

---

RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE L'AHQ-ARQ

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<sup>ER</sup> OCTOBRE 2026

---

Société d'économie mixte d'énergie renouvelable (SÉMÉR)

1. **Références :** (i) [B-0020, page 7, lignes 8 à 10.](#)  
(ii) [B-0020, page 8, lignes 3 à 13.](#)  
(iii) [B-0091, pages 2 et 3, réponse 1.2.](#)

**Préambule :**

- (i) « Pour permettre cette injection dès le 16 juin 2026, Énergir propose un tarif de réception adapté à la solution temporaire décrite ci-haut, où tous les coûts de la solution temporaire sont refacturés au producteur SÉMÉR et récupérés à travers le tarif  $D_R$  temporaire. » (Nous soulignons)

- (ii) « **3.2.1 Récupération des coûts réels**

*Par souci de simplicité et d'efficacité, Énergir propose de facturer le tarif  $D_R$  temporaire selon les coûts estimés actuels. Par conséquent, pour facturer les coûts réels au producteur SÉMÉR permettant de garder la clientèle de distribution d'Énergir indemne, Énergir propose de faire l'ajustement de la différence entre le réel et l'estimé :*

• *Le premier ajustement aura lieu au 30 septembre 2026, alors qu'Énergir facturera la différence entre les coûts estimés et les coûts réels à l'injection en ajustant son tarif de réception;*

• *Le second ajustement de facture aura lieu à la fin du projet temporaire, soit à la mise en service de la Station. Cette deuxième facture représentera la différence entre les coûts réels et les coûts estimés de la deuxième année de service, soit du 1er octobre 2026 au printemps 2027. » (Nous soulignons)*

- (iii) « 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 SÉMER, 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 [...] devra respecter les balises fixées par la Régie, tant au niveau du prix maximal que du prix moyen.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 1.1** Veuillez décomposer le prix d'achat du GSR de la SÉMER énoncé à la référence (iii), en distinguant :
- a) le prix de la molécule;
  - b) le cavalier tarifaire associé à la solution temporaire;
  - c) le cavalier tarifaire associé à la station permanente;
  - d) tout autre ajustement ou composante applicable;
  - e) le prix total en  $\text{¢}/\text{m}^3$  et en  $\text{\$/GJ}$ .

**Réponse :**

Tel qu'il a été mentionné aux réponses aux questions 1.2 et 1.4 de la demande de renseignements n°1 de la Régie, le prix d'achat total du GSR de la SÉMER au début de l'injection à la solution temporaire sera de [REDACTED]. Ce prix est composé du prix de la molécule de [REDACTED], auquel s'ajoute le cavalier tarifaire de la solution temporaire de [REDACTED]. Lors de la mise en service de la Station en 2027 et selon les estimations actuelles, le cavalier tarifaire passera alors à [REDACTED]. Celui-ci, additionné au prix de la molécule ajusté pour l'inflation à environ [REDACTED], donnera un prix d'achat total du GSR d'environ [REDACTED].

- 1.2** Veuillez expliquer comment Énergir concilie l'affirmation selon laquelle les coûts de la solution temporaire sont facturés au producteur (références (i) et (ii)) avec le fait que le cavalier tarifaire (référence (iii)) est intégré au prix d'achat du GSR payé par Énergir.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n°1 de l'ACIG.

- 1.3** Veuillez confirmer si les coûts de la solution temporaire évoqués aux références (i) et (ii), bien que facturés à la SÉMER, seront ultimement récupérés auprès :
- a) des clients volontaires au tarif GSR;
  - b) de l'ensemble de la clientèle par les frais de socialisation du GSR;
  - c) d'un compte de frais reportés;
  - d) d'une autre mécanique tarifaire.
- Veuillez fournir les calculs applicables.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.1 ainsi qu'à la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n°1 de l'ACIG.

- 1.3.1** Veuillez quantifier l'impact de la solution temporaire sur :
- a) le prix moyen du portefeuille GSR;
  - b) le coût total d'approvisionnement GSR;
  - c) les frais de socialisation du GSR;
  - d) le tarif GSR volontaire;
  - e) les inventaires de GSR;
  - f) les volumes invendus dont le surcoût est socialisé.
- Veuillez fournir les calculs applicables.

**Réponse :**

Pour les impacts de la solution temporaire sur les coûts, veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.4 de la demande de renseignements n°1 de la Régie. La réponse à la question 1.6.2 illustre l'effet du dernier amendement convenu avec la SÉMER, incluant la prise en compte de la solution temporaire.

Les volumes qui seront injectés par la SÉMER sont déjà pris en compte au plan d'approvisionnement en GSR et n'ont pas d'influence sur les inventaires ou les volumes invendus.

- 1.4** Veuillez confirmer si, en l'absence de solution temporaire ou dans le refus de celle-ci, tel qu'évoqué à la référence (iii), Énergir serait tenue d'acheter les volumes de GSR de la SÉMER dès 2026 ou si les obligations contractuelles seraient reportées, suspendues ou modifiées.

**Réponse :**

Selon l'interprétation des ententes contractuelles par Énergir, elle ne serait pas tenue d'acheter les volumes de GSR produits par la SÉMER en 2026.

Cela dit, Énergir est d'avis que la solution temporaire ne présente pas de désavantages significatifs pour la clientèle tout en présentant des avantages très importants pour la

SÉMER. Ces avantages sont décrits à la réponse à la question 1.4 de la Régie et Énergir rappelle que ces démarches s'inscrivent dans la volonté gouvernementale de permettre à la SÉMER de réduire le rejet de GES fossile à l'atmosphère. 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.

1.5 Veuillez présenter la marge disponible entre le prix total actuel du GSR de la SÉMER, incluant le cavalier tarifaire, et, telles qu'évoquées à la référence (iii), :

- a) la balise de prix maximal applicable;  
b) la balise de prix moyen applicable.

Réponse :

Tableau Q-1.5 a)

2026-2027	Prix (\$/GJ)
Prix maximal; projet < 5Mm <sup>3</sup>	54,01*
Prix total prévu du GSR de la SÉMER	█████*
Marge disponible	█████

\* Prix calculé selon l'IPC projeté pour l'année 2026-2027.

Tableau Q-1.5 b)

2026-2027	Prix (\$/GJ)
Prix moyen d'acquisition maximal	30,01
Prix moyen avec le prix total prévu du GSR de la SÉMER	25,64*
Marge disponible	4,37

\*Énergir souligne que ce prix n'est pas représentatif de la situation actuelle du portefeuille d'approvisionnement de GSR et ne prend en compte que l'effet du dernier amendement de la SÉMER.

1.6 Dans l'éventualité où une hausse du cavalier tarifaire ferait en sorte que le prix total dépasse une ou plusieurs balises (référence (iii)), veuillez expliquer le traitement prévu par Énergir.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n°1 de la Régie.

Dans tous les cas de figure, les ententes contractuelles en place forcent le prix d'achat du GSR, incluant le cavalier tarifaire, à respecter les balises fixées par la Régie, tant au niveau du prix maximal que du prix moyen.

**2. Référence :** [B-0091, page 4, réponse 1.4.](#)

**Préambule :**

« La SÉMER 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 SÉMER 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 SÉMER 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 SÉMER qui, toutes choses étant égales par ailleurs, pour maintenir un rendement équivalent sur la durée du projet, exigerait d'augmenter le prix du GSR. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 2.1** Veuillez identifier tous les coûts engagés à ce jour relativement à la solution temporaire, en distinguant :
- a) les coûts déjà payés;
  - b) les coûts engagés mais non encore payés;
  - c) les coûts évitables;
  - d) les coûts non évitables en cas de refus de la solution temporaire.

**Réponse :**

Selon les ententes contractuelles actuellement en vigueur, la SÉMER est responsable de payer l'ensemble des coûts engagés par Énergir. Comme mentionné à la réponse à la question 1.4 de la demande de renseignements n°1 de la Régie, toute absence d'une solution d'injection entraînera un manque à gagner pour la SÉMER qui sera reflété sur le prix d'achat du GSR et dans le respect des caractéristiques autorisées.

- 2.2** Veuillez préciser lesquels de ces coûts seraient récupérés auprès de la SÉMER en cas de refus de la solution temporaire, et lesquels pourraient ultimement être intégrés au cavalier tarifaire ou au coût d'achat du GSR.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à réponse à la question 2.1.

- 2.3** Veuillez expliquer le fondement contractuel ou réglementaire permettant d'intégrer au cavalier tarifaire des coûts engagés dans une solution temporaire refusée par la Régie

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à réponse à la question 2.1.

- 3.** **Référence :** [B-0091, page 7, tableau Q-2.1.](#)

**Préambule :****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

**Demandes :**

- 3.1** Veuillez distinguer, pour chaque catégorie du tableau à la référence, les coûts fixes des coûts mensuels variables.

**Réponse :**

Les catégories du tableau en référence comprenant à la fois des coûts fixes et des coûts variables, Énergir propose le tableau suivant :

Tableau Q-3.1

Type d'activité	Coûts (000 \$)
Coûts fixes liés à la mise en place et au retrait de la solution temporaire	████
Coûts mensuels variables pour une période d'utilisation de 12 mois.	████
Contingence	████
<b>Total</b>	<b>1 606</b>

- 3.2 Veuillez indiquer si la contingence indiquée à la référence sera facturée à la SÉMER seulement si elle est utilisée ou si elle est incluse d'emblée dans le tarif  $D_R$  temporaire.

**Réponse :**

La contingence est incluse d'emblée dans le tarif  $D_R$  temporaire. Dans la méthodologie proposée par Énergir, les coûts réels de la solution temporaire seront facturés au producteur. Deux ajustements auront lieu pour refléter les coûts réels, dont le deuxième à la fin du projet, où la différence entre les coûts réels et les coûts estimés sera facturée ou remboursée au Producteur.

- 3.3 Veuillez préciser le traitement des montants inclus à la référence mais non dépensés à la fin du projet.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à réponse à la question 3.2.

4. **Références :** (i) [B-0020, page 5, lignes 10 et 11, et lignes 22 et 24.](#)  
(ii) [B-0091, page 5, réponse 1.5.](#)

**Préambule :**

- (i) « Afin de pallier le report de la mise en service de la station multi-utilisateur de Saint-Flavien, Énergir prévoit l'installation d'un poste d'injection temporaire pour une durée d'environ douze (12) mois.

[...].

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)

- (ii) « 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.* » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 4.1** Veuillez quantifier les coûts mensuels variables qui seraient applicables en cas de prolongation de la solution temporaire.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à réponse à la question 3.1. De plus, il est important de noter que si la solution temporaire devait se prolonger dans le temps, cela serait dû à une mise en service de la station multiutilisateur à Saint-Flavien après juin 2027. Ainsi, les coûts de la solution temporaire seraient prolongés et non additionnés aux coûts de la Station. La facturation des coûts de la Station ne débutera qu'une fois celle-ci mise en service.

- 4.1.1** Veuillez présenter les coûts additionnels et l'impact sur le cavalier tarifaire selon une prolongation de :
- a) 3 mois;
  - b) 6 mois;
  - c) 12 mois.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à réponse à la question 3.1.

- 4.2** Veuillez confirmer si une prolongation au-delà de juin 2027 nécessiterait une nouvelle autorisation de la Régie.

**Réponse :**

Énergir demande à la Régie d'autoriser « la méthodologie proposée pour la facturation du tarif de réception temporaire pour la solution temporaire de la SÉMER ». Cette méthodologie tarifaire prend déjà en compte la possibilité d'une prolongation, et ce, afin de capturer l'ensemble des coûts réels de cette solution. Advenant qu'une prolongation de la solution temporaire soit requise au-delà de juin 2027, Énergir considère qu'elle n'aurait pas à requérir une nouvelle autorisation de la Régie.

- 4.3** Veuillez confirmer si les coûts additionnels d'une prolongation seraient ultimement intégrés au prix d'achat du GSR de la SÉMER par le cavalier tarifaire.

**Réponse :**

Énergir le confirme. Veuillez de plus vous référer à la réponse à la question 4.1 qui précise que ces coûts seraient prolongés et non additionnés à d'autres coûts.

- 4.4** Veuillez fournir une mise à jour détaillée de l'échéancier de la station permanente de Saint-Flavien, incluant les principaux jalons critiques et indiquant les risques de retard encore présents.

**Réponse :**

En date des présentes, la mise en service de la Station est toujours prévue pour juin 2027. Énergir soumet que la question n'est pas pertinente à la preuve soumise dans le cadre du présent dossier

- 5. Référence :** [B-0020, page 11, ligne 23, à page 12, ligne 4.](#)

**Préambule :**

*« Dans le contexte actuel, la notion de zone de consommation n'est plus utile [Note de bas de page omise], mais la gestion de la CMC reste pertinente, car elle permet de respecter la capacité d'injection du réseau en général, et celle de la conduite en particulier.*

*La spécificité des projets de production de GSR directement raccordés au réseau est que l'injection se fait généralement en continu. Ce n'est pas le cas des projets d'injection GSR de gaz porté, qui verront leur production injectée de façon sporadique (les camions-citernes vont contenir la production de plusieurs jours et seront livrés, en fonction du projet, à raison de 1 à 3 fois par semaine au point de réception). Ainsi, pour certains jours, il n'y aura pas d'injection et pour d'autres une quantité plus grande que la CMC quotidienne pourra être injectée. Énergir étant responsable de l'injection du GSR en provenance des citernes, elle le fera en fonction de la capacité du réseau à le recevoir. Dans les circonstances, Énergir propose de modifier l'application de l'article 14.5.6 pour les producteurs utilisant le gaz porté, que ce soit en GSR-L ou en GSR-C, en calculant le dépassement sur une base annuelle plutôt que quotidienne. » (Nous soulignons)*

**Demandes :**

- 5.1** Veuillez fournir des exemples chiffrés comparant la facturation applicable selon l'article 14.5.6 actuel et selon la modification proposée à la référence, pour un producteur utilisant du gaz porté.

**Réponse :**

En supposant qu'un producteur de gaz porté livre le GSR-L en territoire à un volume supérieur à sa CMC quotidienne, mais inférieur à sa CMC annuelle, et qu'il est

opérationnellement possible pour Énergir d'accepter ce volume additionnel, la pénalité potentielle de l'article 14.5.6 est présentée dans le tableau qui suit.

Dans l'exemple ci-dessous, un producteur en raccordement direct livrerait une quantité équivalente à la CMC journalière de 9 863 m<sup>3</sup><sup>1</sup> et SÉMER livrerait une quantité équivalente à une citerne de 24 000 m<sup>3</sup> en gaz porté au point de réception tous les trois jours environ. La SÉMER dépasse la CMC quotidienne, mais pas la CMC annuelle à cause de ses livraisons discontinues. Ce dépassement est ponctuel et uniquement causé par la réalité de la livraison en intermittence du gaz porté, car c'est Énergir qui sera responsable d'injecter le GSR en fonction de la capacité du réseau et que le distributeur s'assurera que la CMC annuelle ne soit pas dépassée.

L'exemple ci-dessous permet d'illustrer la dichotomie entre le raccordement direct et le gaz porté. En effet un producteur en raccordement direct pourrait injecter en une semaine l'équivalent de la CMC journalière  $9\,863 * 7 \text{ jours} = 69\,041 \text{ m}^3$  alors que le gaz porté livrerait plutôt environ deux citernes pendant une semaine, donc  $24\,000 * 2 = 48\,000 \text{ m}^3$ . Ainsi, pour un volume hebdomadaire moindre, c'est le producteur du gaz porté qui paierait une pénalité selon la méthode actuelle de l'article 14.5.6.

---

<sup>1</sup> Exemple d'une CMC annuelle équivalent à la SÉMER de 3 600 000 m<sup>3</sup> divisé par 365 jours.

Tableau Q-5.1

		Raccordement direct au réseau	Gaz porté (pour une journée de livraison)
<b>Méthode actuelle</b>			
	CMC annuelle ( $m^3$ )	3 600 000	3 600 000
	CMC quotidienne* ( $m^3$ )	9 863	9 863
	Livraison quotidienne ( $m^3$ )	9 863	24 000
a	Volume excédentaire : Livraison - CMC ( $m^3$ )	0	14 137
	Application de la pénalité	non	oui
b	Taux obligation minimale quotidienne (volets investissement + distribution) ( $\$/m^3/jour$ )	44,621	44,621
c	Taux unitaire au volume injecté applicable au point de réception ( $\$/m^3/jour$ )	0,145	0,145
d	Taux unitaire au volume livré en territoire applicable à sa zone de consommation ( $\$/m^3/jour$ )	0,000	0,000
	<b>Pénalité quotidienne (\$)</b> $110\% * a * (b + c + d)$	<b>0</b>	<b>6 961</b>
<b>Méthode proposée</b>			
	CMC annuelle ( $m^3$ )	s. o. **	3 600 000
	Livraison annuelle ( $m^3$ )	s. o. **	3 600 000
	Volume excédentaire ( $m^3$ )	s. o. **	0
	Application de la pénalité	s. o. **	non
	<b>Pénalité annuelle (\$)</b>	<b>s. o. **</b>	<b>0</b>

\* Équivalent CMC annuelle de SÉMER divisé par 365 jours.

\*\* La méthodologie proposée est uniquement pour les producteurs utilisant du gaz porté.

5.2 Veuillez quantifier les pénalités qui auraient été applicables à la SÉMER selon le texte actuel de l'article 14.5.6 et les comparer aux sommes qui seraient facturées selon la modification proposée à la référence.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 5.1

- 5.3** Veuillez expliquer pourquoi la modification proposée devrait s'appliquer à l'ensemble des producteurs utilisant du gaz porté, tel qu'énoncé à la référence, plutôt que d'être limitée à la solution temporaire de la SÉMER.

**Réponse :**

La spécificité des projets de production de GSR directement raccordés au réseau est que l'injection se fait généralement en continu. Ce n'est pas le cas des projets d'injection GSR de gaz porté, qui verront leur production injectée de façon sporadique (les camions-citernes vont contenir la production de plusieurs jours et seront livrés, en fonction du projet, à raison de 1 à 3 fois par semaine au point de réception). Ainsi, pour certains jours, il n'y aura pas d'injection alors que d'autres jours, une quantité plus grande que la CMC quotidienne pourra être injectée. Ceci est aussi valable pour la solution temporaire que pour tous les producteurs de gaz porté.

- 5.4** Veuillez confirmer que la modification proposée à la référence n'aura pas pour effet de réduire les revenus autrement récupérables auprès des producteurs ou de transférer des coûts à la clientèle.

**Réponse :**

Énergir le confirme. Un revenu est généré auprès des producteurs qui dépassent leur CMC quotidienne lorsqu'ils sont directement raccordés au réseau d'Énergir. Toutefois, la SÉMER étant un producteur en gaz porté, elle accumule sa production de GSR en plusieurs jours avant de le livrer au point de réception. Cette particularité fait en sorte qu'il dépasse sa CMC quotidienne basée sur une production annuelle en seulement une livraison. Or, si les producteurs en gaz porté étaient directement raccordés au réseau, leur production serait répartie quotidiennement et elle ne dépasserait pas leur CMC quotidienne. Aucune pénalité ne leur serait donc facturée.

## Saint-Flavien, jalon 1 et CER

6. **Références :** (i) [B-0016, page 3, lignes 1 à 3.](#)  
(ii) [B-0010, page 18, tableau 2.](#)  
(iii) [B-0010, page 54, Annexe 6.](#)  
(iv) [B-0010, page 23, lignes 7 à 9.](#)

**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. » (Nous soulignons)

(ii)

**Tableau 2**

Année du plan	Outils d'approvisionnement en transport (TJ/jour)
	Excédents (+) / Déficits (-) par année
2026-2027	-68
2027-2028	-77
2028-2029	-100
2029-2030	-86

(iii) **PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2027-2030**

- (iv) « Pour l'hiver 2026-2027, la somme des coûts estimés pour combler le déficit d'approvisionnement en hiver dans un scénario d'hiver normal s'élève à environ 31 M\$ de coûts additionnels d'équilibrage par rapport au coût des outils de 2025-2026. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 6.1 Veuillez quantifier la portion des déficits de la référence (ii) qui pourrait être comblée par le développement éventuel du site de Saint-Flavien.

**Réponse :**

Le futur développement du site nécessite des travaux importants qui font en sorte que la capacité additionnelle ne serait pas disponible sur l'horizon 4 ans du plan d'approvisionnement. Ainsi, le développement viserait à répondre à d'autres déficits éventuels ou à remplacer des capacités existantes lorsqu'elles viendraient à échéance.

- 6.2** Veuillez expliquer dans quelle mesure la contribution éventuelle du service interruptible, présentée à la ligne 50 de la référence (iii), pourrait réduire, reporter ou redimensionner le besoin associé au développement de capacités additionnelles à Saint-Flavien.

**Réponse :**

L'étape visant à déterminer le potentiel du site de Saint-Flavien est primordiale afin de mesurer les impacts spécifiques à un éventuel ajout de capacités. À priori, l'ajout de capacités additionnelles à un coût comparable à celui de TCPL pourrait être réalisé, ou dans le pire des cas, à coût nul pour la clientèle, et ce, indépendamment des variations de la clientèle du service interruptible.

- 6.3** Veuillez expliquer la différence entre les déficits d'outils d'approvisionnement présentés au tableau 2 de la pièce B-0010 (référence (ii)) et les provisions additionnelles avant achat/vente présentées à l'annexe 6 (référence (iii)), notamment en ce qui concerne la prise en compte du service de pointe et de l'impact de la refonte du service interruptible.

**Réponse :**

Bien que la présente demande porte sur la demande d'autorisation des dépenses requises pour compléter le jalon 1 des études de faisabilité d'Intragaz, Énergir fournit les explications qui suivent.

Les déficits présentés au tableau 2 correspondent au volume total d'outils à contracter pour chaque hiver en fonction de la prévision de la demande du scénario normal. À l'annexe 6, la provision additionnelle avant achat représente la portion de ces outils dont la provenance n'est pas encore identifiée au moment du dépôt. Par exemple, Énergir prévoit contracter différents services de pointe à hauteur de 20 TJ (annexe 6, ligne 47, colonne 2) auprès d'un ou de plusieurs tiers, en plus de tenir compte de l'impact de la refonte du service interruptible (annexe 6, ligne 50, colonne 2) lequel est également intégré au tableau de l'annexe 6. Cette combinaison d'outils permet de combler l'écart entre les déficits du tableau 2 et la provision additionnelle présentée à l'annexe 6.

- 6.4** Énergir indique que les coûts additionnels d'équilibrage pour combler le déficit d'approvisionnement en hiver 2026-2027 sont estimés à environ 31 M\$ dans un scénario d'hiver normal (référence (iv)). Veuillez préciser dans quelle mesure le développement éventuel du site de Saint-Flavien permettrait de remplacer ou de réduire le recours aux outils de court terme présentés à la pièce B-0010 (référence (iii)).

**Réponse :**

Comme mentionné à la réponse à la question 6.1, Énergir tient à préciser qu'un éventuel projet de développement à Saint-Flavien permettrait de répondre aux besoins au-delà du plan d'approvisionnement sur l'horizon 2027-2030. Cela dit, dans la mesure où les coûts associés à un éventuel projet de développement du site de Saint-Flavien sont estimés à un niveau sensiblement équivalent au tarif de TCPL entre Dawn et Énergir-EDA, si le projet avait été complété pour 2026-2027, des capacités de retraits et d'entreposage

auraient été ajoutées au plan d'approvisionnement afin de réduire à zéro le déficit d'approvisionnement pour l'année, et ce, à un coût à peu près équivalent à celui de TPCL. Ainsi, les outils de court terme anticipés n'auraient pas été requis et le surcoût mentionné et prévu au plan d'approvisionnement équivalant à 31 M\$ n'aurait pas lieu.

- 6.5** Veuillez préciser à partir de quelle année les capacités additionnelles éventuelles du site de Saint-Flavien pourraient contribuer concrètement à réduire les déficits d'outils d'approvisionnement présentés au plan 2027-2030 (référence (iii)).

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 6.1.

- 6.5.1** Veuillez expliquer comment Énergir prévoit combler les déficits avant cette date.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la stratégie d'Énergir dans son plan d'approvisionnement à la section 3.1 de la pièce B-0036, Énergir-H, Document 3 du présent dossier tarifaire.

- 6.6** Énergir présente au tableau 2 (référence (ii)) des déficits d'outils d'approvisionnement de 68 TJ/j en 2026-2027, 77 TJ/j en 2027-2028, 100 TJ/j en 2028-2029 et 86 TJ/j en 2029-2030. Or, à l'annexe 6 (référence (iii)), ces déficits semblent être présentés à la ligne « Provision additionnelle avant achat / (vente) ». Veuillez concilier les déficits présentés au tableau 2 avec les calculs de l'annexe 6 (référence (iii)), en expliquant les écarts observés, notamment pour les années 2026-2027 et 2029-2030.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référez à la réponse 6.3

- 7. Références :** (i) [B-0016, page 8, lignes 8 à 13.](#)  
(ii) [B-0016, page 7, lignes 1 à 5.](#)  
(iii) [B-0016, page 8, ligne 19.](#)

**Préambule :**

- (i) *« En parallèle des travaux techniques, Intragaz entreprendra les volets environnemental, foncier et réglementaire du projet. Le jalon 1 inclut entre autres la réalisation des études, des inventaires et des consultations requises dans le cadre du processus d'étude d'impact environnemental. Il comprend également les travaux préparatoires nécessaires à l'obtention des autorisations requises, notamment auprès*

- de la CPTAQ. Le coût estimé des activités associées au jalon 1 s'élève à 3,1 M\$. » (Nous soulignons)
- (ii) « Comme illustré à l'échéancier global (graphique 1), la complétion des quatre phases se fera vers la fin de l'automne 2028 et l'avancement des travaux est conditionnel aux résultats de chacun de ses jalons décisionnels. Le cas échéant, les travaux visant le projet d'optimisation des capacités de retrait et d'injection à Saint-Flavien devraient débuter en 2029, conditionnellement à l'approbation de la Régie. » (Nous soulignons)
- (iii) « Énergir demande également la création d'un CER pour cumuler les dépenses relatives au jalon 1. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 7.1 Veuillez distinguer les coûts internes d'Énergir, les coûts d'Intragaz et les coûts de consultants externes du jalon 1.

**Réponse :**

L'ensemble des coûts du jalon 1 provient d'Intragaz (aucun coût interne d'Énergir).

- 7.2 Veuillez indiquer si les coûts du jalon 1 sont plafonnés à 3,1 M\$. Sinon, veuillez préciser le traitement prévu en cas de dépassement.

**Réponse :**

Les coûts du jalon 1 ne sont pas plafonnés. Advenant un dépassement, Énergir et Intragaz étant en communication étroite et continue, Énergir assure un suivi rigoureux des coûts engagés, de sorte qu'aucun dépassement significatif ne surviendrait sans avoir fait l'objet d'échanges préalables. Dans ce contexte, Intragaz s'engage à aviser Énergir en amont de tout dépassement significatif. Si un dépassement de coûts excédant 15 % survenait, Énergir en informerait la Régie dans les plus brefs délais.

- 7.3 Veuillez indiquer si des coûts du jalon 1 ont déjà été engagés ou encourus depuis et avant le dépôt du dossier, puisque le calendrier indique un début du jalon 1 en mars 2026.

**Réponse :**

Énergir confirme que certains coûts ont déjà été encourus afin de ne pas retarder le déroulement des études de faisabilité visant à déterminer le potentiel du site de Saint-Flavien.

- 7.4 Veuillez préciser les coûts non récupérables ou excédentaires si les futurs jalons n'étaient pas autorisés.

**Réponse :**

Le traitement par jalon vise à limiter les dépenses advenant que le potentiel évalué du site ne se confirme pas. Dans un tel cas, la récupération des coûts dépendrait des dépenses réellement encourues jusqu'à l'arrêt des études de faisabilité. Par ailleurs, dans la mesure où l'approche retenue prévoit l'autorisation préalable des dépenses des jalons par la Régie, Énergir n'anticipe pas de coûts significatifs susceptibles d'être non récupérables.

- 7.5 Veuillez identifier les critères précis devant être satisfaits pour passer du jalon 1 au jalon 2.

**Réponse :**

Dans le cadre des travaux du jalon 1, la pertinence de réaliser des études sismiques (jalon 2) sera évaluée. Si ces études s'avéraient nécessaires, une demande d'autorisation serait alors déposée auprès de la Régie. Le cas échéant, cette démarche pourrait être entreprise avant même la complétion des travaux du jalon 1. Par ailleurs, selon les résultats du jalon 1, si les données recueillies étaient suffisantes, il est possible que les relevés sismiques prévus au jalon 2 ne soient pas requis; dans un tel scénario, la demande d'autorisation viserait plutôt directement le jalon 3.

- 7.6 Veuillez confirmer qu'aucune dépense relative au jalon 2 ne sera engagée avant une autorisation spécifique de la Régie.

**Réponse :**

Comme mentionné à la pièce en référence, Énergir prévoit déposer, le cas échéant, une demande d'autorisation des dépenses pour chacun des jalons. Toutefois, il est possible que les jalons se chevauchent partiellement et que certains coûts soient engagés avant l'obtention de l'autorisation de la Régie. Le cas échéant, ces coûts seront intégrés à la demande visant le jalon subséquent.

- 7.7 Veuillez indiquer dans quelles circonstances Énergir mettrait fin aux études après le jalon 1.

**Réponse :**

Dans le cas où les résultats des travaux du jalon 1 étaient non concluants, Énergir ne procéderait pas au jalon suivant.

- 7.8** Veuillez préciser le traitement proposé des coûts inscrits au CER si :
- a) le jalon 1 conclut que le projet n'est pas faisable;
  - b) Énergir décide de ne pas poursuivre;
  - c) la Régie refuse les jalons subséquents;
  - d) le projet final n'est jamais réalisé.

**Réponse :**

Advenant les cas de figures a), b), c) et d), Énergir disposera des coûts inscrits au CER. Ainsi, au cours du deuxième exercice suivant leur comptabilisation, ces coûts seront intégrés au coût de service de l'équilibrage lors d'un prochain dossier tarifaire et recouverts auprès de la clientèle. Le montant recouvré inclura les intérêts capitalisés calculés au coût moyen pondéré du capital (CMPC) en vigueur.

Puisque le jalon 1 est actuellement prévu pour couvrir la période de mars 2026 à mai 2027, les sommes portées au CER durant cette période porteront intérêts au CMPC jusqu'au 30 septembre 2028. Advenant que le jalon se prolonge au-delà de l'échéancier prévu, les montants correspondants continueraient de porter intérêt jusqu'à leur récupération lors d'une prochaine cause tarifaire. De plus, si les résultats du jalon 1 ne sont pas concluants et qu'Énergir met fin au mandat d'Intragaz, les dépenses du CER seront également récupérées lors d'une prochaine cause tarifaire.

À cet égard, Énergir a constaté un oubli à la pièce Énergir-H, Document 8 et dépose une version révisée de cette pièce.

- 7.9** Veuillez décrire le fonctionnement complet du CER demandé pour le jalon 1, notamment :
- a) les coûts admissibles;
  - b) les coûts exclus;
  - c) la date de début;
  - d) la date de fin;
  - e) le traitement des intérêts;
  - f) le moment prévu de disposition;
  - g) la méthode de récupération auprès de la clientèle.

**Réponse :**

Énergir demande la création d'un CER hors base portant intérêts au CMPC afin d'y inscrire tous les coûts relatifs au jalon 1. Tel que décrit au tableau 1 de la référence (i), les coûts prévus pour ce jalon concernent principalement les études préliminaires visant à évaluer le potentiel d'injection et de retrait au site d'entreposage situé à Saint-Flavien. Ainsi, ces coûts sont principalement composés d'études géologiques et environnementales, d'analyses de faisabilité et de démarches foncières.

En ce qui a trait aux points c) à g), veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 7.8.

- 7.10** Veuillez confirmer que l'autorisation du CER ne constitue pas une autorisation de récupération automatique des montants auprès de la clientèle.

**Réponse :**

L'autorisation d'un CER ne constitue généralement pas une récupération automatique des montants auprès de la clientèle. Cependant, dans le cadre de la présente instance, Énergir demande d'autoriser la récupération de ce CER dans une cause tarifaire subséquente.

Veuillez s.v.p. vous référer à la pièce révisée Énergir-H, Document 8 à cet effet.

- 7.11** Veuillez expliquer pourquoi les coûts du jalon 1 devraient être assumés par la clientèle plutôt que par Intragaz ou par les actionnaires jusqu'à ce que la faisabilité du projet soit démontrée.

**Réponse :**

Dans le contexte où Énergir doit faire face à un déficit d'approvisionnement anticipé, elle doit identifier des solutions pérennes et économiquement avantageuses pour sa clientèle à long terme, dans un environnement où la demande évolue. À cette fin, Énergir a mandaté Intragaz pour réaliser des études de faisabilité visant à évaluer le potentiel de développement de capacité additionnelle au site de Saint-Flavien, ce projet étant susceptible de constituer la solution la plus avantageuse sur le plan économique pour la clientèle. En effet, si le potentiel du site de Saint-Flavien ne se concrétisait pas, Énergir pourrait devoir recourir, pour plusieurs années, à des outils d'approvisionnement sur le marché à des coûts plus élevés auprès de tierces parties, dans un contexte où les capacités sont contraintes dans le triangle de l'Est.

Dans ces circonstances, afin d'assurer la progression rapide du développement potentiel du site de Saint-Flavien, il est dans l'intérêt de la clientèle qu'Énergir entreprenne dès maintenant cette démarche, de manière à limiter les surcoûts associés aux contraintes d'approvisionnement dans le triangle de l'Est, lesquelles devraient se resserrer au cours des prochaines années.

Par ailleurs, la garantie par le demandeur de service du remboursement des coûts de développement d'un éventuel projet ou service constitue une pratique courante dans l'industrie. À titre d'exemple, dans le cadre d'un projet de construction de nouvelles infrastructures de transport, Énergir garantit les coûts de développement de TCPL et s'engage à les rembourser advenant la non-réalisation du projet. Dans ce contexte, ni TCPL ni ses actionnaires ne sont exposés à ce risque.

**8. Référence :** (i) [B-0016, page 5, lignes 15 à 26.](#)**Préambule :**

« Le coût des études préliminaires est modeste lorsque comparé avec les coûts anticipés des capacités liés aux déficits d'approvisionnement dans le contexte gazier actuel. À cet égard, seulement pour l'année 2026-2027, ces coûts sont estimés à environ 31 M\$ dans un scénario d'hiver normal et pourraient excéder 50 M\$ dans un scénario d'hiver froid. Pour les années subséquentes, ces coûts sont également appelés à croître au rythme des déficits d'approvisionnement. En effet, à l'horizon 2028-2029, les coûts pourraient dépasser 45 M\$ dans un scénario d'hiver normal et 70 M\$ dans un scénario d'hiver froid. 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. » (Nous soulignons)

**Demandes :**

- 8.1** Veuillez déposer le calcul détaillé des économies potentielles de 31 M\$ à 70 M\$ par année associées au développement éventuel du site de Saint-Flavien.

**Réponse :**

Ces économies ont été calculées dans le plan d'approvisionnement en utilisant le coût estimé d'acheter des outils sur le marché secondaire en fonction des prix indicatifs qu'Énergir a reçus. Si Énergir produisait un nouveau plan d'approvisionnement en considérant pour ces années qu'un projet à Saint-Flavien puisse être développé à un niveau permettant de répondre aux besoins en approvisionnement à un coût de service comparable au tarif de transport actuel de TCPL pour la capacité à combler, l'écart favorable qui serait dégagé pour la clientèle serait légèrement supérieur à ces économies en raison de l'optimisation additionnelle des coûts de fourniture (été-hiver).

Comme la mise en service est prévue dans des années futures au plan d'approvisionnement à l'horizon 2027-2030, et comme des études préliminaires sont requises afin de déterminer le potentiel du site, le calcul détaillé des économies ne peut être fourni à ce stade-ci. Toutefois, dans la mesure où le projet ne se matérialisait pas, Énergir pourrait devoir s'engager à plus long terme au moyen de contrats de transport à des coûts additionnels pour la clientèle comparable aux montants susmentionnés.

- 8.2** Veuillez préciser si les économies potentielles présentées par Énergir tiennent compte des coûts requis pour permettre la réalisation et l'utilisation éventuelle de la solution envisagée (économies brutes ou nettes). Dans la négative, veuillez indiquer l'impact attendu de ces coûts sur les économies réellement anticipées pour la clientèle.

**Réponse :**

Il s'agit d'économies nettes tenant compte des coûts requis de réalisation et d'utilisation éventuelle.