

REPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) A LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 31 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) SUR LA DEMANDE CONCERNANT LA MISE EN PLACE DE MESURES RELATIVES À L'ACHAT ET LA VENTE DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE – ÉTAPE D

---

SUIVIS ET TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRES

1. **Références :**
- (i) Pièce [C-FCEI-0175](#), p. 16 et 17;
  - (ii) Pièce [B-0718](#), p. 39;
  - (iii) Pièce B-0792, déposée sous pli confidentiel;
  - (iv) Pièce B-0791, p. 41, déposée sous pli confidentiel.

**Préambule :**

(i) « Afin d'exercer un suivi sur le traitement des résultats des appels d'offres, elle recommande toutefois d'exiger également qu'Énergir produise au rapport annuel lesdits résultats pour les appels d'offres ayant été tenus durant l'année, incluant la liste des offres reçues et leurs principales caractéristiques et le pointage attribué. Lorsqu'applicable, ce suivi devrait inclure le pointage attribué à chaque contrat et, pour les contrats ou cela s'applique, la valeur accordée aux attributs environnementaux et le justificatif appuyant cette valeur.

[...]

La FCEI estime, à la lumière de l'information reçue d'Énergir, que l'information disponible est insuffisante pour exercer un suivi rigoureux des activités de commercialisation. Considérant l'importance des coûts associés au GNR et le risque financier considérable que la socialisation du GNR représente pour les clients, la FCEI soumet qu'un suivi plus détaillé est requis relativement à la clientèle à fort volume.

Notamment, en plus de l'information qualitative générale sur l'évolution de la stratégie de commercialisation et les ventes de GNR, la FCEI estime nécessaire que le suivi d'Énergir soit élargi pour permettre une appréciation quantitative des efforts déployés par Énergir dans ces marchés.

En particulier, Énergir devrait présenter un portrait plus détaillé de sa clientèle à fort volume distinguant les clients en fonction notamment de leur type (institutionnels soumis à l'exemplarité, autres institutionnels et industriels), de leur taille, de l'organisation de laquelle ils relèvent, si possible, de leur potentiel de consommation de GNR, et de toute caractéristique à partir de laquelle Énergir cible le potentiel de conversion.

Un plan d'action et un échéancier devraient également être présentés qui détailleraient la ou les moyens envisagés et utilisés par Énergir pour rejoindre les différents groupes de clients, les objectifs visés et qui permettrait d'en suivre le déploiement de manière quantitative. »

**Mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable, R-4008-2017**

---

(ii) « Bien que des balises aient été proposées à la section 4 afin qu'Énergir ne demande pas l'approbation des contrats de GNR à la pièce comme elle le fait actuellement, il existe néanmoins une possibilité que celle-ci désire signer des contrats à l'extérieur des balises qui seraient éventuellement approuvées par la Régie. Si une telle éventualité se présentait, Énergir propose de présenter les demandes d'approbation de contrats hors des balises d'après le même processus que celui présentement en vigueur. »

(iii) Énergir présente la liste des sources d'approvisionnement actuelles et potentielles de GNR.

(iv) Délai d'application de la clause suspensive pour Archaea.

**Demandes :**

1.1 Veuillez commenter les propositions de la FCEI énoncées à la référence (i).

**Réponse :**

Énergir est d'avis que les caractéristiques proposées pour encadrer les approvisionnements de GNR, soit le prix et le terme, sont suffisantes pour assurer que l'achat de GNR se fera de façon à réduire l'impact pour la clientèle tout en respectant les cibles de livraison minimale de GNR. Une fois ces caractéristiques fixées par la Régie, la seule chose qui compte est qu'Énergir les respecte. La Régie s'était d'ailleurs prononcée à ce sujet dans sa décision D-2020-057 :

*« [496] En conséquence, tant que les caractéristiques du plan d'approvisionnement, telles qu'approuvées par la présente décision, sont respectées, la Régie ne se prononcera pas sur les caractéristiques d'une entente à intervenir avec la Ville de Saint-Hyacinthe. Ainsi, il appartient à Énergir de gérer ses contrats d'approvisionnement à l'intérieur des balises fixées par la présente décision ou de requérir une autorisation particulière si les caractéristiques du contrat recherché ne s'y conforment pas. »*

Énergir ne voit donc pas la pertinence d'ajouter le suivi proposé par la FCEI et alourdir encore plus le processus réglementaire, d'autant plus que les appels d'offres auront été tenus et, le ou les contrats auront été conclus et qu'il ne sera plus possible de faire marche arrière.

En ce qui concerne les efforts de commercialisation, Énergir est d'avis qu'un suivi aussi détaillé ne s'avère pas nécessaire. En effet, Énergir a tout intérêt à développer les meilleures stratégies commerciales qu'il soit pour augmenter la demande volontaire et ainsi diminuer les risques de socialisation. Les stratégies commerciales se doivent d'évoluer rapidement et de suivre la réponse du marché en temps réel. Présenter un plan statique serait peu utile. La clientèle à fort volume fait l'objet d'une approche relationnelle qui vise aussi à maximiser la demande de GNR.

- 1.2 Veuillez commenter la possibilité de préciser le processus mentionné à la référence (ii) en y ajoutant le dépôt d'une liste à jour des sources d'approvisionnement, en format PDF et Excel (référence (iii)).

**Réponse :**

Énergir confirme qu'elle déposerait une mise à jour de la liste des sources d'approvisionnement (référence (iii)) lorsqu'elle demanderait l'approbation d'un contrat hors des balises approuvées par la Régie.

- 1.3 Veuillez préciser dans quel cadre réglementaire Énergir entend présenter ses éventuelles demandes d'approbation de contrats hors des caractéristiques approuvées par la Régie, au terme du présent dossier. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Énergir entend présenter ses éventuelles demandes d'approbation de contrats hors des caractéristiques approuvées par la Régie dans le cadre de la Cause tarifaire à l'étude au moment du dépôt d'un contrat pour lequel Énergir demanderait l'approbation de la Régie.

- 1.4 La Régie note l'écart important entre le délai mentionné à la référence (iv) et celui du traitement réglementaire demandé pour les contrats de plus de deux ans (référence (ii)).

- 1.4.1. Veuillez justifier cet écart.

**Réponse :**

Le délai écoulé entre la signature du contrat et la date de dépôt s'explique par la charge de travail occasionnée par divers dossiers. Les équipes internes ont été sollicitées par la rédaction des compléments de preuve et les réponses aux demandes de renseignements dans le présent dossier, ainsi que par les travaux liés à la Cause tarifaire 2022-2023.

Énergir a également dû composer avec les vacances de plusieurs membres de son personnel durant les mois de juillet et août.

Énergir réitère que sa proposition d'un processus réglementaire optimisé qui lui évitera de faire approuver les caractéristiques des contrats d'approvisionnement à la pièce<sup>1</sup> permettrait un allègement qui évitera ce genre de délais entre la signature d'un contrat et la date de dépôt.

---

<sup>1</sup> Pièce B-0732, Gaz Métro-8, Document 1, pages 36-37.

- 1.4.2. Dans le cas des demandes ad-hoc d'approbation de caractéristique dépassant celles approuvées éventuellement par la Régie au terme de l'Étape D, veuillez commenter la possibilité d'augmenter le délai pour obtenir une approbation, mentionné à la référence (ii), à 120 jours pour un contrat de dix ans et plus ou dont le coût a un impact sur le coût moyen d'acquisition supérieur ou égal à 10 % du coût moyen autorisé par la Régie.

**Réponse :**

Dans la mesure où les demandes *ad hoc* se feraient uniquement si les caractéristiques d'un contrat dépassent les balises proposées, soit 25 \$/GJ pour le coût moyen d'acquisition, 45 \$/GJ pour un contrat unique ou un terme de plus de 20 ans, Énergir croit qu'un délai de 120 jours pour un contrat de dix ans et plus ou qui augmenterait le coût moyen d'acquisition de plus de 10% serait acceptable.

CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS DE GNR AFIN DE SATISFAIRE LA QUANTITÉ MINIMALE DE GNR DEVANT ÊTRE LIVRÉE À PARTIR DE 2023

2. **Références :** Pièce [C-GRAME-0135](#), p. 46.

**Préambule :**

« *Subsidiairement, si la Régie déterminait la nécessité d'établir une balise associée aux volumes contractés, le GRAME est d'avis qu'une telle balise doit être supérieure aux cibles minimales, considérant les risques dans la livraison de GNR, les cibles minimales croissantes et la possibilité de cession temporaire de contrats d'approvisionnement en GNR.*

*Le GRAME recommande donc subsidiairement une balise permettant à Énergir d'atteindre sa cible de 5% pour l'année tarifaire 2025-2026. Cette balise devrait également être évolutive, pour lui permettre d'atteindre la cible de 7 % à l'horizon 2028-2029 et celle de 10 % pour 2030-2031 prévues au Projet de règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur.*

*Ainsi, compte tenu de la période de 24 mois avant le transfert du surcoût du GNR dans le Tarif GNR, le GRAME recommande subsidiairement que le volume autorisé corresponde aux cibles prévues au Règlement, minimalement 24 mois avant les dates prévues au Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur. » [Note de bas de page omise]*

**Demande :**

2.1 Veuillez commenter la proposition subsidiaire du GRAME énoncée à la référence (i).

**Réponse :**

Énergir trouve intéressante la proposition subsidiaire du GRAME, mais ajoute que sa stratégie est déjà d'augmenter progressivement les volumes livrés. Cela dit, Énergir réitère qu'elle ne juge pas nécessaire que la Régie fixe une caractéristique volumétrique pour les raisons exposées à la section 4.3 de la pièce B-0732, Gaz Métro-8, document 1.

3. **Références :** (i) Pièce [C-FCEI-0175](#), p. 18 ;  
(ii) Décision [D-2020-057](#), p. 77, par. 290 et 291;

**Préambule :**

(i) « 4) Le caractère québécois des projets n'est valorisé que par une modulation du paramètre de prix et ne peut excéder 10 ¢/m<sup>3</sup> incluant l'effet de la fonctionnalisation à Dawn; »

(ii) « [290] De plus, le Règlement ne prescrit aucune modalité ou condition relative à la provenance de l'approvisionnement en GNR.

[291] En conséquence, la Régie juge qu'il est plus prudent de ne pas distinguer, aux fins du plan d'approvisionnement d'Énergir, la production de GNR selon son origine géographique. »

**Demande :**

- 3.1 Veuillez commenter la proposition de la FCEI en référence (i) quant à sa compatibilité avec la décision de la Régie en référence (ii).

**Réponse :**

Énergir n'est pas d'accord avec la proposition de la FCEI. Comme mentionné, le gouvernement a établi des cibles ambitieuses en termes de volumes de GNR de même qu'a clairement manifesté le souhait de voir cette filière se développer au Québec. C'est dans ce contexte qu'Énergir supporte les divers projets québécois en développement et qu'elle négocie les meilleures ententes d'achat de GNR. Mettre une limite comme le propose la FCEI pourrait faire en sorte que des projets québécois ne voient pas le jour ou soient retardés, compromettant ainsi l'atteinte des cibles réglementaires, le souhait du gouvernement de voir la filière se développer au Québec et à terme, la décarbonation du réseau gazier. De surcroît, le portefeuille de GNR d'Énergir doit dans la mesure du possible tendre vers une diversification des lieux de production et de type de production ce que ne favoriserait pas la proposition de la FCEI. En terminant, toute limite qui discriminerait positivement ou négativement les projets du Québec serait une immixtion par la Régie dans le libre marché de la production et la vente de GNR. Or, la Régie a indiqué à plusieurs reprises que là n'était pas son mandat (voir notamment la décision D-2019-031 (p. 17) ainsi que la décision D-2020-057 (para 278, 288, 290, 291, et 486).

- 3.1.1. Dans l'éventualité où Énergir estime qu'une valorisation du caractère québécois par une modulation du paramètre de prix est compatible avec la décision de la Régie en référence (ii), veuillez également commenter sur le niveau de cette valorisation.

**Réponse :**

Veillez vous référer à la réponse à la question 3.1.

**4. Référence :** Pièce [C-ACEFQ-0132](#), p. 18 ;

**Préambule :**

*« l'ACEFQ recommande à la Régie de ne pas retenir le critère de prix maximal par contrat proposé par Énergir, mais plutôt un critère basé sur un pourcentage maximal d'augmentation du coût moyen des approvisionnements de GNR occasionné par l'ajout d'un contrat au-delà duquel une autorisation est requise. L'ACEFQ propose que ce pourcentage soit fixé à 1 % »*

**Demande :**

4.1 Veuillez commenter la proposition de l'ACEFQ en préambule.

**Réponse :**

Comme indiqué dans sa preuve, Énergir est d'avis que le critère de prix maximal par contrat est important tant pour des raisons commerciales pour l'acquisition de nouveaux volumes de GNR que pour des raisons de prudence face à notre clientèle. Ce prix maximal permet en effet de lancer un message clair au marché qu'Énergir souhaite diversifier ses approvisionnements avec différents types de projets, qu'elle ne cherchera pas une source unique de GNR et qu'elle sera en mesure de contractualiser des volumes à un prix plus élevé que le prix moyen d'approvisionnement.

Ce prix maximal par contrat limite aussi le prix pouvant être contractualisé sans obtenir préalablement l'approbation de la Régie. De cette façon Énergir agit avec prudence en soumettant à la Régie ces contrats hors balises. La Régie pourra alors décider si les caractéristiques du contrat sont raisonnables ou non.

De plus, la proposition de l'ACEFQ de limiter à 1 % l'augmentation du coût moyen des approvisionnements occasionnée par un contrat ferait en sorte que le processus réglementaire d'approbation de contrat resterait inchangé et qu'Énergir devrait faire approuver à la pièce chacun des contrats qu'elle signerait. En effet, l'ensemble des exemples présentés dans la preuve de l'ACEFQ demanderait une approbation ad hoc de la Régie puisqu'ils dépassent tous le critère de 1 %, et ce, même s'il s'agit d'exemples, avec des volumes contractuels relativement faibles.

**Mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable, R-4008-2017**

---

4.1.1. Dans l'éventualité où la Régie retenait la recommandation de l'ACEFQ et en tenant compte des contrats dont les caractéristiques ont déjà été approuvées par la Régie, veuillez indiquer parmi les contrats signés par Énergir et dont les caractéristiques n'ont pas déjà été approuvées par la Régie lesquels rencontrent ce critère.

**Réponse :**

Aucun des contrats signés par Énergir et dont les caractéristiques n'ont pas déjà été approuvées par la Régie ne rencontre le critère proposé par l'ACEFQ.

Ce constat a été établi en utilisant les quantités contractuelles annuelles (QCA) et les prix de l'année 2024-2025 (année où l'ensemble des producteurs avec lesquels Énergir a signé des contrats d'approvisionnement injectent du GNR dans le réseau) de chacun des producteurs.

5. **Référence :** Pièce [C-ACIG-0117](#), p. 17 ;

**Préambule :**

*« La mise en place d'un registre pour l'intensité carbone permettrait à Énergir de définir une stratégie commerciale différenciée pour répondre aux besoins spécifiques de ses clients. Ce faisant, Énergir pourrait, à la faveur de stratégies différenciées, dynamiser la demande en GNR et développer ce marché stratégique.*

*À cet effet, l'ACIG est d'avis que l'inclusion du critère d'intensité carbone dans les caractéristiques d'achats du GNR permettrait de mieux structurer le marché et permettrait de dynamiser la demande en offrant des GNR différenciés qui correspondraient plus aux attentes des clients d'Énergir, notamment les clients industriels pour leurs besoins de conformité. Pour être précis, l'ACIG souligne que le critère de l'intensité carbone auquel elle fait référence ne serait pas des balises à respecter ou encore une intensité carbone moyenne à atteindre, mais plutôt une information certifiée qu'Énergir recueillerait auprès des producteurs dans un but ultérieur de commercialisation. »*

**Demande :**

5.1 Veuillez commenter la proposition de l'ACIG en préambule et en particulier la faisabilité opérationnelle de la mise en place d'un registre indiquant l'intensité carbone des sources d'approvisionnement en GNR d'Énergir.



**Réponse :**

Énergir est d'avis que la mise en place d'un tel registre à court terme pourrait créer de la confusion dans le marché puisqu'il n'existe pas de méthode unique reconnue pour le calcul de l'IC. Les données obtenues des producteurs pourraient être difficilement comparables, mais également être différentes de celles qui seront déterminées par le nouveau *Règlement sur les combustibles propres*<sup>2</sup> (RCP).

Le RCP propose en effet trois méthodes permettant de déterminer l'IC du GNR<sup>3</sup>. Seule l'utilisation du modèle d'analyse de cycle de vie des combustibles (ACV) pourra permettre de différencier l'IC des sites de production de GNR, puisque les deux autres permettent de déterminer un IC générique et uniforme.

Or, la détermination de l'IC du GNR pour un site de production à partir du modèle ACV nécessite que les données relatives notamment à l'extraction, au traitement, au transport de la charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible en plus des données relatives à la combustion du combustible soient disponibles pour une période de 24 mois consécutifs<sup>4</sup>, des données qui ne sont pas disponibles à Énergir à court terme et dans tous les cas. De plus, les bases de données fournies par ECCC pour le calcul de l'IC du GNR sont toujours incomplètes à ce jour, ce qui implique que l'usage du modèle ACV ne permettrait pas non plus la détermination de l'IC à court terme.

Par conséquent, pour qu'un tel registre soit utile, Énergir recommande d'en reporter la mise en place après que les données utiles à l'utilisation du modèle ACV d'ECCC soient disponibles afin d'obtenir des IC différenciés par source de production et déterminés selon une méthode uniformisée et reconnue.

- 6. Références :**
- (i) Pièce [A-0117](#), p. 10 ;
  - (ii) Pièce [C-FCEI-0175](#), p. 4;

**Préambule :**

(i) « Pour les utilisateurs de gaz naturel, il est estimé que l'injection supplémentaire d'un volume de 60 Mm<sup>3</sup> de GNR, soit un volume équivalant approximativement à 1 % des volumes de gaz naturel livrés au Québec et à l'exigence réglementaire proposée pour 2020, représenterait un coût supplémentaire de 20,6 M\$/an.

---

<sup>2</sup> [Règlement sur les combustibles propres](#).

<sup>3</sup> RCP, Art. 75.

<sup>4</sup> Une demande d'approbation temporaire de l'IC peut être faite si les données sont disponibles pour au moins 3 mois consécutifs RCP Art 91(1).

**Mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable, R-4008-2017**

Ce coût équivaut à 1,1 % de la valeur des livraisons de gaz naturel au Québec en 2017. Ces coûts seraient ultérieurement récupérés à même le tarif offert aux clients désirant acheter du GNR sur une base volontaire ou intégrés à la base tarifaire.

Il est toutefois difficile d'évaluer l'impact de cette réglementation à l'horizon 2025, où une proportion minimale de 5 % de GNR serait exigée, considérant notamment l'incertitude sur l'évolution du prix du gaz naturel, du coût des droits d'émission du SPEDE et de l'évolution des technologies de production du GNR. » [note de bas de page omise]

(ii) « En effet, ces caractéristiques pourraient en effet encadrer les prochaines augmentations du ratio de livraison de GNR, et donc le prix d'achat de GNR entre les contrats actuels et ceux qui seront conclus afin de satisfaire la cible de 10% en 2030, voire au-delà. Étant donnés les volumes de vente actuels, 8% de GNR de plus (soit l'écart entre la cible actuelle de 2% et la cible de 10% en 2030) représente près de 500 Mm<sup>3</sup> par année. En fonction du prix moyen de 30\$ par GJ (114 ¢/m<sup>3</sup>) évalué par Énergir pour les achats futurs, ce volume représente des coûts annuels d'environ 550 M\$2022. Sur la base d'un coût de fourniture de gaz réseau de 5\$/GJ (19 ¢/m<sup>3</sup>), ces achats représentent environ 455 M\$2022 par année de surcoût par rapport à gaz naturel fossile. La FCEI rappelle que le coût total de la fourniture au dossier tarifaire 2022-2023 est de près de 1 MM\$ et que le revenu requis total est inférieur à 2,5 MM\$. Le surcoût des achats de GNR entraîne donc un impact très important sur le revenu requis. » [note de bas de page omise ; nous soulignons]

**Demande :**

6.1 À la lumière de votre connaissance actuelle du marché du GNR, veuillez commenter l'estimation effectuée en 2019 par le gouvernement de l'impact du Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur sur le coût supporté par les consommateurs de gaz naturel (référence (i)).

**Réponse :**

En utilisant les prix du Rapport annuel 2020-2021<sup>5</sup>, Énergir estime le surcoût du GNR à 22,1 M\$/an :

(1)	Prix de fourniture - GNR (¢/m <sup>3</sup> )	51,938
(2)	Prix de fourniture - Gaz naturel traditionnel (¢/m <sup>3</sup> )	11,096
(3)	Prix du SPEDE (¢/m <sup>3</sup> )	4,011
(4)	Surcoût du GNR (¢/m <sup>3</sup> ) - (1)-(2)-(3)	36,831
(5)	Volumes (Mm <sup>3</sup> )	60
(6)	Surcoût du GNR (M\$) - (4) X (5)	22,1

<sup>5</sup> R-4175-2021, B-0052, Énergir-9, Document 1, p.2.

**Mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable, R-4008-2017**

En utilisant les prix en vigueur au 1<sup>er</sup> septembre 2022, Énergir estime le surcoût du GNR à 7,1 M\$/an :

(1)	Prix de fourniture - GNR (¢/m <sup>3</sup> )	52,729
(2)	Prix de fourniture - Gaz naturel traditionnel (¢/m <sup>3</sup> )	34,594
(3)	Prix du SPEDE (¢/m <sup>3</sup> )	6,380
(4)	Surcoût du GNR (¢/m <sup>3</sup> ) - (1)-(2)-(3)	11,755
(5)	Volumes (Mm <sup>3</sup> )	60
(6)	Surcoût du GNR (M\$) - (4) X (5)	7,1

- 6.2 À la lumière de votre connaissance actuelle du marché du GNR, veuillez commenter l'estimation effectuée par la FCEI de l'impact du Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur sur le coût supporté par les consommateurs de gaz naturel (référence (ii)).

**Réponse :**

Énergir soumet que la FCEI n'a pas tenu compte des coûts de SPEDE évités dans son évaluation du surcoût du GNR par rapport au gaz naturel traditionnel.

En utilisant les hypothèses retenues par la FCEI, soit un prix d'achat de GNR de 30 \$/GJ (113,670 (¢/m<sup>3</sup>) et un prix du gaz naturel traditionnel de 5 \$/GJ (18,945 ¢/m<sup>3</sup>) appliqués sur un volume de 500 Mm<sup>3</sup>, Énergir estime le surcoût du GNR à 441,7 M\$/an :

(1)	Prix de fourniture - GNR (¢/m <sup>3</sup> )	113,67
(2)	Prix de fourniture - Gaz naturel traditionnel (¢/m <sup>3</sup> )	18,945
(3)	Prix du SPEDE au 1 <sup>er</sup> septembre 2022 (¢/m <sup>3</sup> )	6,380
(4)	Surcoût du GNR (¢/m <sup>3</sup> ) - (1)-(2)-(3)	88,345
(5)	Volumes (Mm <sup>3</sup> )	500
(6)	Surcoût du GNR (M\$) - (4) X (5)	441,7

Énergir tient à préciser que le surcoût du GNR représentant 8 % des volumes distribués (500 Mm<sup>3</sup>) calculé dans le tableau pourrait être très différent lorsque la cible réglementaire de 10 % sera applicable puisque les prix de fourniture du gaz naturel traditionnel et du SPEDE pourraient grandement varier par rapport aux hypothèses utilisées.

**Mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable, R-4008-2017**

Dans l'optique où l'entièreté des volumes de la cible de l'obligation réglementaire serait consommée par la clientèle volontaire de GNR, aucun surcoût ne serait supporté par les consommateurs de gaz naturel traditionnel.

- 6.3 Considérant les références (i) et (ii), veuillez fournir une estimation de l'impact tarifaire annuel envisageable, jusqu'à l'horizon 2031-2032, d'une socialisation à 100 % du surcoût du GNR pour les différents scénarios suivants, en précisant les hypothèses nécessaires, le cas échéant.

Coût moyen pondéré (\$/GJ)	Coût supplémentaire pour la clientèle du service de distribution (M\$/an)									
	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32
	1 %	2 %	2 %	5 %	5 %	5 %	7 %	7 %	10 %	10 %
20										
25										

**Réponse :**

Énergir tient à préciser qu'une socialisation à 100 % du surcoût du GNR est hautement improbable, voire impossible. Les hypothèses utilisées pour calculer les différents scénarios sont présentées dans les tableaux de l'annexe 1.

En utilisant les prix du Rapport annuel 2020-2021, Énergir estime les surcoûts du GNR suivants :

Coût moyen pondéré (\$/GJ)	Coût supplémentaire pour la clientèle du service de distribution (M\$/an)									
	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32
	1 %	2 %	2 %	5 %	5 %	5 %	7 %	7 %	10 %	10 %
20	36,4	74,4	74,3	186,1	185,0	183,5	252,6	249,6	350,7	343,5
25	47,7	97,6	97,6	244,3	242,8	240,8	331,5	327,6	460,2	450,7

En utilisant les prix en vigueur au 1<sup>er</sup> septembre 2022, Énergir estime les surcoûts du GNR suivants :

**Mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable, R-4008-2017**

Coût moyen pondéré (\$/GJ)	Coût supplémentaire pour la clientèle du service de distribution (M\$/an)									
	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32
	1 %	2 %	2 %	5 %	5 %	5 %	7 %	7 %	10 %	10 %
20	20,9	42,7	42,6	106,8	106,1	105,3	144,9	143,2	201,2	197,0
25	32,2	65,9	65,9	164,9	163,9	162,6	223,8	221,2	310,7	304,3

## PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GNR

7. **Références :**
- (i) Pièce B-0792, déposée sous pli confidentiel;
  - (ii) Dossier R-4177 Phase 2, pièce [B-0223](#);
  - (iii) Pièce B-0768, déposée sous pli confidentiel;
  - (iv) Dossier R-4177 Phase 2, pièce [B-0185](#), p. 12, réponses aux questions 4.1 et 4.3.

**Préambule :**

(i) Énergir présente la liste des sources d'approvisionnement actuelles et potentielles de GNR au 12 août 2022.

(ii) *« En effet, le projet d'injection de gaz naturel renouvelable (ci-après « GNR ») du Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie à Saint-Pie (ci-après « CTBM ») est entré en service le 25 août 2022 et les coûts sont maintenant connus. Énergir est donc à même de calculer les taux du tarif de réception applicables à ce point d'injection. »* [nous soulignons]

(iii) Énergir présente la liste des sources d'approvisionnement actuelles et potentielles de GNR au 19 juillet 2022.

(iv) *« Énergir n'a pas accès à l'ensemble des données d'opération de la Ville de Saint-Hyacinthe. Cependant, la Ville a informé Énergir que des problèmes mécaniques (le changement d'une valve qui a été retardé à la suite de délais de livraison) sont survenus entre décembre 2021 et janvier 2022 et ont causé une incapacité de production.*

[...]

*Les injections prévues de la Ville de Saint-Hyacinthe sont effectivement incluses dans la ligne « achats dans le territoire » de la référence (i). Énergir est confortable d'utiliser les prévisions d'injections dans les différents scénarios malgré les difficultés intermittentes observées chez ce producteur. »*

**Demandes :**

- 7.1 À la référence (i), Énergir indique que le début d'injection pour le projet CTBM est le [REDACTÉ]. Or, selon la référence (ii), ce projet aurait plutôt débuté son injection le [REDACTÉ]. De plus, la Régie note une divergence entre les dates de début d'injection et les projections de volumes pour les projets [REDACTÉ]. Veuillez déposer une mise à jour de la pièce B-0792 reflétant les informations corrigées relatives aux dates effectives de début d'injection et aux volumes livrés prévus.

**Réponse :**

Veillez vous référer à la pièce Gaz Métro-10 Document 1 révisée déposée en date du 12 septembre 2022. Cette mise à jour inclut les nouvelles informations fournies par les promoteurs depuis le dépôt de cette pièce en date du 12 août 2022 ainsi que les volumes réellement injectés au mois d'août 2022.

- 7.2 À la référence (iv), la Régie note les difficultés intermittentes de production de GNR à la Ville de Saint-Hyacinthe. Elle note également qu'entre le 19 juillet 2022 (référence (iii)) et le 12 août 2022 (référence (i)), Énergir a [REDACTED].  
[REDACTED]. Veuillez indiquer si les problèmes mécaniques sont à l'origine [REDACTED] pour la Ville de Saint-Hyacinthe. Dans la négative, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Veillez vous référer à la réponse à la question 7.3.

- 7.3 La Régie note enfin qu'entre le 19 juillet 2022 (référence (iii)) et le 12 août 2022 (référence (i)), Énergir a également [REDACTED].  
[REDACTED]. Veuillez expliquer [REDACTED].

**Réponse :**

[REDACTED]

## APPLICATION RÉTROACTIVE DE L'ARTICLE 13.2.2.2 DES CST POUR LA VILLE DE ST-HYACINTHE

8. Références :
- (i) Pièce [B-0732](#), p. 61;
  - (ii) Pièce [B-0732](#), p. 61 et 62;
  - (iii) Pièce [B-0736](#), p. 22 en réponse à la question 11.3 de DDR 26 de la Régie B-0768, déposée sous pli confidentiel;
  - (iv) Décision [D-2021-158](#), p. 176, par, 744.

**Préambule :**

(i) « *En ce qui a trait au cas particulier de Saint-Hyacinthe, la Régie a cependant indiqué qu'Énergir ne pouvait suspendre de son gré l'application de l'article 13.2.2.2 CST et que les pénalités relatives aux déséquilibres (estimées à ce moment à 46 174 \$) auraient dû lui être facturées. La Régie a par ailleurs souligné qu'aucune demande formelle n'avait été déposée afin de suspendre rétroactivement l'application de l'article 13.2.2.2 CST.*

*En conséquence, la Régie a demandé à Énergir de lui faire un suivi de la façon dont elle aura, au final, traité le montant des pénalités de 46 174 \$ relatif aux déséquilibres qui n'a pas été facturé à la Ville de Saint-Hyacinthe, soit de récupérer la somme de son client ou de l'assumer elle-même.*

*Pour les motifs indiqués ci-dessous, et à la lumière des faits soumis dans le cadre de la présente preuve, Énergir demande à la Régie que la suspension de l'article 13.2.2.2, décrétée par la Régie dans sa décision D-2021-158, soit appliquée rétroactivement, à la date du dépôt de la demande (B-0006), à Saint-Hyacinthe. »*

(ii) « *Tout d'abord, il appert que le montant qui devrait ultimement être facturé à Saint-Hyacinthe est beaucoup plus élevé que le montant « relativement modeste » de 46 174 \$ indiqué dans la décision D-2021-158. En date du 8 décembre 2021 (date de la suspension de l'article 13.2.2.2 CST), le montant total des pénalités découlant des déséquilibres de Saint-Hyacinthe s'élevait à 825 413 \$. Énergir soumet qu'il serait inéquitable de facturer à Saint-Hyacinthe des pénalités aussi substantielles alors que celles-ci ne sont aucunement représentatives des coûts réellement encourus par Énergir. Une telle approche serait d'ailleurs contraire au principe visant à récupérer, le plus fidèlement possible, les coûts d'acquisition réels lorsqu'il s'agit des services de fourniture, de transport et d'équilibrage » [nous soulignons]*

(iii) « *11.3 Dans l'éventualité où la Régie rejette la demande d'Énergir à la référence (ii), veuillez décrire le traitement réglementaire du montant à recevoir considéré.*

*Réponse : Dans l'éventualité où la Régie rejetait la demande d'Énergir à la référence (ii), Énergir retranchera la somme de 825 413 \$ des coûts d'équilibrage récupérés de l'ensemble de la clientèle d'Énergir. »*



(iv) « [744] En conséquence, la Régie demande à Énergir de lui faire un suivi de la façon dont elle aura, au final, traité le montant des pénalités de 46 174 \$ relatif aux déséquilibres qui n'a pas été facturé à la Ville de Saint-Hyacinthe, dans la preuve qu'elle doit déposer lors de l'Étape D du présent dossier, soit de récupérer la somme de son client ou de l'assumer elle-même » [note de bas de page omise]

**Demandes :**

- 8.1 Considérant la référence (i), veuillez préciser quel principe permettrait à la Régie de suspendre rétroactivement l'application de l'article 13.2.2.2 à St-Hyacinthe.
- 8.1.1. Veuillez indiquer si une telle suspension rétroactive viendrait-elle à l'encontre du principe de non-rétroactivité tarifaire.

**Réponse :**

Énergir reconnaît que la non-rétroactivité tarifaire est un principe bien implanté en droit réglementaire. Comme mentionné par la Régie dans la décision D-2017-062, « le principe de non-rétroactivité a été établi afin d'éviter que la stabilité financière des services publics réglementés soit ébranlée, avec toutes les conséquences prévisibles sur le service à rendre aux usagers, si les tarifs connaissaient des variations. »

Cependant, comme beaucoup de principes, celui de la non-rétroactivité tarifaire souffre de quelques exceptions. C'est notamment le cas en présence de « contextes particuliers et exceptionnels » qui justifieraient l'application rétroactive de tarifs (D-2000-222, D-2014-164, D-2017-125). Or, Énergir soumet que les circonstances décrites à la section 7.5 de la preuve relative à l'Étape D (B-0732) justifient une telle application rétroactive, le tout tel qu'il sera plus amplement démontré lors de l'audience.

- 8.2 Considérant les références (i) et (ii), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de la Régie à l'effet qu'Énergir a choisi de ne pas appliquer l'article 13.2.2.2 des conditions de service à l'égard de la facturation de la pénalité à St-Hyacinthe au moment où cet article était en vigueur et applicable.

**Réponse :**

Énergir le confirme. Veuillez également vous référer à la réponse à la question 1.1. de la FCEI, à la pièce B-0756, Gaz Métro-9, Document 8, pour les raisons expliquant cette décision.

**Mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable, R-4008-2017**

---

- 8.3 Considérant la référence (ii), veuillez indiquer quels sont les coûts réellement encourus par Énergir en raison des déséquilibres de St-Hyacinthe. Veuillez fournir les données et calculs en soutien, le cas échéant.

**Réponse :**

Énergir n'a pas encouru de coût directement attribuable aux déséquilibres de la Ville de Saint-Hyacinthe.

Tout d'abord, en fonction du contexte et de la taille des injections du site de la Ville de Saint-Hyacinthe, soit moins de 0,1 % de la demande quotidienne, la planification quotidienne des besoins en franchise ne tient pas compte de la nomination effectuée par ce producteur. En ce sens, les déséquilibres calculés de la Ville de Saint-Hyacinthe ne représentent pas en soit un surplus ou un déficit réel pour Énergir.

Ensuite, l'article 13.2.2.2 visait principalement à assurer de ne pas générer de coûts additionnels pour Énergir au niveau des coûts de déséquilibres du distributeur (appelés coûts « LBA »). Les coûts LBA de l'ensemble de la clientèle réellement encourus pour la période durant laquelle les pénalités de l'article 13.2.2.2 de 825 413 \$ ont été calculées étaient de 3 528 \$. Les frais de déséquilibres d'Énergir sur ces périodes ont été ponctuels et sont reliés à des événements isolés (par exemple, des restrictions d'injection ou de retrait au site de Dawn lors de périodes interruptibles sur les contrats établis avec Enbridge), et non pas aux déséquilibres de la Ville de Saint-Hyacinthe.

Concrètement, la variation quotidienne des injections de la Ville de Saint-Hyacinthe fait partie des variations quotidiennes de l'ensemble de la consommation des clients d'Énergir. Ces variations sont gérées avec les outils de flexibilité opérationnelle, soit, principalement, l'entreposage à Dawn. Étant donné que la variation quotidienne spécifique d'un client peut aller autant dans le sens que dans le contresens de l'écart cumulatif quotidien à gérer pour une journée donnée, il n'est pas possible d'identifier un coût direct de flexibilité opérationnelle afin de l'attribuer à un client spécifique et de tarifier ce client en conséquence. Si Énergir devait estimer les coûts de flexibilité opérationnelle associés à la Ville de Saint-Hyacinthe, elle pourrait appliquer un coût approximatif de 0,2 ¢/m<sup>3</sup> (estimation de la cause tarifaire 2022-2023) sur les volumes injectés par ce producteur. Selon cette estimation, les coûts de flexibilité opérationnelle de la Ville de Saint-Hyacinthe pour la période durant laquelle les pénalités de l'article 13.2.2.2 de 825 413 \$ ont été calculées seraient largement inférieurs à ces pénalités, soit 12 170\$.

- 8.4 Considérant la référence (iii), dans l'éventualité où la Régie rejetait la demande d'Énergir, veuillez préciser les modalités de récupération de la somme de 825 413 \$.

**Réponse :**

Dans une telle éventualité, la somme de 825 413 \$ serait facturée à la Ville de Saint-Hyacinthe.

- 8.5 Considérant les références (i) et (iv), dans l'éventualité où la Régie rejetait la demande d'Énergir quant à l'application rétroactive, veuillez préciser si Énergir entend récupérer l'ensemble des montants associés à ces pénalités auprès la Ville de Saint-Hyacinthe, soit 825 413 \$, ou si elle entend assumer elle-même cette somme.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.4.

## MODIFICATIONS AUX CST

9. Références : Pièce [B-0732](#), p. 66;

### Préambule :

Énergir demande à la Régie d'approuver ses propositions de modification à l'article 11.1.3.5 des CST :

#### «*11.1.3.5 Gaz naturel renouvelable*

*Le client qui désire adhérer ou modifier la portion de sa consommation sujette au tarif de fourniture de gaz naturel renouvelable doit en faire la demande par écrit auprès du distributeur au moins 60 jours à l'avance, en indiquant le pourcentage de consommation visée. En deçà du préavis demandé, le client ne pourra consommer la quantité de gaz naturel renouvelable demandée que s'il était possible pour le distributeur de l'accepter. Le distributeur peut conclure un contrat avec un client dans lequel celui-ci s'engagerait à consommer du gaz naturel renouvelable pour une quantité et une durée prédéterminées. [...]»*

### Demandes :

9.1 Considérant le préambule, veuillez commenter la proposition suivante, qui remplacerait la dernière phrase du premier alinéa :

*« [...] Le client qui désire adhérer au tarif de fourniture de gaz naturel renouvelable peut s'engager à consommer du gaz naturel renouvelable pour une quantité et une durée prédéterminée en renonçant à la possibilité de mettre fin à son abonnement avec un préavis de 60 jours. »*

### Réponse :

Si la Régie le juge opportun, la proposition de la question 9.1 pourrait remplacer la dernière phrase du premier alinéa.

## Mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable, R-4008-2017

**ANNEXE 1**

<b>Scénario 1 – Prix du rapport annuel 2021</b>											
		2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32
(1)	Prix de fourniture - GNR de 20\$/GJ (75,780 €/m <sup>3</sup> )	75,780	75,780	75,780	75,780	75,780	75,780	75,780	75,780	75,780	75,780
(2)	Prix de fourniture - Gaz naturel traditionnel (€/m <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	11,096	11,096	11,096	11,096	11,096	11,096	11,096	11,096	11,096	11,096
(3)	Prix du SPEDE (€/m <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	4,011	4,011	4,011	4,011	4,011	4,011	4,011	4,011	4,011	4,011
(4)	Surcoût du GNR (€/m <sup>3</sup> ) - (1)-(2)-(3)	60,673	60,673	60,673	60,673	60,673	60,673	60,673	60,673	60,673	60,673
(5)	Volumes de l'obligation réglementaire (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) <sup>(2)</sup>	59 957	122 630	122 532	306 808	304 923	302 482	416 408	411 454	577 953	566 120
(6)	Surcoût du GNR (M\$) - (4) X (5)	36,4	74,4	74,3	186,1	185,0	183,5	252,6	249,6	350,7	343,5

<sup>(1)</sup> Prix du rapport annuel 2021 : R-4175-2021, B-0052, Énergir-9, Document 1, p.2.

<sup>(2)</sup> Années 2022-2023 à 2025-2026 : R-4177-2021, B-0048, Énergir-H, Document 6, p.1, 1.4.

Années 2026-2027 à 2031-2032 : R-4008-2017, B-0767, Gaz Métro-9, Document 4, Annexe Q-10.3, p.1.

<b>Scénario 2 – Prix du rapport annuel 2021</b>											
		2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32
(1)	Prix de fourniture - GNR de 25\$/GJ (94,725 €/m <sup>3</sup> )	94,725	94,725	94,725	94,725	94,725	94,725	94,725	94,725	94,725	94,725
(2)	Prix de fourniture - Gaz naturel traditionnel (€/m <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	11,096	11,096	11,096	11,096	11,096	11,096	11,096	11,096	11,096	11,096
(3)	Prix du SPEDE (€/m <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	4,011	4,011	4,011	4,011	4,011	4,011	4,011	4,011	4,011	4,011
(4)	Surcoût du GNR (€/m <sup>3</sup> ) - (1)-(2)-(3)	79,618	79,618	79,618	79,618	79,618	79,618	79,618	79,618	79,618	79,618
(5)	Volumes de l'obligation réglementaire (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) <sup>(2)</sup>	59 957	122 630	122 532	306 808	304 923	302 482	416 408	411 454	577 953	566 120
(6)	Surcoût du GNR (M\$) - (4) X (5)	47,7	97,6	97,6	244,3	242,8	240,8	331,5	327,6	460,2	450,7

<sup>(1)</sup> Prix du rapport annuel 2021 : R-4175-2021, B-0052, Énergir-9, Document 1, p.2.

<sup>(2)</sup> Années 2022-2023 à 2025-2026 : R-4177-2021, B-0048, Énergir-H, Document 6, p.1, 1.4.

Années 2026-2027 à 2031-2032 : R-4008-2017, B-0767, Gaz Métro-9, Document 4, Annexe Q-10.3, p.1.

## Mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable, R-4008-2017

Scénario 1 – Prix au 1 <sup>er</sup> septembre 2022										
	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32
(1) Prix de fourniture - GNR de 20\$/GJ (75,780 ¢/m <sup>3</sup> )	75,780	75,780	75,780	75,780	75,780	75,780	75,780	75,780	75,780	75,780
(2) Prix de fourniture - Gaz naturel traditionnel (¢/m <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	34,594	34,594	34,594	34,594	34,594	34,594	34,594	34,594	34,594	34,594
(3) Prix du SPEDE (¢/m <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	6,380	6,380	6,380	6,380	6,380	6,380	6,380	6,380	6,380	6,380
(4) Surcoût du GNR (¢/m <sup>3</sup> ) - (1)-(2)-(3)	34,806	34,806	34,806	34,806	34,806	34,806	34,806	34,806	34,806	34,806
(5) Volumes de l'obligation réglementaire (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) <sup>(2)</sup>	59 957	122 630	122 532	306 808	304 923	302 482	416 408	411 454	577 953	566 120
(6) Surcoût du GNR (M\$) - (4) X (5)	20,9	42,7	42,6	106,8	106,1	105,3	144,9	143,2	201,2	197,0

<sup>(1)</sup> Prix au 1<sup>er</sup> septembre 2022.

<sup>(2)</sup> Années 2022-2023 à 2025-2026 : R-4177-2021, B-0048, Énergir-H, Document 6, p.1, l.4.

Années 2026-2027 à 2031-2032 : R-4008-2017, B-0767, Gaz Métro-9, Document 4, Annexe Q-10.3, p.1.

Scénario 2 – Prix au 1 <sup>er</sup> septembre 2022										
	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32
(1) Prix de fourniture - GNR de 25\$/GJ (94,725 ¢/m <sup>3</sup> )	94,725	94,725	94,725	94,725	94,725	94,725	94,725	94,725	94,725	94,725
(2) Prix de fourniture - Gaz naturel traditionnel (¢/m <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	34,594	34,594	34,594	34,594	34,594	34,594	34,594	34,594	34,594	34,594
(3) Prix du SPEDE (¢/m <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	6,380	6,380	6,380	6,380	6,380	6,380	6,380	6,380	6,380	6,380
(4) Surcoût du GNR (¢/m <sup>3</sup> ) - (1)-(2)-(3)	53,751	53,751	53,751	53,751	53,751	53,751	53,751	53,751	53,751	53,751
(5) Volumes de l'obligation réglementaire (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) <sup>(2)</sup>	59 957	122 630	122 532	306 808	304 923	302 482	416 408	411 454	577 953	566 120
(6) Surcoût du GNR (M\$) - (4) X (5)	32,2	65,9	65,9	164,9	163,9	162,6	223,8	221,2	310,7	304,3

<sup>(1)</sup> Prix au 1<sup>er</sup> septembre 2022.

<sup>(2)</sup> Années 2022-2023 à 2025-2026 : R-4177-2021, B-0048, Énergir-H, Document 6, p.1, l.4.

Années 2026-2027 à 2031-2032 : R-4008-2017, B-0767, Gaz Métro-9, Document 4, Annexe Q-10.3, p.1.