gas are made concurrently and said volumes exceed the distributor's ability to accept the natural gas, the available capacity shall be prorated according to the excess volumes requested.

Annexe Q-1.6.2

PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GSR - 2027 À 2030

	2026-2027		2027-2028		2028-2029		2029-2030	
	Volumes (10 ³ m ³)		Volumes (10 ³ m ³)		Volumes (10 ³ m ³)		Volumes (10 ³ m ³)	
1 Règlement								
2 Volumes de base	6 107 726		6 109 148		6 083 857		6 079 908	
3 % Règlement	5,00%		5,00%		7,00%		7,00%	
4 Volumes exigibles	305 386		305 457		425 870		425 594	
5 Approvisionnement¹	Nb de	Volumes	Nb de	Volumes	Nb de	Volumes	Nb de	Volumes
	contrats	(10³ m³)	contrats	(10³ m³)	contrats	(10³ m³)	contrats	(10³ m³)
6 Achat direct territoire	1	2 000	1	3 000	1	3 000	1	3 000
7 Achat direct hors territoire	-	-	-	-	-	-	-	-
8 Gaz de réseau GSR en territoire approuvé ²	16	57 493	16	62 655	16	100 305	16	103 830
9 Gaz de réseau GSR en territoire non approuvé ³	3	-	6	-	9	-	12	-
10 Gaz de réseau GSR hors territoire approuvé ²	14	304 049	14	321 290	14	349 044	14	350 500
11 Gaz de réseau GSR hors territoire non approuvé ³	2	-	4	-	6	-	8	-
12 Total volumes	36	363 542	41	386 946	46	452 349	51	457 330
13 Coûts des contrats approuvés	Nb de	Coûts	Nb de	Coûts	Nb de	Coûts	Nb de	Coûts
	contrats		contrats		contrats		contrats	
14 <i>Prix moyen (¢/m³)</i>		97,15		100,63		103,37		105,90
15 <i>Coûts (000 \$)</i>	30	351 245	30	386 363	30	464 498	30	481 142
16 Consommation de GSR	Nb de	Volumes	Nb de	Volumes	Nb de	Volumes	Nb de	Volumes
	clients	(10³ m³)	clients	(10³ m³)	clients	(10³ m³)	clients	(10³ m³)
17 Achat direct territoire	1	2 000	1	3 000	1	3 000	1	3 000
18 Achat direct hors territoire	-	-	-	-	-	-	-	-
19 Volumes cédés	-	-	-	-	-	-	-	-
20 Gaz de réseau GSR - Achat volontaire	1 479	19 214	1 584	18 213	1 632	55 789	1 690	56 006
21 Autoconsommation de GSR par Énergir	65	4 865	53	5 200	53	5 600	53	6 100
22 Total volumes vendus hors branchements 100 % renouvelables (Montréal)	1 545	26 079	1 638	26 413	1 686	64 389	1 744	65 106
23 Volumes vendus branchements 100 % renouvelables (Montréal)	138	4 574	194	7 296	251	9 752	309	12 057
24 Total volumes vendus	1 683	30 653	1 832	33 708	1 937	74 141	2 053	77 163
25 Volumes vendus - Volumes exigibles		(274 733)		(271 749)		(351 729)		(348 430)

¹ Les achats directs en territoire sont inclus à la ligne 14, les achats de gaz de réseau GSR en territoire sont inclus à la ligne 18 et les achats de gaz de réseau GSR hors territoire sont inclus à la ligne 20 de l'annexe 6 de la pièce Énergir-H, Document 3.

² Contrats d'achats respectant les caractéristiques approuvées par la Régie dans la décision D-2024-113.

³ Contrats d'achats non signés. Certains de ces contrats nécessiteront une approbation spécifique de la Régie.