

Régie de l'énergie

**EGI - Demande conjointe relative à la fixation de taux de rendement et de structures
de capital**

R-4156-2021 – Phase 2

**Preuve de l'Association des consommateurs industriels de gaz
(« ACIG »)**



préparée par
Nazim Sebaa
et
Anthony Vachon

Le 19 avril 2022

Table des matières

Résumé exécutif.....	3
L'Association des consommateurs industriels de gaz	4
1. Introduction	5
2. Commentaires de l'ACIG par rapport aux risques d'affaires identifiés dans le rapport de la firme Aviseo	6
2.1 Volumes de gaz distribués et rémunération des distributeurs	6
2.2 Impact des politiques gouvernementales sur le niveau de la demande .	7
2.3 Horizon temporel retenu par la firme Aviseo	8
2.4 Niveau de la demande en gaz naturel.....	10
2.4.1 Mouvement de bannissement du gaz.....	13
2.5 L'impact du SPEDE sur la demande de gaz des industriels.....	14
2.6 Risque associé aux amortissements	18
2.7 Risques associés à la composition de la clientèle.....	19
2.8 Transition énergétique et contexte énergétique québécois	23
2.9 Absence de solutions pour mitiger le risque et nécessité de repenser les modèles d'affaires.....	26
3. Conclusion et recommandation de l'ACIG.....	28

Résumé exécutif

1 Dans le cadre du présent dossier, l'ACIG soumet à la Régie de l'Énergie (« **Régie** »), en
2 plus des témoignages des experts qu'elle a retenus, son analyse, ses commentaires ainsi
3 que ses recommandations sur les risques d'affaires d'Énergir, Gazifère et Intragaz (« **les**
4 **distributeurs** ») exposés dans l'étude proposée par la firme Aviseo mandatée par les
5 distributeurs, étude également considérée par les experts retenus par ces derniers.

6 Dans son étude sur le risque d'affaires des distributeurs, la firme Aviseo liste cinq catégories
7 de risques potentiels auxquels les distributeurs devront faire face au courant de la prochaine
8 décennie.

9 En ce qui a trait aux risques liés aux politiques publiques et environnementales, tels que
10 présentés par la firme Aviseo, l'ACIG estime que la firme Aviseo se contente de lister un
11 ensemble de facteurs de risques sans apporter une analyse d'impact ni de données
12 prévisionnelles permettant d'apprécier l'impact de ces risques sur la rémunération des
13 distributeurs.

14 De plus, il est constaté que la firme Aviseo semble lier rémunération des distributeurs et
15 volumes de gaz distribués. La firme Aviseo voit dans les politiques publiques et
16 environnementales un risque en termes de baisse des volumes de gaz naturel ce qui
17 impacterait, selon l'étude d'Aviseo, la rémunération et le rendement des distributeurs. Il y a
18 là, de l'avis de l'ACIG, un lien incomplet qui conditionne la majorité des conclusions de
19 l'étude.

20 Quant à la composition de la clientèle, l'ACIG est d'avis que les conclusions de la firme
21 Aviseo ne sont pas concluantes notamment en ce qui trait à la consommation des
22 industriels. L'ACIG soumet que la demande des industriels est inélastique à court et moyen
23 terme et soumet que tout changement de vecteur énergétique, quand il est possible, prendra
24 des années à se matérialiser.

25 En outre, l'ACIG regrette le manque de références à des solutions de mitigation des risques
26 identifiés. L'ACIG est d'avis qu'à court et moyen terme les risques sont minimes et que les
27 opportunités sont grandes, comme celles permises par l'inclusion des gaz d'origine
28 renouvelable

29 Enfin, l'ACIG estime que le rapport de la firme Aviseo énonce une liste de risques potentiels
30 qui pourraient survenir dans le futur sans nécessairement statuer sur la probabilité que de
31 tels risques surviennent à court et moyen terme.

L'Association des consommateurs industriels de gaz

- 1 Créée en 1973, l'ACIG représente vingt-trois des plus grands consommateurs industriels de
2 gaz au Québec et en Ontario qui exploitent des installations à forte intensité énergétique et
3 qui sont exposés au commerce international.
- 4 Les membres de l'ACIG sont des acteurs majeurs des secteurs de l'industrie minière, des
5 métaux, de la chimie et pétrochimie, des produits forestiers et du secteur manufacturier et
6 sont des acteurs économiques importants du Québec. L'accès à **un approvisionnement**
7 **énergétique fiable et compétitif est un enjeu capital pour le maintien de leurs activités**
8 **et de leur développement**. Exposés à une concurrence internationale acerbée, le coût
9 d'approvisionnement en gaz influe grandement sur leur compétitivité.
- 10 Au Québec, l'ACIG représente 11 consommateurs industriels qui consomment un peu plus
11 de 1,5 milliard de m³ de gaz naturel par année, soit plus de 25 % des volumes distribués
12 par Énergir.
- 13 Les membres de l'ACIG participent, au Québec, au système de plafonnement et d'échanges
14 de droits d'émission de gaz à effet de serre (le « **SPEDE** ») du gouvernement du Québec et
15 investissent dans l'amélioration des procédés industriels pour réduire leur intensité
16 énergétique.

1. Introduction

- 1 Dans sa décision procédurale [D-2022-006](#) et sa lettre communiquée le 14 mars 2022¹, la
2 Régie fixait le calendrier de traitement de la phase 2 du présent dossier.
- 3 Après étude et analyse des éléments constituant la demande des distributeurs de gaz
4 naturel au Québec et outre les rapports d'expertise déjà produits au dossier, l'ACIG
5 présente une preuve sur le rapport élaboré par la firme Aviseo, rapport portant sur le risque
6 d'affaires encouru par les distributeurs de gaz naturel au Québec.
- 7 Les commentaires de l'ACIG porteront essentiellement sur certains des risques identifiés
8 par le rapport de la firme Aviseo.
- 9 L'ACIG tient à attirer l'attention de la Régie à l'effet qu'elle ne commente pas l'ensemble des
10 risques identifiés dans le rapport de la firme Aviseo.
- 11 L'ACIG a tenu, dans un souci d'efficacité, à circonscrire son analyse à certains éléments,
12 sachant que d'autres intervenants offriront possiblement des commentaires sur les sujets
13 que l'ACIG n'aura pas traités.
- 14 Toutefois, l'ACIG tient à mentionner que la non prise en compte de certains éléments dans
15 son analyse ne veut pas dire que l'ACIG partage les conclusions contenues dans le rapport
16 de la firme Aviseo sur ces sujets.

¹ D-2022-006, pièce [A-0026](#).

2. Commentaires de l'ACIG par rapport aux risques d'affaires identifiés dans le rapport de la firme Aviseo

2.1 Volumes de gaz distribués et rémunération des distributeurs

1 L'analyse de l'étude sur les risques d'affaires, préparée par la firme Aviseo, amène l'ACIG
2 à conclure que la firme Aviseo lie volumes de gaz distribués et rémunération des
3 distributeurs.

4 En effet, et à la lecture de l'étude il semble bien que la firme Aviseo estime que les politiques
5 publiques et environnementales vont impacter le niveau de la demande en gaz et donc le
6 niveau de rémunération des distributeurs. L'ACIG est d'avis que cette hypothèse de travail
7 est erronée.

8 En effet, l'ACIG soutient que la rémunération des distributeurs n'est pas liée qu'aux volumes
9 distribués mais qu'elle est la somme des coûts fixes et des coûts en capital. Cette somme
10 est récupérée auprès de ses clients via les tarifs.

11 Dans Fundamentals of Energy Regulation, à la section dédiée au revenu requis des entités
12 réglementées, nous pouvons lire² :

13 *« We have already discussed how a regulated firm's revenue requirement is the*
14 *sum of its allowed operating expenses and allowed capital expenses. Operating*
15 *expenses refer to all of the ongoing costs to provide uninterrupted services or*
16 *products, including operation and maintenance (O&M) costs, administration*
17 *and general (A&G) expenses, depreciation, and all taxes. Capital expenses*
18 *include a return on the firm's undepreciated capital investment, called the rate*
19 *base, plus an allowance for working capital, which is the amount of money a*
20 *firm needs to have on hand every day to pay its bills. »*

21 Pour l'ACIG une baisse des volumes distribués ne s'accompagne pas forcément d'une
22 baisse de la rémunération des distributeurs.

23 L'ACIG rappelle que le rendement des sociétés réglementées se fait en partie sur les actifs
24 détenus par ces dernières.

25 De plus, il est à rappeler que les distributeurs au Québec disposent d'outils de mitigation
26 des risques que sont les comptes de frais reportés (« **CFR** ») et qui permettent de constater
27 des écarts et de les reporter dans les tarifs. Le Dr L.Booth, expert mandaté par l'ACIG,
28 mentionne cela dans son témoignage³:

29 *« These comments mean that any regulatory authority has a variety of tools to*
30 *manage the regulated firm's income risk. The **first** is it can manage the different*
31 *components of business risk. The basic way that a regulatory authority can do*
32 *this is by establishing deferral accounts. The essence of deferral accounts is*
33 *simply to capture major forecasting errors. Instead of having the utility's*

² Fundamentals of Energy Regulation, 2nd edition J.A Lesser et L.R Giacchino, page 63 section 3.5

³ [C-ACIG-0043](#), Appendix F: The regulatory framework and utility risk, page 3 ligne 11 à ligne 18

1 shareholders “eat” any cost over runs or demand shortfalls in terms of a lower
2 earned or actual ROE, the regulator can simply pass the extra costs to a balance
3 sheet deferral account. The value of the deferral account is then charged to the
4 ratepayers over some future time-period. In this way “ratepayers” always pay
5 the full cost of service and stockholder risk is lowered. »

(Nos soulignés)

6 Pour étayer ses propos, l'ACIG prend pour exemple la cause tarifaire 2021-2022 d'Énergir.
7 Lors de cette cause tarifaire, Énergir a proposé une augmentation tarifaire importante,
8 majoritairement due à l'intégration de nombreux CFR⁴ :

9 « Variation des soldes nets des CFR relatifs à la stabilisation tarifaire de la
10 température et du vent (+26,4 M\$). L'amortissement de ce CFR avait entraîné
11 une forte pression à la baisse sur les tarifs de l'année 2020-2021 en raison de
12 la remise des écarts liés aux températures beaucoup plus froides que la
13 normale observées au cours de l'hiver 2018-2019. Par opposition, ce CFR
14 présente un solde à récupérer dans les tarifs 2021-2022 en raison des
15 températures plus chaudes des années 2019-2020 et 2020-2021, ce qui
16 accentue la hausse tarifaire de l'exercice 2021-2022, »

17 ...

18 « Ainsi, la hausse tarifaire du service de transport découle principalement du
19 fait que le coût de service de 2020-2021 est favorisé par la remise d'un trop-
20 perçu, alors qu'à l'inverse, le coût de service de 2021-2022 est impacté par la
21 récupération d'un manque à gagner. Cette situation a pour effet de créer une
22 pression significative sur les tarifs 2021-2022. »

23 De ces deux exemples nous comprenons qu'une baisse des volumes ne se répercute pas
24 nécessairement sur la rémunération des distributeurs. Les distributeurs récupèrent leurs
25 revenus via les tarifs et n'assument pas directement le risque d'une baisse des volumes.

2.2 Impact des politiques gouvernementales sur le niveau de la demande

26 En ce qui a trait au niveau de la demande en gaz naturel et l'impact des politiques
27 gouvernementales sur le niveau de la demande, là aussi l'ACIG est en désaccord avec les
28 hypothèses formulées dans le rapport de la firme Aviseo.

29 La firme Aviseo ne semble pas prendre en compte la temporalité de la mise en œuvre des
30 directives politiques. D'ailleurs la firme Aviseo ne donne aucune indication sur le temps
31 nécessaire pour qu'une directive gouvernementale se matérialise en actions concrètes ni
32 ses impacts éventuels sur la rémunération des distributeurs.

⁴ R-4151-2021, pièce [B-0040](#), page 4, ligne 5 à ligne 12 et page 5, ligne 8 à ligne 11

1 Or, les directives gouvernementales mettent des années à se concrétiser du fait du temps
2 nécessaire pour s'y conformer. La volonté du gouvernement de réduire les émissions du
3 Québec de 37.5% va requérir des investissements importants, des changements de
4 comportements ainsi que de possibles modifications réglementaires.

5 Pour ce qui est des distributeurs réglementés, une directive gouvernementale prend du
6 temps à être mise en place. Les distributeurs réglementés qui se conforment à une directive
7 gouvernementale doivent généralement soumettre des demandes à la Régie pour obtenir
8 les autorisations requises pour, entre autres, engager les investissements nécessaires et
9 modifier leurs tarifs, si requis. Ainsi, le processus réglementaire nécessite des niveaux
10 d'information importants pour la prise de décision, notamment sur les investissements à
11 réaliser, l'impact tarifaire etc. Ce fait ne semble pas être considéré par la firme Aviseo qui
12 semble stipuler qu'une directive environnementale impactera la rémunération des
13 distributeurs réglementés car augmentant leur risque d'affaires. L'ACIG soutient qu'il n'y
14 aucune analyse ou explication pour étayer ces propos.

15 L'ACIG souhaite référer au dossier R-4008-2017 comme exemple du processus
16 réglementaire nécessaire pour permettre à Énergir de se conformer à son obligation de livrer
17 des quantités minimales de gaz naturel renouvelable (« **GNR** »)⁵. Dans ce dossier, Énergir
18 s'est engagée dans un processus réglementaire qui nécessite des niveaux d'informations
19 et de détails importants pour permettre à la Régie de statuer sur les différentes demandes
20 d'Énergir.

21 L'ACIG tient à mentionner que par cet exemple, l'ACIG ne commente pas le processus
22 réglementaire mais essaie juste d'illustrer ses propos en démontrant la complexité du
23 processus réglementaire et le niveau de détail requis pour permettre à la Régie de statuer
24 sur la demande d'Énergir et ainsi lui permettre de se conformer à un règlement édicté par
25 le gouvernement.

2.3 Horizon temporel retenu par la firme Aviseo

26 À la lecture du rapport élaboré par la firme Aviseo, l'ACIG constate que l'horizon temporel
27 retenu dans cette étude est la décennie. Toutefois, l'ACIG soumet que le rapport ne fournit
28 pas de projections ou de prévisions permettant d'apprécier le moment où les distributeurs
29 pourraient potentiellement être impactés par les risques identifiés.

30 L'ACIG rappelle que les distributeurs demandent une augmentation de leur taux de
31 rendement pour *tenir compte des facteurs de risques liés à leurs opérations*⁶ :

32 « 20. Afin d'être en mesure d'établir un taux de rendement raisonnable, la
33 Régie doit tenir compte des facteurs de risque associés aux opérations des
34 Demanderesses, notamment les risque d'affaires, financier et réglementaire.

⁵ [Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livré par un distributeur, RLRQ, c.R-6.01](#)

⁶ Pièce [B-0011](#), page 3, paragraphe 20 et paragraphe 21

1 21. À cette fin, les Demanderesses fournissent les informations nécessaires
2 à la Régie par le biais de trois rapports. »

3 L'ACIG estime qu'il est important, dans un dossier d'établissement du taux de rendement,
4 d'avoir une appréciation du moment où un risque impactera la rémunération des
5 distributeurs réglementés.

6 Pour l'ACIG, l'horizon temporel retenu par la firme Aviseo n'est pas pertinent pour éclairer
7 convenablement la Régie sur le risque réellement encouru par les distributeurs en vue de
8 déterminer leurs taux de rendement, du moins pour les prochaines années. En effet, il appert
9 de ce qui suit que les distributeurs pourraient considérer que le taux de rendement à être
10 fixé par la Régie pourrait l'être pour trois ans, comme cela est mentionné dans leur réponse
11 à la demande de renseignements N°2 de la Régie⁷ :

12 « 3.1 Tenant compte des deux références en préambule, veuillez commenter
13 l'application des taux de rendement et des structures de capital d'Énergir et
14 de Gazifère sur une période de 5 ans, tout en leur permettant de présenter
15 une demande, préalablement à l'engagement de frais importants, si elles
16 estiment que des changements significatifs à leur situation le requièrent.

17 **Réponse:**

18 *Gazifère et Énergir sont généralement favorables aux allègements*
19 *réglementaires, notamment en ce qui a trait à la détermination du taux de*
20 *rendement, mais estiment que la période de 5 ans est un peu longue à la*
21 *lumière de l'expérience des 20 ans dernières années.*

22 *En effet, la période de 5 ans proposée est plus longue que les périodes*
23 *retenues par la Régie dans les 20 dernières années pour Gazifère et Énergir,*
24 *périodes qui allaient jusqu'à 3 ans (D-99-009, D-99-011, D-2004-196 et D-*
25 *2011-182).*

26 *Cela dit, Gazifère et Énergir soumettent que le cadre permettant l'examen du*
27 *taux de rendement durant la période que pourrait déterminer par la Régie*
28 *devrait être précisé, comme la Régie le notait dans sa décision D-99-011 (p.*
29 *49) :*
30 *(...) »*

(Nos soulignés)

31 L'ACIG comprend de cette réponse que les distributeurs pourraient avoir une préférence
32 pour l'établissement d'un taux de rendement pour trois ans.

33 Ce faisant, l'ACIG se questionne sur l'impact des risques identifiés par la firme Aviseo sur
34 le rendement des distributeurs pour les trois prochaines années et sur la pertinence
35 d'augmenter le taux de rendement des distributeurs pour faire face à des risques dont nous

⁷ Pièce [B-0209](#), page 11, question 3.1

1 n'avons pas de preuve tangible de leur matérialisation au cours des trois prochaines
2 années.

3 L'ACIG soumet que le rapport de la firme Aviseo ne fournit pas de temporalité satisfaisante,
4 se contentant de répéter, notamment en réponse à la demande de renseignements N°1 de
5 l'ACIG, que la firme Aviseo a pour mandat de comparer l'évolution de certains risques
6 d'affaires entre les décennies 2010-2020 et 2020-2030⁸ :

7 « 4.5.1. Veuillez élaborer clairement sur l'horizon temporel dans lequel les
8 risques d'affaires mentionnés dans le rapport d'Aviseo devraient se
9 matérialiser.

10 Réponse :

11 Le mandat d'Aviseo consistait à comparer l'évolution de certains risques
12 d'affaires entre les décennies 2010-2020 et 2020-2030. Cette demande
13 dépasse le cadre du mandat d'Aviseo. »

14 En lien avec la réponse fournie à la demande de renseignements, l'ACIG soumet à la Régie
15 que la firme Aviseo a effectué un travail d'identification des risques potentiels sans fournir
16 d'analyses ou de projections de réalisation de ces risques.

17 **L'ACIG recommande à la Régie de ne pas prendre en compte l'horizon temporel**
18 **retenu dans l'étude élaborée par la firme Aviseo sur le risque d'affaires des**
19 **distributeurs au motif qu'aucune analyse ou projection de réalisation des risques**
20 **identifiés n'a été fournie.**

2.4 Niveau de la demande en gaz naturel

21 Comme mentionné au point 2.1, l'ACIG estime que la firme Aviseo fait un lien entre volume
22 de gaz distribué et rémunération des distributeurs. Pour l'ACIG cette hypothèse de travail
23 ne devrait pas être retenue pour deux raisons :

- 24 • Les volumes de gaz distribués n'impactent pas nécessairement la rémunération des
25 distributeurs;
- 26 • Il n'y a pas, de l'avis de l'ACIG de risque de voir les niveaux de gaz distribués baissés
27 à court et moyen terme.

28 Concernant le niveau de la demande en gaz naturel, l'ACIG est d'avis que la demande va
29 rester stable pour encore de nombreuses années et que la volonté d'électrifier l'économie
30 ne représente pas à moyen long terme un risque particulier pour les distributeurs de gaz
31 naturel.

⁸ Réponse d'Aviseo à la demande de renseignement N°1 de l'ACIG, pièce [B-0163](#)

1 En effet, la migration totale de volumes de gaz vers l'électricité, quand cela est possible, va
2 requérir la mise en place de capacités électriques additionnelles qui vont nécessiter des
3 investissements importants, notamment pour ce qui est de la gestion de la pointe.

4 L'ACIG rappelle que dans le cadre du dossier R-4169-2021 portant sur une demande de
5 mise en place d'une offre biénergie, les demanderesses mentionnent les difficultés
6 inhérentes à l'électrification totale des usages et leurs impacts sur la demande de pointe
7 d'électricité⁹ :

8 « Pour répondre à l'accroissement de la demande en pointe hivernale, dans
9 un scénario d'électrification complète des clients d'Énergir, HQD devrait
10 engager des coûts importants en approvisionnement additionnel en
11 puissance et en infrastructures, et ce, même si les actifs existants sont
12 suffisants pour satisfaire les besoins le reste de l'année⁶. »

(Notes de bas de page omises)

13 Cette préoccupation liée aux capacités électriques additionnelles est aussi rapportée dans
14 le rapport de la firme Aviseo¹⁰ :

15 « Toutefois, il est aussi vrai que les coûts des nouveaux projets
16 hydroélectriques sont plus élevés que le prix moyen, témoignant de la
17 présence de coûts marginaux croissants³⁵. Le bannissement du gaz naturel
18 dans la nouvelle construction impliquerait une demande d'électricité plus
19 grande et des coûts marginaux plus importants. Ces coûts s'ajouteraient aux
20 enjeux des pointes de demande³⁶ »

(Nos soulignés)

(Notes de bas de page omises)

21 Par ailleurs, en ce qui concerne la franchise d'Énergir, il semble que la demande en gaz
22 naturel demeurera stable entre 2022 et 2026, comme démontré dans les projections
23 d'Énergir contenues dans sa cause tarifaire 2022-2023¹¹. Le scénario de base d'Énergir
24 prévoit une certaine stabilité dans la demande en gaz avec même une légère augmentation
25 des livraisons en 2025. Il semble donc bien qu'Énergir n'anticipe pas de baisses dans ses
26 livraisons de gaz naturel, du moins à l'horizon 2025-2026.

27 De plus, l'ACIG soumet qu'Énergir dispose d'un ensemble d'outils pour limiter l'impact d'une
28 baisse des consommations de la part de ses clients industriels sur ses revenus. L'ACIG cite
29 l'article 12.1.3 Obligation Minimale Annuelle (« OMA ») au service transport et les articles
30 15.2.5 et 15.3.6 portant sur l'OMA au service distribution¹².

⁹ R-4169-2021, phase 1 B-0034, page 7, ligne 1 à ligne 5

¹⁰ B-0028, page 9, ligne 13 à ligne 20

¹¹ R-4177-2021, Plan d'approvisionnement gazier horizon 2023-2026, B-0041 page 21, graphique 1

¹² R-4151-2021, pièce B-0205, Conditions de service et Tarif, page 48 et pages 62 et 65

1 Ainsi, l'ACIG est d'avis que l'argument à l'effet qu'une baisse des volumes distribués
2 représente un risque sur la rémunération des distributeurs ne devrait pas être considéré à
3 court et moyen terme.

4 Quant à la demande en gaz naturel des industriels, l'ACIG soumet que celle-ci devrait rester
5 stable pour plusieurs années car il n'y a pas de solutions alternatives pour les besoins
6 énergétiques des industriels. Rappelons, à ce titre, que les clients industriels représentent
7 50% des volumes totaux de gaz distribués.

8 Pour un industriel, l'électrification quand elle est possible, nécessiterait des investissements
9 importants en termes d'ingénierie, d'infrastructures et de procédés de production. Ces types
10 d'investissements, quand ils sont financièrement rentables, peuvent prendre des années
11 avant de se matérialiser.

12 Pour ce qui est de la demande en gaz des industriels, là aussi, l'ACIG est d'avis que la
13 demande va se maintenir et que la présence d'une part importante d'industriels dans la
14 franchise d'Énergir va limiter les risques pour cette dernière.

15 La demande en gaz des industriels devrait se maintenir au regard du fait :

- 16 • Le gaz représente une alternative intéressante au charbon et au pétrole,
- 17 • L'absence de substituts viables au gaz naturel fait que ce dernier n'est pas
18 remplaçable dans l'immédiat, notamment dans l'industrie lourde qui l'utilise pour des
19 procédés de production spécifiques et pour lesquels il n'y a pas de substituts, à
20 l'instar de la sidérurgie ou dans la chimie.

21 Ce fait est rappelé par la chercheuse principale de la Chaire de gestion du secteur de
22 l'énergie de HEC Montréal, Madame Johanne Whitmore¹³ :

23 *« Pourquoi dilapider ainsi l'électricité ? Il est beaucoup plus efficace (et*
24 *infiniment moins cher) de l'utiliser directement. Mais pour certains secteurs*
25 *précis, on est incapable d'électrifier les procédés. On pense à la fabrication*
26 *d'acier. À la production d'ammoniac pour les engrais. Au transport*
27 *maritime. »*

28 Hors du Québec et en ce qui a trait à la demande en gaz naturel, l'ACIG est d'avis, sur la
29 base des données disponibles, que la demande en gaz naturel va se maintenir pour les dix
30 prochaines années.

31 Dans son dernier rapport, l'Agence Internationale de l'Énergie stipule clairement que la
32 demande en gaz va continuer de croître pour les cinq prochaines années et ce, peu importe
33 le scénario retenu ¹⁴:

34 *« Natural gas demand increases in all scenarios over the next five years,*
35 *with sharp divergences afterwards. Many factors affect to what extent, and*
36 *for how long, natural gas can retain a place in the energy mix when clean*

¹³ [Extrait de l'article](#) : Avant de tout miser sur l'hydrogène, de Philippe Mercure, publié le 28 nov 2021 dans la presse.ca

¹⁴ [Energy Outlook 2021](#), Agence Internationale de l'Énergie, page rapport 73, page Adope 74

1 energy transitions accelerate, and the outlook is far from uniform across
2 different countries and regions. In the STEPS, natural gas demand grows to
3 around 4 500 bcm in 2030 (15% higher than in 2020) and to 5 100 bcm in
4 2050. Use in industry and in the power sector increases to 2050, and natural
5 gas remains the default option for space heating. In the APS, demand
6 reaches its maximum level soon after 2025 and then declines to 3 850 bcm
7 in 2050: countries with net zero pledges move away from the use of gas in
8 buildings, and see a near 25% decrease in consumption in the power sector
9 to 2030. In the NZE, demand drops sharply from 2025 onwards and falls to
10 1 750 bcm in 2050. By 2050, more than 50% of natural gas consumed is
11 used to produce low-carbon hydrogen, and 70% of gas use is in facilities
12 equipped with CCUS.»

13 L'ACIG note aussi que l'Europe est en voie de définir le gaz naturel comme une énergie de
14 transition et que les investissements dans le gaz naturel seront désormais considérés
15 comme investissements verts et ce, jusqu'à 2030¹⁵ :

16 « On 2 February 2022, the Commission approved in principle
17 a Complementary Climate Delegated Act including, under strict conditions,
18 specific nuclear and gas energy activities in the list of economic activities
19 covered by the EU taxonomy. The criteria for the specific gas and nuclear
20 activities are in line with EU climate and environmental objectives and will
21 help accelerating the shift from solid or liquid fossil fuels, including coal,
22 towards a climate-neutral future. The Complementary Delegated Act builds
23 on the commitments made in the Commission Communication referred to
24 above and on the assessment of nuclear energy mentioned below. It was
25 formally adopted in all EU official languages on 9 March and transmitted to
26 the co-legislators for their scrutiny on 10 March. »

(Nos soulignés)

27 **De ce qui précède, nous constatons que la demande en gaz semble se maintenir**
28 **minimalement pour les cinq prochaines années, voire plus. Ce faisant, l'ACIG ne**
29 **souscrit pas au risque lié à la baisse du niveau de la demande en gaz pour les**
30 **prochaines années.**

2.4.1 Mouvement de bannissement du gaz

31 Toujours en ce qui a trait à la demande en gaz, la firme Aviseo identifie le mouvement de
32 bannissement du gaz comme un risque pour les distributeurs¹⁶.

33 L'ACIG est d'avis que le risque associé à ce *mouvement* ne devrait pas être pris en
34 considération considérant le peu d'information et d'analyses fournies par Aviseo. L'ACIG
35 est d'avis que ce risque relève plus d'une *spéculation* que d'une réalité. À cet effet, la firme

¹⁵ [European Commission](#), EU taxonomy for sustainable activities,

¹⁶ Pièce [B-0028](#), page 8 et page 9

1 Aviseo cite comme référence pour étayer ses propos que des articles de presse et non une
2 analyse fondée sur des éléments chiffrés¹⁷.

3 ACIG déplore qu'une certaine quantification de ce risque n'ait pas été effectuée. En effet, il
4 est difficile d'apprécier le nombre de villes américaines qui pourraient être touchées par cet
5 enjeu, la quantité de volumes de gaz, l'impact sur les distributeurs de gaz naturel,
6 l'échéancier proposé par les villes pour le retrait du gaz naturel ou encore le type de bâtiment
7 visé.

8 L'ACIG prend pour exemple le Plan Climat de la ville de Montréal qui vise la carboneutralité
9 de ses installations d'ici 2030 et la carboneutralité de l'ensemble des bâtiments sur le
10 territoire de l'île de Montréal à l'horizon 2050¹⁸. Cela semble en ligne avec les objectifs de
11 décarbonation qu'Énergir s'est fixée pour ses activités¹⁹.

12 L'ACIG soumet que bien que les politiques de réduction des gaz à effet de serre soient
13 maintenant centrales dans la planification stratégique des divers paliers gouvernementaux,
14 il n'est nulle part fait mention de bannissement du gaz naturel dans les nouveaux bâtiments
15 ou les bâtiments actuels d'ici 2030.

16 De ce qui précède, l'ACIG, et sans souscrire à la prémisse de la firme Aviseo à l'effet qu'une
17 baisse des volumes de gaz représente un risque pour la rémunération des distributeurs, est
18 d'avis que la demande en gaz ne va pas baisser dans les prochaines années.

19 **L'ACIG recommande à la Régie de ne pas prendre en compte une possible baisse des**
20 **volumes de gaz naturel distribués comme un risque d'affaires à court et moyen terme.**

2.5 L'impact du SPEDE sur la demande de gaz des industriels

21 Le rapport de la firme Aviseo estime que les réductions des allocations gratuites de droits
22 d'émission annoncées dans le PEV vont affecter la compétitivité du secteur industriel et que
23 cela représente un risque pour Énergir²⁰ :

« Bien que le secteur industriel génère 30% des émissions québécoises de GES, les émissions du secteur industriel ont diminué de 24,4% entre 1990 et 2018. La réduction des allocations gratuites de droits d'émission dès 2024, énoncée dans le PEV 2030, est susceptible d'affecter la compétitivité de court terme du secteur industriel québécois, ce qui constitue un risque accru pour Énergir puisque la part du secteur industriel est plus importante pour ce distributeur. »

(Note de bas de page omise)

¹⁷ Ibid, page 8, ligne 30 à ligne 32 et page 9, ligne 1 à ligne 3

¹⁸ [Plan climat 2020-2030](#), Ville de Montréal, p. 88.

¹⁹ [Rapport sur la résilience climatique 2021](#), Fiche synthèse, Énergir, p. 1.

²⁰ Pièce [B-0028](#), p. 6, ligne 29 à 33

(Nos soulignés)

1 L'ACIG estime que la compréhension d'Aviseo est incomplète quant à l'impact de cette
2 mesure sur la demande en gaz des industriels et de ce fait, juge de façon inadéquate le
3 risque que cela pourrait représenter pour Énergir.

4 Il est d'abord important de mentionner que la firme Aviseo se limite à citer un extrait du PEV
5 et en donne une interprétation sans apporter d'analyses, comme en témoigne la réponse
6 de cette dernière à la demande de renseignement N°1 de l'ACIG²¹ :

7 **« Demandes :**

8 *2.1 Veuillez concilier les références (i), (ii) et (iii).*

9 **Réponse :**

10 *Selon notre compréhension, une « certaine quantité d'allocations » (ii) seront*
11 *gratuites et le résiduel fera l'objet d'une tarification. Par rapport à la situation*
12 *actuelle, le Plan pour une économie verte 2030 établit qu'il y aura, en traitant*
13 *du secteur industriel, « une diminution des allocations gratuites qui leur sont*
14 *octroyées » (page 47). Le mandat d'Aviseo consistait à comparer l'évolution de*
15 *certaines risques d'affaires entre les décennies 2010-2020 et 2020-2030. À cet*
16 *égard, tel que spécifié à la référence (i), la décennie 2020-2030 sera*
17 *caractérisée par un nouvel enjeu lié au coût des allocations, d'où notre*
18 *appréciation d'un risque plus élevé.*

19 (...)

20 *2.1.3. En lien avec la référence (i), êtes-vous en mesure de fournir une*
21 *analyse plus détaillée de l'impact de la diminution des allocations*
22 *gratuites sur le risque d'affaires d'Énergir, autre que l'extrait du PEV cité*
23 *en référence dans votre rapport? Veuillez élaborer.*

24 **Réponse :**

25 *Nous référons à notre réponse en 2.1.1. »*

(Nos soulignés)

26 Des réponses aux demandes de renseignements de l'ACIG, nous pouvons constater que la
27 firme Aviseo a conclu, sur la seule base des orientations contenues dans le PEV, que la

²¹ [B-0163](#), réponses à la demande de renseignement N°1 de l'ACIG, page 3 question 2.1 à question 2.1.3

1 modification des allocations gratuites allait générer un risque accru pour les industriels et
2 donc, par ricochet, pour Énergir. De plus, la firme Aviseo confirme qu'elle n'a pas procédé
3 à une analyse d'impact ni aucune simulation pour quantifier ce risque.

4 En réponse à la position d'Aviseo sur le SPEDE, l'ACIG soumet ce qui suit.

5 Premièrement, le gouvernement du Québec, dans son budget 2022-2023, stipule que
6 l'approche qui sera retenue sera une approche équilibrée en matière d'allocation gratuite
7 pour les grandes entreprises industrielles²² :

8 **« Une approche équilibrée en matière d'allocation gratuite pour les**
9 **grandes entreprises industrielles**

10 *Le SPEDE permet aux grandes entreprises industrielles exposées à la*
11 *concurrence internationale de recevoir une allocation gratuite d'unités*
12 *d'émission de GES.*

13 *— Ce mécanisme permet de maintenir la compétitivité des entreprises et de*
14 *limiter ainsi les délocalisations d'activités industrielles, celles-ci pouvant*
15 *générer une augmentation des émissions de GES à l'échelle mondiale.*

16 *Au cours des prochaines semaines, le gouvernement du Québec publiera,*
17 *pour consultation publique, les règles envisagées d'allocation gratuite*
18 *d'unités d'émission pour la période 2024-2030.*

19 *— L'approche proposée sera cohérente avec les objectifs climatiques du*
20 *Québec et favorisera le maintien de la compétitivité du secteur industriel.*

21 *Un des points centraux de l'approche concernera la réduction de l'allocation*
22 *gratuite d'unités d'émission aux grandes entreprises industrielles et la mise*
23 *en consigne, au nom de ces entreprises, d'une partie des unités réduites, et*
24 *ce, afin de financer leur transition climatique. »*

(Nos soulignés)

25 L'ACIG insiste sur la volonté du gouvernement de favoriser le maintien de la compétitivité
26 du secteur industriel.

27 L'ACIG est d'avis que le gouvernement, dans les consultations qu'il lancera sur ce sujet,
28 prendra en compte l'impact sur la compétitivité des industriels.

29 De plus, dans le budget du gouvernement il est stipulé que des unités seront mises en
30 consigne afin de financer la transition climatique des industriels. L'ACIG est d'avis que la
31 mesure de réduction des allocations gratuites ne va pas concerner l'ensemble des
32 émissions mais va plutôt se concentrer sur certaines émissions pour accompagner certains

²² [Budget 2022-2023](#), Plan budgétaire, Gouvernement du Québec, p. 223.

1 industriels à réduire efficacement leurs émissions sans pour autant aggraver leur position
2 concurrentielle.

3 Deuxièmement, la consommation et l'usage de l'énergie fait par les industriels sert à des
4 procédés particuliers et complexes, qui pour la plupart ne peuvent pas se passer de gaz
5 naturel. L'ACIG soumet que pour certains industriels québécois il n'est pas possible
6 d'obtenir des réductions supplémentaires de GES sans entamer grandement leur
7 compétitivité (coût pour obtenir une unité de réduction de GES supplémentaire).

8 De plus, certaines industries, notamment celles dont les unités de production ont été
9 construites dans les années 70-80, utilisent toujours des énergies fortement carbonées.
10 Jusqu'à il y a quelques années, les exigences de conformité en matière de GES et de
11 carbone étaient moins strictes, ce qui permettait d'utiliser encore ces combustibles à forte
12 teneur en carbone.

13 L'abandon de ces combustibles, à forte teneur en carbone, peut être complexe et coûteux
14 d'un point de vue technique et d'ingénierie. Néanmoins, la plupart de ces industries
15 disposent d'une connexion au réseau de gaz naturel ce qui permet de changer, rapidement
16 avec un minimum d'ingénierie, de source d'énergie et permettre, grâce au recours au gaz
17 naturel, de réduire de 40% à 60% les émissions de GES de certains procédés industriels.

18 Aussi, l'électrification de ces procédés est d'une part soit impossible ou d'autre part, quand
19 elle est possible, représente un défi majeur en termes d'ingénieries, d'infrastructures, de
20 disponibilité de l'énergie et de coûts.

21 C'est pour cela que le gaz naturel est, et va demeurer, la meilleure option pour les industriels
22 pour réduire leurs émissions de GES ou tout simplement pour continuer à opérer leurs
23 activités.

24 L'ACIG est d'avis que le gouvernement, lors des consultations à venir, va prendre en compte
25 les spécificités inhérentes à la consommation et à l'usage de l'énergie faite par les
26 industriels. L'ACIG, et sans préjuger de ce que sera la décision du gouvernement en la
27 matière, est d'avis que ce dernier, à travers la modification des conditions pour l'octroi des
28 allocations gratuites, va favoriser l'accompagnement des industriels pour atteindre leurs
29 objectifs en termes de décarbonation.

30 Troisièmement, le gouvernement a clairement signifié que les aménagements qui seront
31 faits au processus d'allocations gratuites va prendre en compte l'état de la tarification
32 carbone à travers le monde. Il est peu probable, et en l'état actuel des choses, que le

1 gouvernement chercherait à dégrader la position concurrentielle des industriels québécois,
2 notamment pour ceux qui opèrent à l'international 23:

3 **« Évolution de la tarification carbone à l'échelle mondiale**

4 *Pour la période post 2023, le Québec évalue la possibilité que les règles*
5 *relatives à l'allocation gratuite d'unités d'émission soient sujettes à une*
6 *modulation selon l'évolution du prix du carbone au Québec par rapport au*
7 *prix en vigueur ailleurs dans le monde, de manière à assurer un équilibre*
8 *entre les entreprises industrielles au Québec et leurs concurrents étrangers.*

9 *Ainsi, la quantité d'allocations gratuites que recevrait chaque émetteur*
10 *industriel dépendrait de l'évolution mondiale de la tarification du carbone. En*
11 *oultre, une convergence des politiques de tarification du carbone entre des*
12 *États concurrents permettrait de diminuer substantiellement les risques de*
13 *fuites de carbone. »*

14 **De ce qui précède, l'ACIG est d'avis que le risque identifié par la firme Aviseo en lien**
15 **avec les modifications des règles entourant les allocations gratuites liées au SPEDE**
16 **ne représente pas un risque d'affaires pour Énergir. L'ACIG recommande à la Régie**
17 **de ne pas prendre en compte ce risque au motif qu'il n'est pas pertinent à court et**
18 **moyen terme.**

2.6 Risque associé aux amortissements

19 L'ACIG est d'avis que la question de l'amortissement n'est pas un enjeu à court et moyen
20 terme.

21 À cet effet, le Dr Brown estime aussi que les distributeurs n'ont pas actuellement à faire face
22 au risque lié à la non-récupération du capital investi²⁴ :

23 **« Q56. Does the uncertainty about long-term capital recovery mean that**
24 **the Utilities are at risk of asset stranding?**

25 *A56. No. I do not believe that the Utilities are currently at risk of asset*
26 *stranding in the sense of the Utilities not being able to recover prudently-*
27 *invested capital or not having a reasonable opportunity to earn a fair return*
28 *on prudently-invested capital. This is a fundamental principle of the*
29 *“regulatory compact” underpinning utility regulation in Quebec, including how*
30 *the Régie has interpreted the concept of a “reasonable rate of return”.⁵³*
31 *However, at a time when policy-makers are considering policies to limit gas*
32 *use or require the use of alternative fuels that will increase delivered prices,*
33 *continuing to provide a reasonable opportunity to earn a fair return may*
34 *require that the regulatory framework adapts in ways that are not yet clear.*
35 *From an investor’s perspective, the fact that the regulatory framework may*
36 *have to adapt to provide a reasonable opportunity to earn a fair return and*

²³ [Ministère de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques](#),

²⁴ Direct testimony of Toby Brown, pièce [B-0027](#), Q56 page 34

1 *recover prudently-invested capital generates uncertainty and therefore*
2 *increases business risk. I am not aware of any suggestion that the regulatory*
3 *compact is changing such that utilities are expected to bear stranding risk. If*
4 *such a change were to take place, the allowed rate of return would have to*
5 *be set significantly above the cost of capital in order to meet the fair return*
6 *standard. »*

(Nos soulignés)
(Notes de bas de page omises)

7 Néanmoins, l'ACIG est d'avis qu'une augmentation du taux de rendement pourrait envoyer
8 un signal contradictoire aux distributeurs. En effet, et sans vouloir prêter une mauvaise
9 intention aux distributeurs, une augmentation du taux de rendement pourrait les inciter à
10 investir plus dans des actifs de distribution pour augmenter leurs rémunérations. Ceci, au
11 sens de l'ACIG, va à l'encontre de la volonté de réduire, à long terme, le recours au gaz
12 naturel mais aussi pourrait faire peser un plus grand risque pour les clients qui pourraient
13 devoir assumer la récupération des coûts pour des actifs supplémentaires.

14 Pour l'ACIG, les distributeurs devraient concentrer leurs efforts sur l'optimisation des actifs
15 existants et travailler à intégrer des gaz de sources renouvelables à l'instar du GNR et de
16 l'hydrogène. L'ACIG convient par ailleurs que les distributeurs déploient beaucoup d'efforts
17 afin de verdir leurs approvisionnements et à développer de plus en plus leurs offres de gaz
18 renouvelables.

19 **À cet effet, l'ACIG recommande à la Régie de ne pas considérer la question des actifs**
20 **échoués comme un enjeu dans le présent dossier.**

2.7 Risques associés à la composition de la clientèle

21 Un autre risque d'affaires identifié par Aviseo regroupe les risques associés à la composition
22 de la clientèle. En effet, pour Énergir, il est avancé que la clientèle industrielle est plus
23 sensible aux aléas économiques²⁵.

24 *« La part importante des clients industriels comporte un risque particulier pour*
25 *Énergir, car ceux-ci sont plus sensibles aux variations de cycle économique.*
26 *Si les besoins de chauffage des clients résidentiels fluctuent davantage avec*
27 *la température qu'avec l'activité économique, il s'ensuit une situation*
28 *différente pour les entreprises du secteur industriel. Une baisse de l'activité*
29 *économique générale peut se traduire par une diminution de la demande pour*
30 *les biens qu'ils produisent. »*

(Nos soulignés)

²⁵ Pièce [B-0028](#), page. 13, ligne 10 à ligne 14.

1 Aviseo estime que ce risque est accru en raison de la crise sanitaire actuelle, ainsi que de
2 l'incertitude de la reprise économique dans les prochaines années²⁶.

3 « La reprise économique plus lente que prévu constitue un risque plus élevé
4 pour Énergir étant donné l'importance de sa clientèle industrielle, laquelle est
5 plus sensible aux changements de prix et aux variations de cycle économique.
6 En effet, l'augmentation de la consommation non résidentielle de gaz naturel
7 est fortement liée à l'évolution du PIB et aux scénarios de croissance du PIB,
8 d'où l'importance de prendre en considération l'incertitude qui entoure la
9 relance économique du Québec après la crise sanitaire occasionnée par la
10 Covid-19. »

(Note de bas de page omise)
(Nos soulignés)

11 L'ACIG ne souscrit pas totalement à la position d'Aviseo et ce, même si elle convient que
12 la consommation d'un client industriel peut être influencée par son niveau d'activité.

13 Néanmoins, l'ACIG tient à souligner que plusieurs mécanismes sont en place afin de
14 protéger Énergir de ces fluctuations de court terme. Dans le rapport de gestion d'Énergir
15 inc. daté du 31 septembre 2021, il y est écrit²⁷ :

« Pour la DaQ, depuis les trois derniers exercices, l'ensemble de ses clients
grande entreprise consomme en moyenne légèrement plus de 50 % des
volumes de gaz naturel livrés, correspondant à environ 20 % de ses revenus
totaux. Toutefois, comme un nombre important d'entre eux garantit le
paiement d'une portion importante du service de distribution sur une période
moyenne de trois ans, qu'il y ait consommation ou non, le risque résultant
d'une fluctuation de leur demande est, dans une large mesure, atténué.
Certains nouveaux clients fournissent également un dépôt de garantie
atténuant ainsi l'impact de défaut de paiement. De plus, un traitement
réglementaire permet de différer les effets de mauvaises créances majeures
d'un exercice afin de les inclure dans les tarifs d'un exercice suivant. »

(Nos soulignés)

16 Donc, malgré une sensibilité des clients industriels aux aléas économiques, Énergir dispose
17 d'outils lui permettant de mitiger le risque d'une baisse momentanée de la consommation
18 des industries. Ce faisant, une baisse ponctuelle de la consommation de gaz naturel de la
19 part des industriels n'affectera pas grandement la rémunération d'Énergir.

²⁶ Ibid., p. 15, ligne 11 à ligne 15.

²⁷ [Rapport de gestion d'Énergir inc.](#) (30 septembre 2021), page. 42.

1 En outre, l'ACIG souhaite rappeler que durant l'année tarifaire 2019-2020, marquée par la
2 pandémie liée à la COVID 19, la consommation de gaz naturel de certains industriels a
3 fortement baissé à cause des mesures de confinement instaurées par le gouvernement.
4 Durant l'arrêt forcé de certaines activités, les industriels affectés par ces mesures ont
5 néanmoins continué à s'acquitter de leurs obligations contractuelles vis-à-vis d'Énergir alors
6 que leur consommation a été presque nulle.

7 Sur l'exercice tarifaire 2019-2020, nous constatons et ce, malgré une baisse des volumes
8 distribués, qu'Énergir a réalisé un rendement de 8.98%²⁸.

9 Également, Aviseo s'inquiétait au moment de la rédaction de son rapport sur la reprise
10 économique du Québec et ses effets potentiels sur la consommation non résidentielle de
11 gaz naturel. Lors de la publication de son budget 2022, le gouvernement du Québec a
12 relevé que la croissance du produit intérieur brut (« **PIB** ») réel s'est établie à 6,3 %²⁹, soit
13 près de la fourchette forte des prévisions économiques du secteur privé communiquées au
14 budget 2021³⁰.

15 Pour l'ACIG, cela montre l'exercice délicat de prévoir la croissance économique à court
16 terme. De plus, la saine gestion des finances publiques du gouvernement du Québec, la
17 résilience de l'économie canadienne observée lors des deux dernières crises économiques,
18 ainsi que le degré d'intervention économique gouvernemental lors de la pandémie de
19 COVID-19 militent en faveur d'une atténuation des risques à court terme relevant des cycles
20 économiques.

21 Sur les vingt dernières années (2000-2020), nous remarquons que la croissance annuelle
22 des PIB du Québec, de l'Amérique du Nord et mondial au cours des vingt dernières années
23 (2000–2020) s'est respectivement chiffrée, en moyenne, à 1,5 %, 1,9 % et 2,8 %³¹. Cela
24 tient compte de trois événements économiques majeurs, soit l'éclatement de la bulle
25 technologique, la crise des *subprimes*, ainsi que la pandémie du COVID-19.

26 Cet environnement a contribué à l'augmentation moyenne de 2,1 % par année des volumes
27 consommés par de grands clients industriels. De plus, sur les vingt dernières années, la
28 consommation moyenne d'un grand client industriel a progressé de 15,6 Mm³ à 28,5Mm³,
29 une augmentation annuelle de 2,9 %³².

30 Bien que l'augmentation des volumes industriels ait été soutenue, la part que ces grands
31 clients occupe dans la répartition des revenus d'Énergir est restée stable lors des vingt
32 dernières années. Pour l'ACIG, les revenus venant de grands clients industriels ne se sont

²⁸ Pièce, [B-0131](#)

²⁹ Budget 2022-2023, [Plan budgétaire](#), page. 331.

³⁰ Budget 2021-2022, [Plan budgétaire](#), page. 368.

³¹ PIB du [Québec](#), de [l'Amérique du Nord](#) et [mondial](#) (consulté le 10 mars 2022).

³² R-4175-2021, pièce [B-0105](#), page. 5 à 7, analyse de l'ACIG.

1 pas modifiés de façon marquée et ne montrent pas une aggravation de ce risque dans les
2 prochaines années.

3 Puis, dans un deuxième volet sur la sensibilité de la consommation des industriels, Aviseo
4 fait référence à une étude de Ryan et Abdel Razeq (2012) afin d'illustrer l'élasticité-prix de
5 la demande plus élevée des clients industriels³³. Elle soumet que cette sensibilité plus
6 grande met à risque la consommation industrielle en cas de choc tarifaire due à une
7 réglementation environnementale.

8 L'ACIG soumet que les conclusions tirées de l'étude mentionnée ne peuvent s'appliquer à
9 la clientèle industrielle actuelle d'Énergir. Les auteurs précisent dans leur conclusion que
10 les élasticités-prix qui ont été calculées sont pour le court terme. Or, comme l'ACIG l'a
11 montré plus haut, des mécanismes réglementaires sont en place justement pour capter les
12 fluctuations de consommation à court terme. Également, l'ACIG soumet que pour la période
13 où les données ont été recueillies, soit de 2003 à 2007, les décisions d'investissement de
14 l'industrie québécoise ne devaient pas tenir compte d'une tarification carbone. C'est un
15 changement majeur qui a un impact sur la demande énergétique des industriels dont l'étude
16 ne pouvait tenir compte.

17 Une étude plus récente réalisée à partir de données américaines³⁴ permet de donner un
18 portrait plus à jour des élasticités-prix des consommateurs industriels de gaz naturel. Leurs
19 résultats suggèrent une sensibilité moindre aux variations de prix que ce qui est mis de
20 l'avant par l'étude retenue par Aviseo.

21 Toutefois, il y a évidemment un besoin de mieux connaître les caractéristiques de
22 consommation de gaz naturel de l'industrie canadienne, étant donné la tarification carbone
23 présentement en vigueur. Les décisions d'investissement et de consommation d'énergie
24 des industriels sont fondamentalement différentes de celles qui prévalaient en 2003-2007³⁵.

25 Également, tel que vu dans la section sur le SPEDE, le système mis en place par le
26 gouvernement du Québec se veut une approche respectueuse du maintien de la
27 compétitivité du secteur industriel. Alors, malgré ce qu'affirme Aviseo, il est raisonnable de
28 croire que le retrait des allocations gratuites n'affecterait pas de façon importante la
29 consommation de gaz naturel des industriels et n'occasionnera pas une baisse
30 irrécupérable de volumes de gaz naturel.

31 Finalement, comme l'ACIG l'a mentionné un peu plus haut, les processus de production des
32 industriels peuvent ou pouvaient se servir pour certains, d'une énergie fossile plus polluante
33 que le gaz naturel. Le recours au gaz afin de réduire rapidement les GES émis est une

³³ [Ryan et Abdel Razeq \(2012\)](#).

³⁴ [Li et al. \(2022\)](#).

³⁵ Période utilisée pour l'analyse de Ryan et Abdel Razeq (2012).

1 solution simple à mettre en place pour ces industriels, car peu d'investissements sont requis
2 pour ce changement d'approvisionnement énergétique et cela peut résulter en une baisse
3 de près de 50 % des GES émis.

4 L'ACIG souhaite souligner que le processus décisionnel d'un investissement en vue de
5 modifier un procédé industriel requiert un horizon temporel long. En effet, souvent ces
6 investissements requièrent des efforts importants en termes de conception, d'ingénierie et
7 en financement. Ces actifs sont amortis sur plusieurs dizaines d'années. Donc, l'horizon
8 que considère un industriel lorsqu'il remplace une immobilisation à forte intensité
9 énergétique dépasse le cadre des fluctuations de court terme du prix spot du gaz naturel.

10 **L'ACIG recommande à la Régie de ne pas considérer la proportion des industriels**
11 **dans la composition de la clientèle d'Énergir comme un risque d'affaires à court et**
12 **moyen terme.**

2.8 Transition énergétique et contexte énergétique québécois

13 Le fait que la firme Aviseo lie volumes distribués et rémunération, amène cette dernière à
14 conclure que la transition énergétique va impacter les revenus des distributeurs de gaz
15 naturel et leur capacité à dégager un rendement raisonnable.

16 L'ACIG rappelle que les revenus des distributeurs ne sont pas liés, du moins pas dans leur
17 majorité, aux volumes distribués. Le risque réellement encouru par un distributeur en cas
18 de baisse importante et pérenne des volumes de gaz distribués réside, entre autres choses,
19 dans sa capacité à récupérer le capital investi dans ses actifs.

20 La question des coûts échoués n'étant pas un enjeu du présent dossier³⁶, le contexte
21 énergétique québécois et les enjeux liés à la transition énergétique ne représentent donc
22 pas un risque pour les distributeurs, du moins à court et moyen terme.

23 Dans son rapport et à la section dédiée au contexte énergétique québécois, la firme Aviseo
24 s'attache à démontrer que le risque pour les distributeurs provient essentiellement de la
25 concurrence de l'hydroélectricité³⁷, en soulignant son faible coût et la prévisibilité de ses
26 tarifs. La firme Aviseo note toutefois que le portefeuille énergétique québécois actuel est
27 semblable à celui qui prévalait il y a une dizaine d'années³⁸.

28 *« Malgré la baisse du prix du gaz naturel au cours de la dernière décennie, la*
29 *part du gaz naturel dans le portefeuille énergétique du Québec est demeurée*
30 *stable à 15% (graphique 5). Hormis une légère augmentation de l'électricité*
31 *d'un point de pourcentage et une diminution de la même proportion des*
32 *produits pétroliers, le portefeuille énergétique du Québec est demeuré*
33 *essentiellement le même depuis 2010 en termes de parts de marché. »*

³⁶ Risque écarté par le Dr T. Brown, expert mandaté par les distributeurs

³⁷ Pièce B-0028, p. 22 ligne 2 à ligne 7

³⁸ *Ibid.*, p. 20, ligne 17 à ligne 20

(Nos soulignés)

1 De plus il est à noter que malgré la concurrence de l'électricité, les distributeurs ont toujours
2 réalisé, sur les vingt dernières années, un rendement supérieur à celui autorisé à deux
3 exceptions près.

4 L'ACIG ne partage pas totalement l'avis de la firme Aviseo à l'effet que l'électricité puisse
5 représenter un risque pour les distributeurs de gaz naturel. Il est vrai que la volonté
6 d'électrification de l'économie voulue par le gouvernement peut représenter un risque en
7 termes de migration de volumes de gaz vers l'électricité. Toutefois, ce risque est à nuancer
8 au vu de ce qui peut réellement être fait.

9 La demande conjointe Hydro-Québec-Énergir pour le déploiement de l'offre biénergie
10 illustre parfaitement l'impossibilité, à moyen terme, de convertir l'ensemble des volumes de
11 gaz liés au chauffage vers l'électricité et la nécessité de mettre en place une
12 complémentarité entre les deux réseaux. D'ailleurs la firme Aviseo relève la
13 complémentarité entre l'électricité et le gaz naturel et le rôle particulier que jouera le gaz
14 dans les prochaines années³⁹.

15 *« Alors que l'électricité et le gaz naturel se concurrencent pour l'attraction et la*
16 *rétenion de clients, il appert de plus en plus que les deux sources d'énergie*
17 *pourraient être complémentaires afin d'améliorer le bilan énergétique du*
18 *Québec et de décarboner l'économie. En effet, il devient de plus en plus évident*
19 *dans la littérature académique que la décarbonation de l'économie ne peut*
20 *dépendre uniquement que de l'électricité, et ce, pour des raisons pratiques et*
21 *économiques. La demande énergétique industrielle nécessite souvent une*
22 *molécule, ce que ne peut permettre l'électricité, du moins, sans transformations*
23 *majeures des procédés industriels.*

24 (...)

25 *l'impératif de décarbonation de l'économie révèle une opportunité de*
26 *complémentarité entre le réseau gazier et électrique, en particulier dans les*
27 *secteurs résidentiel et commercial où le chauffage des bâtiments se prête bien*
28 *à cette complémentarité. »*

(Note de bas de page omise)

(Nos soulignés)

29 Quant à l'argument sur le prix de l'hydroélectricité, le maintien de tarifs d'électricité à même
30 de concurrencer le gaz naturel n'est pas garanti pour les années à venir. À cet effet, l'ACIG
31 cite la présidente-directrice générale d'Hydro-Québec, Madame Sophie Brochu, qui a
32 soulevé *qu'une réflexion sur le tarif industriel d'électricité doit s'amorcer*. Il est présentement

³⁹ *Ibid.*, p. 23 ligne 2 à ligne 7 et ligne 12 à ligne 14

1 établi à 5 ¢/kWh, ce qui est sous les coûts moyens d’approvisionnements. Selon elle, des
2 décisions devront être prises afin d’assurer la pérennité financière de la société d’État⁴⁰.

3 Lors des cinq prochaines années, des investissements de cinq milliards de dollars par
4 année sont prévus, en hausse de 1,3 milliard par rapport à la période 2017-2021. Les coûts
5 moyens des approvisionnements post-patrimoniaux sont quant à eux établis à 11 ¢/kWh,
6 bien plus élevés que le bloc d’électricité patrimonial (3 ¢/kWh)⁴¹.

7 Bien que la volonté soit présente, il appert que l’infrastructure ne soit pas tout à fait prête à
8 accueillir une transition massive vers l’électricité dans les prochaines années, ce qui
9 permettrait au gaz naturel de maintenir sa position dans le portefeuille énergétique
10 québécois voir même de l’augmenter à la faveur de l’arrivée prochaine de volumes plus
11 importants de GNR.

12 Si l’offre biénergie est acceptée par la Régie, cela permettra de maintenir des volumes de
13 gaz naturel dans le réseau de distribution, tout en mettant en valeur la complémentarité des
14 deux énergies. La décarbonation des activités d’Énergir en sera alors plus aisée avec un
15 réseau protégé contre le risque de transition énergétique.

16 Pour l’ACIG, la clientèle d’Énergir est également mieux positionnée dans un contexte de
17 transition énergétique et de réglementations environnementales. En effet, la forte proportion
18 de clients industriels ne pouvant pas substituer aisément leur consommation de gaz naturel
19 par l’électricité réduit le risque de transition énergétique et la perte de volume dans le réseau
20 de distribution à court et moyen terme.

21 Cela montre les enjeux particuliers à l’hydroélectricité et l’électrification totale de l’économie.
22 Des choix de sociétés devront être faits afin de s’assurer que cette ressource soit utilisée
23 de la façon la plus utile et efficace.

24 En outre, l’ACIG a comparé la position concurrentielle du gaz naturel telle que déposée
25 dans la cause tarifaire présentement devant la Régie⁴² et celle déposée au moment de la
26 dernière détermination du taux de rendement d’Énergir⁴³. La principale conclusion que
27 l’ACIG tire de cet exercice, c’est que la position concurrentielle du gaz naturel s’est
28 légèrement améliorée dans la très grande majorité des cas soumis par Énergir. De plus, le
29 distributeur ne prévoit pas que la position concurrentielle du gaz naturel se retrouve à des
30 niveaux moins favorables qu’il y a dix ans.

⁴⁰ La Presse, « [Hydro-Québec : Les tarifs industriels ne pourront demeurer aussi bas, dit Sophie Brochu](#) ».

⁴¹ [Plan stratégique Hydro-Québec](#), page 10 et 12

⁴² R-4177-2021, [pièce B-0041](#), page. 37 à page 40, tableaux 9, 11 et 12.

⁴³ R-3752-2011, [pièce B-0029](#), p. 27-30, tableaux 6, 8 et 9.

1 **De ce qui précède, l'ACIG recommande à la Régie de ne pas considérer la transition**
2 **énergétique et le contexte énergétique québécois actuel comme un risque d'affaires**
3 **potentiel à court et moyen terme.**

2.9 Absence de solutions pour mitiger le risque et nécessité de repenser les modèles d'affaires

4 L'ACIG constate du rapport de la firme Aviseo l'absence de propositions de solution pour
5 mitiger les risques identifiés dans son rapport.

6 Le Dr A. Hopkins⁴⁴, expert mandaté par l'ACIG pour adresser la question du risque
7 d'affaires, explique dans son témoignage que les distributeurs devraient, dans une première
8 étape, identifier et quantifier les risques et les opportunités auxquels ils doivent faire face et
9 établir une stratégie afin d'adresser ces risques et opportunités. Une telle démarche est
10 malheureusement absente du présent dossier.

11 L'ACIG partage l'avis de l'expert Dr. A. Hopkins et souhaiterait voir une telle démarche se
12 matérialiser dans un avenir proche.

13 L'ACIG est d'avis, qu'à l'aune de changements importants pour faire face au dérèglement
14 climatique, il est nécessaire pour les distributeurs de repenser leurs modèles d'affaires et
15 trouver de nouveaux relais de croissance leur permettant de pérenniser leurs activités au
16 bénéfice de leurs clients et de la société.

17 En effet, l'ACIG est d'avis que la transition énergétique, qui s'impose à l'ensemble de
18 l'économie et de la société, oblige à repenser les modèles d'affaires, notamment ceux des
19 distributeurs.

20 Le rapport Aviseo énumère un nombre de risques auxquels pourraient faire face les
21 distributeurs dans les prochaines années, mais il n'est pas fait mention d'opportunités
22 d'affaires pour adresser ces risques ou de recommandations pour mitiger les risques
23 identifiés.

24 Une nouvelle dynamique doit être enclenchée pour s'intégrer dans la transition énergétique,
25 l'ACIG croit qu'il n'est pas tenable de continuer à penser la distribution de gaz naturel de
26 manière *classique*. Les modèles doivent évoluer ainsi que la tarification.

27 L'intégration des gaz issus de sources renouvelables est, de l'avis de l'ACIG, une voie à
28 privilégier pour mitiger le risque d'affaires des distributeurs, notamment pour palier à un
29 risque de baisse de volumes et ses impacts sur la compétitivité des tarifs de gaz naturel et
30 la récupération du capital investi dans les infrastructures de distribution.

31 Les gaz d'origine renouvelable sont des alternatives viables au gaz naturel. Des stratégies
32 commerciales plus ciblées pourraient permettre de réduire à moyen long terme les risques
33 associés à une baisse de consommation de gaz naturel. En effet, une stratégie commerciale
34 plus adaptée pourrait aussi permettre d'intégrer de plus grands volumes, ainsi il serait

⁴⁴ [C-ACIG-0028](#), Q40, page 21 et Q43, page 23

1 pertinent d'offrir des gaz renouvelables aux secteurs dans lesquels les réductions de GES
2 les plus importantes pourront être obtenues de manière efficace. Cela permettrait de
3 maintenir certains grands clients dans le portefeuille clients des distributeurs.

4 Des solutions *hors réseaux* pourraient être envisagées pour assurer des revenus aux
5 distributeurs et mitiger les risques d'affaires. Par exemple, il pourrait être envisagé
6 d'intégrer, dans les revenus de distribution, des volumes de GNR ou d'hydrogène qui ne
7 transitent pas par le réseau d'Énergir et de Gazifère mais qui seraient comptabilisés dans
8 les volumes de bioénergies distribués. De plus, et advenant le cas où la réglementation
9 encadrant le GNR viendrait à évoluer et considérer les biogaz comme volumes permettant
10 aux distributeurs d'atteindre leurs cibles en la matière, ces solutions innovantes
11 permettraient aux distributeurs de trouver de nouveaux marchés sur lesquels ils pourront se
12 positionner.

13 L'ACIG convient que ces solutions nécessitent des changements réglementaires au
14 Québec, mais l'ACIG est d'avis qu'il y va de la responsabilité des distributeurs de proposer
15 ce genre de solutions et de les porter plus avant, d'autant plus que les distributeurs se
16 veulent être des partenaires actifs de la transition énergétique au Québec.

17 Par ailleurs, et dans le cadre de la préparation de sa présente preuve, l'ACIG a consulté les
18 dossiers de la Commission de Régulation de l'Énergie de la République française
19 (« **CRE** »). L'ACIG a pris connaissance d'une décision de la CRE datant de janvier 2020 sur
20 les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Gaz Réseau
21 Distribution France (« **GRDF** »).

22 Les conclusions de la CRE sont intéressantes du fait que la commission a pris en compte
23 la baisse des volumes de gaz transportés et l'impact de ces baisses sur les tarifs payés par
24 les utilisateurs finaux du réseau. La CRE dans sa délibération réduit le taux de rendement
25 du distributeur de 0.9% par rapport à ce qui a été demandé et enjoint le distributeur à
26 optimiser ses infrastructures et à réduire ses coûts d'exploitation⁴⁵ :

27 *« Pour prendre sa décision, en plus de ses analyses propres, de la large
28 consultation des acteurs et des échanges avec GRDF, la CRE s'est appuyée
29 sur des études d'auditeurs externes. Ces études portent sur les sujets
30 suivants :*

- 31 • *un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de GRDF*
32 *pour la période 2020-2023;*
- 33 • *un. audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés*
34 *de GRDF, qui demande un coût moyen pondéré du capital de 4,80 %*
35 *(réel avant impôts), contre 5,00 % dans le tarif ATRD5, alors qu'une*
36 *baisse de l'impôt sur les sociétés est programmée par le*
37 *Gouvernement.*

⁴⁵ [Délibération de la CRE du 23 janvier portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF](#), page 3.

1 *Les rapports de ces audits sont publiés sur le site internet de la CRE.*
2 *Au terme de ses analyses et des échanges complémentaires qu'elle a eus*
3 *avec GRDF depuis la consultation publique du 1er octobre 2019, la CRE*
4 *considère qu'il convient de limiter la hausse des charges nettes d'exploitation*
5 *de GRDF couvertes par le tarif, tout en lui laissant les marges de manœuvres*
6 *financières, d'une part, pour maintenir un niveau de sécurité élevé et être*
7 *acteur de la transition énergétique, et d'autre part, pour mener à bien le projet*
8 *« Changement de gaz ».*

9 (...)

10 *Au regard des éléments d'analyse dont elle dispose et des observations de*
11 *marché, la CRE retient par ailleurs une baisse du coût moyen pondéré du*
12 *capital (CMPC) qui s'établit à 4,1 % (réel, avant impôts). La méthode retenue*
13 *pour établir ce taux est inchangée par rapport à celle retenue pour le tarif*
14 *ATRD5. Elle est fondée sur un CMPC à structure normative et assure une*
15 *rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de maintenir*
16 *l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, au regard des autres*
17 *pays européens.*

(Nos soulignés)

18 L'ACIG convient que le contexte français est différent du contexte québécois et que les
19 activités de GRDF ne sont pas forcément comparables à ceux des distributeurs québécois.
20 Néanmoins, les conclusions auxquelles arrive la CRE sont intéressantes dans le sens où la
21 CRE intègre la baisse des volumes de gaz distribué ainsi que la transition énergétique dans
22 la définition du rendement du distributeur. De plus, la CRE retient l'attractivité des
23 infrastructures énergétiques françaises comme un enjeu.

24 **L'ACIG recommande à la Régie d'enjoindre les distributeurs de proposer lors d'un**
25 **prochain dossier sur le taux de rendement, en plus de leur étude sur le risque**
26 **d'affaires, une stratégie de mitigation des risques identifiés.**

3. Conclusion et recommandation de l'ACIG

27 Au terme de son analyse du rapport de la firme Aviseo, l'ACIG conclut son analyse en
28 portant à l'attention de la Régie ce qui suit :

29 **Premièrement**, l'ACIG est d'avis que l'étude sur le risque d'affaires telle que proposée par
30 la firme Aviseo est questionnable vu l'absence d'une analyse détaillée des risques identifiés
31 et l'absence de projections quantifiables.

32 **Deuxièmement**, l'ACIG estime que la firme Aviseo ne prend pas suffisamment en compte
33 la complexité du processus réglementaire permettant d'offrir une étude sur le risque
34 d'affaires des distributeurs réglementés liée à l'application de politiques gouvernementales.

1 **Troisièmement**, l'ACIG estime que l'étude établie par la firme Aviseo devrait être
2 considérée comme un *avant-projet d'étude* sur le risque d'affaires des distributeurs, qui a le
3 mérite de dresser une liste de risques potentiels. L'étude de la firme Aviseo devrait être
4 complétée par des analyses et des projections.

5 **Quatrièmement**, l'ACIG est d'avis, sur la base des éléments qu'elle apporte dans sa
6 présente preuve ainsi que sur la base des rapports de ses experts, que les distributeurs de
7 gaz naturel au Québec n'encourent aucun risque majeur à court terme.

8 De ce qui précède, l'ACIG recommande à la Régie ce qui suit :

- 9 ▪ **De ne pas prendre en compte une possible baisse des volumes de gaz naturel**
10 **distribués comme un risque d'affaires à court et moyen terme;**
- 11 ▪ **De ne pas prendre en compte l'horizon temporel retenu dans l'étude élaborée**
12 **par la firme Aviseo sur le risque d'affaires des distributeurs au motif qu'aucune**
13 **analyse ou projection de réalisation des risques identifiés n'a été fournie;**
- 14 ▪ **De ne pas considérer le risque identifié par la firme Aviseo en lien avec les**
15 **modifications des règles entourant les allocations gratuites liées au SPEDE**
16 **comme un risque d'affaires pour Énergir au motif qu'il n'est pas pertinent à**
17 **court-moyen terme;**
- 18 ▪ **De ne pas considérer la question des actifs échoués comme un enjeu dans le**
19 **présent dossier de détermination du taux de rendement des distributeurs de**
20 **gaz naturel;**
- 21 ▪ **De ne pas considérer la proportion des industriels dans la composition de la**
22 **clientèle d'Énergir comme un risque d'affaires à court et moyen terme.**
- 23 ▪ **De ne pas considérer la transition énergétique et le contexte énergétique**
24 **québécois actuel comme un risque d'affaires potentiel à court terme;**
- 25 ▪ **D'enjoindre les distributeurs de proposer lors d'un prochain dossier sur le taux**
26 **de rendement, en plus de leur étude sur le risque d'affaires, une stratégie de**
27 **mitigation des risques identifiés;**

28 En ce qui a trait au taux de rendement à être appliqué aux distributeurs, l'ACIG recommande
29 à la Régie ce qui suit :

- 30 ▪ **D'autoriser un taux de rendement et une structure de capital pour les**
31 **demandereses selon les recommandations du Dr. L. Booth⁴⁶et à la lumière**
32 **des recommandations du Dr A. Hopkins;**
- 33 ▪ **D'autoriser l'application du taux de rendement et de la structure de capital**
34 **retenu par la Régie pour une période de trois ans.**

Le tout respectueusement soumis.

⁴⁶ Pièce [C-ACIG-0037](#), p. 99 à 101.