

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

N° : R-4008-2017

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Demande concernant la mise en place de mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable

ÉNERGIR S.E.C.

Demanderesse

-et-

INTERVENANTS

PLAN D'ARGUMENTATION DE L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS DE GAZ (« l'ACIG »)

I. INTRODUCTION ET REMARQUES PRÉLIMINAIRES

1. Par sa décision procédurale D-2019-031, la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») a convoqué une audience devant se tenir les 7 et 8 mai 2019 afin d'examiner certaines questions de nature juridique et autre en lien avec le présent dossier sur les mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable (« **GNR** ») ;
2. Tel que requis, l'ACIG soumet le présent plan d'argumentation en réponse aux questions de la Régie citées *in extenso* à la section 2 des présentes ;
3. Toutefois et avant de répondre aux questions formulées par la Régie, l'ACIG souhaite partager avec cette dernière les remarques préliminaires qui suivent ;
4. L'ACIG mentionne d'emblée qu'elle est favorable au développement de la filière du GNR au Québec, mais aussi pour le développement de l'ensemble de la filière bioénergie. L'ACIG partage l'objectif du gouvernement quant à la nécessité d'accroître les capacités de production et de consommation de bioénergies, dont le GNR, afin d'atteindre les objectifs de la *Politique énergétique 2030 – L'énergie des Québécois – Sources de croissance*¹ ;

¹ *Politique énergétique 2030 – L'énergie des Québécois – Sources de croissance* (la « **Politique énergétique 2030** »), p. 54, rendue publique le 7 avril 2016 : < <https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2016/04/Politique-energetique-2030.pdf> > (site Web consulté le 15 avril 2019).

5. En effet, l'ACIG est d'avis que les objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre au Québec prévus dans la Politique énergétique 2030 sont louables et elle souhaite que des conditions favorables, justes et équitables soient mises en place au Québec afin que la filière du GNR puisse se développer ;

6. Par ailleurs, l'ACIG est d'avis qu'en tout état de cause, le développement de la filière du GNR devrait se faire de manière à préserver la concurrence et le libre accès au marché du GNR au Québec et que les distributeurs gaziers du Québec ont très certainement un rôle à jouer dans la transition énergétique vers des formes d'énergie moins polluantes. C'est d'ailleurs la position que l'ACIG avait mise de l'avant dans le cadre du dossier R-3972-2016² ;

➤ R-3972-2016, C-ACIG-0003, p. 22 :

« Dans ce sens, l'ACIG estime que le cadre réglementaire doit continuer de favoriser la libre concurrence. Les droits exclusifs accordés aux distributeurs gaziers ne doivent pas être étendus aux biens ou services pour lesquels le marché revêt naturellement un caractère concurrentiel. L'ACIG reconnaît toutefois le rôle clé que peuvent jouer les distributeurs gaziers réglementés du Québec dans le développement de nouvelles formes d'approvisionnement impliquant, par exemple, le gaz naturel renouvelable ou le GNL. Elle suggère cependant que tout soutien offert aux distributeurs gaziers dans leur rôle facilitant la transformation vers une économie à plus faible empreinte écologique doit être bien délimité dans sa forme et dans le temps. L'expertise des distributeurs gaziers doit constituer un levier facilitant le développement et l'intégration de nouvelles technologies tout en favorisant l'établissement (sic) marchés concurrentiels lorsque les conditions s'y prêtent. Le cadre réglementaire doit aussi permettre la cohabitation efficace d'activités réglementées et non réglementées dans la chaîne de services et, en ce sens, les modifications appropriées doivent être envisagées. »

(Nos soulignés)

7. Il est également primordial pour l'ACIG que les grands émetteurs de gaz à effet de serre au Québec puissent continuer de jouir d'une flexibilité dans leurs options d'achat de gaz naturel ou de GNR. En effet, de l'avis de l'ACIG, le GNR offert aux clients des distributeurs gaziers doit demeurer sur une base volontaire, notamment afin d'éviter que les consommateurs industriels de gaz naturel participent doublement aux efforts de réduction des émissions de gaz à effet de serre ;

² Ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles - Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel (l « **Avis au Ministre** »).

8. À cet égard, l'ACIG tient à préciser que les consommateurs industriels de gaz naturel au Québec, puisque déjà tenus de respecter le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*³ (le « **RSPEDE** »), fournissent déjà des efforts en termes d'efficacité énergétique par des investissements majeurs. L'achat d'un volume obligatoire de GNR auprès d'Énergir pourrait entraver cette dynamique par la superposition de moyens qui irait dans le sens contraire des objectifs visés par le RSPEDE en termes d'investissements dans des processus moins énergivores. De plus, les consommateurs de gaz ne devraient pas avoir à indirectement payer le coût de développement d'une nouvelle filière ;

II. LES PRÉOCCUPATIONS SOULEVÉES PAR LA RÉGIE DANS LA DÉCISION PROCÉDURALE D-2019-031

9. La Régie, dans la décision procédurale D-2019-031 rendue le 13 mars 2019, demande aux participants de lui fournir un complément d'argumentation et de preuve concernant les questions suivantes⁴ :
- a) Est-ce que la Régie a la compétence nécessaire en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁵ (la « **LRÉ** ») pour inclure des coûts dans un tarif aux fins de développer la production de GNR au Québec? Et, si elle possède une telle compétence, est-il juste et raisonnable de l'exercer?
 - b) Un tarif de rachat garanti (« **TRG** ») approuvé par la Régie utiliserait-il la position de monopole de distribution d'Énergir s.e.c. (« **Énergir** ») de manière à altérer les règles d'accès au libre marché du GNR au Québec?
 - c) Un TRG approuvé par la Régie pourrait-il être considéré comme fixant ou contrôlant le prix de la fourniture d'un produit non réglementé?
10. L'ACIG a pris connaissance de la lettre d'Énergir datée du 17 avril 2019 dans laquelle Énergir informe la Régie qu'elle envisage la mise en place d'une approche différente du TRG qui s'inspirerait davantage d'une stratégie d'achat comparable à celle utilisée pour le service de fourniture de gaz naturel traditionnel. Malgré cet amendement éventuel à la preuve, Énergir a cru néanmoins approprié de répondre aux questions de la Régie puisque l'éventuelle stratégie d'achat et le TRG, bien que distincts dans leur forme respective, poursuivent le même objectif : permettre à Énergir de faire approuver la détermination d'un prix d'achat à offrir aux producteurs de GNR⁶ pour le développement d'une filière ;

³ RLRQ, c. Q-2, r. 46.1.

⁴ D-2019-031, par. 98.

⁵ RLRQ, c. R-6.01.

⁶ B-0046, p. 2.

11. Par conséquent et tout comme Énergir⁷, l'ACIG entend répondre aux questions de la Régie en les abordant sous l'angle du TRG tel qu'actuellement proposée, et ce, en l'absence d'une preuve amendée ;
12. Ceci dit, aux fins des présentes, il importe de préciser qu'Énergir souligne que le TRG qu'elle propose n'est pas un « tarif » au sens de la LRÉ, soumis à la juridiction de la Régie, mais constitue plutôt un synonyme de « prix » consenti à certains producteurs dans un domaine non réglementé, à savoir la filière de la production du GNR au Québec. Le TRG est en fait le prix d'achat du GNR consenti aux producteurs subventionnés de GNR au Québec que l'on demande à la Régie d'approuver⁸ ;
13. En effet, Énergir, dans sa demande et dans sa preuve a précisé à de nombreuses occasions que la mise en place d'un TRG avait comme objectif de développer la filière de production de GNR au Québec⁹ ;
14. Énergir indique maintenant , dans le cadre de son plan d'argumentation, que les mesures proposées par Énergir n'ont pas comme rôle premier de « *développer la production de GNR au Québec* », mais que le but recherché par les mesures qu'elle propose consiste simplement à lui permettre de se conformer à ses nouvelles obligations en vertu du *Règlement concernant la quantité de GNR devant être livrée par un distributeur*¹⁰ (le « **Règlement** »)¹¹ ;
15. L'ACIG reconnaît que le contexte réglementaire a changé depuis le dépôt de la demande initiale d'Énergir et que la présente demande vise en partie à permettre à Énergir de rencontrer ses obligations en vertu du Règlement, mais il n'empêche que le TRG que propose Énergir est l'équivalent d'une aide financière directe aux producteurs subventionnés de GNR pour la production de cette énergie au Québec¹². En ce sens, d'aucuns ne pourraient prétendre qu'un des principaux rôles du TRG, tel qu'actuellement proposé par Énergir, est de favoriser et de stimuler le développement de la filière du GNR au Québec ;
16. Par ailleurs, et nous y reviendrons plus loin dans le présent plan, le respect des obligations par Énergir en vertu du Règlement et le rôle de surveillance de la Régie quant aux approvisionnements suffisants doivent se faire dans le respect des dispositions de la LRÉ ;

⁷ B-0048, par. 30.

⁸ B-0050, par. 16; B-0048, par. 26 et 27.

⁹ B-0048, par. 36 et 37; B-0050, par. 18; D-2019-031, par. 9, 12 et 31; Gaz Métro – 1, Document 1 (B-0022), p. 15, l. 1 à 4; notes sténographiques de l'audience du 4 septembre 2018 - Volume 1 (A-0003), p. 144, l. 1 à 17.

¹⁰ Décret 233-2019 concernant le *Règlement concernant la quantité de GNR devant être livrée par un distributeur*.

¹¹ B-0048, par. 38 à 42.

¹² D-2019-031, par. 85.

17. À notre avis, la juridiction de la Régie en matière d'approbation d'un TRG ayant comme principal objectif le développement d'une nouvelle filière énergétique au Québec soulève des questionnements légitimes ;
18. À cet égard, l'ACIG soumet que l'approbation par la Régie d'un éventuel TRG ayant comme objectif principal de favoriser des investissements visant la production de GNR au Québec, ou que toute autre méthode de fixation du prix d'achat du GNR¹³, devrait reposer sur des pouvoirs habilitants clairement octroyés par le Législateur ;
19. Pour les motifs invoqués aux présentes, l'ACIG est d'avis, le tout respectueusement soumis, que la Régie n'a pas la compétence requise en vertu de sa loi habilitante pour approuver le TRG tel que proposé par Énergir ;
20. Dans l'éventualité où la Régie devait conclure autrement, l'ACIG soumet par ailleurs à la Régie que le développement de la filière du GNR au Québec ne devrait pas se traduire par un impact tarifaire sur la clientèle existante d'Énergir et que le développement de cette filière devrait se faire à prix compétitifs afin de préserver la concurrence et le libre accès au marché du GNR au Québec. S'il en était autrement, l'ACIG est d'avis qu'il ne serait pas juste et raisonnable que la Régie exerce sa compétence pour approuver le TRG proposé par Énergir ;
21. Toujours dans l'éventualité où la Régie devait conclure qu'elle est compétente pour approuver un TRG visant à stimuler la filière du GNR au Québec, l'ACIG est d'avis qu'afin de diminuer autant que possible tout impact sur les tarifs, sur la concurrence et sur le libre accès au marché du GNR au Québec, qu'il serait requis de modifier le TRG proposé par Énergir. Il serait également primordial pour l'ACIG que le GNR offert aux clients des distributeurs gaziers demeure sur une base volontaire tel que mentionné en guise d'introduction ;
22. Par conséquent, advenant le cas où la Régie concluait à sa propre compétence, l'ACIG annonce d'ores et déjà à la Régie qu'elle se réserve le droit de proposer certaines modifications au TRG d'Énergir, et ce, afin de préserver la concurrence et le libre accès au marché du GNR, mais également afin que le TRG soit juste et raisonnable pour l'ensemble des producteurs de GNR au Québec ;

¹³ B-0048, par. 29 et 30.

III. CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE APPLICABLE

23. Énergir, dans son plan d'argumentation, soumet que dans son analyse relative à la juridiction, la Régie devra considérer le contexte réglementaire applicable à la question du GNR au Québec dont notamment la Politique énergétique 2030 et le dossier de l'Avis au Ministre. Bien que le contexte puisse amener un certain éclairage lorsqu'il est question d'interpréter les textes législatifs et réglementaires, nous soumettons que cette démarche interprétative n'est pas requise puisqu'en l'espèce, les dispositions de la LRÉ et du Règlement sont claires. Tel que mentionné précédemment, l'ACIG est d'avis que la Régie n'a pas la compétence requise en vertu de sa loi habilitante pour approuver le TRG proposé par Énergir, et ce, pour les motifs qui suivent ;

3.1 La LRÉ

24. L'article 1 de la LRÉ prévoit que la LRÉ s'applique à la fourniture, au transport, à la distribution et à l'emmagasinage du gaz naturel livré ou destiné à être livré par canalisation à un consommateur :

« 1. La présente loi s'applique à la fourniture, au transport et à la distribution d'électricité ainsi qu'à la fourniture, au transport, à la distribution et à l'emmagasinage du gaz naturel livré ou destiné à être livré par canalisation à un consommateur.

Elle s'applique également à toute autre matière énergétique dans la mesure où elle le prévoit. »

25. L'ACIG soumet à la Régie que la production de gaz naturel ou de GNR ne fait pas partie des activités énumérées à l'article 1 de la LRÉ. La production de gaz naturel ou de GNR est une activité non réglementée et il n'y a aucun débat de possible quant à cette question ;

26. L'ACIG est d'avis qu'en fonction des activités énumérées de manière exhaustive à cet article, que la Régie n'aurait pas compétence sur l'inclusion, dans les tarifs d'Énergir, d'un coût excédentaire aux fins de stimuler la filière de production de GNR au Québec ;

27. Quant à l'article 5 de la LRÉ, ce dernier prévoit ce qui suit :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. »

(Nos soulignés)

28. Bien qu'une des fonctions de la Régie soit effectivement de favoriser la satisfaction des besoins énergétiques des consommateurs québécois de gaz naturel ou de GNR dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement, notamment la Politique énergétique 2030 par laquelle le gouvernement prévoit accroître la production de GNR, l'article 5 de la LRÉ n'autorise pas la Régie à agir à l'extérieur de la compétence qui lui a été dévolue par le Législateur dans le cadre de sa loi habilitante ;
29. Soulignons également que l'article 5 de la LRÉ prévoit également que la Régie, dans l'exercice de ses fonctions, doit également assurer la conciliation entre l'intérêt public ainsi que la protection des consommateurs, notamment la protection des consommateurs existants afin qu'ils paient un tarif juste et équitable ;
30. Il convient également de mentionner que la Régie a indiqué à plusieurs reprises que l'article 5 de la LRÉ est une disposition interprétative, non attributive de compétence, et qui constitue simplement une toile de fond dont elle tient compte dans l'exercice de ses compétences ;

➤ D-2017-007, par. 92 :

« [92] La Régie a rappelé à plusieurs reprises dans ses décisions que l'article 5 de la Loi n'est pas attributif de compétence, mais que cette disposition doit être prise en considération lorsqu'elle exerce ses compétences, incluant son pouvoir d'autorisation prévu à l'article 73 de la Loi.

[93] Cet article a souvent été décrit comme étant une toile de fond des décisions de la Régie. Dans sa décision D-2010-061, la Régie explicitait davantage l'interrelation entre les articles 5 et 73 de la Loi : [...]

[...]

[95] Dans le cadre du dossier R-3960-2016, dès la décision procédurale D-2016-043, la première formation indiquait clairement comment elle appliquerait l'article 5 de la Loi pour l'analyse du Projet. Dans cette décision, en toute cohérence avec sa jurisprudence, la Régie souligne que l'article 5 de la Loi énonce la façon dont elle doit exercer sa compétence :

« [58] La Régie souligne également que l'article 5 de la Loi constitue un guide dans l'exercice de sa compétence, mais que cet article n'est pas attributif de cette compétence. En effet, cet article énonce des facteurs que la Régie garde en perspective dans l'exercice de ses fonctions, mais ne lui accorde pas de juridiction en matière d'application de lois et de règlements spécifiques en matière environnementale ou de développement durable. [...] »

[...]

[96] Le 8 juin 2016, lors de l'audience, la première formation s'exprimait comme suit :

« [...] Toutefois, la Régie n'a aucune juridiction quant à l'application des lois spécifiques en matière environnementale ou de développement

durable [souligné de la Régie] et les participants doivent garder cela en tête lors de la présentation de leur preuve et de leur contre- interrogatoire. »

[...] »

(Nos soulignés et références omises)

31. Or, la compétence de la Régie est clairement énoncée à l'article 31 de la LRÉ en ces termes :

« 31. La Régie a compétence exclusive pour:

1° fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné;

2° surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants;

2.1° surveiller les opérations du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ainsi que celles des distributeurs de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif;

[...]

5° décider de toute autre demande soumise en vertu de la présente loi.

[...] »

(Nos soulignés)

32. Le paragraphe 1, alinéa 1, de l'article 31 de la LRÉ est similaire à l'article 1 de la LRÉ et mentionne que la compétence la Régie pour fixer ou modifier les tarifs et les conditions de service se limite à la fourniture, au transport, à la distribution et à l'emmagasinage de gaz naturel et non à la production de GNR ou à tout tarif dont l'objectif admis est de promouvoir une filière par l'établissement de prix supérieurs aux prix du marché ;
33. Quant au paragraphe 2, alinéa 1, de cet article, celui-ci octroie à la Régie un pouvoir spécifique de surveillance sur les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution afin de s'assurer que les consommateurs québécois de gaz naturel ou de GNR aient des approvisionnements suffisants. De l'avis de l'ACIG, ce pouvoir de surveillance ne peut s'étendre jusqu'à donner la compétence à la Régie d'approuver un tarif dont l'objectif principal est de développer la filière du GNR au Québec ;

34. Énergir, dans son plan d'argumentation, mentionne qu'il ne fait que demander à la Régie d'entendre une preuve quant à des mesures pour s'assurer du respect de son obligation de livraison de GNR prévue au Règlement, et donc que cela fait partie de sa compétence exclusive ;
35. Avec respect pour l'opinion contraire, les « mesures proposées » impliquent la fixation ou la détermination par la Régie d'un prix ou d'un tarif à l'égard d'une activité non réglementée ;
36. Cette activité ne se retrouve pas à l'article 1 de la LRÉ et la demande d'Énergir équivaldrait à demander à la Régie de faire indirectement ce qu'elle ne peut pas faire directement par le biais de son pouvoir de surveillance pour s'assurer de l'existence d'approvisionnements suffisants;
37. Soulignons par ailleurs qu'en vertu du paragraphe 2.1, alinéa 1, de l'article 31 de la LRÉ, le pouvoir de surveillance de la Régie sur les distributeurs de gaz prévoit également que la Régie doit s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif ;
38. Bien que la Régie ait le pouvoir de décider de toute autre demande en vertu du paragraphe 5, alinéa 1, de l'article 31 de la LRÉ, l'ACIG est d'avis que ce pouvoir doit néanmoins s'exercer dans le cadre de ses champs de compétence ;
39. L'article 48 de la LRÉ réitère que le rôle de la Régie est de fixer les tarifs et conditions auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel à sa clientèle ou emmagasiné :

« **48.** Sur demande d'une personne intéressée ou de sa propre initiative, la Régie fixe ou modifie les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité ou ceux auxquels le gaz naturel est fourni, transporté ou livré par un distributeur de gaz naturel ou emmagasiné. Elle peut notamment demander au transporteur d'électricité, au distributeur d'électricité ainsi qu'à un distributeur de gaz naturel de lui soumettre une proposition de modification.

Une demande est accompagnée des documents et des frais prévus par règlement. Le distributeur d'électricité et un distributeur de gaz naturel doivent joindre à une telle demande un document faisant état des impacts d'une hausse tarifaire sur les personnes à faible revenu. »

(Nos soulignés)

40. Le principe de tarif juste mentionné au paragraphe 2.1, alinéa 1, de l'article 31 de la LRÉ est notamment repris au paragraphe 7, alinéa 1, de l'article 49 de la LRÉ, et ce, en ces termes :

« 49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment:

[...]

7° s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables;

[...] »

41. L'ACIG est préoccupée par le fait que l'adoption du TRG proposé par Énergir se traduise par un tarif injuste et inéquitable pour la clientèle existante d'Énergir et pour les producteurs de GNR au Québec, ce qui irait à l'encontre de l'intérêt public. En effet, à partir du moment où l'on ajoute une prime au développement d'une filière offerte à un nombre limité de joueurs sans laisser cours au libre marché et que les consommateurs finaux se voient refiler le coût de développement de ce secteur, il y a lieu de se questionner sur le respect de ces principes ;

42. Tout comme la Régie le note au paragraphe 91 de la décision procédurale D-2019-031, l'ACIG soutient également que la question de la juridiction de la Régie quant à l'adoption d'un TRG est d'autant plus pertinente puisque que l'article 51 de la LRÉ stipule clairement qu'un tarif de transport ou de livraison de gaz naturel ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité d'un distributeur de gaz naturel et le développement normal d'un réseau de distribution :

« 51. Un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport ou de livraison de gaz naturel ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et le développement normal d'un réseau de transport ou de distribution, ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification.

Il en est de même pour l'emmagasinage du gaz naturel par quiconque exploite un réservoir à cette fin dans la mesure où la méthode tarifaire utilisée par la Régie le justifie. »

(Nos soulignés)

43. Or et tel qu'il appert de la preuve déposée par Énergir, l'objectif du TRG proposé par cette dernière est de faire « lever la filière » du GNR au Québec¹⁴. De l'avis de l'ACIG, ce tarif, ou plutôt ce prix consenti à certains producteurs, dépasse les objectifs d'un tarif de transport ou de livraison de gaz naturel et permet de couvrir davantage d'éléments

¹⁴ *Supra*, notes 8 et 9.

que ce que le Législateur avait en tête au moment de l'adoption de l'article 51 de la LRÉ ;

44. De l'avis de l'ACIG, la Régie ne peut fixer un tarif plus élevé ou onéreux que nécessaire, et ce, même si ce tarif vise essentiellement à développer une nouvelle filière énergétique au Québec ;
45. Ce principe applicable en matière de transport et de livraison de gaz naturel s'applique en matière de tarif de fourniture de gaz naturel, le tout tel qu'il appert de l'alinéa 1 de l'article 52 de la LRÉ, qui prévoit ce qui suit :

« **52.** Dans tout tarif de fourniture de gaz naturel, les taux et autres conditions applicables à un consommateur ou une catégorie de consommateurs doivent refléter le coût réel d'acquisition ou toute autre condition d'approvisionnement consentie à un distributeur par des producteurs de gaz naturel ou leurs représentants en considération de la consommation de ce consommateur ou de cette catégorie de consommateurs.

Un tarif peut également refléter tout autre coût inhérent à l'acquisition du gaz naturel par un distributeur. »

(Nos soulignés)

46. De l'avis de l'ACIG, le TRG proposé par Énergir ne reflète pas le coût réel d'acquisition du GNR auprès des producteurs subventionnés, mais il établit plutôt artificiellement un prix afin de stimuler le développement de la filière du GNR au Québec, ce que la LRÉ ne semble pas prévoir ;
47. Quant à l'article 72 de la LRÉ, l'ACIG soumet à la Régie que cet article lui confère le pouvoir d'approuver un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'Énergir entend conclure pour satisfaire les besoins en gaz naturel ou en GNR du marché québécois sur son territoire exclusif de desserte, et ce, après application des mesures d'efficacité énergétique :

« **72.** À l'exception des réseaux privés d'électricité, tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte:

1° des risques découlant de ses choix de sources d'approvisionnement;

2° pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112;

3° pour l'approvisionnement en gaz naturel:

a) de la marge excédentaire de capacité de transport que le titulaire estime nécessaire pour favoriser le développement des activités industrielles, cette marge ne pouvant excéder 10% de la quantité de gaz naturel que ce titulaire prévoit livrer annuellement;

b) de la quantité de gaz naturel renouvelable déterminée par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 4° du premier alinéa de l'article 112.

Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret. »

(Nos soulignés)

48. Bien que la Régie est compétente pour approuver le plan d'approvisionnement d'Énergir en vertu de l'article 72 de la LRÉ, cette compétence ne peut s'étendre jusqu'à obliger la Régie à approuver l'ensemble des caractéristiques des contrats qu'Énergir entend conclure avec les producteurs (subventionnés ou non) pour satisfaire les besoins du marché québécois en gaz naturel ou en GNR ni ne confère à la Régie le pouvoir d'approuver le prix d'achat du GNR incluant les coûts de production qui ne sont pas réglementés ;
49. L'article 72 de la LRÉ ne fait que mentionner que le plan d'approvisionnement doit être approuvé par la Régie et qu'il doit contenir, entre autres choses, une description des caractéristiques des contrats qu'Énergir entend conclure pour satisfaire les besoins du marché québécois, mais ne prévoit aucunement que la Régie a le devoir ni le pouvoir d'approuver la fixation d'un prix ou d'un tarif de production qui est non réglementé.. La Régie doit examiner les caractéristiques des contrats afin de s'assurer que les clients des distributeurs gaziers aient des approvisionnements suffisants en gaz naturel ou en GNR mais toujours dans les limites de ses pouvoirs attributifs de compétence. Cette interprétation de l'article 72 de la LRÉ respecte les pouvoirs de la Régie tels qu'énoncés à l'article 31 de la LRÉ, notamment le pouvoir de surveillance de la Régie sur les distributeurs gaziers afin de s'assurer que les consommateurs québécois aient des approvisionnements suffisants en gaz naturel ou en GNR ;
50. Cette interprétation semble conforme avec les décisions antérieures de la Régie, notamment la décision D-2011-011 dans laquelle la Régie mentionne que les caractéristiques des contrats ou ententes qu'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (« **HQD** ») entend conclure doivent être examinées dans le cadre de l'approbation du plan d'approvisionnement :

➤ D-2011-011, par. 54, 55 et 56 :

« [54] L'article 72 de la Loi stipule que :

« tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité [...] doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il

entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois [...] »
[nous soulignons]

[55] Par ailleurs, l'article 1 du Règlement sur le plan prescrit que le plan d'approvisionnement du Distributeur doit décrire :

« 3° les objectifs que le titulaire [le Distributeur] vise ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre, au cours des 3 prochaines années [...], concernant les approvisionnements additionnels requis [...], et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure, en définissant entre autres :

a) les différents produits, outils ou mesures envisagés;

b) les risques découlant des choix des sources d'approvisionnement;

c) les mesures qu'il entend prendre pour atténuer l'impact de ces risques;

d) le cas échéant, les mesures qu'il entend prendre pour disposer d'une capacité de transport adéquate; » [nous soulignons]

[56] Il ressort clairement de ces dispositions que les caractéristiques des contrats ou ententes que le Distributeur entend conclure doivent être examinées dans le cadre du Plan. (...) »

(Soulignés de la Régie)

51. La Régie a réitéré ces propos dans le cadre de la décision D-2011-029 :

➤ D-2011-029, par. 21 à 23 :

« [21] Tel que la Régie l'indiquait dans sa décision D-2011-011, en vertu de l'article 72 de la Loi et de l'article 1 du Règlement, les caractéristiques des contrats ou ententes que le Distributeur entend conclure doivent être examinées dans le cadre du Plan. Par ailleurs, tout contrat éventuel, tel que l'Entente, fera l'objet d'un examen spécifique de la Régie à la suite du dépôt d'une demande d'approbation par le Distributeur en vertu de l'article 74.2 de la Loi.

[22] En conséquence, ce sont les caractéristiques des contrats et ententes éventuels, telles qu'envisagées par le Distributeur, que celui-ci doit décrire dans le cadre du Plan et l'examen du Plan par la Régie est le forum approprié pour débattre de ces caractéristiques. À cet égard, la Régie précise qu'elle considère important que le Distributeur soit explicite quant aux objectifs et stratégies qu'il privilégie, aux coûts et risques associés à ces stratégies et aux impacts de celles-ci sur les bilans en puissance et en énergie à l'horizon du Plan.

[23] La Régie réitère que lorsqu'une entente sera conclue, et à la suite d'une demande d'approbation du Distributeur à cet égard, elle en fera l'examen en vertu de l'article 74.2 de la Loi. »

(Nos soulignés et références omises)

52. Le fait que l'examen du plan d'approvisionnement d'Énergir puisse être le forum approprié pour examiner et débattre des caractéristiques des contrats qu'Énergir entend conclure avec ses fournisseurs ne veut pas nécessairement dire, de l'avis de l'ACIG, que cela confère automatiquement à la Régie une compétence sur une activité non réglementée telle la détermination du prix d'achat du GNR qu'entend proposer Énergir aux producteurs québécois de GNR subventionnés et ultimement non subventionnés ;
53. Soulignons que les décisions D-2011-011 et D-2011-029 ont été reprises avec approbation par la Régie dans la décision D-2012-142¹⁵ ;
54. Soulignons par ailleurs qu'en vertu du sous-paragraphe 3 b), alinéa 1, de l'article 72 de la LRÉ, que le plan d'approvisionnement d'Énergir doit tenir compte de la quantité de GNR déterminée par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 4 du premier alinéa de l'article 112 LRÉ. Cet article fait l'objet d'une discussion dans la section qui suit ;
55. Considérant ce qui précède, il appert que les dispositions habilitantes de la LRÉ, même interprétées de manière large et libérale, ne semblent pas autoriser la Régie à adopter le TRG proposé par Énergir, ne s'agissant pas d'un « tarif » au sens de la LRÉ, mais plutôt un « prix » consenti à certains producteurs dans un domaine non réglementé, à savoir la production de GNR¹⁶ ;

3.2 Le Règlement concernant la quantité de GNR devant être livrée par un distributeur¹⁷

56. Le paragraphe 4, alinéa 1, de l'article 112 de la LRÉ prévoit ce qui suit :

« 112. Le gouvernement peut déterminer par règlement:

[...]

4° la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur de gaz naturel, et les conditions et les modalités selon lesquelles s'effectue une telle livraison. »

(Nos soulignés)

57. Il est intéressant de noter à cet égard que le sous-paragraphe 3 b), alinéa 1, de l'article 72 de la LRÉ ne prévoit pas que le plan d'approvisionnement doive tenir compte des conditions et des modalités selon lesquelles s'effectue une telle livraison. Ce pouvoir réglementaire étant laissé à la discrétion du gouvernement, par règlement ;

¹⁵ Voir notamment les paragraphes 80 à 94 de la décision.

¹⁶ B-0050, par. 16.

¹⁷ Décret 233-2019 concernant le *Règlement concernant la quantité de GNR devant être livrée par un distributeur*.

58. Or, force est de constater que le gouvernement, dans son Règlement publié dans la *Gazette officielle du Québec*, partie 2, le 3 avril 2019, n'adopte que des mesures relatives à la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur de gaz naturel, mais aucune mesure quant aux conditions et modalités selon lesquelles s'effectue une telle livraison, alors que le paragraphe 4, alinéa 1, de l'article 112 de la LRÉ l'autorisait à adopter de telles conditions et modalités par règlement ;
59. En l'absence de telles conditions et modalités, est-ce qu'il revient à la Régie d'approuver des mesures visant à favoriser et à stimuler le développement de la filière du GNR au Québec, tel que le prix d'achat du GNR, un produit non réglementé, alors que le gouvernement aurait pu le faire en vertu du pouvoir réglementaire que lui confère le paragraphe 4, alinéa 1, de l'article 112 de la LRÉ ?
60. Autrement dit, est-ce qu'il revient à la Régie d'approuver un TRG équivalent à une aide financière directe pour aider les producteurs de GNR au Québec ?
61. Bien que l'ACIG soit favorable au développement de la filière du GNR au Québec, elle ne pense pas, le tout respectueusement soumis, que la Régie a la compétence pour le faire ;
62. L'ACIG est d'avis qu'un parallèle intéressant peut être fait avec le dossier R-3780-2011¹⁸ dans lequel la Régie a approuvé les modalités du programme d'HQD d'achat d'électricité produite par cogénération à base de biomasse forestière résiduelle (le « **Programme** »). HQD a également demandé à la Régie de prendre acte du contrat type qui sera utilisé dans le cadre du Programme ;
63. En effet, il est intéressant de noter que la Régie, dans le cadre de ce dossier, s'est dite satisfaite de la proposition du prix d'achat d'électricité d'HQD. Selon la Régie, le prix d'achat offert par HQD est un prix juste, raisonnable et approprié pour les installations admissibles au Programme¹⁹ ;

¹⁸ HQD - Demande d'approbation du programme d'achat d'électricité produite par cogénération à base de biomasse forestière résiduelle.

¹⁹ D-2011-190, par. 89.

64. Dans ce dossier, le prix d'achat de l'électricité produite par cogénération à base de biomasse forestière résiduelle a été fixé à un niveau comparable au prix moyen obtenu lors de l'appel d'offres A/O 2009-01²⁰. Ce prix étant indexé annuellement jusqu'à la date garantie de début des livraisons, puis par la suite et pour la durée du contrat, selon l'indice des prix à la consommation (IPC) au Canada²¹ ;
65. Soulignons dans un premier temps que l'admissibilité au Programme reposait sur un processus d'octroi de contrats en cinq (5) étapes sous la surveillance d'une firme indépendante²² ;
66. Soulignons également que la mise en place de ce Programme découlait d'une disposition habilitante claire, à savoir l'article 74.3 de la LRÉ qui mentionne ce qui suit :

« **74.3.** Malgré les articles 74.1 et 74.2, le distributeur d'électricité peut, dans le cadre d'un programme d'achat d'électricité provenant d'une source d'énergie renouvelable dont les modalités ont été approuvées par la Régie, acheter de l'électricité d'un client dont la production excède sa propre consommation ou d'un producteur, sans être tenu à la procédure d'appel d'offres.

Le présent article ne s'applique qu'à l'égard de l'électricité produite à partir d'une installation dont la capacité maximale de production est fixée par règlement du gouvernement. »

(Nos soulignés)

67. La Régie bénéficiait également de deux décrets, à savoir :
- Le décret numéro 1085-2011 concernant la capacité maximale de production visée dans un programme d'achat d'électricité produite par cogénération à base de biomasse forestière résiduelle (c'est-à-dire le règlement prévu à l'alinéa 2 de l'article 74.3 LRÉ)²³ ; et
 - Le décret numéro 1086-2011 concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un

²⁰ D-2011-190, par. 23 : « L'appel d'offres A/O 2009-01, lancé par le Distributeur en 2009, visait l'achat de 125 MW d'électricité produite par cogénération à la biomasse. À la suite de cet appel d'offres, six contrats d'approvisionnement en électricité ont été signés, pour un total de 52,9 MW de puissance contractuelle. Le coût unitaire actualisé de l'électricité livrée en vertu de ces contrats se situe entre 8,8 ¢/kWh et 12,0 ¢/kWh, pour un prix moyen de 10,6 ¢/kWh, excluant les coûts de transport et les pertes. »

²¹ *Idem*, par. 24

²² *Idem*, par. 8 et 9.

²³ Décret numéro 1085-2011 concernant la capacité maximale de production visée dans un programme d'achat d'électricité produite par cogénération à base de biomasse forestière résiduelle.

programme d'achat d'électricité produite par cogénération à base de biomasse forestière résiduelle (le « **Décret de préoccupation** »)²⁴ ;

68. Contrairement au dossier R-3780-2011, dans le présent dossier, la Régie ne semble pas pouvoir se fonder sur une disposition habilitante aussi claire que l'article 74.3 de la LRÉ et elle ne dispose d'aucun décret de préoccupation pour l'aiguiller dans sa prise de décision ;

IV. LE DOSSIER DE SAINT-HYACINTHE

4.1 La décision D-2015-107 (le volet B de la demande de Gaz Métro)

69. Énergir soumet à la Régie qu'à l'issue du dossier R-3909-2014, cette dernière a, par sa décision D-2015-107, notamment approuvé la formule d'achat du GNR produit par la ville de Saint-Hyacinthe²⁵ ;
70. Énergir prétend qu'en rendant la décision D-2015-107, la Régie a reconnu qu'il était opportun d'examiner la formule d'achat du GNR produit par la ville de Saint-Hyacinthe et qu'elle ne voit pas pourquoi il serait inopportun d'examiner le TRG dans le cadre du présent dossier, et ce, considérant qu'au moment de rendre la décision D-2015-107, le cadre réglementaire était identique à celui qui prévaut actuellement (exception faite du Règlement)²⁶ ;
71. Énergir plaide de plus que la cohérence décisionnelle et institutionnelle doit guider la Régie dans le cadre de la présente réflexion et que ce principe milite en faveur de la reconnaissance du caractère opportun de l'examen du TRG²⁷. Par ailleurs, Énergir soumet que la formule soumise dans ce dossier ne permettrait pas développer la filière du GNR et demande l'intervention de la Régie²⁸ ;

²⁴ Décret numéro 1086-2011 concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un programme d'achat d'électricité produite par cogénération à base de biomasse forestière résiduelle.

²⁵ B-0050, par. 2.

²⁶ B-0043, par. 17 et 18.

²⁷ *Idem*, par. 17, d).

²⁸ D-2019-031, par. 28 à 31; B-0014, p. 14, l. 15 à 19.

72. De l'avis de l'ACIG, la décision D-2015-107 doit être distinguée du présent dossier et ne peut servir de précédent autorisant la Régie à approuver le TRG proposé par Énergir. En effet, la formule d'achat du GNR produit par la ville de Saint-Hyacinthe et approuvée par la Régie dans le dossier R-3909-2014 repose essentiellement sur les notions de prix de marchés et de coûts évités. Cette formule ne permet pas l'émergence d'une filière de production du GNR au Québec et l'injection de celui-ci dans le réseau de distribution d'Énergir, contrairement à l'objectif recherché par le TRG proposé par Énergir ;

73. Il appert des extraits ci-dessous que l'objectif de la formule d'achat du GNR produit par la ville de Saint-Hyacinthe n'est pas de développer la filière du GNR au Québec ou d'établir une surprime équivalente à une aide financière directe pour aider les producteurs subventionnés de GNR au Québec. La formule se voulait d'ailleurs neutre au niveau des coûts pour l'ensemble de la clientèle de Gaz Métro et il était convenu que la ville assumait l'ensemble des coûts relatifs au projet, ce qui n'est pas nécessairement le cas du TRG proposé par Énergir ;

➤ D-2015-107, par. 57, 59, 61, 62, 66, 72 et 73 :

« [57] Selon Gaz Métro, le prix offert est un élément déterminant de la décision des clients producteurs d'aller de l'avant ou non avec leur projet. Dans ce contexte, Gaz Métro juge qu'il est souhaitable d'offrir aux municipalités un prix d'achat découlant d'une formule équivalant au prix de marché de la fourniture de gaz naturel auquel sont ajoutés les coûts évités. Gaz Métro souligne que la formule proposée se veut simple, équitable pour l'ensemble des clients producteurs de gaz naturel renouvelable et neutre au niveau des coûts pour l'ensemble de la clientèle.

[...]

[59] [...] La remise du coût évité au producteur de gaz naturel renouvelable amène une neutralité au niveau des coûts pour l'ensemble de la clientèle. En effet, Gaz Métro n'a pas à acquérir des droits d'émission pour les quantités de gaz naturel achetées aux producteurs de gaz naturel renouvelable.

[...]

[61] Gaz Métro conclut que cette formule d'établissement du prix d'achat du gaz naturel renouvelable permet une équité entre le juste prix à payer aux producteurs et le prix d'achat des clients de Gaz Métro. Enfin, Gaz Métro précise que cette formule aura l'avantage d'être simple et neutre au niveau des coûts pour l'ensemble de la clientèle.

[62] Gaz Métro souhaite appliquer cette formule à la Ville et demande à la Régie d'approuver cette formule uniquement aux fins du projet présenté dans le cadre du présent dossier.

[...]

4. OPINION DE LA RÉGIE

[66] La Régie est satisfaite des informations fournies par Gaz Métro pour justifier le prolongement de son réseau de distribution existant jusqu'au point de

réception sur le terrain de la Ville. De plus, elle note que la Ville assumera en totalité le coût global du projet par l'entremise du tarif de réception et que sa réalisation n'aura aucun impact sur les tarifs du Distributeur.

[72] Selon la formule d'établissement du prix d'achat du gaz naturel renouvelable produit par la Ville, Gaz Métro achètera le gaz au prix du marché de la fourniture du gaz naturel, auquel seront ajoutés les coûts évités relatifs au transport, à la compression et à l'acquisition de droits d'émissions prévues au RSPÉDE. Elle précise qu'en s'approvisionnant localement, elle évitera de payer ces coûts qu'elle aurait eu à payer à Dawn.

[73] Gaz Métro soutient que la formule proposée se veut simple, équitable et neutre au niveau des coûts pour l'ensemble de la clientèle. »

(Nos soulignés, références omises et emphase ajoutée)

74. Considérant ce qui précède, l'ACIG est d'avis que la décision D-2015-107 peut être distinguée du présent dossier et qu'elle ne peut servir de précédent justifiant l'adoption par la Régie du TRG proposé par Énergir ;
75. L'ACIG se questionne également sur l'impact d'un tel tarif sur la clientèle d'Énergir. Contrairement au dossier R-3909-2014, peut-on vraiment parler dans le cadre du présent dossier d'une neutralité au niveau des coûts sur l'ensemble de la clientèle d'Énergir? Peut-on également affirmer en l'espèce que les producteurs subventionnés de GNR assumeront l'entièreté des coûts reliés à leurs projets, alors que l'objectif même du TRG est d'aider financièrement ces producteurs? Énergir dans sa preuve quant au tarif du GNR indique : « [l]e prix du GNR serait fixé de manière à récupérer le coût d'achat du GNR. L'établissement du prix serait fait en même temps que les autres prix fixés dans le cadre de la cause tarifaire »²⁹ ;
76. Quant à la cohérence décisionnelle et institutionnelle, l'ACIG note que la Régie précisait dans la décision D-2015-107 que cette décision était rendue uniquement aux fins du projet présenté dans le cadre de ce dossier spécifique ;
77. L'ACIG ajoute également que bien que la cohérence décisionnelle soit un principe établi devant la Régie, il n'en demeure pas moins que la Régie n'est pas soumise au *stare decisis* et que son autonomie décisionnelle a préséance sur la cohérence décisionnelle ;

➤ D-2014-018, par. 58 et 59 :

« [58] Bien que la cohérence décisionnelle soit un principe établi devant la Régie, il n'en demeure pas moins qu'elle n'est pas soumise au *stare decisis*, soit la règle du précédent, qui veut qu'un tribunal rende des décisions conformes à ses décisions antérieures. La Régie doit plutôt viser le respect de la jurisprudence établie qui, contrairement au *stare decisis* faisant en sorte qu'une seule décision suffit à former une règle de droit, nécessite plutôt

²⁹ Gaz Métro-1, Document 1 (B-0022), p. 34.

plusieurs décisions cohérentes fondant un courant jurisprudentiel. La Régie note également que la Cour suprême précise, dans la décision Domtar inc., que l'autonomie décisionnelle des tribunaux administratifs a préséance sur l'objectif de cohérence décisionnelle.

[59] Or, la décision D-2008-020 est la première décision portant notamment sur les investissements relatifs au remplacement des liaisons hertziennes et à la modernisation des liaisons optiques. »

(Nos soulignés et références omises)

➤ D- 2012-136, par. 77 et 78 :

« [77] La Régie ne peut souscrire à la vision du distributeur soutenant que le principe de la cohérence décisionnelle doit prévaloir en l'instance et à son invitation à retenir l'approche retenue historiquement à l'égard des demandes d'ordonnance de confidentialité.

[78] La Régie considère qu'elle n'est pas nécessairement liée par les décisions antérieures, surtout lorsque les demandes à leur origine n'ont pas fait l'objet de commentaires de la part des intervenants. »

4.2 La décision D-2013-041 (le volet A de la demande de Gaz Métro)

78. Toujours dans le cadre du dossier R-3909-2014, il est intéressant de noter que la Régie, dans sa décision D-2013-041, a rejeté le volet A de la demande de Gaz Métro. Rappelons que ce volet consistait essentiellement à investir dans les installations requises pour assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du biométhane produit par la ville de Saint-Hyacinthe, de façon à ce que le biométhane puisse être injecté dans le réseau de distribution de gaz naturel de Gaz Métro. Il était prévu que ces équipements seraient ultimement cédés à la ville au plus tard 20 ans après leur mise en place. Gaz Métro proposait que les coûts des actifs du volet A soient récupérés par l'intermédiaire des tarifs du service de distribution et donc qu'ils soient à la charge de l'ensemble de la clientèle de l'activité de distribution ;

79. La Régie a rejeté cette demande en ces termes ;

➤ D- 2013-041, par. 79, 81 et 85 :

« [77] La présente formation est d'avis que les installations du type volet A sont des installations de production et de commercialisation du biométhane qu'un producteur doit absolument mettre en place s'il veut injecter du biométhane dans le réseau de Gaz Métro. Dans la décision D-2011-108 (paragraphe 24), la Régie a d'ailleurs décidé que ce type d'installations n'était pas réglementé. Le traitement du biométhane par des équipements du type volet A est donc une opération qui ne relève pas du droit exclusif de distribution de Gaz Métro.

[...]

[79] Ainsi, le fait de vouloir faire assumer par Gaz Métro et les consommateurs de gaz naturel, les coûts d'installations du volet A du Projet qui ne relèvent pas du droit exclusif de Gaz Métro équivaut à faire financer une activité non

réglementée par les clients de l'activité réglementée. La Régie est d'avis qu'une telle situation n'est pas appropriée.

[...]

[81] La valorisation du biométhane relève d'objectifs publics louables mais dont les coûts ne doivent pas être mis à la charge des consommateurs de gaz naturel.

[...]

[85] Du point de vue de l'intérêt public et des rôles réciproques des producteurs de gaz et des distributeurs de gaz naturel, la Régie partage la position de l'OEB. »

(Nos soulignés)

80. De l'avis de l'ACIG, un TRG qui se veut une aide financière directe pour la production de GNR au Québec est l'équivalent de faire assumer par les consommateurs d'Énergir des coûts liés à une activité non réglementée, à savoir les coûts liés à des installations de production et de commercialisation visant à développer la filière du GNR au Québec ;

81. L'ACIG croit pertinent de référer aux passages suivants de la décision D-2011-108, laquelle est d'ailleurs citée avec approbation par la Régie dans la décision D-2013-041 ;

➤ D- 2011-108, par. 20 :

« [20] Dans ce contexte et considérant que la Régie est un organisme de régulation économique à caractère multifonctionnel, autonome et indépendant ce qui milite en faveur de donner à sa compétence toute l'étendue voulue afin qu'elle puisse exercer son rôle de régulation à l'égard des activités et des actifs réglementés de Gaz Métro, la Régie est d'avis que dans la mesure où les actifs nécessaires au service de réception sont utilisés en tout ou en partie pour transporter du gaz naturel destiné à être livré par canalisation aux consommateurs situés dans le territoire exclusif de Gaz Métro, elle a juridiction pour fixer un tarif à l'égard de cette activité. »

(Nos soulignés et références omises)

82. Selon l'ACIG, la Régie n'a pas la compétence requise pour adopter le TRG proposé par Énergir, et ce, notamment pour les motifs soulevés par la Régie dans les décisions D-2011-108 et D-2013-041. En effet, les installations de production de GNR qui bénéficieraient d'un éventuel TRG ne serviraient pas, en tout ou en partie, pour transporter du GNR destiné à être livré par canalisation aux consommateurs situés dans le territoire exclusif d'Énergir ;

83. L'ACIG partage d'ailleurs les commentaires de l'intervenante Fédération canadienne des entreprises indépendantes qui mentionnait ce qui suit dans le cadre du volet A de la demande de Gaz Métro dans le dossier R-3909-2014. De l'avis de l'ACIG, ces commentaires s'appliquent en l'espèce ;

- D- 2013-041, par. 79, 81 et 85 :

« [47] La FCEI soumet que ce n'est pas le rôle du distributeur de mettre en place le marché du biométhane. Elle réfère à cet égard au passage suivant d'une décision de l'*Ontario Energy Board* (OEB) portant sur un projet similaire à celui de Gaz Métro :

[...]

[50] La FCEI insiste sur le fait que la Loi s'applique et que la Régie ne peut considérer les actifs du volet A du Projet comme étant des actifs destinés à la distribution du gaz naturel, sous prétexte que la valorisation du biométhane serait d'intérêt public.

[51] Selon la FCEI, si la Régie acceptait la demande du distributeur, cela équivaldrait à faire assumer par les consommateurs de gaz naturel des coûts qui devraient normalement être assumés par la ville de Saint-Hyacinthe et ses contribuables. »

(Références omises)

V. LES RÉCENTES DÉCISIONS DE LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

5.1 La décision EB-2017-0319 du 18 octobre 2018

84. Aux paragraphes 82 et 83 de la décision D-2019-031, la Régie se questionne quant au parallèle qui peut être établi entre l'activité d'épuration que souhaitait mettre en place Enbridge Gas Distribution (« **EGD** ») aux fins de promouvoir la production de GNR et le TRG que souhaite mettre en place Énergir pour des motifs similaires;
85. Dans cette affaire, EGD souhaitait offrir à ces fournisseurs, sur une base volontaire, un service d'épuration du biogaz aux fins d'obtenir du GNR de qualité réseau. Tout comme le TRG proposé par Énergir, l'objectif de ce service était de favoriser le développement de la filière de production de GNR en Ontario ;
86. Dans la décision EB-2017-0319, la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « **CEO** ») a essentiellement conclu que bien que le service que souhaitait mettre en place EGD était une activité permise à EGD, cela ne signifiait pas pour autant que cette activité devait être considérée comme une activité réglementée, puisqu'elle ne constituait pas une activité de fourniture, de transmission, de distribution ou d'emmagasinement de gaz naturel. Ce faisant, la CEO a refusé que les coûts relatifs à ce service soient socialisés au travers de l'ensemble de la clientèle d'EGD ;

- EB-2017-0319, p. 2, 8, 11 et 12 :

ONGLET 1

« For the reasons that follow, the OEB has made the following key determinations:

1. The OEB finds that the RNG Upgrading Service is not the sale, transmission, distribution or storage of gas. Therefore, the OEB is not setting rates for this service under Section 36 of the OEB Act. However, the OEB finds that the proposed RNG Upgrading Service is a permitted business within Enbridge (the utility).

[...]

Section 36 of the OEB Act requires an order from the OEB for a gas transmitter, gas distributor or storage company to “sell gas or charge for the transmission, distribution or storage of gas”. Activities for which the OEB issues an order under Section 36 are generally referred to as rate-regulated activities.

[...]

While agreeing that Enbridge is permitted to provide the RNG Enabling Program, the majority of intervenors stated that the 2006 and 2009 Directives do not alter the OEB's ratemaking powers. The OEB can only set regulated rates (or regulated service fees) for the sale, distribution, transmission and storage of gas.

[...]

However, most other parties (APPo, CCC, Energy Probe, IGUA, SEC and OEB staff) did not support Enbridge's position. These parties submitted that the RNG Upgrading Service is not the sale, transmission, distribution or storage of gas, and therefore should not be considered part of Enbridge's regulated business for which the OEB can set rates. Therefore, Enbridge could undertake the RNG Upgrading Service but at its own risk.

[...]

RNG Upgrading Service

The OEB finds that the RNG Upgrading Service is not the sale of gas or the transmission, distribution or storage of gas. Rates will not be set for this service under Section 36 of the OEB Act. While Enbridge is permitted to undertake this program within the utility, it must be done as a non rate-regulated activity.

RNG Upgrading is about changing raw biogas into RNG that is interchangeable with conventional natural gas. It is not about the sale of gas, the delivery of gas to a consumer (distribution), the transportation of gas by hydrocarbon transmission line (transmission) or the storage of gas (storage).

Even if RNG Upgrading had been found to be a distribution activity, the OEB concludes that it is not appropriate for the RNG Upgrading Service to be a rate-regulated activity for two reasons. **First, RNG Upgrading Service is potentially a competitive activity in Ontario.** Enbridge itself acknowledges that the RNG Upgrading Service can also be done by RNG producers. This is the reason that Enbridge has proposed this to be an optional service.

Enbridge has argued that there is “no evidence of any current market players who will be adversely impacted by EGD offering a regulated RNG Upgrading service”.

The OEB notes that the effect on competitors is only one consideration. Second, the OEB must also consider whether natural gas customers should bear any risk for this competitive service. The OEB finds that they should not.

In 2009, the OEB issued a Decision on a Preliminary Motion (2009 Decision) with respect to the plan by Enbridge to pursue certain Green Energy Initiatives.

Enbridge provided details of those initiatives which were included as Appendix D to the 2009 Decision. One initiative was described as follows:

[...]

There are many aspects of this Green Energy Initiative in common with the current proposed RNG Enabling Program.

The OEB panel for the 2009 Decision specifically found it unnecessary to make any finding on whether these green energy initiatives were distribution activities. However, the OEB panel determined that these activities would be non rate-regulated. The OEB panel expressed concern that the Green Energy Initiatives took place in the broad competitive market and rate regulating these initiatives would be unfair to other market participants, and would shift risk to natural gas ratepayers. There are the same concerns in this proceeding, and the 2009 Decision supports the OEB's determination that the RNG Upgrading Service will not be rate-regulated.

Following the 2009 Decision, the OEB established the G-2010-0030 Guidelines: Regulatory and Accounting Treatments for Natural Gas Utility-Owned Qualifying Facilities or Assets (the 2010 Guidelines). Under these 2010 Guidelines the natural gas utilities are required to segregate activities pertaining to qualifying facilities or assets from the utility's rate-regulated activities. Detailed regulatory and accounting guidance was provided. The OEB finds that if Enbridge intends to pursue RNG Upgrading Services within the utility as a non rate-regulated activity, it must follow a similar approach to that set out in these 2010 Guidelines. This will ensure a ring-fencing between the utility's rate-regulated and non rate-regulated activities. The 2010 Guidelines are attached as Appendix B for ease of reference. »

(Nos soulignés et emphase ajoutée)

87. De l'avis de l'ACIG, un parallèle peut effectivement être fait entre les faits de la décision EB-2017-0319 et la présente demande d'Énergir. En effet, malgré le fait que l'achat de GNR fait partie des activités normales d'un distributeur de gaz naturel, il n'en demeure pas moins que la production de gaz naturel ou de GNR n'est pas une activité réglementée et que l'activité normale d'un distributeur de gaz naturel ou de GNR quant à l'achat de sa marchandise ne doit pas aller aussi loin que de stimuler artificiellement le développement d'une filière au moyen d'une aide financière directe à certains producteurs de GNR ;
88. L'ACIG réitère également que le rôle d'un distributeur de gaz naturel n'est pas, en vertu de la LRÉ, de développer la filière du GNR au Québec ;

5.2 Les décisions provisoires EB-2011-0242 et EB-2011-0283 du 12 juillet 2012

89. Rappelons que dans cette affaire, EGD et Union Gas Limited (« **Union Gas** ») recherchaient une ordonnance de la CEO visant, d'une part, la fixation d'un tarif qui inclurait les coûts d'achat de biométhane et, d'autre part, l'approbation d'une structure de prix d'approvisionnement en biométhane auprès de producteurs ontariens à des prix déterminés et pour une durée de 20 ans aux fins, notamment, de stimuler la filière de production de biométhane en Ontario ;
90. Dans cette décision provisoire, la CEO conclut que le rôle des distributeurs EGD et Union Gas n'est pas de développer la filière du biométhane en Ontario ;

➤ EB-2011-0242 et EB-2011-0283, p. 12 et 13 :

ONGLET 2

« CME and LPMA each argued that there is evidence of an emerging market for biogas and biomethane already. LPMA further submitted that the market's development should be left to market forces and not be artificially stimulated. Shell argued that rather than fostering future competitive trade in biogas and environmental attributes, there is the potential with 20-year contracts for the programs to stifle future market evolution by removing this local supply from the mix of alternatives available to large commercial and industrial consumers, as well as marketers. Enbridge responded that the program would not take biomethane producers out of the competitive market, because in Ontario there is no biomethane production market to begin with.

In the Board's view the applicants established the wrong goal for their programs. Their purpose in bringing the applications was expressly to create or enable a market for biomethane in Ontario. With respect, that is an objective which is beyond the scope of the distributor's role. It is appropriate for the distributors to consider the conditions and pricing necessary to accept biomethane into their respective distribution systems, but it is not appropriate for them to use system gas customers as a means of subsidizing a variety of biomethane producers in the hope of developing a viable biomethane supply market. In addition, the companies provided no evidence where such a program has been successful in stimulating market development, and therefore the achievement of this benefit is almost entirely speculative in any event. The Board concludes that this benefit should have no weight in the assessment of the program

Much of the design of the program was rooted in the applicants' objective of trying to create a market. The plan to purchase from a variety of producers – large and small – landfill and agricultural – is a key example. This approach undermines the overall cost effectiveness of the program, as discussed further below.

None of this is to say that it is entirely inappropriate for the distributors to purchase biomethane; rather this finding is specific to the stated objective and claimed benefit of enabling the biomethane market through compulsory ratepayer subsidies. »

(Nos soulignés et emphase ajoutée)

91. Tel que mentionné précédemment, il ressort clairement de la preuve au dossier que l'écart entre le coût d'achat qui serait fixé au moyen du TRG et celui de la formule d'établissement du prix d'achat établi dans la décision D-2015-107 (dossier de Saint-Hyacinthe) est une prime aux seules fins de stimuler la filière de production de GNR au Québec³⁰ ;
92. Or, de l'avis de l'ACIG, ce n'est pas le rôle d'un distributeur de gaz d'aider financièrement une filière à se développer ;
93. Bien qu'il s'agisse d'une décision provisoire rendue par la CEO et que cette dernière n'a rendu aucune décision finale dans ce dossier (les parties ayant retiré leur requête en date du 7 septembre 2012 et le dossier ayant été fermé en conséquence en date du 17 septembre 2012), il n'en demeure pas moins que la détermination de la CEO sur la question de la compétence était, quant à elle, définitive et non équivoque ;
94. Par conséquent, de l'avis de l'ACIG, la conclusion de la CEO dans le cadre de ce dossier est applicable en l'espèce;

VI. AUTRES CONSIDÉRATIONS PERTINENTES AUX FINS DES QUESTIONS B) ET C) DE LA RÉGIE

6.1 Le prix de la marchandise : un prix non réglementé laissé aux forces du libre marché

95. L'ACIG soumet à la Régie que le prix de la marchandise du gaz naturel ou du GNR est déréglementé et déterminé librement sur le marché en fonction de l'offre et de la demande ;
96. De l'avis de l'ACIG et tel qu'il appert des décisions citées ci-après, un des rôles de la Régie est de préserver le bon fonctionnement du marché concurrentiel de la marchandise du gaz naturel ou du GNR ;
 - D- 2001-214, p. 19, 20, 21, 26, 29 et 30 :

« 2.3 OPINION DE LA RÉGIE

La demande d'un nouveau tarif fixe pour les clients en gaz de réseau comporte des enjeux fondamentaux à l'égard notamment de la jurisprudence établie et du rôle d'un monopole de distribution dans le marché libre des approvisionnements gaziers.

³⁰ D-2019-031, par. 84.

Avant de statuer sur la demande, la Régie examine d'abord succinctement l'évolution du rôle du distributeur dans les approvisionnements gaziers et la situation actuelle du marché du gaz au niveau des prix.

[...]

L'accord de l'Ouest intervenu entre le gouvernement du Canada et les provinces de l'Ouest en 1985 est venu modifier de façon majeure le mode de fourniture du gaz naturel au Canada. Le gouvernement fédéral et les provinces productrices ont alors convenu de déréglementer la vente de gaz naturel et de laisser jouer les forces du marché pour la détermination du prix de la marchandise.

[...]

La *Loi sur la Régie du gaz naturel* adoptée en 1988 comprenait à cet égard une double obligation pour le distributeur, c'est-à-dire l'obligation de fournir, sauf dispense de la Régie, le gaz naturel à tout client qui en fait la demande et celle de transporter et livrer le gaz naturel acquis d'un tiers par un client.

Le principal effet de la déréglementation du prix du gaz naturel a été de distinguer le commerce de la marchandise de son transport et de sa distribution. Les prix de la marchandise sont, depuis, déterminés librement sur le marché en fonction de l'offre et de la demande. Les activités à caractère monopolistique, telles le transport et la distribution, sont pour leur part demeurées réglementées.

Présentement, SCGM offre deux grands modes d'achat de gaz naturel, soit le service de fourniture par le distributeur (gaz de réseau) et l'achat direct qui comprend les services d'achat-revente et de livraison.

[...]

La Régie est d'avis, tel que mentionné dans la décision D-94-19, que le distributeur doit être actif dans l'approvisionnement gazier de façon à remplir ses obligations prévues à la Loi. La Régie est également d'avis qu'il est dans l'intérêt de l'ensemble des consommateurs de préserver le bon fonctionnement du marché concurrentiel de la marchandise gaz.

[...]

[...] Dans sa décision D-94-01, la Régie estimait que le tarif doit être le reflet du prix d'acquisition :

« [...] s'il existe un interfinancement sur le coût de la marchandise gaz d'un niveau à l'autre, il est évident que les taux proposés à chacun de ces niveaux ne peuvent refléter le coût réel d'acquisition. »

[...]

2.3.3.7 Monopole de distribution et marché déréglementé de la fourniture

Plusieurs décisions ont traité de l'établissement des prix dans un marché déréglementé.

La Régie considère que la proposition, bien que ne visant que les clients en gaz de réseau, aurait pour effet de modifier de façon importante le rapport de forces entre le distributeur et les autres fournisseurs dans le marché déréglementé de la marchandise. En effet, comme le distributeur propose d'offrir le tarif fixe à l'ensemble de la clientèle, il est à prévoir que le déplacement déjà observé des clients des achats directs vers le gaz de réseau ne pourra que s'accroître de façon importante si le distributeur devait offrir des options à prix fixe à des conditions plus avantageuses que celles disponibles sur le marché auprès des courtiers et autres fournisseurs.

FCEI/ACAGNEQ soulève à cet égard que la proposition constitue un transfert de risque injustifié de l'actionnaire vers les clients à tarif variable. Lorsque les fournisseurs ou courtiers font des offres aux clients, ils doivent assumer eux-mêmes les risques découlant de ces offres. Le distributeur propose, pour sa part, d'utiliser la clientèle du tarif variable pour faire des offres de prix fixe à ses clients à des conditions possiblement plus avantageuses que celles que pourraient offrir les courtiers, notamment en ce qui concerne le traitement des déséquilibres volumétriques. Il y aurait, selon la Régie, disproportion de moyens entre le distributeur et les courtiers ou fournisseurs qui œuvrent dans le marché déréglementé de la marchandise. La Régie partage donc le point de vue de FCEI/ACAGNEQ, selon lequel la proposition dans sa forme actuelle peut conduire à une forme de compétition gaz/gaz dans le marché, qui aurait pour effet à terme de restreindre le degré de concurrence au sein du marché.

Dans la décision D-94-19, la Régie précisait que le distributeur devait conserver un rôle actif dans l'approvisionnement gazier, **mais ne devait en aucun temps utiliser sa position de monopole de distribution pour venir altérer les règles du jeu en regard d'un accès libre aux marchés gaziers tant pour les fournisseurs que pour les consommateurs.** De plus, la Régie dans cette même décision précisait qu'une des responsabilités des représentants des ventes de SCGM était de fournir à la clientèle la liste des fournisseurs ou courtiers œuvrant dans la vente de gaz naturel au Québec. **La Régie est d'avis que ces remarques sont toujours pertinentes et considère qu'il est dans l'intérêt des consommateurs que le distributeur accentue ses efforts pour faire connaître les courtiers et fournisseurs œuvrant dans le marché.**

L'acceptation de la proposition par la Régie aurait vraisemblablement pour effet d'accroître le déplacement des clients en achats directs vers le gaz de réseau et **d'augmenter significativement le rôle du distributeur dans le marché déréglementé de la marchandise gaz et ce, en bénéficiant des avantages que lui confère sa situation de monopole. La Régie considère, à l'instar de plusieurs intervenants, que pareille immixtion n'est pas justifiée dans les circonstances et risque d'être contraire à terme à l'intérêt des consommateurs en réduisant la concurrence au niveau de la marchandise.**

La Régie considère que l'acceptation de la présente demande irait à l'encontre des efforts déployés depuis plusieurs années pour favoriser l'émergence d'un marché libre et efficace de la marchandise et pourrait ultimement être au désavantage de l'ensemble des clients. »

(Nos soulignés, emphase ajoutée et références omises)

97. Tout comme la Régie dans le présent dossier, l'ACIG se questionne et est grandement préoccupée quant à l'impact de la proposition d'Énergir sur la compétition et sur le libre accès au marché du GNR au Québec. De l'avis de l'ACIG, la proposition d'Énergir pourrait avoir pour effet de restreindre le degré de concurrence au sein du marché du GNR au Québec. Le rapport de forces entre Énergir et les autres fournisseurs dans le marché déréglementé de la marchandise du GNR ne pourra que s'accroître de façon importante si Énergir devait offrir un TRG à des conditions plus avantageuses que celles disponibles sur le marché. Or et tel qu'il appert des décisions D- 2001-214 et D-94-19, la Régie précise qu'un distributeur de gaz ne peut, en aucun temps, utiliser sa position de monopole de distribution pour venir altérer les règles du jeu en regard d'un accès libre au marché gazier tant pour les fournisseurs que pour les consommateurs ;
98. Par conséquent, de l'avis de l'ACIG, le TRG proposé par Énergir viendrait augmenter significativement le rôle de cette dernière dans le marché d'achat du GNR et viendrait interférer avec le bon fonctionnement du marché concurrentiel de la marchandise du GNR au Québec, en ce que :
- La mise en place d'un TRG, dans les conditions actuelles de production (nombre restreint de producteurs) conférerait à Énergir une position de monopole quant à la commercialisation du GNR produit. À la faveur du TRG proposé, les producteurs voudraient se tourner sûrement en exclusivité vers Énergir pour vendre leur production. De ce fait, Énergir détiendrait l'ensemble de la production dans son portefeuille et sera, de ce fait, seul fournisseur de GNR pour l'ensemble de la clientèle. Le TRG proposé, prévoit la possibilité d'un achat direct auprès des producteurs, mais en l'absence d'un marché du GNR et au vu des conditions du TRG proposé, l'ACIG se questionne sur la capacité des clients à chercher des fournisseurs, autres qu'Énergir, pour s'approvisionner en GNR ;
 - Le TRG proposé n'incitera pas non plus les producteurs à démarcher de nouveaux clients. Le TRG proposé leur assure déjà un débouché à leur production et ils ne disposent pas d'un incitatif financier pour augmenter les capacités de production ;
 - L'ACIG souhaite ajouter que le TRG proposé favorise grandement les producteurs subventionnés. Les producteurs non subventionnés seront inclus via des négociations de tarifs de rachat au cas par cas. L'ACIG se questionne sur le risque de position dominante qu'Énergir exercerait sur les producteurs non subventionnés. L'ACIG souhaite ajouter que la mise en place d'une discrimination de prix va à l'encontre d'un marché libre, mais aussi pourrait avoir un effet contreproductif sur l'atteinte des objectifs du gouvernement. En effet, il est important de rappeler que les producteurs non subventionnés peuvent représenter un réservoir de production important à même de satisfaire la consommation et l'atteinte des objectifs assignés par la Politique énergétique 2030. Aussi, nous soulignons que l'émergence d'un marché concurrentiel ne peut se réaliser qu'à la condition du respect du principe de libre entrée et de sortie.

99. De fait, Énergir pourrait effectivement utiliser sa position de monopole de distribution et venir altérer les règles d'accès au libre marché du GNR au Québec ;
100. Énergir aurait également un certain contrôle sur le prix de la fourniture d'un produit non réglementé, à savoir celui du GNR, en ce que :
- Le TRG tel que proposé doit, dans la pratique, permettre au marché de disposer d'un signal de prix pour dynamiser la production d'énergie renouvelable, dont les coûts de production sont plus élevés que ceux des énergies fossiles. Or, le TRG proposé, de par ses déterminants, risque de générer un contrôle des prix sur une longue période (de 5 à 20 ans) ;
 - Le TRG, dans sa version actuelle, risque d'altérer le signal de prix par la mise en place d'un effet de rente qui aura pour principale conséquence de freiner le développement de la production au profit exclusif des producteurs subventionnés ;
 - Le TRG, sur une période aussi longue, risque de ne pas favoriser l'innovation et ne favorisera pas la diminution des coûts marginaux de production nécessaires à l'émergence d'un marché dynamique et attractif ;
 - Aussi, il est à noter que le TRG, dans sa formulation actuelle, va fixer les prix du GNR de façon à ce qu'ils ne permettront pas de refléter les prix réels du marché. La fixation des prix aura pour conséquence de créer une sous allocation des facteurs de production qui va entraver le développement de la filière et faire de la filière québécoise une filière non concurrentielle ;
 - Le TRG proposé, aura aussi pour conséquence de créer une forme d'asymétrie d'information pour les acteurs du marché, mais aussi pour la Régie. En effet, une fixation des prix sur une si longue période et en l'absence d'accès libre au marché va engendrer une situation où les informations sur les coûts marginaux de production ne seront plus disponibles pour la Régie et pour le gouvernement. En l'absence de ces informations, il sera difficile, voir impossible, pour le gouvernement de disposer d'une information fiable lui permettant d'adapter ou de corriger ses politiques énergétiques.
101. Considérant le paragraphe 98 de la décision procédurale D-2019-031 où la Régie demande aux participants de lui fournir un complément d'argumentation, mais également de preuve concernant ces questions, l'ACIG informe la Régie qu'elle est disposée à présenter à la Régie une preuve en soutien aux paragraphes 98 et 100 advenant le cas où la Régie devait conclure qu'elle a la compétence requise pour approuver un TRG visant à développer la filière du GNR au Québec ;

6.2 L'Avis au Ministre³¹

102. Tout comme Énergir dans le cadre de la présente demande³², l'ACIG note que la Régie, dans son Avis au MERN, recommande notamment d'envisager « *la mise en place d'un TRG qui pourrait être supérieur aux coûts évités d'approvisionnement afin de stimuler le développement de la filière de production de GNR au Québec* » (Piste de solution 14) et « *qu'un tarif d'achat volontaire de GNR soit offert aux clients des distributeurs gaziers* » (Piste de solution 15) ;
103. Soulignons d'emblée que la Régie, dans le cadre de son Avis au MERN, ne s'est aucunement prononcée sur la question de la juridiction et de son champ de compétence quant à l'approbation d'un éventuel TRG ;
104. Soulignons également qu'un avis de la Régie n'est pas une décision ;
105. Ceci dit, l'ACIG note que la Régie recommande également que tout écart significatif entre un éventuel TRG et les coûts évités fasse l'objet d'un soutien gouvernemental afin d'éviter des hausses tarifaires élevées pour les consommateurs de gaz naturel ;
106. Ceci confirme que, dans une certaine mesure, la Régie était d'avis lors de la rédaction de son Avis au MERN que le développement de la filière du GNR reposait en partie sur les épaules du gouvernement et qu'il ne devait pas être assumé entièrement par les consommateurs de gaz ;
107. Par conséquent et dans l'éventualité où la Régie devait conclure qu'elle est compétente pour approuver le TRG proposé par Énergir, l'ACIG soumet respectueusement à la Régie que le TRG proposé par Énergir devra être modifié afin de protéger le libre accès au marché du GNR au Québec et afin de prévenir toute altération à la libre compétition dans ce marché. En effet et tel que le mentionnait la Régie dans son Avis au MERN, un TRG devrait être calibré sur la base des coûts et des rendements particuliers de chacun des projets et modulé en fonction de chacun de ces projets afin d'assurer dans chaque cas une faisabilité et une rentabilité raisonnable. Ainsi, plusieurs niveaux de TRG pourraient être requis selon la nature du projet, sa performance, sa localisation, etc.³³ ;
108. Par ailleurs et toujours dans l'éventualité où la Régie devait conclure qu'elle est compétente pour approuver le TRG proposé par Énergir, l'ACIG réitère qu'il est primordial que l'achat de GNR offert aux clients des distributeurs gaziers demeure sur une base volontaire, et ce, afin d'éviter que l'acquisition d'un volume minimal de GNR à un prix supérieur au coût évité puisse se traduire par des impacts tarifaires non négligeables pour l'ensemble de la clientèle des distributeurs gaziers, mais également

³¹ R-3972-2016, pièce A-0038.

³² B-0050, par. 11.

³³ R-3972-2016, pièce A-0038, piste de solution 14, p. 21.

afin d'éviter que les consommateurs industriels de gaz naturel soient contraints à participer doublement aux efforts de réduction des émissions de GES ;

109. Advenant le cas où la Régie conclut à sa propre compétence, l'ACIG se réserve le droit de proposer certaines modifications au TRG ou à tout autre méthode présentée par Énergir ;
110. Une des avenues pourrait être d'avoir recours à un mécanisme d'appel d'offres pour l'achat de quantité de GNR sur une période définie afin de laisser libre cours au marché ;

CONCLUSION

111. En guise de conclusion, l'ACIG soumet respectueusement à la Régie, pour les motifs invoqués aux présentes, que cette dernière n'a pas juridiction pour inclure des coûts dans un tarif aux fins de développer la production de GNR au Québec?
112. Si elle possède une telle compétence, il serait, de l'avis de l'ACIG, injuste et déraisonnable d'exercer cette compétence puisqu'un le TRG proposé par Énergir ferait en sorte que cette dernière pourrait utiliser sa position de monopole de distribution de manière à altérer les règles d'accès au libre marché du GNR au Québec et à contrôler le prix de la fourniture d'un produit non réglementé.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.