

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

No. : R-4008-2017

R É G I E D E L ' É N E R G I E

ÉNERGIR, s.e.c., personne morale de droit public légalement constituée, ayant son siège social au 1717, rue du Havre, dans les cité et district de Montréal, province de Québec, H2K 2X3,

Demanderesse

PLAN D'ARGUMENTATION D'ÉNERGIR

Étape D

TABLE DES MATIÈRES

I. CONTEXTE	3
II. ÉTAT DU MARCHÉ GNR	4
A. OFFRE.....	4
B. DEMANDE.....	5
C. PRIX.....	7
III. CARACTÉRISTIQUES DEMANDÉES PAR ÉNERGIR	9
A. OBJECTIF D'ÉNERGIR.....	9
B. DURÉE	10
C. PRIX.....	14
1. <i>Coût moyen de 25 \$/GJ</i>	14
2. <i>Prix maximal par contrat</i>	15
D. VOLUME	18
IV. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT EN GNR	19
V. QUÉBEC VS HORS QUÉBEC.....	21
VI. MESURES DE MITIGATION DU SURCOÛT.....	26
A. STRATÉGIES FAVORISANT LA CONSOMMATION VOLONTAIRE DE GNR.....	26
B. STRATÉGIES COURT TERME	26
C. STRATÉGIE MOYEN TERME.....	27
VII. DÉSÉQUILIBRE DE SAINT-HYACINTHE (ART 13.2.2.2 CST).....	28
VIII. NOUVELLES DÉFINITIONS (BIOGAZ).....	32

LA DEMANDERESSE DÉCLARE RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

I. CONTEXTE

1. Le 7 juillet 2017, Énergir (anciennement Société en commandite Gaz Métro) a déposé à la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») une demande concernant la mise en place de mesures relatives à l'achat et à la vente de gaz naturel renouvelable (« **GNR** »).
2. Le 20 mars 2019, le gouvernement du Québec a édicté le *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* (le « **Règlement** »). En vertu de ce Règlement, la quantité minimale exigée est établie à 1 % des volumes totaux distribués pour l'année 2020-2021, et augmente graduellement pour atteindre 5 % en 2025-2026.
3. Le 7 août 2019, la Régie a déposé la lettre procédurale A-0051 par laquelle elle déterminait les sujets qui seront traités aux étapes B, C et D :

*La Régie juge que la prochaine étape (**Étape B**) devra être l'étude, en vertu de l'article 72 de la Loi, des caractéristiques des contrats de fourniture de GNR qu'Énergir entend conclure afin de satisfaire la quantité minimale de GNR devant être livrée par un distributeur de gaz naturel à partir de 2020. Cette étape est jugée prioritaire afin de permettre à Énergir de conclure des ententes concernant l'acquisition de GNR.*

[...]

*L'étape subséquente (**Étape C**) sera l'examen au fond, en vertu de l'article 48 de la Loi, du traitement du tarif de fourniture du gaz naturel renouvelable, tel que mentionné par la Régie dans sa décision D-2018-052 aux paragraphes 39 à 41. À la fin de cette étape, la Régie se prononcera sur la stratégie tarifaire en matière de GNR. C'est donc à cette étape qu'il devra y avoir une démonstration, notamment, de l'intérêt des clients pour l'achat des unités de GNR sous forme volontaire, ainsi qu'une proposition concernant le traitement des unités invendues de GNR et la stratégie tarifaire afin de réduire l'impact sur la clientèle.*

*Par la suite, la Régie procédera dans une **Étape D**, à l'examen au fond, en vertu de l'article 72 de la Loi, des caractéristiques des contrats de GNR qu'Énergir entend conclure afin de satisfaire la quantité minimale de GNR devant être livrée par un distributeur de gaz naturel à partir de 2023.*

4. Le 26 mai 2020, la Régie a rendu sa décision [D-2020-057](#) relative à l'Étape B. Par cette décision, la Régie approuvait les caractéristiques des contrats d'approvisionnement de GNR proposées par Énergir en ce qui concerne les volumes requis pour atteindre la cible de 1 % de GNR à compter de l'année tarifaire 2020-2021.
5. Le 16 novembre 2020, le gouvernement du Québec a déposé son [Plan pour une économie verte](#) (« **PÉV** »).
6. Le 6 octobre 2021, l'Assemblée nationale a sanctionné la [Loi modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains appareils fonctionnant à](#)

[l'électricité ou aux hydrocarbures](#) (« **Projet de loi 97** »). Cette loi a notamment modifié¹ la définition de « gaz naturel » prévue à la Loi sur la Régie de l'énergie, et y a introduit une nouvelle définition de « gaz de source renouvelable ».

7. Le 8 décembre 2021, la Régie a rendu la décision [D-2021-158](#) relative à l'Étape C. Par cette décision, la Régie a notamment approuvé la méthodologie d'établissement du Tarif GNR ainsi que le traitement des unités invendues.
8. Le 17 août 2022, le gouvernement a émis le [décret 1587-2022](#) édictant le *Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* (le « **Règlement modifié** »)². En vertu de ce Règlement modifié, la quantité minimale exigée est établie à 7 % des volumes totaux distribués pour l'année 2028-2029, et à 10 % pour l'année 2030-2031.

II. ÉTAT DU MARCHÉ GNR

A. OFFRE

9. La capacité de production de GNR en Amérique du Nord a crû de façon importante depuis 2017, ayant augmenté d'environ 2,5 fois durant cette période, en passant de 872 Mm³ en 2017 à 2 166 Mm³ en 2021.

➤ [B-0732](#), *Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 17*

10. Cette tendance à la hausse a également été constatée au Québec alors que le nombre de projets qui injectent dans le réseau d'Énergir a augmenté de manière importante au cours des dernières années.

➤ [B-0723](#) : *Complément de preuve Étape D, 13 juin 2022, page 39*

Du côté de l'offre disponible pour du GNR produit au Québec, les projets d'injection se multiplient et laissent présager d'un dynamisme local rassurant, en lien avec le souhait du gouvernement du Québec de voir cette filière se développer.

En effet, le nombre de projets qui injectent dans le réseau d'Énergir a doublé au cours des 12 derniers mois avec l'entrée en fonction du biodigesteur agricole de la Coopérative AgriÉnergie Warwick en juin 2021, puis celui du site industriel d'ADM Agri-Industries Company à Candiac à l'automne 2021.

Dans les douze prochains mois, cinq nouveaux projets devraient injecter du GNR dans le réseau d'Énergir :

11. Le Québec est ainsi le plus grand producteur canadien de GNR et se classe au 4^e rang des juridictions productrices avec environ 5 % de la production nord-américaine.

➤ [B-0732](#), *Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 18*

¹ Ces nouvelles définitions entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2023.

² Gazette officielle du Québec, partie 2, du 31 août 2022.

B. DEMANDE

12. Parallèlement à l'augmentation de l'offre, la demande en GNR a connu un essor important depuis 2017, et tout particulièrement au cours des trois dernières années.

➤ [B-0732](#), Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 20

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, pages 17 et 18*

13. Énergir a ainsi constaté que la production de GNR peine à suivre la courbe d'augmentation de la demande générée par les différents marchés, ce qui résulte en une compétition de plus en plus forte pour l'acquisition de nouveaux volumes de GNR sur le marché.

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 19*

Mais on le voit, la production a de la difficulté à suivre la courbe d'augmentation de la demande générée par les différents marchés.

[...]

Donc, en considérant seulement les cibles de GNR de Fortis, SoCal, d'Énergir, on atteint déjà dix (10) fois la capacité de production de GNR en vingt, vingt et un (2021). Puis entre vingt-six (26 %) et trente-quatre pour cent (34 %) du potentiel maximal de production dans toute l'Amérique du Nord.

Et puis, ça, c'est sans compter les nouvelles demandes qui vont venir des autres gazières, d'autres marchés, qui vont s'ajouter à tout ça, comme je le disais précédemment.

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 21*

Donc, tout ce contexte dont je viens de vous parler fait en sorte qu'il y a de plus en plus de compétition pour les volumes et qu'il est primordial, si on veut atteindre nos cibles tout en minimisant l'impact sur la clientèle, d'accélérer le processus d'acquisition de GNR, puis d'acquérir des volumes à long terme.

14. Cette situation s'explique notamment par les cibles ambitieuses fixées par Énergir (Québec), FortisBC (Colombie-Britannique) et SoCalGas (Californie) : à elles seules, les cibles de GNR de ces trois distributeurs constituent entre **26 % et 34 % du potentiel maximal de production dans toute l'Amérique du Nord.**

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 19*

Donc, en considérant seulement les cibles de GNR de Fortis, SoCal, d'Énergir, on atteint déjà dix (10) fois la capacité de production de GNR en vingt, vingt et un (2021). Puis entre vingt-six (26 %) et trente-quatre pour cent (34 %) du potentiel maximal de production dans toute l'Amérique du Nord.

Et puis, ça, c'est sans compter les nouvelles demandes qui vont venir des autres gazières, d'autres marchés, qui vont s'ajouter à tout ça, comme je le disais précédemment.

15. À cela s'ajoute notamment le fait que :
- 1) Plus d'une quinzaine d'états américains ont mis en place le même genre de lois et règlements³;
 - 2) Près d'une trentaine d'utilités américaines offrent un programme d'achat volontaire de GNR ou ont annoncé leur intérêt de le faire⁴;
 - 3) Sur environ 3 000 entreprises de services publics énergétiques en Amérique du Nord, Bloomberg NEF en a recensé plus de 700 qui misent sur le GNR afin d'assurer leur pérennité⁵;
 - 4) L'entrée en vigueur de la réglementation fédérale sur les carburants propres (« **RCP** ») créera de nouveaux débouchés pour le GNR au Canada⁶;
16. En ce qui a trait plus particulièrement à FortisBC, il appert que celle-ci est déjà parvenue à sécuriser près de 16 PJ (422 Mm³) de GNR, soit déjà beaucoup plus que les approvisionnements connus en date du dépôt de la preuve relativement à l'Étape D.

➤ [Corporate and Sustainability Report 2021](#) (July 2022), page 18

➤ [B-0732](#), Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 21

En Colombie-Britannique, Fortis a récemment déposé une preuve auprès de la British-Columbia Utilities Commission. Elle y fait part d'amendements apportés au cadre législatif existant fixant maintenant à 15 % à compter de 2030 les volumes de gaz faible en carbone (GFC) qui incluent le GNR. En date des présentes, Fortis a sécurisé près de 283 Mm³ en approvisionnement en GNR et affiche publiquement l'ambition de doubler ses approvisionnements en GNR d'ici 2030.

17. À la lumière de ce qui précède, tout indique donc que le déséquilibre entre l'offre et la demande devrait ainsi continuer à s'accroître au cours des prochaines années.

18. Il s'agit par ailleurs du constat auquel arrive le rapport préparé plus tôt cette année pour le compte de FortisBC. Dans ce rapport, il est ainsi recommandé à Fortis de sécuriser le plus de volumes possibles dès maintenant, et ce, avant que la compétition et les coûts n'augmentent.

➤ [C-AQPER-0032](#), B.C. Renewable And Low-Carbon Gas Supply Potential Study, 28 janvier 2022, page 37

FortisBC is the first natural gas utility in Canada and one of the first in North America to purchase RNG. FortisBC also offers long-term BPAs. Having a long-term BPA is often necessary to secure project financing. For these reasons, FortisBC is able to purchase RNG across North America, and compete with federal and provincial/state fuel standards. However, as other Canadian and even U.S.

³ [B-0732](#), Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 22

⁴ [B-0732](#), Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 22

⁵ [B-0732](#), Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 23

⁶ [B-0732](#), Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 21

gas utilities start offering BPAs similar to those offered by FortisBC, the 'first-mover' advantage that FortisBC currently has will start to erode.

Furthermore, as more fuel standards are developed, or as existing fuel standards mature, the attractiveness of these markets for RNG producers may increase (e.g., price stability and trust may increase, and/or fuel suppliers or intermediary companies may start offering long-term contracts). As such, FortisBC should leverage their current 'first-mover' advantage by procuring as much RNG as they can in the short-term, before the level of competition and the cost of RNG increases. (Énergir souligne)

19. Il est à noter qu'en date du rapport en question (janvier 2022), FortisBC avait contracté la totalité du GNR produit en Colombie-Britannique, alors que près de 90 % de la production totale de GNR au Québec était exportée hors Québec, notamment en raison de l'offre de prix plus compétitive découlant d'exigences plus élevées dans d'autres juridictions.

- [C-AQPER-0032](#), B.C. Renewable And Low-Carbon Gas Supply Potential Study, 28 janvier 2022, page 37

To date, all B.C.-produced RNG has been contracted to FortisBC. This is likely for two key reasons. First, FortisBC is the largest local utility. This means injecting RNG into the local gas grid is relatively easy and more straightforward than selling RNG to another entity. Second, FortisBC offers up to 20-year (for agricultural projects) and 25-year (for municipal projects) biomethane purchase agreements (BPAs). Having a long-term BPA is often necessary to secure project financing. For these reasons, it is realistic to assume that, in the short-term, a very high percentage of RNG produced in B.C. could be available to FortisBC at or near production costs. However, and depending upon the price of carbon, this percentage may decrease in the long term as the B.C. LCFS, Canadian Clean Fuel Standard and other programs mature, creating competing demand for B.C.-produced, low-carbon RNG. (Énergir souligne)

- [A-0347](#), Analyse d'impact réglementaire du MERN, mai 2022, page 5

Finalemment, environ 90 % de la production totale de GNR au Québec est exportée actuellement, notamment due à une offre de prix plus compétitive découlant d'exigences plus élevées dans d'autres juridictions. La demande induite des exigences plus ambitieuses en termes de volume de GSR permettrait d'augmenter l'attractivité du marché québécois et faire en sorte que la production locale soit consommée davantage au Québec. (Énergir souligne)

C. PRIX

20. Le déséquilibre croissant entre l'offre et la demande ainsi que l'augmentation des coûts de production du GNR a entraîné une augmentation importante des coûts du GNR au cours des dernières années.

- [B-0732](#), Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 17

On observe un déséquilibre croissant entre l'offre de GNR et la demande. Les lois d'une économie de marché font en sorte que la pression sur le prix du GNR est à la hausse.

21. Le résultat de l'appel d'offres réalisé à la fin de l'année 2021 constitue une illustration frappante de cette situation, alors que le prix moyen des soumissions reçues était environ 50 % plus élevé que celui de l'appel d'offres réalisé par Énergir en 2019.

➤ [B-0732](#), *Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 27*

22. Or, de la connaissance d'Énergir, il n'existe aucun indicateur de marché qui laisse croire que le prix du GNR devrait diminuer dans un avenir proche ou éloigné. Au contraire, tout indique que la pression à la hausse sur le prix du GNR devrait se maintenir au cours des prochaines années.

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, pages 20 et 21*

Donc, pour nous, il n'y a pas de doute, la pression de la demande va continuer d'exercer une pression à la hausse sur les prix, et il n'y a aucun indicateur de marché qui me laisse croire que les prix vont descendre dans un avenir proche ou éloigné. Et je crois qu'on n'est pas les seuls à penser à ça parce que je n'ai rien vu dans les preuves des intervenants qui contredise cette opinion-là qui... qui nous vient, dans les faits, d'une connaissance du marché qu'on a développée depuis plusieurs années en lisant des études, en rencontrant des personnes impliquées de près dans le marché, puis en participant à des conférences sur le sujet.

23. Il s'agit par ailleurs du constat que l'on retrouve dans l'étude réalisée pour FortisBC.

➤ [C-AQPER-0032](#), *B.C. Renewable And Low-Carbon Gas Supply Potential Study, 28 janvier 2022, page 35 et 37*

Across Canada, FortisBC is successfully purchasing RNG. While FortisBC isn't the local utility for these projects, it can offer long-term BPAs. As a result, a high percentage of RNG produced in Canada could be available to FortisBC at or near production costs in the short-term. However, this percentage could fall drastically in the long-term if other Canadian utilities start offering BPAs similar to those offered by FortisBC. Furthermore, and as in B.C., the price of RNG could increase drastically when the Canadian Clean Fuel Standard or other provincial or state-based LCFS regulations are created.

[...]

FortisBC is the first natural gas utility in Canada and one of the first in North America to purchase RNG. FortisBC also offers long-term BPAs. Having a long-term BPA is often necessary to secure project financing. For these reasons, FortisBC is able to purchase RNG across North America, and compete with federal and provincial/state fuel standards. However, as other Canadian and even U.S. gas utilities start offering BPAs similar to those offered by FortisBC, the 'first-mover' advantage that FortisBC currently has will start to erode.

Furthermore, as more fuel standards are developed, or as existing fuel standards mature, the attractiveness of these markets for RNG producers may increase (e.g., price stability and trust may increase, and/or fuel suppliers or intermediary companies may start offering long-term contracts). As such, FortisBC should leverage their current 'first-mover' advantage by procuring as much RNG as they

can in the short-term, before the level of competition and the cost of RNG increases. (Énergir souligne)

24. Énergir souligne par ailleurs qu'aucune preuve n'a été déposée au dossier par un intervenant permettant de contredire l'augmentation de prix du GNR anticipée par Énergir.
25. Au contraire, certains intervenants ont plutôt reconnu que le prix du GNR allait de toute vraisemblance continuer d'augmenter au cours des prochaines années.

III. CARACTÉRISTIQUES DEMANDÉES PAR ÉNERGIR

A. OBJECTIF D'ÉNERGIR

26. Le Règlement prévoit les quantités minimales de GNR qu'Énergir doit livrer annuellement, lesquelles augmentent progressivement au fil des années.
27. Depuis l'entrée en vigueur du Règlement, Énergir a toujours pris position à l'effet que ses approvisionnements en GNR devaient minimalement lui permettre d'atteindre les cibles prévues au Règlement, et ce, au meilleur coût possible.
28. Cette approche d'Énergir a d'ailleurs été reconnue par la Régie dans la Décision D-2021-006 :

➤ [D-2021-006](#), para 144

*[144] Ainsi, d'une approche initiale en 2017 de TRG auprès de producteurs québécois, la stratégie d'Énergir se traduit, depuis l'automne 2019, par une approche en matière d'approvisionnement en GNR fondée sur deux principaux objectifs qu'elle énonçait dans sa preuve, soit **de répondre en premier lieu à l'obligation de livrer du GNR**, tel que défini par le Règlement, ainsi que de **minimiser l'impact tarifaire de ces livraisons**. Énergir soutient à l'égard de ce dernier objectif qu'elle doit répondre à l'obligation de livrer une quantité minimale de GNR, en s'approvisionnant à un coût concurrentiel permettant d'écouler un maximum d'unités auprès de consommateurs volontaires. (emphase d'Énergir)*

29. Dans sa décision relative à l'Étape C (D-2021-158), la Régie a d'ailleurs confirmé la caractère minimal des seuils prévus au Règlement en statuant qu'Énergir devait apparier ses approvisionnements en GNR de manière à répondre aux quantités les plus élevées entre les seuils réglementaires ou la demande volontaire de la clientèle.
30. L'objectif d'Énergir dans le cadre de l'Étape D demeure donc le même que celui énoncé dans le cadre des Étapes B et C, à savoir de répondre à l'obligation de livrer du GNR à la hauteur des cibles du Règlement au meilleur coût possible.

➤ [B-0732](#), Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 9

Dans sa décision D-2021-158, la Régie a conclu qu'Énergir devait être en mesure de s'approvisionner en GNR de manière à répondre aux quantités les plus élevées entre les seuils réglementaires ou la demande volontaire de la clientèle : [...]

Les projections pour les prochaines années montrent une demande volontaire inférieure aux seuils fixés par le Règlement. La stratégie d'approvisionnement en GNR d'Énergir a pour objectif de répondre à ces seuils, de façon fiable et au meilleur coût possible. Dans la section qui suit, Énergir exposera son plan d'actions pour atteindre cet objectif. (Énergir souligne)

➤ *Témoignage de Caroline Dallaire, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, pages 11 et 12*

L'Étape D dont on va parler aujourd'hui s'inscrit, et on le sait tous, dans le grand dossier R-4008-2017. Et il y a deux objectifs très importants qui sont poursuivis dans ce dossier-là. Le premier objectif, c'est de répondre à l'obligation de livrer du GNR tel que défini par le Règlement. Et le deuxième objectif, c'est de minimiser l'impact tarifaire sur la clientèle que va entraîner la réponse à l'obligation. Et ces deux objectifs-là sont en filigrane de toutes les étapes qu'on a abordées avec vous jusqu'à maintenant. Et c'est aussi vrai dans le cas de l'Étape D qu'on aborde aujourd'hui.

Maintenant, la Régie a statué dans sa décision D-2021-158 qui était la décision sur le fond relative à l'Étape C, elle a statué qu'Énergir devait être en mesure de s'approvisionner en GNR de manière à répondre aux quantités les plus élevées entre, d'une part, les seuils réglementaires et, d'autre part, la demande volontaire en GNR. Et il appert que les projections pour les prochaines années affichent une demande volontaire inférieure au seuil fixé par le Règlement. Donc, Énergir doit être en mesure de s'approvisionner pour répondre au seuil du Règlement puisque c'est la plus élevée des deux données.

31. Considérant les volumes manquants et les contrats qui devront être conclus pour atteindre les seuils du Règlement, Énergir propose à la Régie de mettre sur pied un processus réglementaire optimisé qui lui évitera de faire approuver les caractéristiques des contrats d'approvisionnement à la pièce.
32. À cette fin, Énergir propose que la Régie préautorise les contrats qui respecteront les trois caractéristiques suivantes :
 - 1) durée d'au plus 20 ans
 - 2) coût moyen d'acquisition inférieur ou égal à 25 \$/GJ
 - 3) prix maximal pour un contrat donné de 45 \$/GJ
 - 4) Subsidiairement, prix maximal de 35\$/GJ pour les contrats de plus de 5 Mm³, et de 45 \$/GJ pour les contrats de 5 Mm³ et moins
33. Les contrats d'approvisionnement en GNR dont les caractéristiques demeureraient à l'intérieur de ces caractéristiques n'auraient désormais plus à obtenir une approbation spécifique de la Régie. Dans le cas où un contrat faisait en sorte qu'un de ces critères n'était pas respecté, l'approbation de la Régie devrait être obtenue.

B. DURÉE

34. Énergir demande à la Régie de reconduire la durée contractuelle maximale de 20 ans fixée dans le cadre de l'étape B, et ce pour les raisons suivantes.

35. D'abord, il appert qu'une durée de 20 ans est fréquemment requise pour le développement des projets de GNR, notamment ceux de la filière québécoise. En effet, plusieurs producteurs ont exprimé avoir besoin de contrats d'une telle durée pour rentabiliser leurs investissements ou tout simplement pour pouvoir sécuriser le financement nécessaire à la construction de leur usine. Énergir rappelle par ailleurs que la durée de 20 ans coïncide avec la période d'amortissement du coût des actifs récupéré des producteurs québécois par l'intermédiaire du tarif D_R .

➤ [B-0732](#), *Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, pages 28 et 29*

D'autre part, une durée de 20 ans apparaît requise pour le développement des projets, notamment les projets de la filière québécoise. L'engagement d'Énergir d'acheter du GNR d'un producteur pour une période de 20 ans rassure et conforte un investisseur et/ou un prêteur. Cet engagement est un jalon essentiel pour qu'un projet poursuive son développement. Au-delà de la question du financement d'un projet, la présence d'Énergir, entreprise solvable et stable financièrement, réduit le risque que l'investisseur ou le prêteur prend, de sorte que le rendement attendu ou les frais de financement peuvent s'en trouver amoindris. Ceci rend donc le projet plus compétitif au niveau du prix et augmente donc les chances de le voir se concrétiser.

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, pages 21 et 22*

➤ [C-AQPER-0032](#), *B.C. Renewable And Low-Carbon Gas Supply Potential Study, 28 janvier 2022, page 37*

FortisBC is the first natural gas utility in Canada and one of the first in North America to purchase RNG. FortisBC also offers long-term BPAs. Having a long-term BPA is often necessary to secure project financing. For these reasons, FortisBC is able to purchase RNG across North America, and compete with federal and provincial/state fuel standards. However, as other Canadian and even U.S. gas utilities start offering BPAs similar to those offered by FortisBC, the 'first-mover' advantage that FortisBC currently has will start to erode. (Énergir souligne)

➤ [B-0732](#), *Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 29*

36. Ce besoin exprimé par les producteurs s'est d'ailleurs reflété dans le cadre des résultats des appels d'offres réalisés par Énergir, alors que la plupart des soumissions reçues visaient des contrats d'une durée de 20 ans.

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 22*

37. Énergir constate par ailleurs que l'approche des contrats à long terme est également retenue par d'autres acheteurs, incluant FortisBC qui offre aux producteurs des contrats pouvant aller jusqu'à 25 ans.

➤ [C-AQPER-0032](#), *B.C. Renewable And Low-Carbon Gas Supply Potential Study, 28 janvier 2022, pages 35 et 37*

To date, all B.C.-produced RNG has been contracted to FortisBC. This is likely for two key reasons. First, FortisBC is the largest local utility. This means injecting RNG into the local gas grid is relatively easy and more straightforward than selling

RNG to another entity. Second, FortisBC offers up to 20-year (for agricultural projects) and 25-year (for municipal projects) biomethane purchase agreements (BPAs). Having a long-term BPA is often necessary to secure project financing. For these reasons, it is realistic to assume that, in the short-term, a very high percentage of RNG produced in B.C. could be available to FortisBC at or near production costs. However, and depending upon the price of carbon, this percentage may decrease in the long term as the B.C. LCFS, Canadian Clean Fuel Standard and other programs mature, creating competing demand for B.C.-produced, low-carbon RNG.

Across Canada, FortisBC is successfully purchasing RNG. While FortisBC isn't the local utility for these projects, it can offer long-term BPAs. As a result, a high percentage of RNG produced in Canada could be available to FortisBC at or near production costs in the short-term. However, this percentage could fall drastically in the long-term if other Canadian utilities start offering BPAs similar to those offered by FortisBC. Furthermore, and as in B.C., the price of RNG could increase drastically when the Canadian Clean Fuel Standard or other provincial or state-based LCFS regulations are created.

[...]

FortisBC is the first natural gas utility in Canada and one of the first in North America to purchase RNG. FortisBC also offers long-term BPAs. Having a long-term BPA is often necessary to secure project financing. For these reasons, FortisBC is able to purchase RNG across North America, and compete with federal and provincial/state fuel standards. However, as other Canadian and even U.S. gas utilities start offering BPAs similar to those offered by FortisBC, the 'first-mover' advantage that FortisBC currently has will start to erode. (Énergir souligne)

38. La preuve au dossier indique également que des contrats d'une durée de 20 ans permettent généralement à Énergir de bénéficier de meilleurs prix pour l'acquisition de GNR. Énergir soumet que l'imposition d'une durée plus courte que 20 ans ne présente aucun avantage pour Énergir et sa clientèle. Au contraire, une telle restriction entraînerait sans aucun doute une pression à la hausse sur les coûts d'approvisionnements d'Énergir tout en rendant plus difficile l'atteinte des cibles du Règlement. L'imposition d'une durée plus courte pourrait ainsi résulter en un surcoût estimé à plusieurs dizaines de millions de dollars.

- *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, pages 22 et 23*

Donc, on le voit avec les données des appels d'offres, vous le voyez dans le tableau, là, qu'on a mis ici, ça coûterait définitivement plus cher à Énergir et ultimement à notre clientèle si on devait contractualiser des volumes selon des termes plus courts. Et en plus, donc comme je le disais, c'est ça que les producteurs recherchent, des contrats à long terme qui peuvent aller jusqu'à vingt (20) ans, puis si on a la possibilité... si on n'a pas la possibilité d'offrir des contrats de cette longueur, ce serait encore plus difficile d'atteindre nos cibles parce que ces producteurs vont se tourner vers d'autres acheteurs. C'est pour ça qu'on est convaincu que la signature de contrats de long terme c'est une façon prudente puis à l'avantage de la clientèle d'Énergir d'atteindre les obligations réglementaires.

- *Témoignage de Gérard Mounier, 21 septembre 2022, Vol 33 HC, page 56*

R. Bien, le terme, en fait, va définir la durée sur laquelle nous allons financer et amortir le projet. Bon, d'abord, si on se base, toute chose étant égale, par ailleurs,

si on veut amortir un projet sur vingt (20) ans, si on avait une durée de contrat qui était moindre, par exemple de dix (10) ans, bien le projet ne serait pas finançable, puisqu'il n'y a aucun prêteur qui voudrait financer un projet avec un contrat de dix ans, mais que le projet nécessite vingt (20) ans pour rembourser sa dette.

Bien, je pense qu'il est évident, même si le contrat pouvait être éventuellement renouvelé, ce ne serait pas finançable. Si on avait un contrat de dix (10) ans, bien ça veut dire qu'il faudrait rembourser la dette sur dix (10) ans, donc, dans ces cas-là, grosso modo, ce n'est plus un prix de quarante-cinq dollars du gigajoule (45 \$/GJ) que ça nous prend, c'est un prix de quatre-vingt-dix dollars du gigajoule (90 \$/GJ), parce qu'il faudrait doubler les revenus, doubler les cash flows pour rembourser la dette deux fois plus vite.

➤ [B-0816](#), Présentation d'Énergir du 15 septembre 2022, page 7

39. Énergir soumet par ailleurs que l'augmentation anticipée des coûts du GNR au cours des prochaines années ainsi que le maintien dans le temps des cibles prévues au Règlement militent en faveur de la conclusion de contrats long terme.

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 22*

Et finalement, il ne faut pas oublier que les cibles réglementaires vont se maintenir dans le temps et qu'on devra continuer dans le futur de livrer les volumes... les volumes minimaux nécessaires pour atteindre les cibles, puis qu'avec les termes plus courts on va devoir aller chercher des nouveaux volumes plus rapidement et plus chers pour combler nos besoins.

➤ *Témoignage d'Antoine Gosselin, 21 septembre 2022, Vol 37, pages 131 à 133*

R. Oui et je comprenais également du concept que ça venait avec des prix plus élevés pour les contrats de plus court terme. Et ce qu'on exprimait, au fond, c'est qu'on n'est pas convaincu que ce soit la meilleure chose pour les clients parce qu'évidemment ça... ça réduit le risque... d'avoir des contrats plus court terme, ça réduit le risque dans un scénario où les prix devraient baisser dans le futur.

Mais à l'heure actuelle, là, j'ai aucune raison de croire qu'il y a plus de chance que les prix baissent que les prix augmentent. Et donc, cet aspect-là de se donner la flexibilité de recontracter à un nouveau prix dans dix (10) ans disons, bien elle peut jouer contre nous. Elle peut jouer pour nous, elle peut jouer contre nous.

L'équilibre entre les deux, c'est pas évident de quel côté ça va aller. Mais ce que l'on sait, je pense qu'on peut raisonnablement conclure de la preuve et du témoignage de monsieur Mounier ce matin, c'est qu'on peut contracter sur de plus longues périodes pour des... en fait tout le monde a des projets à construire, ça nous permet d'aller chercher de meilleurs prix. Alors, signant à plus long terme, vous allez vous assurer en quelque sorte une économie tout de suite qui est pour la durée du contrat, alors que ce vous sacrifiez, c'est un tirage au sort en quelque sorte, une possibilité que vous ayez des prix plus faibles, mais une possibilité que vous ayez des prix plus hauts, donc vous créez un risque sur le prix plus tard.

Je comprends que... En fait il y a deux raisons pour lesquelles vous voulez avoir des contrats de plus courte durée, la première, c'est parce que vous pensez que peut-être vous allez être capable de les contracter moins cher plus tard. La deuxième, c'est que vous pensez peut-être vous n'en aurez pas besoin plus tard.

Alors, sur l'aspect du prix, je ne vois pas vraiment de raison à ce stade- ci de pencher en faveur de contrats plus gros.

Sur la question du besoin, je vous dirais non. Les cibles sont en augmentation. J'ai de la misère à voir comment les cibles pourraient être réduites dans le futur. Et en plus, bien, Énergir, comme je le disais tantôt, Énergir a des outils pour en gérer les inventaires si jamais le besoin devait diminuer de manière imprévue. Et il y a aussi de la flexibilité par la revente de certains volumes de GNR si jamais la demande ne devait pas être au rendez-vous. Donc, je vous dirais que la FCEI est plutôt favorable à des contrats à long terme. Je ne pense pas que c'est dans l'intérêt de la clientèle d'imposer des contrats de plus court terme en échange de prix plus élevés.

40. Enfin, Énergir souligne par ailleurs que la durée de 20 ans recherchée constitue un maximum, mais qu'elle entend évidemment conclure des contrats de plus courte durée lorsque ceux-ci seront avantageux pour la clientèle d'Énergir.

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 23*

Et aussi, il ne faut pas oublier que le vingt (20) ans, c'est le maximum qu'on demande à la Régie et on ne dit pas qu'on signera seulement les contrats de vingt (20) ans, notre stratégie d'approvisionnement est claire à ce sujet dans notre preuve. On l'a d'ailleurs démontré à la suite de l'Étape B où la Régie nous a autorisés à signer des contrats jusqu'à vingt (20) ans et qu'on a signé d'autres contrats selon d'autres termes.

C. PRIX

1. Coût moyen de 25 \$/GJ

41. En ce qui a trait au coût moyen de 25 \$/GJ, celui-ci a été établi en fonction des données et les prix reçus lors du processus d'appel d'offres, lesquels reflètent la réalité du marché et constituent un bon indicateur de prix.

➤ [B-0756](#), Réponse d'Énergir à la DDR 10 de la FCEI, réponse 6.1

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC*

42. Ainsi, en posant l'hypothèse que les volumes manquants pour atteindre le seuil de 5 % pourraient être contractualisés au prix moyen pondéré du dernier appel d'offres, le coût moyen global du portefeuille de GNR d'Énergir grimperait à 24,48 \$/GJ.

➤ [B-0732](#), Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 30

En posant l'hypothèse que les 193,8 Mm³ de GNR manquants pour atteindre le seuil de 5% pourraient être contractualisés au prix moyen pondéré du dernier appel d'offres, le coût moyen global du portefeuille de GNR d'Énergir grimperait à 24,48 \$/GJ.

En utilisant plutôt le prix moyen non pondéré de l'appel d'offres ou encore le prix médian, le coût global du portefeuille de GNR s'établirait à 27,52 \$/GJ ou 25,22 \$/GJ.

En regardant la moyenne de ces simulations, les trois prix globaux permettent d'obtenir un prix moyen de 25,74 \$/GJ.

Comme il a été démontré à la section 2.1, les volumes livrés sont généralement moins élevés que les volumes contractés pour les nouveaux projets. Énergir devra donc vraisemblablement contracter plus de volumes afin d'atteindre ses cibles. Ainsi, Énergir a évalué l'impact de contracter 10 Mm³, 20 Mm³ et 40 Mm³ supplémentaires. Le tableau 4 présente l'analyse sur les prix d'achat selon différentes quantités contractées.

43. Un coût moyen de 25 \$/GJ est également cohérent avec les valeurs observées dans d'autres juridictions ainsi que sur le marché des RINs.

➤ [B-0732](#), Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 31

Énergir a aussi tenu compte des informations de nature publique qui proviennent d'autres juridictions. Par exemple, depuis le 31 mars 2021, Fortis est autorisée par le Greenhouse Gas Reduction Regulation à payer 31 \$/GJ pour du GNR et ce montant sera augmenté annuellement d'un taux équivalent à l'inflation. Pour sa part, Enbridge situe le prix du GNR entre 20 \$/GJ et 30 \$/GJ, comme indiqué au tableau 2. Du côté du marché des RINs, la valeur du GNR oscille entre environ 25 \$/GJ pour les RINs de catégorie D5 et 55 \$/GJ pour les RINs de catégorie D3. Ces valeurs sont généralement associées à des contrats de ventes de GNR de court terme, mais elles demeurent malgré tout un indicateur intéressant.

44. Énergir propose par ailleurs que, comme lors de l'étape B, le coût moyen de 25 \$/GJ (en dollars de 2022), soit augmenté annuellement de l'indice des prix à la consommation, présenté dans le cadre de chacune des causes tarifaires d'Énergir.

➤ [B-0732](#), Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 32

45. Enfin, tel qu'indiqué en réponse à l'engagement #9, Énergir propose que la validation du respect du coût moyen de 25 \$/GJ soit faite à partir des volumes contractés (et non livrés). Dans le cas où la Régie souhaite que la validation de la caractéristique de coût moyen soit réalisée sur un horizon de plus d'une année, Énergir recommande que cette validation se fasse sur un horizon d'un maximum de 10 ans (en tenant compte de la date de début d'injection).

➤ [B-0849](#), Réponse à l'engagement #9

2. Prix maximal par contrat

46. En plus de fixer un coût moyen de 25 \$/GJ, Énergir demande à la Régie de fixer un prix maximal par contrat au-delà duquel une autorisation spécifique de la Régie serait requise.
47. Énergir estime que l'établissement d'un prix maximal constitue une approche prudente, puisqu'elle permettra à la Régie d'analyser « à la pièce » les contrats dont le prix du GNR est supérieur au prix maximal fixé (ce qui n'aurait pas été le cas uniquement avec un prix moyen).
48. La détermination d'un prix maximal présente également l'avantage de fournir au marché un cadre bien défini en termes de prix. Dans le cadre de l'étape B, la Régie avait fixé uniquement

la caractéristique relative au prix moyen. Or, Énergir a constaté que des acteurs du marché avaient assimilé ce prix moyen à un prix maximal, ce qui n'était pas le cas. Le prix maximal enverra le signal aux projets en développement, notamment aux projets agricoles, que le fait d'avoir un prix du GNR significativement plus haut que le prix moyen ne constitue pas un empêchement en soi.

➤ [B-0732](#), *Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 34*

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 25*

Et deuxièmement de lancer un message clair au marché et aux producteurs de GNR. On pense réellement que le message au marché c'est important. On l'a vécu dans le passé lors de l'Étape B quand on a publié uniquement une caractéristique de prix moyen à quinze dollars (15 \$). On a vraiment senti auprès des producteurs qu'ils avaient l'impression qu'il s'agissait du prix maximal que nous avions l'autorisation de payer. Et ça nous a possiblement fait passer à côté d'opportunités intéressantes et aussi probablement ralenti le développement de projets au Québec.

49. Énergir propose que le prix maximal d'un contrat de GNR soit fixé à 45 \$/GJ.

50. Ce prix a été établi à partir des résultats du plus récent appel d'offres ainsi que sur la base des discussions d'Énergir avec différents producteurs relativement aux coûts de production du GNR. Énergir est d'avis que le prix maximal de 45 \$/GJ lui permettrait de contracter suffisamment de contrats afin d'atteindre les cibles réglementaires sans devoir fréquemment obtenir d'autorisation à la pièce de la Régie.

➤ [B-0732](#), *Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 34*

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 19 septembre 2022, pages 166 et suivantes*

51. Subsidiativement, Énergir propose que le prix maximal d'un contrat de GNR soit fixé à 35 \$/GJ pour les contrats de 5 Mm³ et plus, et de 45 \$/GJ pour les contrats de 5 Mm³ et moins.

52. Énergir soumet que le fait de réduire davantage les caractéristiques de prix demandées n'aurait pour effet que d'alourdir le processus réglementaire en requérant des approbations à la pièce plus fréquentes pour être en mesure d'atteindre les cibles du Règlement, le tout contrairement au principe d'allègement réglementaire recherché à l'Étape D.

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 25*

➤ *Témoignage de Caroline Dallaire, 19 septembre 2022, Vol 35 HC, page 172*

En fait, la caractéristique... Il a fallu s'arrêter sur un prix, je vous dirais. Pourquoi quarante-cinq (45 \$/GJ)? Pourquoi pas trente-cinq (35 \$/GJ)? Trente-cinq dollars (35 \$/GJ) était trop bas, à notre avis. À ce prix-là, on laissait des opportunités sur la table ou on était dans l'obligation de revenir voir la Régie. Et à ce moment-là, ce n'était pas suffisant, à notre avis, pour aller chercher l'allègement réglementaire dont on avait besoin pour atteindre nos cibles.

Donc, je vous soumetts que le trente-cinq (35 \$/GJ) était trop bas, à notre avis. Dans certains cas, on va devoir aller au-dessus. On jugeait que le quarante-cinq

(45 \$/GJ) était raisonnable, sachant que, contrairement à Fortis qui a un prix moyen de trente et un dollars (31 \$/GJ), nous, on allait avec un prix plus bas, plus contraignant, un prix moyen de vingt-cinq dollars (25 \$/GJ).

Donc, on ne pourra pas que signer des contrats à quarante-cinq dollars (45 \$/GJ). Je suis sûre que vous le comprenez bien. Il va falloir aussi aller chercher des contrats plus bas, d'où le vingt-cinq dollars (25 \$/GJ) qui nous limite. Mais le quarante-cinq dollars (45 \$/GJ) qui nous permet d'aller chercher une certaine latitude pour aller toujours atteindre nos cibles et qu'on évaluait à un niveau très raisonnable, selon nous.

53. Énergir tient par ailleurs à réitérer que nonobstant les valeurs maximales autorisées, elle entend continuer à faire tous les efforts possibles afin de disposer d'un approvisionnement en GNR fiable au meilleur coût possible, et donc de maintenir le plus longtemps possible un prix sous les valeurs qui seront établies dans le cadre de l'Étape D. Énergir soumet que ses intérêts à cet égard sont parfaitement alignés avec ceux de la Régie : la dernière chose qu'elle souhaite est de ne plus être en mesure d'offrir du GNR à un prix compétitif à sa clientèle.

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 26*

➤ [B-0732](#), *Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 32*

Cela étant dit, Énergir continuera à faire tous les efforts possibles afin de disposer d'un approvisionnement en GNR fiable, au meilleur coût possible. Comme mentionné ci-dessus, fixer un coût moyen donnera une flexibilité à Énergir dans la conclusion de contrats d'approvisionnement en GNR. Selon Énergir, un coût moyen d'acquisition maximal de 25 \$/GJ devrait aussi éviter un retour régulier devant la Régie pour faire approuver les caractéristiques des contrats et ainsi alléger le processus réglementaire.

➤ *Témoignage de Marc-André Goyette, 20 septembre 2022, page 99*

Q. [...] Je sais que vous avez parlé d'allègement réglementaire, mais est-ce que... Je ne voudrais pas pénaliser les consommateurs parce qu'on voudrait de l'allègement réglementaire de part et d'autre.

R. En fait... Puis je comprends absolument la préoccupation de la Régie puis ce que vous énoncez, Madame la Présidente. Puis je vous dirais qu'on a... nos intérêts sont absolument alignés, ici, là, on est à la même place que vous. La dernière chose qu'on voudrait, c'est que notre produit ne soit plus compétitif. Il faut que ça intéresse les clients. Il faut pouvoir permettre à nos clients de consommer ce produit-là et on va tout faire pour garder un prix moyen bas.

D. VOLUME

54. Énergir estime qu'un critère lié aux volumes contractés n'est pas nécessaire pour les raisons évoquées à la section 4.3 de la pièce B-0732.

➤ [B-0732](#), *Preuve relative à l'étape D (révisée)*, 22 juin 2022, page 35

Volumes contractés en deçà de l'obligation réglementaire

La Régie spécifie au paragraphe 61 de la décision D-2021-158 que le Règlement prévoit l'obligation pour le distributeur gazier de livrer une quantité minimale de GNR à sa clientèle. De ce fait, dans le cas où les volumes d'un nouveau contrat d'approvisionnement de GNR maintiennent la somme des volumes de GNR livrés en deçà du seuil fixé par le Règlement, une limite liée à la quantité s'avérerait inutile.

Volumes contractés au-delà de l'obligation réglementaire

Dans la décision D-2021-158, la Régie mentionne qu'en cas de livraison de GNR à la clientèle en quantité moindre que celle prévue au Règlement, Énergir devra socialiser une partie ou la totalité de l'inventaire de GNR à hauteur du seuil prescrit, par le biais du tarif de verdissement. Dans la même décision, la Régie mentionne également que, dans le cas où des volumes de GNR avec un âge plus grand ou égal à 24 mois subsistaient dans l'inventaire de GNR au 30 septembre (après la socialisation associée au seuil réglementaire, le cas échéant), le surcoût de ceux-ci serait récupéré à travers le tarif GNR..

D'une part, Énergir peut donc « posséder » des volumes de GNR au-delà de l'obligation réglementaire sans avoir à les socialiser puisqu'elle dispose d'une période minimale de 24 mois pour les vendre à sa clientèle. Cette flexibilité au niveau de la socialisation des volumes de GNR au-delà de l'obligation réglementaire s'avère bénéfique pour Énergir, puisqu'elle lui donne la possibilité, notamment, de bâtir un inventaire qui lui permet de pallier aux aléas de production des producteurs de GNR et de profiter de contrats à prix intéressant qui serviront au respect des seuils futurs, même s'ils ne sont pas requis pour l'année courante.

D'autre part, Énergir doit s'assurer de pouvoir écouler les volumes acquis à l'intérieur de 24 mois, à défaut de quoi elle ne pourra socialiser les surcoûts et nuira à la compétitivité du GNR en imposant une pression à la hausse sur le prix.

Ainsi, même si les volumes d'un nouveau contrat d'approvisionnement de GNR amenaient le total des volumes contractés au-delà de l'obligation réglementaire, Énergir ne juge pas nécessaire de proposer un critère associé aux volumes contractés.

55. Énergir juge notamment qu'une telle limite irait à l'encontre du libellé du Règlement qui spécifie que « *tout distributeur de gaz naturel doit livrer annuellement une quantité de gaz naturel renouvelable égale ou supérieure* ». Le Règlement n'indiquant pas de limite supérieure, la Régie imposerait donc une limite qui n'a pas été spécifiée par le législateur.
56. Sachant qu'un écart important existe entre les volumes injectés et les volumes contractés, Énergir soumet qu'il lui sera nécessaire de contractualiser des volumes au-dessus des cibles et de façon graduelle pour lui permettre effectivement d'atteindre les cibles de livraison. Elle

croit également que le plan d’approvisionnement proposé permet de bien limiter le risque, tout en facilitant l’atteinte des cibles réglementaires.

➤ [B-0756](#), Réponse d’Énergir à la DDR 10 de la FCEI, réponse 5.6

➤ [B-0846](#), Réponse à l’engagement #4

57. Si la Régie jugeait nécessaire, malgré ce qui précède, de fixer une caractéristique liée au volume, Énergir juge qu’une approche basée sur la moyenne des seuils du Règlement, telle que proposée en réponse à l’engagement #4, pourrait être intéressante.

➤ [B-0846](#), Réponse à l’engagement #4

58. Une telle approche permettrait alors à Énergir d’atteindre les cibles croissantes en bâtissant son inventaire de manière progressive plutôt que par plateau. Elle donnerait aussi une plus grande flexibilité à Énergir afin de contracter plus rapidement des volumes si des opportunités se présentent.

59. Enfin, tel qu’indiqué en réponse à l’engagement #4, Énergir précise que lorsqu’elle contracte de nouveaux volumes, ceux-ci doivent être considérés par rapport au seuil applicable l’année où ils commenceront à être livrés par les producteurs.

IV. STRATÉGIE D’APPROVISIONNEMENT EN GNR

60. Pour combler la différence entre les volumes déjà contractés et les volumes nécessaires pour atteindre les prochains seuils prévus au Règlement, Énergir a bâti une stratégie articulée autour de trois mécanismes d’approvisionnement :

- 1) Développement d’opportunités d’affaires avec des promoteurs menant à des négociations de gré à gré pour des contrats d’approvisionnement
- 2) Lancement d’appels d’offres annuels pour attirer de nouveaux fournisseurs
- 3) Achat de volumes de GNR sur le marché « spot »

61. Les mécanismes 1) et 2) visent à contractualiser des volumes sur un horizon de long terme (bien qu’il soit possible de recevoir des propositions de plus court).

62. Ces deux mécanismes visent tant les projets au Québec que les projets hors Québec et sont évalués par Énergir à la lumière d’une série d’éléments, dont notamment⁷:

- 1) la description du projet;
- 2) le prix soumis et l’intensité carbone du GNR produit;

⁷ [B-0732](#), Preuve relative à l’étape D (révisée), 22 juin 2022, page 16

- 3) le développement du projet et son échéancier pour garantir les délais d'injection et les volumes livrés;
 - 4) la capacité et l'expérience du soumissionnaire à réaliser techniquement son projet et à fournir les garanties financières;
 - 5) la solidité de la feuille de route associée à l'acceptabilité sociale du projet;
 - 6) la localisation du projet au Québec ou hors Québec;
 - 7) la souscription écrite et démontrée à garantir un approvisionnement responsable en biens et services.
63. Selon le balisage des méthodes d'acquisition réalisé par Énergir, il appert que l'ensemble des gazières nord-américaines étudiées négocient de gré à gré des contrats d'approvisionnement en GNR.
- [B-0732](#), *Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, pages 14 et 24*
64. Cette approche est généralement préconisée puisqu'elle permet de saisir des opportunités intéressantes en supportant des projets qui se trouvent souvent à des stades très précoces. De façon générale, il s'écoulera environ quatre ans entre les premiers contacts avec le promoteur et le début des livraisons de GNR. Plusieurs des projets québécois sont d'ailleurs dans cette situation et le support qu'apporte Énergir est essentiel pour les voir naître et permettre à la filière du GNR de prendre son essor.
- [B-0732](#), *Preuve relative à l'étape D (révisée), 22 juin 2022, page 14*
65. Les négociations de gré à gré se déroulent généralement à livre ouvert en connaissance des coûts de production, ceux-ci servant donc de base de négociation. Cependant, puisqu'il s'agit de négociations, celles-ci mèneront nécessairement à une entente sur le prix qui se retrouvera entre le coût de production et le coût du marché.
- [B-0756](#), *Réponse d'Énergir à la DDR 10 de la FCEI, réponse 6.11*
66. Le mécanisme d'approvisionnement par appels d'offres commence également à faire sa place en Amérique du Nord, et interpelle généralement des promoteurs avec des projets rendus à des stades plus avancés. On observe souvent une période de deux ans entre le premier contact avec le promoteur et le début des livraisons de GNR.
67. Les mécanismes 1) et 2) seront utilisés par Énergir en parallèle. Tout en poursuivant des négociations de gré à gré avec les producteurs, Énergir entend également lancer annuellement des appels d'offres. Énergir effectuera alors une prévision des injections en fonction des projets connus et des unités invendues en inventaire. C'est à partir de ces prévisions que seront établis les volumes qui seront demandés dans le cadre de l'appel d'offres. Cette façon de faire permet de s'assurer que les volumes livrés et contractés sont cohérents avec les cibles et que les inventaires sont raisonnables
- [B-0749](#), *Réponse d'Énergir à la DDR 27 de la Régie, réponse 3.2*

68. Le troisième mécanisme vise plutôt des ententes d’approvisionnement de court terme. Énergir y aurait recours, au besoin, dans des situations où les volumes reçus des producteurs ne permettraient pas d’atteindre le seuil réglementaire en vigueur ou pour répondre à une augmentation de la demande de la clientèle.

➤ [B-0732](#), *Preuve relative à l’étape D (révisée)*, 22 juin 2022, pages 14 et 15

V. QUÉBEC VS HORS QUÉBEC

69. Dans la décision relative à l’Étape B, la Régie notait que le Règlement ne prescrit aucune modalité ou condition relative à la provenance de l’approvisionnement en GNR. La Régie a alors choisi de n’imposer aucune caractéristique contractuelle particulière selon la source de la production du GNR, puisque l’imposition d’une telle caractéristique aurait eu pour effet d’interférer avec le bon fonctionnement du marché québécois.

➤ [D-2020-057](#), para 290, 291 et 486

70. Dans sa *Décision procédurale relative à un complément de preuve d’Énergir en lien avec l’Étape D* (D-2022-058), la Régie a cependant demandé à Énergir de préciser de manière plus détaillée comment Énergir compte favoriser l’acquisition de GNR produit au Québec.

➤ [D-2022-058](#), page 14

71. Énergir partage l’avis de la Régie à l’effet qu’il serait inopportun d’imposer un critère relativement à la provenance du GNR dans le cadre de l’Étape D.

72. Cela dit, l’absence d’une caractéristique relative à la provenance du GNR ne signifie pas pour autant qu’Énergir ne doit pas considérer la provenance du GNR dans le cadre de ses approvisionnements.

73. Tout d’abord, l’article 5 LRÉ prévoit expressément que la Régie doit favoriser « *la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement* ».

74. Or, en plus de l’atteinte des cibles prévues au Règlement, le gouvernement du Québec a exprimé à plusieurs reprises ses objectifs (1) de faire du Québec un chef de file nord-américain dans les domaines de l’efficacité énergétique et de l’énergie renouvelable, (2) de favoriser le développement de la filière du GNR au Québec, et (3) d’augmenter la production et la consommation de gaz naturel renouvelable au Québec.

75. Cette volonté du gouvernement a notamment été reconnue par la Régie dans les décisions D-2019-179, D-2020-057, D-2021-006 et D-2021-147.

➤ [D-2019-179](#), para 72

[72] Ainsi, dans son analyse d’impact, le MERN rappelle que la Politique énergétique 2030 a pour but de faire du Québec un chef de file nord-américain dans les domaines de l’efficacité énergétique et de l’énergie renouvelable, ainsi que de bâtir une nouvelle économie à faible empreinte carbone en plaçant le consommateur au centre des initiatives pour faire de cette vision une réalité, entre

autres, en augmentant de 25 % la production d'énergies renouvelables et en augmentant de 50 % la production de bioénergie, y compris le GNR. Cette analyse d'impact réglementaire s'intéresse particulièrement aux projets en cours ou à venir devant se réaliser au Québec. Les coûts qui y sont calculés sont fondés sur ces projets.

➤ [D-2020-057](#)

[38] Le 26 juin 2017, le gouvernement dévoile son Plan d'action 2017-2020 de la Politique énergétique 2030 (le Plan d'action), lequel présente les mesures concrètes qu'il entend mettre en oeuvre. L'objectif lié au GNR est davantage précisé par rapport à la Politique énergétique, pour se lire désormais comme étant d'« augmenter la production et la consommation de gaz naturel renouvelable au Québec ». Le gouvernement entend réaliser cet objectif à l'aide des actions 36 et 37 du Plan d'action et prévoit des indicateurs pour mesurer les résultats atteints :

[...]

[43] Le MERN souligne dans ce document que :

« La Politique énergétique 2030 (PE 2030) a pour but de faire du Québec un chef de file nord-américain dans les domaines de l'efficacité énergétique et de l'énergie renouvelable ainsi que de bâtir une nouvelle économie à faible empreinte carbone en plaçant le consommateur au centre des initiatives pour faire de cette vision une réalité. Le Gouvernement du Québec souhaite augmenter de 25 % la production d'énergies renouvelables et augmenter de 50 % la production de bioénergie, y compris le gaz naturel renouvelable (GNR) ».

[...]

[48] Le communiqué de presse émis le 26 mars 2019 par le MERN, lors de l'édiction du Règlement, énonce ce qui suit :

« Le nouveau règlement vise à favoriser une utilisation accrue de GNR et à soutenir le déploiement de cette filière émergente au Québec, contribuant ainsi à réduire la consommation et les importations de combustibles fossiles émetteurs de gaz à effet de serre (GES) et à l'atteinte des cibles de la Politique énergétique 2030. Il précise également la progression de la proportion minimale de GNR que les distributeurs québécois devront injecter dans leur réseau, soit de 1 % à compter de l'année 2020, à 2 % à compter de 2023, et à 5 % à compter de 2025. Son entrée en vigueur est prévue dans les 15 jours suivant sa publication dans la Gazette officielle du Québec ».

[...]

[208] Ce n'est que dans le Plan d'action que l'objectif se précise pour désormais se lire comme suit :

« Augmenter la production et la consommation de GNR au Québec ».

[209] La lecture d'autres documents, comme l'Analyse d'impact, vient renforcer la conclusion que la Politique énergétique recherche à la fois la hausse de la production de GNR au Québec et un remplacement de la

consommation par les consommateurs québécois de méthane d'origine fossile par du GNR.

➤ [D-2021-006](#)

[146] La Régie est tenue, par la Loi, de favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du Québec, notamment, dans le présent cas, la Politique énergétique. Il est donc tout à fait approprié qu'elle s'informe et s'interroge, tout au long de l'examen du présent dossier, de l'évolution et des impacts prévisibles des décisions d'affaires du Distributeur sur la mise en oeuvre de cette politique et qu'elle fasse part, en temps opportun, de ses observations ou préoccupations.

[...]

[154] Bien que la Régie n'ait pas approuvé de caractéristique à l'égard de l'origine du GNR dans la Décision, notamment à cause des impacts potentiels d'une telle détermination sur le bon fonctionnement du marché québécois du GNR, Énergir a manifesté qu'il lui importait de contribuer à la mise en oeuvre de la Politique énergétique. À cet égard, lors de l'audience du 15 janvier 2020, un témoin d'Énergir a affirmé à la Régie qu'un suivi avait été fait auprès du Comité de suivi sur la filière du GNR ainsi que de la sous-ministre de l'époque du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) quant à l'évolution de la provenance des approvisionnements en GNR d'Énergir.

[155] En l'occurrence, la Régie note que cette préoccupation de la mise en oeuvre de la Politique énergétique en ce qui a trait au GNR semble plus diffuse, les témoins d'Énergir l'ayant informée qu'ils n'étaient pas à leur connaissance personnelle qu'un suivi avait été fait auprès des membres du Comité de suivi sur la filière de GNR ou du sous-ministre du MERN relativement à l'interprétation d'Énergir de la Décision quant à ses effets sur certains de ses contrats de fourniture en GNR de source québécoise mentionnés à la pièce B-0295.

➤ [D-2021-096](#), para 147

[147] La Régie est d'avis qu'il lui faut tenir compte de la volonté gouvernementale exprimée dans la Politique énergétique, telle que complétée par le PEV, de susciter l'émergence d'une filière de production de GNR au Québec. Toutefois, la Régie réitère que le simple fait qu'Énergir contracte du GNR avec des producteurs hors-Québec ne va pas, en soi, à l'encontre de ces politiques énergétiques. C'est pourquoi la Régie souligne à nouveau qu'elle demeure attentive à l'évolution de l'approvisionnement en GNR provenant de producteurs québécois tel que le démontrent les extraits de la décision D-2021-006 cités auparavant.

76. Cette volonté du gouvernement a d'ailleurs été réitérée en mai 2022 dans l'analyse d'impact réglementaire déposée par le MERN relativement au nouveau Règlement qui entrera en vigueur au 1^{er} janvier 2023.

➤ [A-0347](#), Analyse d'impact réglementaire du MERN, mai 2022, pages 13 et 14

Le projet de règlement s'inscrit en cohérence avec la volonté gouvernementale de déploiement et de valorisation de la filière de production de bioénergie au Québec. En effet, la demande induite par les modifications proposées au projet de règlement, notamment ses exigences plus ambitieuses en termes de volume de

GSR, permettra d'augmenter l'attractivité du marché québécois et faire en sorte que la production locale de GSR soit consommée prioritairement au Québec.

De plus, le Québec se dote de la flexibilité requise afin d'encadrer plus globalement la décarbonation du réseau gazier et offrir de nouvelles possibilités pour accélérer la production locale de GSR.

Sans exclure qu'une portion des GSR consommée puisse être importée en 2030, dans le cadre de la présente analyse, on suppose que la majorité de la production de GSR nécessaire pour remplir les exigences du Règlement à l'horizon 2030 sera produite au Québec, ce qui pourrait générer des revenus supplémentaires pour les producteurs locaux ainsi que l'amélioration du produit intérieur brut et de la balance commerciale du Québec. (Énergir souligne)

77. Au-delà de la volonté exprimée par le gouvernement, Énergir est d'avis que le développement de la filière du GNR au Québec est essentiel pour l'atteinte des cibles prévues au Règlement.
78. En effet, le déséquilibre croissant entre l'offre et la demande fait en sorte que l'atteinte des cibles représentera un défi important pour Énergir.
79. Il est ainsi primordial pour Énergir de porter une attention particulière au développement des projets québécois afin de maximiser les contrats à prix intéressants disponibles pour atteindre les cibles du Règlement à court, moyen et long terme.
80. À cette fin, Énergir a mis en place deux moyens visant à favoriser le développement de la filière québécoise de GNR, soit
 - 1) l'attribution de points additionnels pour les projets québécois dans le cadre de l'appel d'offres; et
 - 2) le développement d'opportunités d'affaires avec des promoteurs québécois menant à des négociations de gré à gré pour des contrats d'approvisionnement en GNR.
81. En ce qui a trait au développement d'opportunités d'affaires, bien que cette approche ne vise pas exclusivement les projets québécois, celle-ci s'avère essentielle au développement de la filière québécoise. Bien que certains projets québécois aient soumissionné dans le cadre des derniers appels d'offres, Énergir constate que la conclusion de contrats québécois passe généralement par un accompagnement des producteurs dès le début des projets.

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 16 septembre 2022, Vol 34, pages 58 et 59*

Donc, selon notre compréhension, les projets pourraient... les projets québécois pourraient être compétitifs. Par contre, la nature des projets, puis la nature du développement des projets fait en sorte qu'ils ne pourraient pas répondre dans le cadre de ces appels d'offres là.

Le développement des projets prend plusieurs années et les négociations avec ces promoteurs-là sur leurs projets doivent commencer bien avant le lancement d'un appel d'offres et on croit, puis on l'a démontré, là, dans le processus, là, d'approvisionnement qu'on a partagé, que justement, la négociation avec ces producteurs-là au Québec est nécessaire dès le départ, là, quatre ans avant le début du projet, pour justement permettre le développement de cette filière-là.

On veut avoir les projets au Québec qui se développent, puis après, on regarde deux ans en avance, si on a besoin de lancer un appel d'offres, on lance un appel d'offres. Mais dans les faits, ces projets-là ne seraient pas en mesure de répondre à des appels d'offres deux ans à l'avance, parce que ça prend quatre ans, trois à quatre ans, développer un projet.

82. Cet accompagnement offert aux producteurs potentiels peut alors prendre plusieurs formes, dont notamment⁸ :
- 1) Aide à la recherche de terrain en fonction de l'accès au réseau gazier;
 - 2) Mise en contact avec des fournisseurs de technologie et des professionnels qualifiés;
 - 3) Mise en contact avec des fournisseurs d'intrants;
 - 4) Mise en contact avec les institutions financières ou fonds d'investissement;
 - 5) Relais de l'information à propos des programmes de subventions disponibles
83. L'accompagnement fourni aux producteurs québécois ne signifie par ailleurs aucunement qu'Énergir sera dans l'obligation de contracter les volumes disponibles sans égard au prix offert par les producteurs. Autrement dit, Énergir ne contractera que les volumes jugés avantageux en ce qui a trait au prix et à l'atteinte des cibles réglementaires.
- *Témoignage de Raphaël Duquette, 20 septembre 2022, Vol 36, pages 66 et 67.*
84. Énergir soumet que l'imposition d'une limite sur le prix à l'égard des projets québécois pourrait faire en sorte que ces projets 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.
- [B-0810](#), Réponse d'Énergir à la DDR 31 de la Régie, réponse 3.1
85. Selon Énergir, toute limite qui discriminerait positivement ou négativement les projets du Québec constituerait 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.
- [D-2019-031](#), page 17
- [D-2020-057](#), para 278, 288, 290, 291, et 486
86. Énergir est d'avis que les caractéristiques proposées dans le cadre de l'Étape D, 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, il appartiendra alors à Énergir de gérer ses approvisionnements à l'intérieur des critères établis.
- [D-2020-057](#), para 496

⁸ Réponse d'Énergir à la DDR no1 de l'ACIG, réponse 2.2

[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.

VI. MESURES DE MITIGATION DU SURCÔÛT

87. La hausse des seuils fixés par le Règlement dans les prochaines années augmentera les quantités de GNR devant être livrées à la clientèle. Bien que la consommation volontaire de GNR soit encouragée, des unités pourraient tout de même demeurer invendues, engendrant alors des surcoûts à socialiser à l'ensemble de la clientèle.
88. Énergir a ainsi envisagé différentes mesures afin de minimiser surcoûts du GNR invendu à être socialisés.

A. STRATÉGIES FAVORISANT LA CONSOMMATION VOLONTAIRE DE GNR

89. La façon la plus directe de limiter la socialisation est la mise en oeuvre de stratégies qui encouragent la consommation volontaire de GNR.
90. À cette fin, Énergir a proposé deux modifications aux CST permettant de favoriser la consommation volontaire de GNR :
- 1) Modification de l'article 10.2 des CST pour permettre la combinaison de service GNR aux clients qui sont en Achat Direct Sans Transfert de propriété (modification approuvée le 10 juin 2022, D-2022-076).
 - 2) Modification de l'article 11.1.3.5 des CST visant à soustraire les clients engagés dans une entente contractuelle de l'application du préavis de 60 jours afin de se retirer du service de fourniture de GNR

B. STRATÉGIES COURT TERME

91. En plus des stratégies favorisant la consommation volontaire de GNR, Énergir pourrait avoir recours à des moyens visant à diminuer l'inventaire de GNR afin de minimiser les surcoûts potentiels du GNR invendu à être socialisés.
92. À court terme, les solutions envisagées sont :
- 1) La cession de contrat
 - 2) La refonte des programmes commerciaux
 - 3) La valorisation d'unités de conformités (UC) en vertu de la RCP.

➤ *Témoignage de Caroline Dallaire, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 45*

Donc, différentes choses sont examinées actuellement. D'abord, il y a la valorisation potentielle des unités de conformité. On sait que l'arrivée du règlement sur les carburants propres, le RCP, va amener des opportunités qui pourraient possiblement permettre de réduire le prix du GNR.

Ensuite, nos discussions avec l'ACIG ont permis de constater que certains clients avec des besoins spécifiques concernant les indices carbone pouvaient avoir un intérêt à se voir céder des contrats de GNR. Ici aussi, on entrevoit des opportunités de réduction du prix du GNR en plus d'une augmentation possible de la demande volontaire.

Donc, il y a des analyses qui sont en cours concernant ces deux sujets là et on en a parlé ce matin, là, on souhaite déposer une preuve à l'automne dans le cadre de l'étape E, possiblement au début novembre.

Un autre élément important à examiner à court terme, c'est la refonte des programmes commerciaux. Comme vous le savez probablement, les initiatives de décarbonation s'accélèrent actuellement chez Énergir, on en parle beaucoup. Il y a bien sûr le GNR dont... dont on parle aujourd'hui, mais le verdissement de notre réseau, il passe aussi par l'efficacité énergétique qu'on veut encourager davantage et par la biénergie qui est un autre grand chantier qu'on a lancé cette année.

Et dans ce contexte là, pour assurer une cohérence de notre vision de décarbonation avec notre positionnement commercial, on est en réflexion pour revoir l'ensemble de nos programmes commerciaux et de nos aides financières. Et assurément, le GNR va occuper une place de choix dans notre révision globale pour encourager les clients à en consommer.

Alors, on vise à déposer les fruits de notre réflexion dans la prochaine cause tarifaire, la cause 2023-2024, donc possiblement au printemps prochain. J'ajouterais aussi rapidement, là, qu'on est en train d'examiner la possibilité de vendre du GNR à nos clients du tarif D5 lorsqu'ils sont interrompus.

Alors, ce sont nos solutions à court terme, et ce qui est intéressant avec ces solutions, c'est qu'elles ne touchent pas directement le tarif GNR qui a été approuvé lors de l'étape C. Elles vont permettre d'encourager une consommation accrue de GNR sans remettre en question les décisions déjà rendues par la Régie.

C. STRATÉGIE MOYEN TERME

93. Dans le cadre de l'Étape D, certains intervenants ont proposé de plafonner le prix de vente du GNR (et donc de détacher le prix de vente du coût d'acquisition) de manière à maximiser la vente volontaire de GNR.
94. Énergir juge qu'il s'agit d'une proposition très intéressante. Lors des audiences, Énergir a cependant indiqué qu'il était encore trop tôt, à ce stade, pour déposer une stratégie tarifaire en ce sens, et ce, afin d'éviter de socialiser des coûts qui n'auraient autrement pas été requis de socialiser. Pour cette raison, Énergir propose d'attendre une période de 12 à 24 mois avant d'évaluer la pertinence de déposer une proposition de plafonnement du prix de vente.

➤ *Témoignage de Caroline Dallaire, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, page 47*

Maintenant, si on regarde à moyen terme, dans les douze (12) à vingt quatre (24) prochains mois. Alors, on a bien entendu la proposition de SÉ-AQLPA et celle du GRAME de détacher le prix de vente du prix d'achat, donc de vendre moins cher le GNR aux clients volontaires que le prix moyen d'achat.

On a aussi entendu l'ouverture de la Régie lors de la rencontre préparatoire du trente (30) août à envisager de nouveaux scénarios tarifaires, comme par exemple un plafonnement du prix de vente. Et je tiens à vous le dire, là, Énergir trouve cette idée là très, très intéressante.

On a d'ailleurs débuté des analyses à ce sujet et notre souhait ce serait de revenir à moyen terme, le cas échéant, avec une preuve proposant des modifications aux tarifs. Et là, vous pourriez me dire : « Bien, pourquoi à moyen terme? Pourquoi pas tout de suite? » Et ce serait une bonne question.

Bien, la première raison à ça, c'est pour éviter de socialiser trop vite un montant alors que ce n'est pas peut être pas nécessaire tout de suite. Il faut savoir qu'en posant un plafond sur le prix et en vendant le GNR moins cher que son coût d'achat, bien automatiquement il va falloir socialiser une partie des coûts à l'ensemble de la clientèle.

Or, je vous dirais qu'on a un peu de temps. Selon nos projections d'approvisionnement, on s'attend à ce que le prix du GNR demeure inférieur à vingt dollars (20 \$), là, probablement dans les deux prochaines années. Et on a vu qu'à ces prix là, monsieur Bellavance vient de vous en parler, on peut écouler des volumes importants lorsque les clients choisissent un certain pourcentage de consommation de GNR. Donc si on revient disons dans vingt-quatre (24) mois avec une proposition de modification tarifaire, il ne sera pas trop tard.

L'autre raison, c'est que, on vient de débiter notre commercialisation de masse. On voit qu'on obtient des résultats, mais je vous dirais qu'on a besoin d'un peu de temps pour vivre le marché. Analyser un peu plus les réactions de nos clients, et surtout savoir à combien on devrait optimalement fixer le plafond de prix de vente, si on en fixe un.

Et la dernière raison c'est que, de pas se lancer tout de suite dans des modifications tarifaires, ça va permettre de pas alourdir l'étape D. Je pense qu'on vous l'a répété cette étape-là, elle est essentielle si on veut pouvoir signer des contrats à prix raisonnables et surtout profiter des opportunités qui se présentent actuellement.

VII. DÉSÉQUILIBRE DE SAINT-HYACINTHE (ART 13.2.2.2 CST)

95. L'article 13.2.2.2 des CST prévoit les seuils d'écart volumétriques quotidiens et cumulatifs auxquels sont assujettis les clients qui injectent dans son réseau de distribution, incluant les producteurs de GNR. Ces seuils sont de 75 GJ (équivalent à 1 979 m³) pour les écarts quotidiens facturables et de 150 GJ (équivalent à 3 958 m³) pour les écarts cumulatifs facturables, le tout conformément à la décision D-2013-195.
96. Le 7 juillet 2017, Énergir a déposé une demande ([B-0006](#)) à la Régie afin de faire modifier les seuils d'écart volumétriques quotidiens et cumulatifs prévus à l'article 13.2.2.2 des CST.

Les seuils prévus à cet article étaient alors nettement inférieurs aux seuils auxquels Énergir était elle-même assujettie en vertu de son entente avec TCPL, et Énergir trouvait ainsi inéquitable d'appliquer les seuils actuels des CST, puisque cela mènerait à des pénalités facturables supérieures aux coûts qu'elle encourt réellement.

97. Le 8 février 2021, Énergir a déposé une version révisée de sa demande ([B-0487](#)) dans laquelle elle rappelait notamment que la Ville de Saint-Hyacinthe était temporairement exemptée de la facturation des déséquilibres volumétriques, dans l'attente d'une décision sur la proposition de révision à la hausse des seuils.

➤ [B-0487](#), pages 4 et 5

Énergir juge à propos de rappeler que la Ville de Saint-Hyacinthe est temporairement exemptée de la facturation des déséquilibres volumétriques, dans l'attente d'une décision sur la proposition de révision à la hausse des seuils contenue dans le présent document. En effet, Énergir trouve inéquitable d'appliquer les seuils apparaissant dans ses CST à l'heure actuelle, car cela mènerait à des pénalités facturables supérieures aux coûts réellement encourus par Énergir.

98. Le 8 décembre 2021, dans sa décision relative à l'étape C ([D-2021-158](#)), la Régie a notamment indiqué :

- 1) que l'application des seuils de l'article 13.2.2.2 CST ne favorisaient pas « la mise en oeuvre des objectifs des politiques énergétiques du Québec »;
- 2) qu'un examen plus approfondi est préférable pour fixer le niveau approprié des seuils de déséquilibre du tarif de réception; et
- 3) que la méthodologie pour déterminer les déséquilibres aurait avantage à être réexaminée.

99. À la lumière de ce qui précède, la Régie a alors indiqué qu'elle suspendait temporairement l'application de l'article 13.2.2.2 des CST aux clients du tarif de réception qui injectent du GNR, et ce jusqu'à la conclusion de cet enjeu dans un autre dossier.

100. 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.

101. 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.

102. Dans le cadre de la présente Étape D, Énergir demande à la Régie que la suspension de l'article 13.2.2.2 des CST, décrétée par la Régie dans sa décision D-2021-158, soit appliquée à Saint-Hyacinthe rétroactivement à la date du dépôt de la demande (B-0006).

103. 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.* »
104. 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).
105. Or, Énergir soumet que les circonstances relatives à la situation de Saint-Hyacinthe justifient une telle application rétroactive.
106. 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 \$.
107. 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.
108. À cet égard, Énergir souligne qu'elle n'a encouru aucun coût directement attribuable aux déséquilibres de la Ville de Saint-Hyacinthe.

➤ [B-0810](#), Réponse d'Énergir à la DDR 31 de la Régie, réponse 8.3

8.3 Considérant la référence (ii), veuillez indiquer quels sont les coûts réellement encourus par Énergir en raison des déséquilibres de Saint-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 tarifer 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 ¢/m³ (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\$.

➤ *Témoignage de Catherine Simard, 20 septembre 2022, Vol 36 HC, pages 40 et 41*

Q. [19] *Mais selon vous, est-ce que ces frais-là visaient à déterminer des coûts qui étaient réellement encourus?*

Mme CATHERINE SIMARD :

R. *En ce qui a trait au déséquilibre quotidien, c'est ce que voulait le tarif, à l'origine, mais je vous rappelle que c'était, ça a été fait pour des beaucoup plus gros producteurs évidemment. Pour ce qui est du déséquilibre cumulatif, c'est de là que vient les plus gros montants, là, que vous pouvez voir dans le tableau qui est affiché. Ces déséquilibres-là, c'est vraiment un mécanisme qui se veut pour inciter le client à régler son déséquilibre en cours d'année, pour ne pas qu'il y ait de gaz qui soit dû, d'une partie ou de l'autre et non pour couvrir des frais qui existeraient.*

Là, je le rappelle, à l'époque, c'était pour des gros producteurs de gaz de schiste, puis qui ne vendaient pas nécessairement leur production à Énergir, d'où l'intérêt de les inciter à régler ces déséquilibres-là le plus rapidement possible, évidemment, mais dans un cas comme St-Hyacinthe, pour qui la production est vendue entièrement à Énergir, bien, c'est... ce frais-là ne fait pas beaucoup de sens et n'est pas représentatif de quelconques coûts qui sont générés par les producteurs.

109. Tout comme le reconnaît elle-même la Régie, Énergir est d'avis que l'imposition d'une telle pénalité irait à l'encontre de la mise en oeuvre des objectifs des politiques énergétiques du Québec, et de surcroît à l'encontre de l'article 5 LRÉ. De plus, l'application des seuils de déséquilibre à la Ville de Saint-Hyacinthe, pionnière de la production de GNR au Québec, soulèverait également un enjeu d'équité, puisque celle-ci se retrouverait ainsi à être pénalisée par rapport aux producteurs de GNR québécois subséquents.
110. Enfin, Énergir soumet que le fait qu'une demande de modification de l'article 13.2.2.2 CST ait été déposée à la Régie le 7 juillet 2017 milite en faveur de l'application rétroactive de la suspension de ce même article. Énergir souligne que la Régie a déjà accepté, notamment

dans le cadre du présent dossier, que des conclusions demandées soient appliquées rétroactivement à la date du dépôt de la demande d'Énergir.

VIII. NOUVELLES DÉFINITIONS (BIOGAZ)

111. Dans une correspondance du 29 juin 2022 ([A-0352](#)), la Régie a questionné Énergir quant à l'impact des nouvelles définitions de « gaz naturel » et de « gaz de source renouvelable » prévues à la *Loi modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures* (« **Projet de loi 97** »).
112. Le 13 juillet 2022, Énergir a déposé une correspondance ([B-0744](#)) relativement à son interprétation des nouvelles définitions prévues au Projet de loi 97. Dans cette correspondance, Énergir soumettait notamment que :
 - 1) le Projet de loi 97 n'a pas pour effet de modifier le traitement réglementaire du biogaz au Québec, et que les nouvelles définitions de « gaz naturel » et de « gaz de source renouvelable » ne sauraient être interprétées comme incluant le biogaz;
 - 2) le Projet de loi 97 n'a aucun impact, à ce stade, sur le calcul des livraisons de gaz de source renouvelable prévu Règlement.
113. Le 9 septembre 2022, la Régie a informé les participants ([A-0388](#)) qu'elle entend tenir une audience à une date à être fixée ultérieurement qui portera sur les impacts de l'entrée en vigueur des nouvelles définitions prévues au Projet de loi 97 et du Règlement modifié.
114. Le 15 septembre 2022, en ouverture d'audience, la Régie a indiqué qu'elle se questionnait quant à l'impact que pourrait avoir le débat à venir sur l'interprétation des nouvelles définitions du Projet de loi 97 sur le déroulement de la présente Étape D. Plus particulièrement, la Régie a indiqué que ce débat à venir pourrait possiblement avoir un impact sur sa décision à l'égard des critères demandés par Énergir dans le cadre de l'Étape D ainsi qu'à l'égard de l'approbation recherchée pour les contrats conclus avec Archaea, Waga et Carbonaxion.
115. Pour les motifs qui suivent, Énergir soumet que le débat que souhaite tenir la Régie relativement à l'interprétation des nouvelles définitions du Projet de loi 97 ne devrait avoir aucun impact sur la décision à intervenir dans le cadre de l'Étape D ainsi que pour les contrats en attente d'approbation.
116. Dans un premier temps, Énergir soumet qu'il est très improbable que la Régie en arrive éventuellement à la conclusion que le biogaz doit désormais être inclus dans les nouvelles définitions de « gaz naturel » et de « gaz de source renouvelable », et ce, pour l'ensemble des motifs invoqués dans la correspondance du 13 juillet 2022 ([B-0744](#)).
117. Or, même dans l'hypothèse où la Régie en venait à rejeter l'interprétation d'Énergir et concluait que le biogaz doit désormais être inclus dans les définitions de « gaz naturel » et de « gaz de source renouvelable », Énergir soumet que cette détermination n'aurait aucun impact sur les caractéristiques requises dans le cadre de l'Étape D.

118. En effet, le Règlement prévoit qu'Énergir doit « livrer annuellement une quantité de gaz naturel renouvelable égale ou supérieure » au résultat de la formule prévue à l'article 1 de ce même Règlement.
119. À cet égard, il s'avère que le seul biogaz qui est livré par Énergir est celui de Saint-Jérôme, qui représente environ 30 Mm³ par année
- [B-0240](#)
 - R-4175 (RA2021), B-0070, page 1
120. Advenant que le biogaz soit désormais considéré comme étant du « gaz naturel » et du « gaz de source renouvelable », cette détermination ne ferait pas en sorte qu'Énergir deviendrait du jour au lendemain propriétaire de l'ensemble des réseaux de distribution de biogaz sur son territoire exclusif.
121. Cela signifierait plutôt que des distributeurs de biogaz pourraient désormais théoriquement se retrouver en contravention avec le droit exclusif d'Énergir (article 71 LRÉ).
122. Les volumes de biogaz distribués par Énergir étant limités à environ 30 Mm³ par année, Énergir soumet ainsi que le débat à venir quant à l'interprétation des nouvelles définitions ne devrait avoir aucun impact sur la décision à intervenir relativement à l'Étape D et aux contrats conclus avec Archaea, Waga et Carbonaxion.
123. À cet égard, les témoins d'Énergir et de l'AQPER ont expliqué lors de l'audience les impacts importants qu'entraînerait un report de la décision relativement à l'Étape D :
- *Témoignage de Vincent Regnault, 16 septembre 2022, Vol 34 HC, pages 12 et 13*

Pourquoi je suis préoccupé? Parce que, à l'heure actuelle de mon avis, de l'avis de mon équipe qui sommes beaucoup à tous les jours sur le terrain avec les producteurs, on est aujourd'hui, je crois, à une croisée des chemins. Je ne dirai pas à un point de rupture, parce que le propre d'un point de rupture, c'est qu'on le constate une fois qu'on l'a passé, puis je ne veux pas être inutilement alarmiste. Mais je pense qu'on est à une croisée des chemins où on a plusieurs producteurs qui frappent à notre porte, et pour faire avancer leurs projets, des projets qui sont en développement, qui arrivent à un moment où on doit, ces producteurs-là doivent signer des contrats pour pouvoir poursuivre leur développement puis éventuellement produire et participer à l'atteinte des cibles.

À l'heure actuelle, je pense que le traitement qui a été évoqué crée beaucoup de... va créer ou peut créer de l'incertitude, des préoccupations à l'égard des producteurs sur le développement de leurs projets. Parce que ces producteurs-là, ils ont essentiellement trois options à l'heure actuelle.

[...]

Et la troisième option, Madame la Présidente, ça, c'est la plus grave, c'est que les projets soient abandonnés par les producteurs.

Puis, moi, j'ai deux producteurs la semaine passée qui m'ont appelé pour me parler des audiences de cette semaine, puis me demander qu'est-ce qui va se passer,

comment ça va se passer, les délais aussi qui sont associés à ça. Évidemment, je me suis engagé à rien, encore moins engagé la Régie à quelque chose. Mais je leur ai dit, on a bon espoir que ce soit dans les prochains mois. Puis ces gens-là, ils attendent avec beaucoup de hâte, je ne pas d'anxiété, mais de hâte cette décision-là pour voir comment ils vont pouvoir continuer à développer leurs projets.

Et je vais vous dire, cette troisième option-là, Madame la Présidente, elle me préoccupe beaucoup, parce que de voir des projets abandonnés parce qu'on n'est pas capable de signer des contrats, ça va être littéralement catastrophique pour le développement de la filière de GNR au Québec. Ça va la ralentir, voire l'arrêter. Puis si ça l'arrête, ça va être très difficile de la redémarrer quant à moi. Puis je pense que si on n'est pas capable de la redémarrer ou de la développer au-delà du fait qu'on ne soit pas capable d'atteindre les cibles, on va perdre des bénéfices environnementaux qui sont importants. On va perdre des bénéfices économiques qui sont importants.

[...]

Puis l'autre chose qui pour moi est très importante à l'égard du développement de la filière du GNR - puis je vais mettre mon chapeau de directeur exécutif des appros gaziers pour un instant, là - c'est que le GNR, la production de GNR au Québec, bien ça contribue à la sécurité d'approvisionnement de notre clientèle. Le GNR, chaque producteur de GNR, là, c'est un petit Saint-Flavien, c'est un petit Pointe-du-Lac. Puis quand on met... juste pour vous donner une idée, là, parce que personne nie que ces deux sites d'entreposage-là contribuent à la sécurité d'approvisionnement du Québec, là, mais ces deux sites-là mis ensemble c'est cent cinquante millions de mètres cubes (150 Mm³) de gaz naturel qu'on entrepose au Québec, puis qu'on distribue... qu'on est capable de distribuer à la clientèle à chaque année. Cent cinquante millions de mètres cubes (150 Mm³), là, si on pense au GNR, c'est la moitié de la cible de cinq pour cent (5 %). Puis je pense que c'est loin d'être irréaliste de penser que ces projets-là québécois vont un jour contribuer au moins à cette hauteur-là. Ça fait que je pense qu'il faut pas non plus perdre ça de vue.

➤ *Témoignage de Raphaël Duquette, 15 septembre 2022, Vol 33 HC, pages 51 et 52*

Parfait, merci. Prochaine question, pour faire suite aux discussions de cet avant-midi. Outre les contrats de Waga, Carbonaxion et Archaea, si jamais la Régie venait à suspendre l'approbation de nouveaux contrats jusqu'à ce que la décision soit rendue sur l'interprétation du biogaz, donc par exemple en imposant une balise de deux pour cent (2 %) jusqu'à ce que la question du biogaz soit tranchée, quel serait l'impact sur les prochains contrats de GNR qu'Énergir souhaite conclure à court terme?

R. Donc l'impact que ça aurait c'est... je vais revenir. On le sait, le gouvernement met beaucoup d'efforts pour le développement de la filière au Québec. Il y a plusieurs projets qui ont été annoncés et qu'il y a des subventions qui ont été déployées, des montants conséquents qui ont été déployés pour plusieurs projets pour par exemple faire des études de pré-faisabilité, des études de faisabilité pour plusieurs projets. On s'attend donc à ce qu'il y ait plusieurs projets qui demandent à ce que des contrats soient signés dans les prochains mois.

Donc, c'est sûr que plus on retarde la décision de l'étape B et plus on retarde la décision sur les contrats Québec et hors Québec, plus ça ajoute de l'insécurité auprès des producteurs et donc ça fait en sorte qu'il y a potentiellement des projets

qui aujourd'hui ont reçu les sous du gouvernement qui vont tenter de revendre le GNR à d'autres acheteurs et potentiellement pas Énergir.

Donc, ce que je peux dire c'est qu'il y a un risque qu'Énergir ne puisse pas acquérir ces volumes-là dans le cas où on devait retarder les décisions autant de l'étape D que des projets actuellement, ou des contrats actuellement en attente d'approbation.

- *Témoignage de Marc-André Goyette, 20 septembre 2022, Vol 36, pages 153 à 165*
- *Témoignage de Gérard Mounier, 21 septembre 2022, Vol 37 HC pages 58 à 61*

Q. [82] Je vous remercie et je ne sais pas dans quelle mesure, là, vous êtes au fait des discussions qui ont eu lieu, là, au cours des derniers jours, là, mais sur la liste de souhaits de Noël d'Énergir, là, Énergir espère fortement recevoir une décision quant à l'étape D d'ici la fin de l'année. Alors, on a eu droit, là, il y a un cri du coeur de la haute direction d'Énergir sur cet enjeu-là, hier. Selon votre perspective, quel serait l'impact sur vos projets ou de manière plus générale, là, sur la filière du GNR, si la décision sur l'étape D devait être retardée ou si l'autorisation des nouveaux projets de GNR était mise sur la glace, le temps que le débat quant à l'interprétation des définitions de la loi soient réglés?

R. Écoutez, l'impact, l'impact est d'ores et déjà, j'allais dire dramatique, puisque nous avons, bon, si je reviens un petit peu en arrière, la décision de la Régie concernant les projets dont le prix n'a pas été accepté, un de ces projets-là est un projet dans lequel nous sommes impliqués. Donc, c'est un projet qui a été développé pendant des années, par un promoteur qui est aujourd'hui sur la glace. Un projet qui aurait dû se construire, commencer à se construire cette année, qui est donc sur la glace, qui ne pourra pas démarrer sa construction, donc, ça veut dire qu'il y a des équipes qui sont payées à ne plus pouvoir travailler. Il va devoir attendre parce que les contrats qui ont été évalués, les estimés qui ont été obtenus ne seront plus valables à cause de l'inflation. Donc, il va falloir repenser complètement le modèle financier du projet, même si une décision positive intervenait maintenant de la Régie. Donc, il faut être conscients de cette situation.

La décision de la Régie a été un choc pour mes actionnaires qui se sont posé la question de savoir, mais... si on attend la fin de l'année deux mille vingt-deux (2022), voire début deux mille vingt-trois (2023) pour une décision, ça veut dire que tout l'année deux mille vingt-deux (2022), on travaille, on déploie des coûts, des dépenses pour une décision qui sera peut-être négative et qui va, à toutes fins pratiques, signifier la mise à mort de l'industrie au Québec.

Donc, c'est un... et j'ai régulièrement des questions extrêmement inconfortables de la part de mes actionnaires qui se demandent si ça vaut le coup de continuer cette industrie au Québec et continuer le développement au Québec et s'il y a un avenir de l'industrie, tout simplement, au Québec.

Il faut être conscient que cette problématique de prix, le prix du GNR au Québec est le plus bas du monde occidental. C'est-à-dire, on s'entend par monde occidental, États-Unis, Europe. Je ne connais aucun état, aucune province, aucune législation qui a un prix aussi bas. Je discutais en début de semaine avec un fonds européen français, qui me disait : c'est sûr qu'à vingt-deux dollars du gigajoule (22 \$/GJ), il n'y a aucun projet en Europe qui pourrait fonctionner. Donc, tout ce que

nous demandons, c'est le prix du marché, rien de plus que le prix du marché, tel qu'on le voit.

Et actuellement, le problème de tous les développeurs, les investisseurs et les parties prenantes, c'est que nous dépensons de l'argent dans des frais de développement sur des projets qui peut-être ne seront pas viables si la décision de la Régie venait à être négative. Et tout délai supplémentaire est dramatique pour l'industrie.

Moi, j'ai eu des conseils d'administration très inconfortables avec mes actionnaires où je n'ai pas de réponse à leur apporter sinon continuer à dépenser de l'argent en espérant une bonne nouvelle, en espérant une bonne décision, mais sans aucune assurance. Déjà le mal est fait, je vous dirais. Fin de l'année serait probablement plus gérable. Début deux mille vingt-trois (2023) est très, très inconfortable pour tout le monde.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Montréal, le 28 septembre 2022

(s) Me Philip Thibodeau

ÉNERGIR, S.E.C.

Me Philip Thibodeau

1717, rue du Havre

Montréal (Québec) H2K 2X3

Téléphone : (514) 598-3850

Télécopieur : (514) 598-3839

adresse courriel pour ce dossier :

philip.thibodeau@energir.com