

CANADA

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE  
DEMANDE CONJOINTE RELATIVE À LA  
FIXATION DE TAUX DE RENDEMENT ET  
DE STRUCTURES DE CAPITAL**

---

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

N°: R-4156-2021, Phase 2

**ÉNERGIR, s.e.c.**

**GAZIFÈRE, s.e.c.**

**INTRAGAZ, s.e.c.**

Demanderesses

-et-

**ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS  
INDUSTRIELS DE GAZ (ci-après « ACIG »)**

-et-

**ASSOCIATION HÔTELLERIE QUÉBEC et  
ASSOCIATION DES RESTAURATEURS DU  
QUÉBEC (ci-après « AHQ-ARQ »)**

-et-

**FÉDÉRATION CANADIENNE DE  
L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE (ci-après  
« FCEI »)**

-et-

**OPTION CONSOMMATEURS (ci-après  
« OC »)**

Intervenantes

---

**PLAIDOIRIE ÉCRITE DE L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS  
INDUSTRIELS DE GAZ (« ACIG »)**

---

## **TABLE DES MATIERES**

<b>I.</b>	<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>3</b>
<b>II.</b>	<b>LE RISQUE D’AFFAIRES.....</b>	<b>4</b>
	A. Absence de preuve spécifique de la part des demanderesses.....	4
	i. Le panel 1 .....	7
	ii. Le panel 3 .....	11
	B. Les failles du rapport Aviseo .....	13
	i. Le risque d’affaires de 2022 aurait dû être comparé à 2011 et aurait dû être quantifié.....	13
	ii. L’horizon temporel futur 2021-2030 .....	24
	iii. Critique de certains des risques soulevés par le rapport Aviseo .....	26
	C. L’analyse comparative du Dr Brown est basée sur une étude incomplète et dont la pertinence pour la détermination du taux de rendement est douteuse....	28
	D. L’analyse du Dr Hopkins sur le risque d’affaires.....	31
	E. La conclusion sur le risque d’affaires .....	35
<b>III.</b>	<b>LA DÉTERMINATION DU TAUX DE RENDEMENT .....</b>	<b>38</b>
	A. Les principes applicables .....	38
	B. Réplique aux commentaires des demanderesses à l’égard du Dr Booth.....	41
	C. Les méthodologies reconnues .....	47
	i. La méthode MÉAF/CAPM .....	48
	ii. La méthode AFM/DCF.....	57
	D. Les autres méthodes proposées par la Dre Villadsen .....	59
	i. La méthode MEÉAF/ECAPM.....	59
	ii. La méthode CMPCAI/ATWACC et la référence à la méthodologie Hamada .....	61
	E. La structure de capital.....	66
	F. Conclusion sur l’établissement d’un taux de rendement raisonnable.....	69
	G. Conclusions recherchées par les demanderesses et recommandations de l’ACIG .....	70
	i. Conclusions recherchées par les demanderesses.....	70
	ii. Les recommandations de l’ACIG .....	71
	H. La question de la confidentialité .....	71
	I. Les frais de l’ACIG .....	72

## I. INTRODUCTION

1. À titre d'entrée en matière, l'Association des consommateurs industriels de gaz (« **ACIG** ») tient à rappeler que sa preuve dans le présent dossier sur les risques d'affaires, les taux de rendement et les structures de capital a été présentée non seulement au nom des membres de l'ACIG, mais également au nom des autres intervenants qui représentent des consommateurs de gaz naturel, soit la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (« **FCEI** »), Option consommateurs (« **OC** ») et l'Association hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (« **AHQ-ARQ** »). Il en va de même de sa plaidoirie écrite relativement aux questions de risques d'affaires, taux de rendement et structures de capital.
2. La question des changements climatiques et la transition énergétique ne sont pas des éléments nouveaux pour les demanderesses Énergir, s.e.c. (« **Énergir** »), Gazifère, s.e.c. (« **Gazifère** ») et Intragaz, s.e.c. (« **Intragaz** »).
3. Toutefois, soumettre que la transition énergétique est un facteur de risque justifiant l'augmentation substantielle des taux de rendement et une modification aux structures de capital est certainement un nouvel argument de la part des demanderesses.
4. Les demanderesses ont eu néanmoins amplement le temps de se préparer à ces changements et à ces nouvelles opportunités d'affaires. Elles ont d'ailleurs été des précurseurs dans certains domaines comme le gaz naturel renouvelable (« **GNR** ») ou l'offre biénergie. Les entités chapeautant les demanderesses ont, elles aussi, réussi à se développer, à augmenter leurs bases d'actifs et leurs profitabilités dans ce même environnement.
5. Nous avons entendu dans le cadre de cette audience de sept jour différents arguments qualificatifs en lien avec les risques d'affaires des demanderesses lesquels n'étaient, à notre avis, pas toujours pertinents ultimement à leurs opérations et bien peu, pour ne pas dire pas de démonstration quantitative de l'impact de ces risques d'affaires allégués par les demanderesses sur leurs opérations en comparaison avec les derniers dossiers de taux de rendement.
6. Dans le cadre de leur sommaire exécutif, les demanderesses mettent maintenant au premier plan la question des circonstances économiques changeantes dont la pandémie, les tensions géopolitiques, l'inflation et la hausse des taux d'intérêt<sup>1</sup> compte tenu des développements survenus dans les derniers mois. Nous soumettons que cette mise en contexte doit être considérée avec prudence puisque cette situation est justement changeante, potentiellement conjecturale et pourrait fort bien être appelée à se résorber au courant de l'année 2023.
7. De plus, nous rappelons que les débats sur les risques d'affaires ont principalement portés sur les risques liés à la transition énergétique.
8. Les hausses de taux de rendement demandées, en plus des modifications aux structures de capital, sont substantielles et significatives.

---

<sup>1</sup> B-0388, par. 1

9. Or, nous sommes d'avis que tant d'un point de vue de court terme que de long terme, les demanderessees n'ont pas démontré le bien-fondé de leur demande (les demanderessees ne sont pas davantage à risque) tel qu'il appert notamment de l'expertise et du témoignage du Dr Asa Hopkins (« **Dr Hopkins** »).
10. Pour ce qui est de la détermination du taux de rendement raisonnable, nous invitons la Régie à retenir les conclusions du Dr Laurence D. Booth (« **Dr Booth** »), son analyse étant basée sur des méthodes d'établissement du taux de rendement reconnues par la Régie dans le passé.
11. Relativement à la preuve d'experts soumise par les intervenants et les commentaires formulés par les demanderessees à leur égard, nous jugeons qu'ils sont totalement injustifiés et non-fondés, nous y reviendrons dans notre plaidoirie, et invitons au contraire, la Régie à se questionner sur le caractère probant de la preuve soumise par les consultant et experts des demanderessees.

## II. LE RISQUE D'AFFAIRES

12. Il va sans dire que l'évaluation du risque d'affaires des demanderessees est un des éléments de l'analyse de l'établissement d'un taux de rendement raisonnable.
13. Toutefois, compte tenu que les demanderessees en ont fait un élément central du débat dans le présent dossier, en lien notamment avec l'enjeu de la transition énergétique, nous proposons de l'adresser en premier, avant même de considérer les méthodologies applicables à l'établissement d'un taux de rendement raisonnable.

### A. ABSENCE DE PREUVE SPÉCIFIQUE DE LA PART DES DEMANDERESSES

14. Les demanderessees, dans leur demande conjointe amendée, indiquent fournir les informations nécessaires à la Régie pour son évaluation des facteurs de risques associés à leurs opérations, notamment les risques d'affaires, financier et réglementaire par le biais de trois rapports.<sup>2</sup>
15. Dans cette procédure, les demanderessees indiquent que le rapport de la firme de consultation Aviseo Conseil (ci-après « **Aviseo** ») « identifie, décrit et compare cinq catégories de risques d'affaires pertinents pour les opérations des Demanderessees » qui seraient susceptibles de causer une réduction des quantités de gaz distribuées ou une réduction de la clientèle pour les dix prochaines années.<sup>3</sup>
16. Les demanderessees mentionnent ensuite que c'est par le biais de l'expertise du Dr Toby Brown (ci-après le « **Dr Brown** ») que ces risques ont été évalués et comparés à un échantillon d'entreprises d'utilité publique réglementées comparables et identifiées par la Dre Bente Villadsen (ci-après « **Dre Villadsen** »).<sup>4</sup> Nous retenons que de tous les risques identifiés par Aviseo, seuls deux risques sont finalement retenus par le Dr Brown.

---

<sup>2</sup> B-0331, par. 20 et suivants

<sup>3</sup> B-0331, par. 24

<sup>4</sup> B-0331, par. 26

17. Or, outre le rapport Aviseo et l'expertise du Dr Brown, les demanderessees n'ont soumis aucune preuve spécifique en matière d'approvisionnement, de prévisions de la demande, d'évaluation de revenus, d'évaluation des actifs, etc.
18. En effet, les demanderessees se sont fiées essentiellement à la preuve de leurs consultant et experts pour tenter de démontrer l'existence de facteurs de risques d'affaires qui pourraient influencer sur leurs opérations respectives et qui seraient davantage risqués par rapport à un échantillon d'entreprises d'utilité publique réglementées américaines.
19. Nous démontrerons ci-après que ces rapports de consultant et d'experts ne permettent pas d'établir l'existence de risques d'affaires accrus ni de quantifier ces risques allégués sur les opérations des demanderessees.
20. À ce titre, il importe de mentionner que la demande de modification de taux de rendement est effectuée par les demanderessees et qu'elles ont le fardeau de démonstration. Le fait de présenter une demande conjointe dans un dossier spécifique ne les exempte pas de ce fardeau.
21. C'est à tort, selon nous, que les demanderessees soumettent que la Régie n'a pas requis de produire les données se trouvant habituellement dans les dossiers tarifaires<sup>5</sup>. À nouveau, il revient aux demanderessees de faire leur preuve.
22. Malgré ce que tente d'affirmer les demanderessees, les intervenants ne font pas « fi du contexte »<sup>6</sup> de la présente demande. Ils en ont pris en compte dans l'analyse étoffée<sup>7</sup> et éclairante pour la Régie, du contexte énergétique québécois, des politiques et initiatives gouvernementales et du contexte réglementaire prévalant (comme par exemple le Plan pour une économie verte 2030 (« PEV »), le système de plafonnement et d'échange des droits d'émission (« SPEDE »), le Règlement sur les appareils de chauffage au mazout<sup>8</sup> etc), de même qu'en ce qui a trait des questions de concurrence. Toutefois, les intervenants n'ont certainement pas à faire la preuve que les demanderessees ont fait défaut de présenter.
23. Par ailleurs, contrairement à l'affirmation effectuée par les demanderessees, l'exercice d'évaluation des risques d'affaires ne se limite pas à s'assurer que le taux de rendement des demanderessees soit comparable à celui d'entités ayant un risque similaire<sup>9</sup>.
24. Nous sommes ainsi aussi en complet désaccord avec la position exprimée par les demanderessees à l'effet qu'aucune quantification ne soit nécessaire tel que nous le démontrerons ci-après et qu'au surplus l'analyse proposée s'effectue uniquement sur la base d'un jugement d'expert par le biais d'une analyse comparative sur un horizon très long terme telle la durée de vie des actifs des demanderessees<sup>10</sup>.
25. À nouveau, même en ce qui a trait à la durée de vie des actifs des demanderessees aucune preuve n'a été soumise.

---

<sup>5</sup> B-0388, par. 257

<sup>6</sup> B-0388, par. 13

<sup>7</sup> C-ACIG-45, C-AHQ-ARQ-0014, C-FCEI-0016 et C-OC-0016

<sup>8</sup> Règlement sur les appareils de chauffage au mazout, RLRQ, Q-2, r. 1.1

<sup>9</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 65

<sup>10</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 66

26. Ainsi, nous soumettons respectueusement que la preuve des demanderesse sur le risque d'affaires souffre d'une lacune fondamentale soit l'absence de données quantitatives soumises par les demanderesse dans le présent dossier que ce soit à leurs experts ou à la Régie pour analyser le risque d'affaires des demanderesse.
27. De plus, la prémisse à l'effet que le rapport Aviseo aurait uniquement comme objectif de fournir au Dr Brown le contexte de la réalité québécoise afin que ce dernier effectue une analyse comparative de risques d'affaires avec un échantillon d'entités d'utilité publique américaines<sup>11</sup> est problématique.
28. L'ACIG soumet que l'établissement du risque d'affaires ainsi que les éléments qui peuvent le composer, tels que la composition de la clientèle, la position concurrentielle du gaz par rapport à l'électricité ou encore la réglementation etc, requiert préalablement une compréhension et analyse de ces enjeux ainsi qu'une évaluation de ces risques sur un horizon temporel pertinent à la détermination du taux de rendement en question et pas uniquement une analyse comparative entre entreprises comparables.
29. C'est à cette condition qu'une appréciation de l'évolution du risque d'affaires peut être convenablement menée et ainsi considérer si ce risque d'affaires peut valablement être comparé avec une entreprise d'utilité publique réglementée repère.
30. Par exemple, si la composition de la clientèle de l'une des demanderesse ne constitue plus un enjeu d'un dossier de taux de rendement à un autre et ne crée aucun impact à la baisse des prévisions de la demande, pourquoi alors comparer ce risque d'affaire allégué avec une entité comparable?
31. Plusieurs intervenants et témoins ont spécifiquement fait référence à cette absence de preuve et de démonstration quantitative de véritables risques d'affaires qui se seraient prétendument accrus et qui auraient un impact sur les opérations des demanderesse.
32. À ce titre, rappelons tout d'abord le témoignage de la Dre Shahrzad Rahbar, présidente de l'ACIG :<sup>12</sup>

« So, this is an important hearing because it's precedent setting in a number of ways. It's got many first associated with it. It's the first time energy transition climate change is cited as a reason to seek higher ROE and equity thickness. It's also the first time that three entities apply jointly in a ROE hearing and it's again a first that applicants in an ROE hearing rely solely on expert evidence without filing any financial data. »

33. Le Dr Booth soulevait également l'absence de preuve quantitative comparativement aux autres dossiers de taux de rendement devant la Régie dans lesquels celui-ci a été impliqué<sup>13</sup>:

« Now, I do say that this is a very strange hearing. Normally, when I look at a hearing, I get five hundred (500) to a thousand (1000) pages of filing by the company. And included within those filings, there would be a hundred pages from an expert witness. In this case, I do not see all of

<sup>11</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 66-69

<sup>12</sup> N.S., interrogatoire en chef de la Dre Rahbar, 17 juin 2022, A-0062, p. 14, l. 18 à p. 15, l. 1

<sup>13</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 184-187

the filings. I do not see the forecast for the revenue requirement over the next three years, the test years or the next five years. I do not see the forecasting costs. I do not see all of the discussion of the embedded debt cost. I do not see all of the things that I normally see in a rate hearing, all I see is evidences presented by witnesses on behalf of the Québec Utilities. And, they say things very similar to what I've heard in other hearings. Which is not quite the disguise falling but there are all sorts of qualitative risk factors out there.

And I heard this most recently in two thousand and eleven (2011) from doctor Morin when he provided testimony. I hear it in most rate cases, there are qualitative discussions attached to increasing risk. But when the rubber meets the road, is when these qualitative factors actually materialize and they are risks born by the common shareholders.

And in thirty-seven (37) years, thirty (30) whatever it is of years of testifying, invariably when these risks materialize, they get reallocated to ratepayers, they are not risks that are born by shareholders. And that is a regulatory compact in Canada.

(...)

And there's a link that's missing and the link is that even if these risks do materialize, how do they actually affect the utility which is to say: if we get a dropping load and if, in fact, we get a drop in the number of customers attached to Énergir system, then this is a predictable forecasting risk that Énergir deals with in a rate hearing.

(...)

And incidently, I have no problem that there are increased risks out there. The critical thing is not that the risks exist, but the risks actually affect the utility.»

(Nos soulignés)

34. Nous allons analyser ci-après la preuve offerte par les demandereses par le biais de ces rapports de consultant et d'experts.
35. Toutefois, avant de faire référence à ces rapports, nous suggérons ci-après d'aborder l'absence de preuve spécifique offerte de la part des demandereses.

**i. Le panel 1**

36. Revenons brièvement sur la preuve des panels des représentants des demandereses.
37. Tout d'abord le panel 1 qui comprenait les présidents des demandereses.
38. Du témoignage en chef de M. Lachance, président d'Énergir, au nom des demandereses, nous retenons que la question des changements climatiques et notamment, la décarbonation, est depuis longtemps sur le radar de ces dernières. Ce n'est donc pas un enjeu nouveau. En fait, ce qui serait nouveau, selon les

demandereses, c'est l'accélération dans la volonté de changement ici, au Québec, comme ailleurs<sup>14</sup> :

« En fait, les changements climatiques, la décarbonation ça fait longtemps, comme vous le savez, que ça se parle, qu'on a ça sur le radar, qu'on s'y prépare, mais ce qu'on constate depuis plusieurs années, mais particulièrement dans les dernières, c'est qu'il y a une accélération dans la volonté de changement, que l'horizon sur lequel la transition se déroule bien est en train de changement également. Et ça, bien c'est évidemment pas juste au Québec que ça arrive, mais il y a quand même des différentes importantes, dont une que je veux vous souligner. »

39. Nous notons également du témoignage de M. Lachance que les demanderesses ont déjà mis en place des stratégies commerciales pour s'assurer de pérenniser l'avenir de leurs réseaux et que les demanderesses croient au bien-fondé et à la pertinence des mesures mises en œuvre<sup>15</sup> :

« Donc, comme vous le savez, on ne reste pas les bras croisés, là, face à tous ces changements-là, on met en place des stratégies, on met en place des offres commerciales, qui visent à positionner notre réseau comme faisant partie de la solution. Et ce qu'on veut atteindre en faisant ça, bien c'est de pérenniser l'avenir du réseau. Et je tiens à dire qu'on y croit à ces mesures-là »

40. Quant aux différents exemples fournis par M. Lachance expliquant selon lui l'évolution de leur contexte d'affaires, qu'il s'agisse de la question de la compétitivité du gaz naturel, de l'accès aux marchés du gaz naturel, des impacts opérationnels et des modifications législatives et réglementaires, nous verrons de l'ensemble de la preuve soumise que l'impact de ces facteurs sur les opérations des demanderesses et, par le fait même, sur leur taux de rendement, n'a pas été démontré ni quantifié. On le verra notamment en ce qui a trait de la demande en gaz naturel sur un horizon court et long terme et également au niveau de la position concurrentielle du gaz naturel.
41. Certains éléments soulevés par M. Lachance n'ont d'ailleurs pas été retenus par leur expert, le Dr Brown, comme par exemple celui relatif aux changements climatiques, à la composition de la clientèle (la portion industrielle des volumes) et à la main-d'œuvre, tel que nous le démontrerons ci-après dans la section C en lien avec le témoignage et le contre-interrogatoire du Dr Brown.
42. En fait, les demanderesses demandent à la Régie de considérer qu'il existe un degré d'incertitude dans les mesures de mitigation mises en place<sup>16</sup>, ce qui, selon l'ACIG, ne justifie aucunement l'augmentation du taux de rendement demandée à la Régie.
43. De plus, bien que les demanderesses parlent de certaines incertitudes, elles reconnaissent par ailleurs que certaines mesures de mitigation ne sont pas nouvelles, comme par exemple l'inclusion du GNR<sup>17</sup>, et que certaines autres mesures ont également

---

<sup>14</sup> N.S., interrogatoire en chef de M. Lachance, 13 juin 2022, A-0050, p. 14, l. 19 à p. 15, l. 5

<sup>15</sup> N.S., interrogatoire en chef de M. Lachance, 13 juin 2022, A-0050, p. 16, l. 2 à l. 9

<sup>16</sup> N.S., interrogatoire en chef du panel 1, 13 juin 2022, A-0050, p. 30, l. 16 à l. 24

<sup>17</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 1, 13 juin 2022, A-0050, p. 28, l. 21 à l. 25



pour effet de mitiger le risque (qui est considéré comme accru par les demanderesses), comme par exemple pour ce qui est de l'entente avec Hydro-Québec pour l'offre biénergie :

« Q. [41] D'accord. La décision... votre fameuse entente avec Hydro-Québec, elle couvre dans un premier temps le secteur résidentiel, sauf erreur. Et bon, elle a été avalisée, autorisée par la Régie de l'énergie. Est-ce que vous considérez que cette décision-là, que le régulateur a approuvée, somme toute tel qu'il a été négocié, sauf quelques suivis, là, est-ce que ça c'est susceptible de réduire votre risque?

R. Absolument. C'est... c'est une mesure qui vient réduire le risque tout à fait. Écoutez, ça nous permet de contribuer à une réduction de soixante-dix pour cent (70 %) dans les marchés visés des gaz à effet de serre, tout en maintenant un quatre-vingts pour cent, là, au niveau des revenus, donc c'est une mesure qui certainement va aider en notre sens, là. C'est ce qu'on espère. »<sup>18</sup>

44. Par ailleurs, l'impact des incertitudes soulevées par M. Lachance quant à l'accélération de la transition énergétique n'est pas démontré ni dans les éléments contenus dans les deux Rapports sur la résilience climatiques d'Énergir, ni dans le rapport de la firme Aviseo en soutien de la demande au présent dossier, bien au contraire.

45. À cet effet, tant le premier Rapport sur la résilience climatique de 2020<sup>19</sup> que le second Rapport sur la résilience climatique de 2021 prévoient que les quantités de gaz naturel distribuées devraient se maintenir avec possiblement une légère diminution d'ici 2030<sup>20</sup> (soit sur un horizon long terme):

« Conséquemment, nous voulons miser sur la création de la valeur plutôt que sur les volumes distribués, alors que les quantités de gaz naturel distribuées pourraient se maintenir ou légèrement diminuer d'ici 2030 puis diminuer de façon plus marquée à l'horizon 2050. Dans le même temps, nous anticipons une baisse des quantités de gaz naturel d'origine fossile qui seront distribuées à l'avenir auxquelles seraient substituées une hausse des quantités de GNR.

Ainsi, nous visons à réduire de 30 % les émissions de GES des bâtiments que nous desservons d'ici 2030. Nous visons la carboneutralité de ce secteur d'ici 2050. »

46. Ceci est aussi confirmé par M. Lachance dans le cadre de son contre-interrogatoire<sup>21</sup> :

« [...] Mais, fondamentalement, je ne pense pas que l'industrie va faire des grands pas pour décarboner d'ici l'horizon deux mille trente (2030). Et comme c'est une grosse partie des volumes, l'effet net, entre ce qui va se passer dans le bâtiment puis dans l'industriel est... on reste

<sup>18</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 1, 13 juin 2022, A-0050, p. 53, l. 25 à p. 54, l. 16

<sup>19</sup> B-0132, p. 6

<sup>20</sup> C-ACIG-0072, p. 32

<sup>21</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 1, 13 juin 2022, A-0050, p. 66, l. 4 à l. 13

prudent, là, mais t'sais, on ne veut pas... on n'est pas dans une position alarmiste, là, si on peut dire ça ainsi, là, sur les volumes pour l'horizon deux mille trente (2030). »

47. Par ailleurs, pour le secteur industriel, Énergir mentionne dans son Rapport sur la résilience climatique que les volumes de gaz naturel distribués vont se maintenir d'ici à 2030<sup>22</sup> :

« Énergir prévoit que, dans le secteur industriel, les volumes de gaz naturel qu'elle distribue demeurent, d'ici 2030, à des niveaux similaires à ceux d'aujourd'hui. Par la suite, une baisse est attendue à l'horizon 2050. »

48. M. Lachance confirme également que le mixte de gaz qu'ils vont distribuer dans un horizon court terme (3-4 ans) demeurera à très forte majorité d'origine fossile<sup>23</sup> :

« Q. [62] Et donc, au niveau de... je vais parler de... tout d'abord d'un horizon de court terme, on ne voit pas de disparition du gaz naturel sur un horizon court terme, même... même long terme, n'est-ce pas?

R. À très... à très court terme, non. À long terme, je pense qu'encore une fois il demeure une place.

[...]

Q. [63] Juste pour être sûre qu'on parle des mêmes choses, quand vous parlez de très court terme ça veut dire quoi pour vous?

R. Bien très court terme, je dirais un horizon de trois-quatre ans. Q. [64] Et moyen-long terme?

42. R. Bien cinq ans et plus, là. »

49. M. Lachance reconnaît également que les Rapports sur la résilience climatique d'Énergir répondent au PEV au niveau des cibles recherchées pour le bâtiment.<sup>24</sup>

50. Fait également important à noter, les Rapports sur la résilience climatique d'Énergir confirment que le GNR, l'hydrogène vert et les nouvelles technologies propres permettant de décarboner l'énergie distribuée, sont des sources d'opportunité<sup>25</sup> pour le distributeur.

51. D'ailleurs, Énergir émettait un communiqué de presse le 26 mars 2019 se réjouissant de l'adoption du *Règlement concernant la quantité minimale de gaz naturel devant être livrée par un distributeur de gaz naturel*<sup>26</sup>. On y indique que le développement de cette nouvelle filière d'énergie renouvelable, en plus d'être un levier de taille pour la transition énergétique, permettra d'accroître les volumes disponibles pour les clients d'Énergir :

---

<sup>22</sup> B-0132, p. 29

<sup>23</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 1, 13 juin 2022, A-0050, p. 72, l. 1 à l. 13; p. 73, l. 11 à l. 17

<sup>24</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 1, 13 juin 2022, A-0050, p. 74, l. 15 à p. 75, l. 14

<sup>25</sup> B-0132, p. 16; C-ACIG-0072, p. 18

<sup>26</sup> C-ACIG-0091

« Ce règlement permettra de soutenir encore davantage la production de GNR au Québec et, par le fait même, d'accroître les volumes disponibles pour nos clients désireux de réduire l'empreinte environnementale de leur consommation énergétique » souligne Sophie Brochu, présidente et chef de la direction d'Énergir »

52. Il en sera de même avec un nouveau seuil à 10% à l'horizon 2030 en fonction du *Projet de règlement modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétiques de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures*.<sup>27</sup>
53. M. Lachance confirme en partie qu'il s'agit de sources d'opportunité en lien avec les mesures qui font partie de l'opération réglementée telles que le GNR et l'offre biénergie.<sup>28</sup>

**ii. Le panel 3**

54. En prévision de l'audience, nous avons requis la présence de représentants des demanderesses en mesure de répondre à nos questions.<sup>29</sup>
55. Nous avons soulevé l'importance d'avoir des témoins en mesure de répondre à nos questions notamment en matière de réglementation, prévision de la demande et d'approvisionnement.
56. Les demanderesses se sont catégoriquement objectées à cette demande<sup>30</sup>.
57. Finalement, la Régie a tranché en faveur de notre demande<sup>31</sup> requérant la présence de témoins aptes à répondre sur les sujets de la réglementation, de la prévision de la demande et de l'approvisionnement
58. Le panel 3 était composé de Messieurs Jean-François Tremblay, Marc-Antoine Fleury, Vincent Regnault, Jean-Benoît Trahan, Benoît Gratton et Rock Marois.
59. Il appert du témoignage des représentants d'Énergir qu'au niveau des prévisions de vente à la lumière du dossier tarifaire déposé (R-4177-2021), il y aurait une légère baisse des volumes vendus pour le petit moyen débit et une croissance pour les ventes grandes entreprises, si un grand client en métallurgie venait à se concrétiser.<sup>32</sup>
60. D'ailleurs, le scénario de base, pour les livraisons globales 2022-2026 montre une stabilité (en tentant compte du grand client métallurgique).<sup>33</sup>
61. Ainsi, ces informations ne démontrent aucunement l'existence d'une baisse de volume en lien avec la transition énergétique (soit les différentes initiatives et politiques

---

<sup>27</sup> Projet de règlement modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétiques de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures, D 28-21, 2021, GOQ, 22 juin 2022, 154e année, n°25, p. 3491.

<sup>28</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 1, 13 juin 2022, A-0050, p. 75, l. 15 à p. 77, l. 17

<sup>29</sup> C-ACIG-0068

<sup>30</sup> B-0321

<sup>31</sup> A-0046

<sup>32</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 12-13; C-ACIG-0073, p. 26

<sup>33</sup> C-ACIG-0073, p. 21

gouvernementales, les modifications réglementaires ou municipales etc) ni d'un risque accru pour Énergir.

62. Par ailleurs, l'impact des transferts de volumes vers l'électricité attribuables au déploiement de l'offre biénergie est somme toute limité pour les prochaines années.<sup>34</sup>
63. Ce panel confirme également, tel qu'indiqué préalablement par monsieur Lachance, que les mesures qui sont mises en place présentement par Énergir pour atteindre la décarbonation vont pouvoir se faire en préservant la pérennité du réseau et en maintenant des tarifs compétitifs.<sup>35</sup>
64. Pour ce qui est d'Intragaz, il y a lieu de noter que la question de la baisse de volumes potentielle d'Énergir l'affecte peu, puisque cette dernière est un outil de pointe pour aider Énergir à gérer ses déséquilibres. Ainsi, il ne semble pas y avoir d'impacts réels pour Intragaz découlant des mesures de décarbonation du chauffage des espaces, du déploiement de l'offre bi-énergie, de la nouvelle politique de la Ville de Montréal etc. sur les volumes de gaz emmagasinés par Intragaz d'ici 2030.<sup>36</sup>
65. De plus et tel qu'indiqué précédemment, les demanderesses confirment ne pas avoir effectué de quantification des risques d'affaires allégués et confirment ne pas avoir soumis les éléments suivants :
  - aucune analyse quantitative au niveau du bénéfice net;<sup>37</sup>
  - absence d'analyse relative aux baisses de revenus potentielles;<sup>38</sup>
  - absence de prévisions de la demande de gaz naturel en lien avec les risques d'affaires soumis dans le présent dossier comme celui relatif à la variation climatique (autre les informations soumises relativement au dossier tarifaire);<sup>39</sup>
  - absence d'analyse de la valeur des actifs en lien notamment avec les questions de changements climatiques;<sup>40</sup>
  - absence d'analyse des investissements qui sont requis liés à la transition énergétique;<sup>41</sup>
  - absence d'analyse spécifique sur les coûts d'exploitation liés à la transition énergétique;<sup>42</sup>

---

<sup>34</sup> C-ACIG-0073, p. 26

<sup>35</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 24 et 26

<sup>36</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 47, l. 1 à p. 48, l. 15

<sup>37</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 101-102

<sup>38</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 102

<sup>39</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 115-116

<sup>40</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 117-118

<sup>41</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 119-120

<sup>42</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 120-126

## B. LES FAILLES DU RAPPORT AVISEO

### i. Le risque d'affaires de 2022 aurait dû être comparé à 2011 et aurait dû être quantifié

66. À notre avis, le risque d'affaires de 2022 aurait dû être comparé aux derniers dossiers complets de taux de rendement où la question du risque d'affaires a été analysée.<sup>43</sup>

67. Cette position est d'ailleurs confirmée par nos experts au dossier dont le Dr Booth<sup>44</sup>:

« So, what are the key issues and recommendations, what's the big picture the Régie has to deal with. And that's fundamentally from my reading of the file: has the business risk of any of the Quebec gas utilities increased since their last hearings? And I was involved in all three of the last hearings, the two thousand and eleven (2011) Gaz Métro hearing, the two thousand and ten (2010), I think it was Gazifère hearing, and the Intragaz hearing, as well as subsequent Hydro-Québec distribution and transmission hearings.

Why is the business risk important? It's because most regulators set the common equity ratio based upon the underlying business risk. The National Energy Board has a specific policy. First of all, they assess the business risk and then if the business risk is changed, they change the financial risk, which is they change the debt equity ratio. »

(Nos soulignés)

68. À titre d'exemple, dans la décision [D-2009-156](#), la Régie évaluait le risque d'affaires du distributeur de 2009 à la lumière de la preuve et de l'examen en profondeur qui avait été fait en 2007.<sup>45</sup>

69. Dans ce dossier de 2009, l'expert retenu par Gaz Métro, le Dr Carpenter, soumettait que le risque d'affaires pour l'investisseur est l'incertitude liée, sur un horizon de placement, à la réalisation du rendement sur son capital ainsi qu'à la récupération de son capital. Il distinguait le risque à long terme, soit le risque de récupération du capital, et le risque à court terme, associé à la variabilité de la réalisation de son rendement annuel.

70. La Régie, dans cette affaire, avait évalué le risque global de l'entreprise à la lumière de sa dernière décision [D-2007-116](#) où elle avait analysé le risque d'affaires en lien avec la composition de la clientèle de Gaz Métro et de la concurrence d'électricité au Québec. Elle concluait ainsi<sup>46</sup>:

« [279] Selon la Régie, les détenteurs d'obligations et de part de Gaz Métro ont des perspectives très semblables concernant le risque à long terme. Dans les rapports des agences de crédit, on note qu'il n'y a pas

<sup>43</sup> Voir notamment les analyses passées se référant aux dossiers précédents de taux de rendement comme dans les décisions [D-99-009](#) (Gazifère), [D-99-011](#) (SCGM), D-2007-116, p. 29 et 30 où l'on compare le risque d'affaires de 2007 à celui de 1999.

<sup>44</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 177, l. 24 à p. 178, l. 18

<sup>45</sup> D-2009-156, p. 66, par. 271 et p. 66 à 68.

<sup>46</sup> D-2009-156

de constat quant à la matérialisation du risque de récupérer le capital pour les activités réglementées au Québec.

[281] Tel que mentionné dans sa décision D-2007-116, la Régie évalue le risque global de l'entreprise supérieur à la moyenne, notamment en raison de la composition de sa clientèle et de la concurrence de l'électricité au Québec. Cependant, elle tient compte dans son appréciation de la couverture plus étendue de ces mêmes risques par des comptes de frais reportés.

[282] La Régie juge que le risque de l'entreprise ne s'est pas modifié significativement depuis la décision D-2007-116 et qu'il est supérieur à celui d'un distributeur repère. Sur la base de la preuve au dossier, la Régie évalue que le risque plus élevé justifie le maintien d'un ajustement à la hausse par rapport à la prime de risque d'un distributeur repère de l'ordre de 25 à 35 points de base. »

(Nos soulignés)

71. À la lumière des paragraphes cités précédemment, nous voyons bien, dans un premier temps, que l'analyse comparative et quantitative se fait en fonction de la dernière analyse du risque d'affaires de l'entreprise réglementée. Dans un deuxième temps, l'on note aussi dans la décision D-2009-156, tout comme dans la décision D-2007-116, que la Régie considère l'existence de comptes de frais reportés qui agissent comme un outil de mitigation des risques lorsque le risque d'affaires aurait pu s'accroître entre deux périodes.<sup>47</sup>
72. Par ailleurs, en 2011, dans sa décision [D-2011-182](#), la Régie a aussi revu le risque d'affaires du distributeur à la lumière de l'examen en profondeur qui avait été effectué en 2007 et 2009 pour conclure que le risque de l'entreprise ne s'était pas modifié significativement depuis la décision D-2009-156.<sup>48</sup>
73. Le dossier du taux de rendement d'Hydro-Québec en 2014 apporte un éclairage pertinent quant à l'analyse du risque d'affaires.
74. Dans ce dossier, les experts des demandeurs proposaient d'évaluer le risque d'affaires par la simple comparaison entre les entreprises repères à un moment spécifique.
75. La Régie a statué comme suit<sup>49</sup> :

« [36] La Régie considère que les analyses comparatives du risque global et des structures de capital d'entreprises comparables aux entreprises assujetties constituent des informations pertinentes. Il est également pertinent de considérer de quelle façon le risque global d'un assujetti a évolué au fil du temps, par exemple, depuis la dernière revue complète, par le régulateur, des risques et du rendement reconnu pour ce dernier.

---

<sup>47</sup> D-2007-116, p. 30 et D-2009-156, p. 68

<sup>48</sup> D-2011-182, par. 234 à 237

<sup>49</sup> D-2014-034

[44] La Régie considère qu'en plus des analyses comparatives du risque global et des structures de capital d'entreprises comparables, il est tout aussi important d'analyser la manière dont le risque global d'un assujetti a évolué au fil du temps.

[57] La Régie considère, d'une part, que les risques d'affaires du Transporteur et du Distributeur ont diminué depuis les décisions D-2002-95 et D-2003-93. Elle juge, d'autre part, qu'il n'a pas été clairement établi que les risques financiers des Demandeurs sont trop élevés, en se basant sur la comparaison de leur structure de capital avec celle des entreprises suggérées comme étant comparables, d'autant plus que la grande majorité de ces dernières sont intégrées, donc plus risquées. La Régie juge, enfin, qu'il n'a pas été démontré de façon convaincante que, sur cette seule base, une compensation pour risque financier plus grand soit justifiée. »

(Nos soulignés)

76. Dans cette décision [D-2014-034](#), la Régie reprenait un passage de la British Columbia Utilities Commission (« **BCUC** ») sur le risque d'affaires court terme se lisant comme suit :

« [39] La BCUC concluait un peu plus loin, en parlant du risque d'affaires à court terme :

*« There are two issues that must be considered by the Commission Panel with respect to short-term risk. The first is whether there has been a change in short-term risk since the 2009 Decision. The second is how much of FEI's short-term risk has been mitigated and, as a result, how much of the remaining risk must be considered ». »*

77. Il est clairement question ici de la question de la mitigation des risques dans l'analyse du risque d'affaires.
78. Nous sommes également d'avis qu'il y a lieu de considérer le risque d'affaires court terme tel que proposé dans le cadre de la décision du Ontario Energy Board (« **OEB** ») citée par le Dr Booth dans son rapport d'expertise et dans sa présentation<sup>50</sup> par opposition uniquement au risque d'affaires long terme suggéré par les demandresses (soit la prochaine décennie selon le rapport Aviseo ou l'horizon 30-40 ans selon le Dr Brown).
79. Dans ce dossier de l'OEB, Enbridge demandait au régulateur d'évaluer son risque d'affaires sur une base long terme, tant du point de vue historique (avant la dernière décision du taux de rendement) que du point de vue prospectif (pour le futur). Enbridge n'avait pas proposé une période spécifique long terme prospective pour la détermination du risque d'affaires. Pour ce qui est de l'analyse devant être effectuée au niveau du risque d'affaires l'OEB a jugé comme suit <sup>51</sup> :

« Accordingly, the Board will determine whether there has been a significant change in Enbridge's risk since the Board rendered its decision in EB-2006-0034 in 2007. Regarding the risk of future events,

<sup>50</sup> EGDI Decision OEB-2013-0207, C-ACIG-0043, p. 35; C-ACIG-0087, p. 11, « What is long run? »

<sup>51</sup> EGDI Decision OEB-2013-0207, p. 7

the Board agrees with CCC that the relevant future risks are those that are likely to affect Enbridge in the near term. Any risks that may materialize over the longer term can be taken into account in subsequent proceedings. In considering the risk of future events, the Board will take into account the fact that, generally, the more distant the potential event, the more speculative is any conclusion on the likelihood that the risk will materialize. »

(Nos soulignés)

80. Nous croyons que la Régie devrait appliquer ici la même analyse consistant à évaluer les risques d'affaires allégués en 2022 en fonction de la dernière analyse de ces risques (ce que la preuve ne lui permet pas de faire dans le présent dossier puisque le rapport Aviseo se limite à énoncer les risques potentiels de la prochaine décennie) et en évaluant ces risques sur une base court terme à la lumière des informations au dossier (conformément au rapport du Dr Hopkins et contrairement à ce qui est proposé par les demanderessees qui demandent une évaluation de ce risque d'affaires sur une période de long terme).
81. Nous sommes convaincus qu'une prise en compte du risque à long terme comme demandé par les demanderessees constitue une évaluation purement spéculative.
82. Nous rappelons aussi, que le risque d'affaire long terme tel que présenté ne s'accompagne d'aucune analyse quantitative à même de permettre d'apprécier son impact sur le rendement des demanderessees (outre la preuve que nous avons soumise relative au Rapport sur la résilience climatique d'Énergir sur les volumes et la position concurrentielle, aucune démonstration de coûts associés au changement de modèle d'affaire, à la dépréciation d'actifs etc.). De plus, comme nous le verrons plus loin, il n'y a pas ici risque de coûts échoués.
83. Nous attirons également l'attention de la Régie quant à la façon dont l'OEB a analysé ce risque d'affaires tel qu'il appert de la page 8 de cette décision<sup>52</sup> :

« In assessing the change in risk associated with each of these three factors, the Board will consider both the impact of each factor on Enbridge's business operations and the extent to which regulatory mechanisms mitigate this impact. »

(Nos soulignés)

84. Ainsi, il ne suffit pas de simplement lister des facteurs de risques potentiels d'une période à une autre ou encore de faire une analyse comparative entre deux entités jugées comparables, l'analyse requiert d'évaluer l'impact de ces facteurs sur les opérations d'une entité réglementée et les mécanismes réglementaires mis en place pour tenter de mitiger cet impact.
85. La Régie, dans le présent dossier a d'ailleurs mentionné que la question de la mitigation des risques était pertinente<sup>53</sup> :

---

<sup>52</sup> EGDI Decision OEB-2013-0207, p. 8

<sup>53</sup> [D-2022-006](#), A-0015



« [51] En ce qui a trait à la pertinence d'inclure la transition énergétique dans les modèles d'affaires des distributeurs gaziers sans que cela ne passe intégralement par les tarifs et la mitigation des risques de cette transition, la Régie est d'avis que la transition énergétique est un sujet en constante évolution et constitue donc un élément qui aura certains impacts sur les activités des Demanderesses dans les années à venir. Ainsi, elle retient ce sujet et souhaite entendre la réflexion des intervenants à cet égard. »

86. Relativement à cette analyse, nous soulignons aussi les conclusions suivantes de l'OEB quant aux différents risques d'affaires qui avaient été invoqués par Enbridge (« 1) volumetric demand profile 2) system size and complexity and 3) environmental and technological advancement ») et plus particulièrement quant à l'importance de faire une démonstration quantitative de ces risques :

« In addition, the Board notes that Enbridge has not provided quantitative evidence concerning the potential financial impact of the aspects of its risk not covered by regulatory mechanisms, or of how this has changed since 2007. Given the comprehensive extent of the regulatory mechanisms and the limited extent of Enbridge's likely volumetric risk as discussed above, the Board considers that the financial impact of the amount of risk not covered by the regulatory mechanisms is likely to be small.<sup>54</sup>

(...)

The Board accepts Enbridge's position that system size and complexity have increased since 2007, although as pointed out by BOMA, Enbridge has not provided quantitative information on the magnitude of these increases. The Board also accepts that there has been heightened attention to safety standards since 2007, as a result of incidents in North America that have raised safety concerns. However, the issue the Board must consider is not whether system size and complexity, including related safety standards, has increased; it is whether the increase in size and complexity results in higher risk.

As Enbridge's system grows and becomes more complex, Enbridge adds more assets and employees and does more work. The result may be a higher number of adverse events. However, system growth also brings benefits such as greater economies of scale, greater customer and geographical diversity, more advanced systems and greater employee expertise. As a result, increased size and complexity does not necessarily mean that Enbridge's risk will increase. Its risk will increase only if the increase in adverse events (or probability or severity of adverse events) is greater than the rate of system growth. The evidence does not indicate that this is the situation for Enbridge.<sup>55</sup>

(...)

---

<sup>54</sup> EGDI OEB-Decision 2013-0207, p.11,

<sup>55</sup> EGDI OEB-Decision 2013-0207, p.12-13

The Board also considered the specific risk elements listed by Enbridge as being related to system size and complexity. Enbridge has not made specific submissions on a number of the elements on the list: price of materials, interest rates or utility credit spreads, cost of labour, insurance costs, cost of litigation, cost of bad debts, ability to generate other revenues as forecast, aging workforce, technical safety or compliance standards, operational risks associated with underground facilities, third party damages and employee health and safety. Most of these elements are direct costs to the utility which are forecast and addressed directly through rate setting. The evidence does not demonstrate that these elements have resulted in a significant increase in business risk. »<sup>56</sup>

(Nos soulignés)

87. Relativement à la question d'un risque d'affaires accru allégué par Enbridge relativement aux nouvelles politiques environnementales, il y a lieu de considérer la conclusion suivante de l'OEB :

«The evidence does not demonstrate a tangible risk that new environmental policy and laws in relation to gas distribution will be implemented over the near term, or if implemented, will be likely to have a detrimental effect on Enbridge in terms of volume over the near term. The Board agrees with intervenors that, to the contrary, the policy commitment to cease all coal-fired electricity generation in Ontario is likely to result in more gas-fired electricity generation, which is a benefit to Enbridge. In addition, as discussed under Volumetric Demand Profile, to the extent that DSM initiatives decrease Enbridge's volume, this risk is addressed by the LRAM account. Also, as discussed above, increasing energy efficiency has the effect of strengthening the ongoing competitive position of gas compared to other fuels. »<sup>57</sup>

(Nos soulignés)

88. Le parallèle avec notre dossier quant à l'absence de preuve quantitative est frappant. Tel que mentionné plus haut, les demanderesses n'ont fourni aucune preuve quantitative pour évaluer l'impact des risques d'affaires allégués.
89. D'ailleurs, nous notons que M. Lessard d'Aviseo a déclaré en audience que le mandat qui lui a été confié n'incluait pas un volet quantification<sup>58</sup> :

« [...] Donc, doit-on comprendre de cette réponse qui est fournie pour Aviseo que Aviseo comme tel n'a fait aucune étude afin de déterminer l'impact des risques qu'elle a identifiés ou que vous avez identifiés, Monsieur Lessard, sur les ventes, les revenus ou les réseaux des demanderesses pour la période deux mille vingt et un, deux mille trente (2021-2030)? Juste pour être clair.

<sup>56</sup> EGDI OEB-Décision 2013-0207, p. 13

<sup>57</sup> EGDI OEB-Décision 2013-0207, p.15

<sup>58</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 2, 13 juin 2022, A-0050, p. 133-134

R. Bonjour, Maître Cadrin. Il faut faire la nuance entre l'évaluation et une appréciation d'un impact potentiel. Donc, notre mandat a effectivement couvert la dimension qu'il pourrait y avoir des impacts sur les revenus et les ventes des gazières. Mais notre mandat ne couvrait pas l'évaluation en tant que telle.

Q. [108] Donc, l'évaluation de l'impact lui-même, votre mandat n'allait pas jusque-là si je comprends bien?

R. Exactement. »

90. Selon le contre-interrogatoire du représentant d'Aviseo, il appert qu'aucune analyse poussée des impacts des différents facteurs de risques identifiés n'a été effectuée<sup>59</sup> :

« Q. [165] Et si j'ai compris votre... les questions et réponses de mon collègue, maître Cadrin, je veux pas revenir là-dessus. Pour chacun des risques identifiés on n'a pas tenté de quantifier ces risques-là?

R. Non. À ce moment-là c'est vraiment plus docteur Brown, par exemple, qui avait cette responsabilité-là. »

91. Le consultant Aviseo ne semble pas avoir analysé concrètement, de façon détaillée, l'état de la situation en 2011 ou relativement à la première décennie<sup>60</sup> :

« Q. [154] O.K. Donc, finalement, c'est plus d'utiliser le prospectif, la dernière décennie, puis voir... essayer de jauger si c'est pire ou moins pire, les risques... les facteurs que vous avez identifiés. Est-ce que...

R. Hum. Oui.

Q. [155] ... c'est une bonne façon de comprendre votre exercice?

R. Oui. Ceci dit, on a quand même porté une attention à ce qui avait été fait auparavant. Mais notre ancrage était vraiment de deux mille vingt et un (2021) à deux mille trente (2030).

Q. [156] Est-ce que c'était à votre connaissance, justement, ce que je disais tout à l'heure, que dans le passé, comme risque - je ne veux pas faire une généralisation, mais comme risque, généralement reconnu comme risque d'affaires, il y avait des items comme composition de la clientèle, position concurrentielle... Ici, on parle de Gazifère. On avait aussi la taille de l'entreprise. Est-ce que c'est quelque chose qui est à votre connaissance?

R. Bien sûr, ça rejoint... Il y a une cohérence avec l'étude qu'on a faite, là.

---

<sup>59</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 2, 13 juin 2022, A-0050, p. 170, l. 6 à l. 13

<sup>60</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 2, 13 juin 2022, A-0050, p. 166-167; voir également p. 172, l. 18 à p. 173, l. 9

Q. [157] Est-ce que c'est à votre connaissance que c'était généralement ces risques-là qui ont été retenus par la Régie dans ses décisions?

R. Bien, en fait, je n'ai pas ce souvenir exactement, parce que là, ça fait un petit bout de temps que je l'ai eu en tête, là, mais... Mais on... je sais qu'il y avait une cohérence, là, sur certains risques, assurément, dans notre rapport, par rapport à ce qui avait été fait dans la dernière décision.

Q. [158] D'accord. Puis, est-ce que vous savez si la Régie, à votre connaissance, a retenu d'autres risques que ceux que je vous ai mentionnés?

R. Ah, je ne les ai pas en tête. »

92. Nous notons aussi que l'analyse fournie par la firme Aviseo n'incluait pas, non plus, une évaluation quantitative du niveau de la demande.

93. En effet, le consultant Aviseo n'a pas analysé la demande potentielle des clients en gaz naturel pour la période 2021 à 2030<sup>61</sup> :

« Q. [162] La demande potentielle des clients en gaz naturel pour la période vingt-et-un à vingt-trente (2021 à 2030), c'est pas quelque chose que vous avez analysé?

R. La demande potentielle de gaz naturel?

Q. [163] Oui.

R. Non pas dans ce mandat-ci. On a déjà eu la chance par contre de faire des mandats il y a quelques années sur le sujet, mais pas dans ce cadre-ci. »

94. Pour rappel, Aviseo estime dans son rapport, sans aucune analyse de la demande, que les politiques environnementales influenceraient le niveau de la demande à la baisse, ce qui serait un facteur de risque pour les demanderesses.

95. Ce faisant, un des risques soulevés soit les politiques environnementales n'a pas fait l'objet d'une évaluation quantitative qui aurait permis d'apprécier convenablement son impact sur les opérations des demanderesses.

96. Ce constat d'absence d'analyse quantitative se retrouve aussi en ce qui a trait aux consommateurs industriels de gaz d'Énergir puisque le consultant Aviseo n'a pas analysé les prévisions de vente pour chaque segment de clientèle.<sup>62</sup>

97. Toutefois, en ce qui a trait au SPEDE, la firme Aviseo avance que le resserrement des mesures liées au SPEDE pourrait impacter négativement la demande industrielle et que cette baisse de la demande impacterait à son tour les distributeurs.

---

<sup>61</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 2, 13 juin 2022, A-0050, p. 169, l. 8 à l. 24

<sup>62</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 2, 13 juin 2022, A-0050, p. 169, l. 25 à p. 170, l. 5

98. Or, force est de constater que les affirmations du rapport Aviseo sur le SPEDE ne sont étayées par aucune analyse quantitative qui aurait permis d'apprécier l'impact allégué du resserrement des mesures liées au SPEDE sur la demande industrielle<sup>63</sup>:

« Q. [144] Avez-vous étudié justement l'impact potentiel des ventes en termes de dollars pour... pour chacun des... chacun des secteurs? Pour les industriels?

R. Dans l'évaluation en tant que telle ça n'a pas été fait, non. Par contre, comme je vous ai mentionné, l'analyse d'impact réglementaire du gouvernement les estime à cent soixante-et-onze millions (171 M).

Q. [145] Mais au niveau des industriels de façon spécifique, vous n'avez pas fait cette vérification-là?

R. Aviseo ne l'a pas faite, non.

[...]

Q. [151] Non, mais je veux dire, plus spécifiquement pour les fins de ce mandat-ci, ma question est assez simple. Est-ce que vous avez rencontré des industriels, acheteurs de gaz naturel?

R. Pas formellement.

Q. O.K. Est-ce que vous avez effectué des sondages auprès de la clientèle, au niveau des besoins de la clientèle, prévisions des ventes?

R. Non. »

99. Il est également question de l'importance de faire une démonstration quantitative d'un risque d'affaires dans la décision de l'Alberta Utilities Commission (« **AUC** ») de 2018 :<sup>64</sup>

« 537. The affected utilities and their witnesses focussed on issues related to regulatory risk. The main issues identified were (1) the 2018-2022 PBR term; (2) the Commission's UAD decision and the related issue of asset utilization; (3) the increase in customer contributions; (4) regulatory lag; and (5) clean energy initiatives. These issues will be addressed in the following sections.

(...)

603. The issue of the impact of green energy initiatives was raised by Mr. Hevert in the 2016 GCOC proceeding. In the Commission's view, this is not an entirely new development. Given the minimal information provided in this proceeding with respect to the actual and forecast levels of distributed generation and associated impacts on the distribution systems, the Commission is not in a position to adequately assess the effect that clean energy initiatives will have on the long-term business

<sup>63</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 2, 13 juin 2022, A-0050, p. 161 à p. 164

<sup>64</sup> AUC-2018 Generic Cost of Capital, August 2, 2018, Decision 22570-D01-2018, p. 111 et p.123

risk profile of the affected utilities. The Commission was in the same position in the 2016 GCOC proceeding. The Commission is not persuaded that the clean energy initiatives that have been instituted since the 2016 GCOC proceeding have increased the business risk of the affected utilities.»

(Nos soulignés)

100. Nous attirons aussi l'attention de la Régie à la décision de l'AUC de 2023 notamment lorsqu'il est question d'un risque d'affaires allégué relatif à la décarbonation tel qu'il appert des paragraphes suivants <sup>65</sup>:

« 37. Parties submitted conflicting assessments of changes to business risk since the 2018 GCOC decision. The ATCO Utilities/Apex/Fortis submitted that there have been significant transformations occurring in the utility industry since 2018, including emphasis on decarbonization; a focus on environmental, social and governance standards; the need for grid modernization; and changes in the way in which customers are receiving utility service. These utilities stated that they are directly affected by these transformations, and these changes engender risk and uncertainty for utilities at a level seldom witnessed in the past.

(...)

42. The Commission notes the conflicting evidence and positions of parties with respect to indicators of business risk and whether business risk is increasing or decreasing. The Commission is not persuaded that there is a quantifiable shift in business risk that would require either an increase or decrease in the deemed equity ratios for 2023. »

101. En l'espèce, à la lumière de ce qui précède, il nous apparaît clair que la preuve des demanderesses souffre d'une lacune importante puisque le consultant Aviseo n'a dressé qu'une liste de facteurs de risques potentiels sans fournir d'analyses d'impacts ou d'analyses quantitatives telle que le requiert une véritable analyse d'un risque d'affaires. D'ailleurs, pour justifier l'absence d'analyses d'impacts ou d'analyses quantitatives, le consultant Aviseo dit se référer à l'expertise du Dr Brown<sup>66</sup>, alors que le Dr Brown semble lui aussi se fier sur les risques identifiés par le consultant Aviseo.<sup>67</sup>
102. Notre critique de l'analyse des risques d'affaires des demanderesses pourrait s'arrêter ici.
103. Mais il y a plus. Outre la comparaison entre deux décennies et l'absence d'une analyse de risques de trois à 5 ans<sup>68</sup>, tout était à l'extérieur du mandat confié au consultant Aviseo, tel qu'il appert des nombreuses absences de réponses fournies dans le présent dossier

---

<sup>65</sup> AUC-2023 Generic Cost of Capital, March 31, 2022, Decision 27084-D01-2022, p. 9-10

<sup>66</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 2, 13 juin 2022, A-0050, p. 168, l. 6 à l. 19; voir également la note de bas de page #33.

<sup>67</sup> Voir la section ci-après portant sur l'analyse du Dr. Brown

<sup>68</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 2, 13 juin 2022, A-0050, p. 168, l. 20 à p. 69, l. 7

lors des demandes de renseignements comme par exemple à la question suivante de l'ACIG portant sur les allocations gratuites liées à la tarification carbone:<sup>69</sup>

« 2.1.1 Veuillez commenter la compréhension de l'ACIG à l'effet que la modification des règles entourant les allocations gratuites se fera en fonction de la tarification du carbone à l'échelle mondiale.

Réponse :

Aviso comprend qu'il s'agit d'une possibilité qui n'est pas définie. Par ailleurs, le mandat d'Aviso consistait à comparer l'évolution de certains risques d'affaires entre les décennies 2010-2020 et 2020-2030. La mécanique retenue quant aux règles de certaines allocations gratuites dépasse le cadre du mandat d'Aviso. »

104. Ou encore à certaines autres questions de la Régie comme celles relatives à l'évaluation du risque d'affaires en lien avec le Plan climat de la Ville de Montréal :<sup>70</sup>

« 2.4.2. Veuillez préciser si l'évaluation du risque d'affaires se base sur un programme, une mesure incitative ou un règlement visant la conversion des systèmes de chauffage au gaz naturel. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le mandat d'Aviso consistait à comparer l'évolution de certains risques d'affaires entre les décennies 2010-2020 et 2020-2030. L'évaluation des risques dépasse le cadre du mandat d'Aviso. Le rapport d'Aviso met en relief le Plan climat de la Ville de Montréal 2020-2030. »

105. Un autre exemple qui est en lien avec le GNR et la question du risque allégué d'affaires accru en lien avec « l'obligation » d'injecter un volume minimal de 10% dans le réseau de gaz naturel.<sup>71</sup>

« 7.1.1. Veuillez commenter l'ampleur de ce risque d'affaires compte tenu que l'obligation minimale de 10 % n'est pas encore inscrite dans un règlement.

Réponse :

Le mandat d'Aviso consistait à comparer l'évolution de certains risques d'affaires entre les décennies 2010-2020 et 2020-2030. Notre rapport soulève qu'il existe un risque d'affaires plus important dans la décennie 2020-2030 en raison de l'obligation des distributeurs de livrer annuellement un volume minimal de gaz naturel renouvelable. L'estimation de « l'ampleur » de ce risque dépasse le cadre du mandat d'Aviso. »

---

<sup>69</sup> B-0163, p. 3

<sup>70</sup> B-0153, p. 7

<sup>71</sup> B-0153, p. 24

106. Finalement, il y a lieu de considérer les réponses aux questions suivantes soumises par la Régie :<sup>72</sup>

« 11.1.3. L'ordre de grandeur de l'impact ou la contribution de chacun de ces risques sur les volumes de gaz, les coûts et les revenus de chacune des demanderesses.

Réponse :

Le mandat d'Aviseo consistait à comparer l'évolution de certains risques d'affaires entre les décennies 2010-2020 et 2020-2030. La présente question dépasse le cadre du mandat d'Aviseo.

11.1.4. La portion de la décennie 2021-2030, soit la période 2021-2025 ou la période 2026-2030, à partir de laquelle chacun de ces risques aurait des conséquences tangibles pour chacune des demanderesses.

Réponse :

Le mandat d'Aviseo consistait à comparer l'évolution de certains risques d'affaires entre les décennies 2010-2020 et 2020-2030. La présente question dépasse le cadre du mandat d'Aviseo. »

107. Sur la question des risques d'affaires, il y a lieu de retenir dans cette demande de renseignements de la Régie l'importance des investissements autorisés par la Régie pour les extensions de réseaux dans les dernières années et l'appui gouvernemental à la distribution gazière, tel qu'il appert du Budget 2021-2022 du gouvernement du Québec.<sup>73</sup>
108. Aussi, il y a lieu de tenir compte de l'approche gouvernementale citée par la Régie soit les extraits du PEV en référence à la question 3 (iii) démontrant l'approche pragmatique proposée et indiquant clairement que les « énergies fossiles, dont le gaz naturel et le pétrole, feront encore partie du portrait énergétique québécois en 2030 ». <sup>74</sup>
109. Finalement, Aviseo n'a soumis aucune analyse d'élément de mitigation des risques identifiés tel qu'il appert de son rapport<sup>75</sup>.

## **ii. L'horizon temporel futur 2021-2030**

110. À la suite d'une demande de renseignements de la Régie, les demanderesses ont mentionné qu'elles jugeaient qu'une période de 5 ans était longue pour la détermination d'un taux de rendement et réfèrent la Régie à des périodes de 3 ans pour l'établissement du taux de rendement selon différentes décisions antérieures.<sup>76</sup>
111. Malgré le fait que les demanderesses mentionnent que le taux de rendement devrait être applicable pour une période de 3 ans, elles estiment que la Régie devrait évaluer le risque

---

<sup>72</sup> B-0153, p. 37-38

<sup>73</sup> B-0153, p. 1 à 3

<sup>74</sup> B-0153, p. 7 à 10

<sup>75</sup> Voir notamment C-ACIG-45 et C-AHQ-ARQ-0014 et la section ci-après portant sur le rapport du Dr. Hopkins

<sup>76</sup> B-0209, p. 11



d'affaires long terme, soit la possibilité pour un investisseur de récupérer l'entièreté de son capital jusqu'à la fin de vie des actifs.<sup>77</sup>

112. Or, à la lumière de la décision de l'OEB citée plus haut au paragraphe 79 (et autres décisions citées), nous sommes d'avis que les demanderesse ont tort de demander à la Régie d'évaluer leur risque d'affaires sur un horizon 2021-2030 et vu l'absence de preuve, d'autant plus qu'elles allèguent elles-mêmes l'existence de différentes incertitudes pour justifier notamment leur impossibilité de quantifier leur risque d'affaires.
113. Lorsque questionnées notamment sur la position concurrentielle de la facture du gaz naturel comparativement à la facture électrique sur un horizon 2030-2050 qui se retrouve au Rapport sur la résilience climatique d'Énergir 2021 (C-ACIG-0072), les demanderesse indiquent qu'elles peuvent difficilement prévoir à très long terme cette position concurrentielle, or comment peuvent-elles réalistement demander à la Régie de statuer sur leur risque d'affaires pour un horizon très long terme.<sup>78</sup>
114. À ce sujet, nous considérons que la Régie devrait retenir la recommandation exprimée par le Dr Hopkins quant à la durée court terme à considérer pour l'établissement du taux de rendement relativement à la preuve soumise dans ce dossier<sup>79</sup>:

« Q18 How should different types and timescales for business risk inform the establishment of the allowed return on equity?

A18 The allowed return on equity should most directly reflect the risks regarding return on invested capital in the period until the next time the return on equity is set, with less weight given to risks that extend further out in time. Thus, short term risks should be the primary driver for the allowed return, with longer-term risks contributing more if the expected time until the return on equity is reset is longer. (If utility investors faced stranded cost risks in the short term, then these risks would be weighted more highly, given their greater impact within the period of the rate setting. However, Dr Brown and I agree this is not the case in this proceeding (see Exhibit EGI-2, page 28, lines 2-4).) »

(Nos soulignés)

115. Par ailleurs, tel que démontré par le Dr Hopkins, il y a absence de démonstration de risques d'affaires à long terme<sup>80</sup>.
116. Aussi, tel que nous le démontrerons ci-après, le Dr Brown lui-même a conclu que certains des risques opérationnels identifiés dans le rapport Aviseo n'étaient pas différents entre les demanderesse et l'échantillonnage américain utilisé par le Dr Brown et pouvaient donc ne pas être considérés pour l'établissement du taux de rendement raisonnable et la structure de capital.<sup>81</sup>

<sup>77</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 66

<sup>78</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 3, 14 juin 2022, A-0054, p. 112-113

<sup>79</sup> C-ACIG-0088, p. 8

<sup>80</sup> C-ACIG-0088, p. 3

<sup>81</sup> B-0334, p. 8

117. À tout événement, selon nous, il y a absence de démonstration de risques d'affaires accrus que ce soit à court terme ou à long terme lorsque l'on regarde notamment la prévision de la demande court terme en gaz naturel (C-ACIG-0073) ou long terme (Rapport sur la résilience climatique 2021, C-ACIG-72) ou en ce qui a trait à l'analyse compétitive du gaz par opposition à l'électricité (Rapport sur la résilience climatique C-ACIG-72, p.33).

**iii. Critique de certains des risques soulevés par le rapport Aviseo**

118. Tel que soumis précédemment, le rapport de la firme Aviseo a dressé une liste de facteurs susceptibles d'impacter les volumes et les clients des demanderesses, mais a échoué à quantifier l'impact de ces risques et a échoué à démontrer la probabilité de survenue de ces risques.
119. De plus, nous constatons que le rapport offert manque de substance et de profondeur. Les éléments cités dans ce rapport ne sont, pour la plupart, étayés par aucune analyse ou projection fiable. Il semblerait bien que le mandat de la firme Aviseo consistait, en fait, à une simple revue de la littérature et non en une étude rigoureuse, nécessaire pour éclairer la Régie dans un dossier de cette importance.
120. Il n'est pas, de notre avis, concevable qu'une étude sur le risque d'affaires ne fournisse pas un minimum de données et de projections permettant d'apprécier la probabilité de survenues des risques identifiés ainsi que leur impact sur le rendement des demanderesses.
121. À l'argument selon lequel la firme Aviseo n'avait pas à fournir une telle analyse et qu'il faille se baser sur le rapport du Dr Brown qui a mené l'étude du risque, là encore l'ACIG s'inscrit en faux avec cet argument et rappelle que le rapport du Dr Brown se base sur le rapport de la firme Aviseo pour élaborer son expertise.
122. Nous soumettons que si le rapport de la firme Aviseo était au mieux incomplet, son apport aux expertises dont il a été à la base ne peut qu'être limité.
123. L'ACIG est convaincue que le rapport de la firme Aviseo n'apporte aucun éclairage substantiel à la Régie et devrait être considéré au mieux comme un avant-projet d'une étude à venir sur le risque d'affaires des demanderesses.
124. L'ACIG soumet donc que la Régie ne devrait pas retenir les conclusions du rapport de la firme Aviseo.
125. En ce qui trait à certains risques énumérés par la firme Aviseo, l'ACIG soumet que ces risques ne sont pas suffisamment documentés ni analysés notamment en ce qui concerne leurs impacts sur le rendement des distributeurs.
126. Nous citons à titre d'exemple le mouvement du bannissement du gaz ou encore les actions entreprises par la Ville de Montréal. Le rapport de la firme Aviseo se contente de présenter des éléments, qui en plus de ne pas avoir fait l'objet d'une quantification d'impact, n'ont pas fait l'objet d'une analyse rigoureuse et rationnelle.

127. Sans contester les initiatives prises par la Ville de Montréal ou par d'autres municipalités au Québec, nous constatons que le rapport Aviseo n'apporte que très peu de détails sur la portée de ces initiatives ainsi qu'une absence totale de données probantes.
128. Nous soumettons que les initiatives en cours au niveau des municipalités s'inscrivent dans un contexte de long terme à l'instar de l'objectif de l'atteinte de la carboneutralité dans le bâtiment de la Ville de Montréal à l'horizon 2040. Ce faisant, nous sommes d'avis qu'il n'y a pas à court et moyen terme de risque particulier sur les volumes tel que mentionné plus avant en lien avec les Rapports sur la résilience climatique d'Énergir.
129. En ce qui a trait maintenant à la demande industrielle en gaz naturel, force est de constater que là encore, la firme Aviseo ne semble absolument pas connaître les tenants et les aboutissants de la consommation industrielle.
130. Nous soumettons que la firme Aviseo n'a fait aucune analyse de la demande industrielle ni d'analyse sur les facteurs qui pourraient faire varier cette demande. Le travail en silo qu'a effectué la firme Aviseo n'apporte aucun éclairage sur la variation future de la demande des industriels du Québec.
131. Sur la question de l'élasticité de substitution et la demande de l'industrie, Aviseo livre une analyse non pertinente démontrant une méconnaissance de la réalité dans laquelle évoluent les industriels québécois, clients d'Énergir. L'ACIG soumet que la demande des industriels est inélastique du point de vue de sa substitution et que tout changement de vecteur énergétique, quand il est possible, prendra des années à se matérialiser ainsi que des investissements difficilement envisageables.
132. À cette fin nous référons la Régie à la réponse de l'ACIG à la DDR N<sup>o</sup>1<sup>82</sup> des demanderesse, dans laquelle l'ACIG offre sa perspective quant au niveau de consommation des industriels au Québec ainsi que les enjeux liés aux énergies de substitution.
133. Notons à cet effet que le Dr Brown ne retient pas le risque lié à la demande des industriels<sup>83</sup>.
134. En ce qui a trait à la position concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité, nous soumettons que la position concurrentielle semble se maintenir et ce jusqu'à 2050, comme démontré dans le Rapport de résilience d'Énergir<sup>84</sup> qui inclut les coûts du SPEDE dans l'analyse.
135. Le rapport de la firme Aviseo, sur cette question aussi, n'offre aucune perspective ou analyse si ce n'est que trois paragraphes dans lesquels il est stipulé que les clients ont une préférence pour des tarifs prévisibles et stables<sup>85</sup>.
136. Nous soumettons que ceci ne relève ni de l'analyse et encore moins de l'étude.

---

<sup>82</sup> C-ACIG-0067, réponse à la question 2.1, p. 5 à p. 8

<sup>83</sup> B-0344, p. 8

<sup>84</sup> C-ACIG-0072, page 33

<sup>85</sup> B-0028, page 22

137. Pour ce qui est de l'impact du SPEDE sur la consommation de gaz naturel, là encore nous constatons une incompréhension totale de la part d'Aviseo sur cet enjeu qui réfère à une fin des allocations gratuites plutôt qu'à une baisse<sup>86</sup>.
138. De plus lors du témoignage de M. Lessard, nous avons appris que la firme Aviseo n'a pas jugé utile aux fins de son analyse de prendre contact avec des industriels soumis au SPEDE pour comprendre l'impact du SPEDE et des modifications de règles entourant les mécanismes d'allocations gratuites sur la demande en gaz<sup>87</sup>.
139. L'ACIG soumet que si la firme Aviseo avait, par soucis de rigueur, pris la peine de contacter les industriels soumis au SPEDE pour faire son analyse, elle aurait alors appris que la contrainte du SPEDE est pleinement intégrée dans les perspectives long terme des industriels et que la modification du mécanisme des allocations gratuites prend en compte l'impact sur la position concurrentielle des industriels québécois. De plus, les échanges avec Énergir auraient dû permettre, de l'avis de l'ACIG, d'éclairer la firme Aviseo sur cette question. Énergir a une maîtrise certaine des mécanismes régissant le SPEDE, ce faisant, nous nous questionnons sérieusement sur les conclusions auxquelles arrive la firme Aviseo sur la question du SPEDE<sup>88</sup>.
140. Pour ces motifs, nous soumettons que le rapport de la firme Aviseo, n'offre aucun éclairage substantiel sur le risque d'affaires des demandereses et nous recommandons à la Régie de ne pas considérer les conclusions de ce rapport.

**C. L'ANALYSE COMPARATIVE DU DR BROWN EST BASÉE SUR UNE ÉTUDE INCOMPLÈTE ET DONT LA PERTINENCE POUR LA DÉTERMINATION DU TAUX DE RENDEMENT EST DOUTEUSE**

141. Le mandat du Dr Brown était d'évaluer le risque d'affaires des demandereses à la lumière des faits rapportés dans le rapport d'Aviseo.<sup>89</sup>
142. Son analyse se limite essentiellement à comparer certains risques d'affaires identifiés par la firme Aviseo avec les risques d'affaires identifiés des entreprises d'utilité publique réglementées américaines faisant partie de l'échantillonnage choisi par la Dre Villadsen<sup>90</sup> :

« Q. [197] Okay. Now, did you conduct an independent analysis of the business risks of the three Quebec Utilities, or did you solely depend on the Aviseo report?

R. I maybe at risk of repeating myself, the Aviseo report is an input to my analysis. The task of determining which aspects of business risks are the more significant and hence whether the business risks in the Quebec Utilities is similar or different from that of the US, US Utilities that, that was my task.

---

<sup>86</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 2, 13 juin 2022, A-0050 p. 160

<sup>87</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 2, 13 juin 2022, A-0050 p. 164

<sup>88</sup> C-ACIG-0045, page 14 à page 18

<sup>89</sup> B-0344; N.S., contre-interrogatoire du Dr Brown, 14 juin 2022, A-0054, p. 194

<sup>90</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr Brown, 14 juin 2022, A-0054, p. 200-201

Q. [198] Okay. Did you undertake a verification of Aviseo's findings or did you simply accept their findings as is?

R. I did not verify, I did not independently verified Aviseo's findings.

Q. [199] Okay. So, your primary if not your only source of data, for your report, is the Aviseo report? Is that correct?

R. The primary source of information about the Quebec Utilities is the Aviseo report. That may, they were one or two pieces of information that I obtained directly from the Utilities that weren't in the Aviseo report but for the best part I was relying on Aviseo. »

143. Il n'a aucunement analysé comment les risques d'affaires identifiés par la firme Aviseo aurait évolué ou non dans le temps<sup>91</sup> :

« But if you permit, I'd like to move away from theoretical discussions to more factual discussions because the Board has to make a decision based not just on theory. It has to make a decision based on facts. So, I understand from the Aviseo report, that Aviseo identified five business risks that are of particular relevance to the three Quebec Utilities, and I summarize them once again. First is Public and environmental policies. Second is Composition of a customer base. That's the residential industrial balance if you wish. The third is that the fact that energy context in Quebec is different because here electricity is cheaper. Business size, gas utilities here are relatively small comparative other North American gas utilities and business partnership. Now is it the case that these five risks identified by Aviseo, or at least most of them, have already existed for a long time in Quebec? These are not new? Is that correct?

R. Hum. I haven't studied the history of the Quebec Utilities. I'm really making a point in time assessment and doing the best I can to compare the situation of the Quebec Utilities with the situation of doctor Villadsen's sample. So I can't really comment on the extent to which things... well I certainly can't comment in details on the extent which things have change over time.

Q. [6] So you can't really comment on the evolution of risk of the Quebec Utilities?

R. No. »

144. Dans les risques plus significatifs qu'il a retenus, celui-ci réfère essentiellement aux risques de la demande qui pourraient diminuer en lien avec certaines politiques publiques et le risque lié à la concurrence.<sup>92</sup>

---

<sup>91</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr. Brown, 15 juin, A-0058, p.13, l. 10 à p. 14, l.15

<sup>92</sup> B-0344, p. 6-7

145. Toutefois, il n'a fait aucune analyse quantitative de comment la baisse de la demande pourrait impacter sur les profits des demanderessees.<sup>93</sup> Il n'a pas évalué l'impact de l'offre biénergie.<sup>94</sup>
146. Il n'a pas vérifié les rendements obtenus des compagnies faisant partie de l'échantillonnage américain considéré.<sup>95</sup>
147. Pour la question de la compétitivité du gaz avec l'électricité, son analyse n'inclut pas une évaluation des prix du gaz pour l'échantillon américain<sup>96</sup>, ni une analyse comparative des tarifs d'électricité et de gaz pour les juridictions de son échantillon américain.<sup>97</sup>
148. Sur cette même question, son analyse comparative de croissance a été effectuée seulement en lien avec la clientèle résidentielle et non en lien avec les autres segments de la clientèle.<sup>98</sup>
149. Il n'était pas au courant du Rapport sur la résilience climatique 2021 avant l'audience (C-ACIG-72) ni son information relativement à l'étude sur la position concurrentielle 2030-2050<sup>99</sup>.
150. Il n'a pas tenté de déterminer son propre échantillonnage de compagnies repères.<sup>100</sup>
151. Son analyse ne fournit pas les informations qui étaient recherchées par la Régie dans le cadre de ses décisions antérieures en lien avec l'utilisation d'échantillons américains<sup>101</sup> :

« [294] La Régie juge que, bien qu'il soit manifeste que les taux de rendement octroyés aux États-Unis soient supérieurs en moyenne à ceux octroyés au Canada, la preuve est peu concluante quant aux raisons qui justifieraient de retenir les taux accordés aux États-Unis comme base de référence pour les taux à accorder au Québec. La preuve est, en effet, très mince quant aux données récentes sur les décisions américaines et quant à l'analyse des régimes réglementaire et institutionnel en vigueur chez nos voisins. Entre autres, le distributeur n'a pas fait la démonstration que les opportunités qui s'offrent sur le marché américain sont comparables, en termes de risque.

[295] La preuve ne permet donc pas de conclure quant à la comparabilité des contextes réglementaire, institutionnel, économique et financier des deux pays et de leurs impacts sur les opportunités qui en découlent pour les investisseurs »

---

<sup>93</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr Brown, 14 juin 2022, A-0054, p. 198 et voir aussi N.S., contre-interrogatoire du Dr Brown, 15 juin 2022, A-0058, p. 29-30

<sup>94</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr Brown, 15 juin 2022, A-0058, p. 30-31

<sup>95</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr Brown, 15 juin 2022, A-0058, p. 19

<sup>96</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr Brown, 15 juin 2022, A-0058, p. 26

<sup>97</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr Brown, 15 juin 2022, A-0058, p. 26

<sup>98</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr Brown, 15 juin 2022, A-0058, p. 44-45

<sup>99</sup> C-ACIG-0072, p.33

<sup>100</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr Brown, 15 juin 2022, A-0058, p. 56

<sup>101</sup> D-2009-156, p.70

152. La décision D-2011-182 était au même effet <sup>102</sup>:

« [269] Selon la Régie, la preuve présentée à cet égard au présent dossier n'est pas très différente de celle dont elle a été saisie en 2009. La Régie est d'avis que la preuve soumise ne lui permet pas d'en arriver à des conclusions différentes de celles auxquelles elle était arrivée en 2009.

[270] La Régie juge que, bien qu'il soit manifeste que les taux de rendement octroyés aux États-Unis soient supérieurs en moyenne à ceux octroyés au Canada, la preuve est peu concluante quant aux raisons qui justifieraient de retenir les taux accordés aux États-Unis comme base de référence pour les taux à accorder au Québec. La preuve est, en effet, très faible quant aux données récentes sur les décisions américaines et quant à l'analyse des régimes réglementaire et institutionnel en vigueur chez nos voisins. Entre autres, le distributeur n'a pas fait la démonstration que les opportunités qui s'offrent sur le marché américain sont comparables en termes de risque.

[271] La Régie constate que la preuve du Dr Morin inclut des rendements réalisés calculés à partir de données consolidées. Le Dr Morin n'a pas calculé les rendements réalisés pour la partie réglementée uniquement des sociétés de son échantillon, étant donné qu'il ne possède pas cette information. La Régie juge pertinentes ces informations. Elle juge également pertinente, aux fins de son appréciation, la comparaison, sur une longue période, entre les rendements autorisés et les rendements réalisés pour la partie des activités de distribution de gaz naturel des sociétés réglementées américaines de risque comparable.

[272] La preuve présentée ne permet donc pas à la Régie de conclure quant à la comparabilité des contextes réglementaire, institutionnel, économique et financier des deux pays et de leurs impacts sur les opportunités qui en découlent pour les investisseurs et pour les sociétés à tarifs réglementés. »

153. Finalement, le Dr Brown a confirmé avoir une connaissance limitée de l'environnement réglementaire québécois<sup>103</sup>.

154. À la lumière de ce qui précède, nous sommes d'avis que la Régie ne devrait pas accorder une grande force probante au rapport du Dr Brown.

#### **D. L'ANALYSE DU DR HOPKINS SUR LE RISQUE D'AFFAIRES**

155. Le Dr Brown a témoigné à l'effet que la volatilité relativement à la possibilité de rencontrer ou non les rendements était un élément d'évaluation du risque d'affaires.<sup>104</sup>

---

<sup>102</sup> D-2011-182, p. 65

<sup>103</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr Brown, 15 juin 2022, A-0058, p. 75

<sup>104</sup> B-0334, p. 4

156. Le Dr Hopkins a également considéré cet élément dans l'évaluation du risque d'affaires.

157. Il a conclu comme suit dans son rapport d'expertise à la lumière de la preuve au dossier:<sup>105</sup>

« Énergir and Gazifère face little short-term business risk, as evidenced by their ability to consistently achieve their allowed return on equity and their demonstrated low volatility of returns compared with the U.S. gas utility sample provided by Dr Villadsen and further examined by Dr Brown. Énergir's relative concentration of industrial customers has no appreciable impact on the utilities' short-term business risk.

(...)

Intragaz faces little short-term or long-term business risk because its only customer is a cost-of-service regulated utility which is likely to require its services throughout the next several decades. »

158. Dans son rapport et lors de son témoignage en chef, le Dr Hopkins a démontré que la capacité historique des demanderesses de réaliser leurs taux de rendement autorisés témoignait d'une volatilité beaucoup moindre de leurs rendements et, par le fait même, d'un risque d'affaires court terme faible en comparaison notamment avec l'échantillonnage d'entités publiques américaines proposé par la Dre Villadsen.<sup>106</sup>

159. À ce sujet, nous sommes en désaccord avec les demanderesses<sup>107</sup> qui prétendent que cette analyse est erronée, cette comparaison ayant déjà d'ailleurs été effectuée dans le passé.<sup>108</sup>

160. Contrairement au Dr Brown, le Dr Hopkins est d'avis que l'échantillonnage américain n'a pas de décalage réglementaire « regulatory lag » similaire aux demanderesses puisque l'analyse de la volatilité de leurs rendements montre des résultats très variés.<sup>109</sup>

161. Il conclut comme suit, suite à son analyse comparative de la volatilité des rendements des demanderesses à l'échantillonnage d'entités américaines :<sup>110</sup>

« So, what can we conclude from this? There's a lower regulatory lag and lower volatility of returns for Énergir and Gazifère than there is for the US gas utility sample. Which indicates a lower level of short term business risk. All else equal, this implies that Énergir and Gazifère should have a lower cost of capital than the US sample as presented by the utilities' witnesses. »

162. Avant d'émettre des commentaires relativement à l'échantillonnage américain, nous attirons l'attention de la Régie sur le fait que le Dr Hopkins considère également que les comptes de frais reportés, les mécanismes de partage des rendements, les tarifaires

---

<sup>105</sup> C-ACIG-0028, p. 3, l. 17 à 22, p. 4, l. 7 à 9

<sup>106</sup> C-ACIG-0088, p. 9 à 15

<sup>107</sup> B-0388, p.11

<sup>108</sup> D-2011-182, par. 270

<sup>109</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Hopkins, 17 juin 2022, A-0062, p. 45, l. 15 à p. 46, l. 1

<sup>110</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Hopkins, 17 juin 2022, A-0062, p. 47, l. 3 à l. 10



fréquentes permettent de minimiser le risque d'affaires, tel que soumis également par le Dr Booth.<sup>111</sup>

163. Au niveau de l'échantillonnage américain, contrairement aux prétentions des demanderesses<sup>112</sup>, le Dr Hopkins émet des réserves sur son caractère représentatif puisqu'une très grande proportion des affaires de ces entités d'utilité publique implique le transport de gaz ou autres opérations non réglementées<sup>113</sup>. Il mentionne à ce sujet ce qui suit :<sup>114</sup>

« So, in conclusion looking at this structure pieces were left with either of two options. One is that the gas sample is a suitable one, but the regulatory lag in practice is dramatically different for the gas... US gas sample and for Quebec, and thus the... you should consider a lower ROE for the Quebec Utilities, or alternatively that the sample itself is actually not a good proxy, because the volatility in its results are not because of the regulated gas distribution businesses that are part of those companies, but because of their unregulated actions, which in that... in that conclusion would flow through to question the use of those companies of proxies at all and would challenge much of the test players in this case.

So, I think, you know, I largely come down on, on the willingness to be okay with the sample, but... but sceptical at the very least, I conclude that business risk on the short term basis for the Quebec Utilities is lower than for the US gas sample. »

164. Les demanderesses soumettent à tort que le Dr Hopkins n'a pas également considéré le risque d'affaires long terme<sup>115</sup>. Au niveau du risque d'affaires sur une période long terme, le Dr Hopkins a considéré la question de la réduction des GES et la position concurrentielle du gaz avec l'électricité.
165. Il est d'avis qu'à l'horizon 2050, tant le Canada que les États-Unis vont faire face à des politiques de réduction des GES et n'entrevoit pas qu'une diminution des volumes pourrait engendrer un risque d'affaires lié au recouvrement de leur capital. Il est d'avis que les entités d'utilité publique peuvent être en mesure de mitiger ce risque d'affaires.<sup>116</sup>
166. Les demanderesses reprochent au Dr Hopkins sa conclusion à l'effet que le risque lié à la transition énergétique soit identique des deux côtés de la frontière canadienne et étatsunienne ne soit fondée sur aucune étude canadienne ou québécoise<sup>117</sup>. Il y a lieu de rappeler que l'expert peut émettre une opinion. À ce sujet, l'expertise du Dr Brown ne réfère pas non plus à de telles études.

---

<sup>111</sup> C-ACIG-0088, p. 9

<sup>112</sup> B-0388, p.1

<sup>113</sup> C-ACIG-88, p.16

<sup>114</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Hopkins, 17 juin 2022, A-0062, p. 49, l. 9 à p. 50, l. 5

<sup>115</sup> B-0388, par. 58

<sup>116</sup> C-ACIG-88, p. 19

<sup>117</sup> B-0388, p.11

167. Au niveau du risque d'affaires long terme de la compétitivité du gaz par rapport à l'électricité, à nouveau, le Dr Hopkins n'entrevoit pas que les demanderesses se retrouveraient dans une situation de « spirale de la mort ». <sup>118</sup>
168. De plus, selon le Dr Hopkins, il n'y a pas eu de démonstration de la part du Dr Brown de la position concurrentielle du gaz comparativement à l'électricité avec l'échantillonnage américain. Il ne suffit pas seulement d'indiquer que l'électricité au Québec est moins dispendieuse qu'aux États-Unis. <sup>119</sup>
169. Selon l'analyse du Dr Hopkins, la compétitivité du gaz naturel au Québec comparativement à l'électricité demeure importante et le demeurera dans le futur : <sup>120</sup>

« If we look at the analysis about the bill advantage of gas versus electricity. Gazifère filed an analysis that showed that in the past, up to the present, the customers using gas had distinctive lower bills than those using electricity. The updated Énergir Climate Resilience Plan that was filed in this hearing, shows a continued competitive advantage for gas over electricity into the future, while accounting for executing the plan with the use of higher cost renewable natural gas. The bi-energy proposal in a residential center etc.

So, overall I conclude that there's likely to be considerable room for gas rates to rise with -- associated with falling sales -- but also crossing a tipping point where the utility would be unable to recover its revenue requirement and you get some sort of death spiral situation.

I agree that it is unlikely that we would, Québec would find itself in that situation, you know, there's basically zero chance that the utilities would find themselves in that situation both because the actual conditions to create that situation would themselves be quite a change from the status quo, it will take some time to get there. And because we would, Québec and the Régie and utilities would use that time, to take various kind of mitigation actions. »

170. Pour le Dr Hopkins, ce qui est déterminant c'est la planification et la mise en place d'éléments de mitigation du risque réduisant par le fait même les risques d'affaires potentiels. Une telle analyse devrait comprendre : <sup>121</sup>

- Identify and quantify risks and opportunities, including when they would impact on the company and what their impacts would be
- Include a comprehensive assessment of electricity and gas utility roles in decarbonization, gas load forecasts, infrastructure needs, gas price forecasts, analysis of customer counts and consumption patterns by customer type, and the availability and costs of alternative fuels

---

<sup>118</sup> C-ACIG-0088, p. 20

<sup>119</sup> N.S., Interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 55, l. 25 à p. 56, l. 7

<sup>120</sup> N.S., Interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 58, l. 15 à p. 59, l. 16

<sup>121</sup> C-ACIG-0088, p. 22

171. Le Dr Hopkins propose également d'autres actions de mitigation advenant que les infrastructures deviennent à risque comme la réévaluation de la période d'amortissement des biens, ce qui ne semble pas être la situation dans le présent dossier tel que le confirme également le Dr Brown lorsqu'il mentionne à plusieurs reprises dans son témoignage qu'il n'y a aucun risque de « stranding assets ». <sup>122</sup>
172. Les demanderesses soumettent à tort que la question de la mitigation des risques n'a pas sa place dans la détermination du taux de rendement raisonnable. <sup>123</sup> Or, comme nous l'avons vu des décisions citées plus haut <sup>124</sup>, selon nous, la question de la minimisation des risques est pertinente à l'analyse. Les demanderesses ne pourraient pas simplement décider de refuser de changer leurs modèles d'affaires et continuer de requérir des taux de rendements plus importants en invoquant du même souffle des risques d'affaires plus grands. Elles ont un devoir de minimisation des risques d'affaires.
173. Finalement, c'est à tort que les demanderesses invoquent que nous avons tenté de faire la démonstration d'une imprudence de la part des demanderesses <sup>125</sup>. Ce qui est invoqué c'est l'importance de faire une planification adéquate pour minimiser les risques d'affaires tant court terme que long terme.
174. À l'égard du rapport cité par les demanderesses pour la *State of New York Public Service Commission*, le Dr Hopkins explique bien dans sa réponse au contre-interrogatoire qu'il y a lieu de faire une analyse « au cas par cas » de la détermination d'un risque d'affaires allégué en fonction de la preuve soumise dans chaque dossier <sup>126</sup>.
175. Contrairement aux prétentions des demanderesses, la preuve présentée par le Dr Hopkins ne contient pas de lacunes ni de contradictions tel que mentionné aux paragraphes précédents et nous invitons la Régie à ne pas considérer les critiques des demanderesses qui ne sont aucunement fondées. <sup>127</sup>

#### **E. LA CONCLUSION SUR LE RISQUE D'AFFAIRES**

176. En sus de l'analyse effectuée par le Dr Hopkins sur le risque d'affaires, le Dr Booth a émis des commentaires additionnels et a fourni sa conclusion à ce sujet.
177. Tout d'abord, il a effectué une comparaison avec un échantillonnage d'entités gazières canadiennes. Il a comparé Énergir notamment à FortisBC Energy, ALTO Gas et Enbridge gas qui ont en moyenne un taux de rendement de 8.53% et un ratio d'équité de 37.2%. <sup>128</sup>
178. Le Dr Booth explique que ces informations ne permettent pas de déterminer le taux de rendement d'Énergir mais servent à titre d'indicateurs pertinents de ce que d'autres régulateurs ont effectué au Canada. <sup>129</sup> D'ailleurs, tel que nous le verrons plus bas dans le cadre des principes applicables à la détermination d'un taux de rendement raisonnable

---

<sup>122</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr. Brown, 14 juin 2022, A-0054, p. 199, l. 3 à l. 6

<sup>123</sup> B-0388, p.11

<sup>124</sup> D-2014-034 et D-2022-006

<sup>125</sup> B-0388, par. 285

<sup>126</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr. Hopkins, 17 juin 2022, A-0062, p. 131-132 et p.135

<sup>127</sup> B-0388, par. 57 et 58

<sup>128</sup> C-ACIG-0087, p. 7, « Comparables 2020 »

<sup>129</sup> N.S., Interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 196, l. 10 à l. 17

un des critères applicables est celui du critère de l'investissement comparable (le taux de rendement doit « être comparable à celui que rapporterait le capital investi dans une autre entreprise présentant un risque analogue<sup>130</sup> »).

179. Ces données servent certainement lors de l'évaluation du risque d'affaires d'entreprises comparables ou de distributeurs repères.

180. Le Dr Booth réfère également, à titre d'indicateurs du risque d'affaires court terme, à la comparaison entre les taux de rendement autorisés et les taux de rendement réalisés.<sup>131</sup>

181. À la lumière de cette analyse, le Dr Booth constate ce qui suit :<sup>132</sup>

« So the experiences, the last time I testified in both of these cases, is the absence, the total absence of risk. And I say that in a deep sense. Neither of these utilities have suffered any losses while they've been earning material risk premiums. So, they've been earning a risk premium for baring a risk that, so far, has not materialized. Now, in the future that risk may materialize. But the reason why they haven't suffered any risk, is the Régie. Is regulation. It's the fact that they have deferral accounts. The fact that they are allowed forward test years. And they can forecast all that costs. And it's the active regulation in Canada that has reduce their business risks. »

182. La Régie a, dans le passé, considéré cette question de taux de rendement réalisés par opposition aux taux de rendement autorisés dans le cadre de l'analyse de la détermination d'un taux de rendement raisonnable et, plus particulièrement, dans le cadre de l'évaluation du risque d'affaires.<sup>133</sup>

183. Contrairement à la position exprimée par les demanderessees et certains régulateurs, nous croyons que cette information est pertinente dans l'évaluation du risque d'affaires d'une entreprise réglementée, notamment pour démontrer la moins grande volatilité et le moins grand décalage réglementaire « short regulatory lag » tel que décrit par le Dr Hopkins.

184. Nous soumettons que la capacité historique des demanderessees à réaliser leurs rendements autorisés est certainement une preuve incontestable de la stabilité de leurs risques globaux pendant des décennies.

185. Une des raisons expliquant qu'Énergir et Gazifère font mieux que leurs rendements autorisés est certainement le recours aux comptes de frais reportés qui minimisent leurs risques d'affaires.

186. La Régie a, dans le passé, reconnu que ces mécanismes réglementaires, mitigeaient le risque d'affaire conformément aux témoignages passés du Dr Booth minimalement à court terme et à plus long terme lorsque ces comptes d'écarts sont renouvelés périodiquement.<sup>134</sup>

---

<sup>130</sup> D-2009-156, p. 44, par.173

<sup>131</sup> C-ACIG-0087, p. 10, « Short Run : Over-Earning,

<sup>132</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 204, l. 10 à l. 24

<sup>133</sup> D-2011-182, p. 58, par. 233

<sup>134</sup> D-2009-156, p. 68 par. 281; D-2011-182 p. 59, par. 235

187. Pour cette raison, le Dr Booth considère qu'il n'y a pas de risques réglementaires à proprement parler.<sup>135</sup>
188. Il est important également de souligner que selon le Dr Booth, il y a clairement absence de démonstration d'un risque potentiel de non-récupération des actifs à la fin de vie utile des investissements (« no risk of stranded asset »), tel qu'indiqué également par le Dr Hopkins.<sup>136</sup>
189. Finalement, le Dr Booth soumet que selon l'agence de notation S&P, leur évaluation du risque long terme d'Énergir est excellent :<sup>137</sup>

« We view Énergir's exposure to environmental, social, and governance-related risks as similar to the broader industry. The company is primarily a gas distributor but also owns an electric regulated transmission and distribution network. The natural gas network operators, environmental risks include gas leaks, explosions, emission of greenhouse gases which can affect biodiversity. We believe Énergir's environmental risk is consistent with the broader industry because the company's gas network is fairly new and does not contain cast iron or bare steel pipes which reduces the potential of gas leaks and explosions. In addition, the company also participates in the Quebec's cap-and-trade system, to offset its GHG footprint in its gas distribution operations. »

190. Rappelons également que le président d'Énergir a confirmé qu'il n'y avait pas de difficulté pour attirer des capitaux<sup>138</sup> :

« Q. [87] On pourra demander au panel 3. Parfait. Sur la question de... de l'accès aux capitaux est-ce que vous êtes d'accord avec moi pour dire qu'Énergir n'a pas de problème d'accès au marché des capitaux?

R. Pour l'instant, ce n'est pas un enjeu. On voit plus de questions au niveau du milieu financier en termes de ESG en général, mais aussi au niveau environnemental. Mais aujourd'hui jusqu'à présent ça ne nous a empêchés d'avoir accès au marché financier, non.

Q. [88] D'ailleurs, je pense que la dernière fois que j'ai eu l'occasion de vous contre-interroger c'était en vingt vingt (2020), on était en pleine COVID et vous aviez mentionné, c'est exact, d'avoir été capable de pouvoir aller sur les marchés pour requérir trois cent millions (300 M) d'obligations. Exact?

R. Effectivement. »

---

<sup>135</sup> C-ACIG-0043, p. 22-24

<sup>136</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 213

<sup>137</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 215, l. 16 à p. 216, l. 12; B-0074, p. 8

<sup>138</sup> N.S., contre-interrogatoire du panel 1, 13 juin 2022, A-0050, p. 90, l. 18 à p. 91, l. 10

191. En conclusion, le Dr Booth soumet dans son rapport :<sup>139</sup>

« - I see no change in the ability of either Energir or Gazifere to earn their allowed ROE despite another ten years of data since my previous reports to the Regie. So, their short run business risk is unchanged. For long run risk, witnesses on behalf of the utilities are advancing new qualitative risk factors due to climate change. However, I have seen such qualitative risk factors consistently introduced in other hearings for the last almost four decades. Invariably these factors do not affect the utility's ability to earn their allowed ROE. This time may indeed be different, but I do not see enough in the filed evidence to convince me. Instead, I agree with Dr Hopkins that the utilities should be required to file formal evidence on how possible changes due to climate change will affect their customers and consequently the utility's ability to earn their allowed ROE. I would suggest that this be in a rate hearing in three year's time once the situation is clarified.

- For Intragaz, its revenue requirement is a cost of service for Energir so in practical terms the only risk it faces under the existing contract is non-payment. However, as I indicated in 2012, I regard these assets as indistinguishable from other distribution assets owned by Energir apart from the fact there is a significant minority interest. Consequently, I have no trouble Intragaz being allowed the same financial parameters as Energir. »

### III. LA DÉTERMINATION DU TAUX DE RENDEMENT

#### A. LES PRINCIPES APPLICABLES

192. La Régie dans la décision D-2009-156 retenait les 3 critères suivants dans le cadre de la détermination d'un taux de rendement raisonnable :

« [173] Selon ces trois critères, pour être raisonnable, un taux de rendement sur le capital doit :

- être comparable à celui que rapporterait le capital investi dans une autre entreprise présentant un risque analogue (critère de l'investissement comparable);
- permettre à l'entreprise d'attirer des capitaux additionnels à des conditions raisonnables (critère de l'effet d'attraction de capitaux);
- permettre à l'entreprise réglementée de préserver son intégrité financière (critère de l'intégrité financière).

(...)

---

<sup>139</sup> C-ACIG-0037, p. 3

[189] La Régie retient que les trois critères auxquels fait allusion le procureur de la demanderesse, soit les critères de l'investissement comparable, de l'intégrité financière et de l'attraction des capitaux, trouvent pleinement assise dans ces diverses décisions. Elle note de plus que ces critères ne sont aucunement contestés par l'ACIG agissant à titre de représentante des associations de consommateurs. Elle note, par ailleurs, que ces critères sont également reconnus et utilisés par les différents groupes d'expert témoignant devant elle. La Régie en conclut que ces critères font consensus et qu'ils peuvent servir de guide dans l'exercice de sa juridiction à l'égard de la fixation d'un taux de rendement raisonnable. »

193. Dans le cadre de sa révision des principes juridiques applicables, la Régie citait deux décisions de la Cour suprême américaine qu'il y a lieu de reprendre ci-après :

« [184] Les principes juridiques encadrant le concept d'un taux de rendement raisonnable ont d'abord été énoncés par deux décisions de principe de la Cour suprême américaine, les causes Bluefield et Hope. La première de ces deux décisions énonce la norme par laquelle la raisonabilité d'un tarif est jugée :

*« A public utility is entitled to such rates as will permit it to earn a return on the value of the property which it employs for the convenience of the public equal to that generally being made at the same time and in the same general part of the country on investments in other business undertakings which are attended by corresponding risks and uncertainties, but it has no constitutional right to profits such as are realized or anticipated in highly profitable enterprises or speculative ventures. The return should be reasonably sufficient to assure confidence in the financial soundness of the utility, and should be adequate, under efficient and economical management, to maintain and support its credit and enable it to raise the money necessary for the proper discharge of its public duties. A rate of return may be reasonable at one time and become too high or too low by changes affecting opportunities for investment, the money market, and business conditions generally. » [nous soulignons]*

[185] La seconde décision est venue compléter la norme en précisant qu'une entreprise d'utilité publique a non seulement droit à des revenus lui permettant de couvrir ses frais d'exploitation, mais aussi à des revenus suffisants pour couvrir son coût en capital :

*« The ratemaking process under the Act, i.e., the fixing of "just and reasonable" rates, involves a balancing of the investor and the consumer interests. Thus, we stated in the Natural Gas Pipeline Co. case that "regulation does not insure that the business shall produce net revenues" [...]. But, such considerations aside, the investor interest has a legitimate concern with the financial integrity of the company whose rates are being regulated. From the investor or company point of*

*view, it is important that there be enough revenue not only for operating expenses, but also for the capital costs of the business. These include service on the debt and dividends on the stock. [...] By that standard, the return to the equity owner should be commensurate with returns on investments in other enterprises having corresponding risks. That return, moreover, should be sufficient to assure confidence in the financial integrity of the enterprise, so as to maintain its credit and to attract capital. [...] [nous soulignons]*

194. Nous retenons de ces extraits que la Régie doit s'assurer, tout comme dans le cadre de la fixation des tarifs, de déterminer un taux de rendement raisonnable en prenant en considération non seulement les intérêts de l'entité réglementée mais également les intérêts des consommateurs.
195. Cette notion a d'ailleurs été reprise dans l'arrêt de la Cour suprême du Canada dans l'affaires *Northwestern Utilities Ltd c. Edmonton (City)* reprise par la Régie dans sa décision D-2009-156 :

« [187] Dans l'affaire *Northwestern*, la Cour suprême du Canada reprend, dans leur essence, les principes énoncés par les tribunaux américains. Le juge Lamont écrivait :

*« The duty of the Board was to fix fair and reasonable rates; rates which, under the circumstances, would be fair to the consumer on the one hand, and which, on the other hand, would secure to the company a fair return for the capital invested. By a fair return is meant that the company will be allowed as large a return on the capital invested in its enterprise (which will be net to the company) as it would receive if it were investing the same amount in other securities possessing an attractiveness, stability and certainty equal to that of the company's enterprise. »*

(Nos soulignés)

196. Finalement, la Régie rappelait que dans le cadre de cet exercice, il y avait lieu de tenir compte des différents intérêts applicables dont la priorité à donner à l'intérêt public :

« [188] Par ailleurs, dans l'affaire *British Columbia Electric Railway Co. LTD.*, la Cour Suprême du Canada se prononce de nouveau sur les devoirs d'un régulateur lors de l'approbation de tarifs. Le juge Martland, se prononçant pour la majorité sur l'interprétation à donner à certaines dispositions du *Public Utilities Act* et, notamment, quant à la priorité à donner à l'intérêt public, écrivait :

*« The rate to be imposed shall be neither excessive for the service nor insufficient to provide a fair return on the rate base. There must be a balancing of interests. »*

(Nos soulignés)



197. Ainsi, bien que la Régie doive s'assurer de déterminer un taux de rendement raisonnable pour les demanderesse, celle-ci doit dans le cadre de ses fonctions aussi s'assurer de concilier l'intérêt public, la protection des consommateurs et le traitement équitable des distributeurs (article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*) (« **LRÉ** »).<sup>140</sup>
198. Par ailleurs, quant au choix de la méthode applicable pour la détermination du rendement raisonnable, il appert que la Régie a une discrétion à cet égard.<sup>141</sup>

#### **B. RÉPLIQUE AUX COMMENTAIRES DES DEMANDERESSES À L'ÉGARD DU DR BOOTH**

199. Les demanderesse tentent de discréditer injustement le témoignage du Dr Booth. Comme nous le verrons ci-après, les demanderesse interprètent à leur façon les différentes réponses fournies par le Dr Booth lors de son contre-interrogatoire.
200. Nous allons reprendre ci-après certains des reproches formulés pour démontrer qu'ils sont non-fondés.
201. Dans un premier temps, il y a lieu de rappeler que le Dr Booth est un professeur hautement reconnu en finance « CIT Chair in Structured Finance » de l'Université de Toronto et qu'il a participé dans des dossiers de taux de rendement depuis 1985, ayant d'ailleurs témoigné devant presque toutes les instances réglementaires au Canada incluant dans les dossiers de la Régie depuis la fin des années 1990<sup>142</sup>.
202. La Régie a d'ailleurs reconnu son expertise et son jugement dans plusieurs dossiers de taux de rendement. Les demanderesse peuvent être en désaccord avec la position exprimée par le Dr Booth mais cela ne leur donne pas le droit de s'attaquer à sa probité à titre d'expert sans motifs valables.
203. Dans un deuxième temps, le Dr Booth a respecté toutes les exigences qu'exige la Régie de ses témoins experts dont la compétence, l'objectivité et l'impartialité, le respect des normes scientifiques professionnelles ou techniques actuelles les plus élevées possibles ainsi que la connaissance du contexte réglementaire québécois.<sup>143</sup>
204. Comme nous le verrons ci-après, il est faux d'affirmer que le Dr Booth n'a pas offert à la Régie des résultats rigoureux et actuels.
205. Reprenons certains exemples soulevés par les demanderesse au paragraphe 55 des plaidoiries écrites alors qu'elles tentent de démontrer que « la crédibilité et la fiabilité du témoignage du Dr Booth » seraient entachées ce qui est naturellement contesté.
206. Les demanderesse allèguent que a) l'approche du Dr Booth est statique et invariable<sup>144</sup> (cet argument est répété notamment aux paragraphes 105,107, 212 à 214 et 216)<sup>145</sup> .

---

<sup>140</sup> Chapitre R-6.01

<sup>141</sup> D-2009-156, p. 50, par. 195

<sup>142</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr. Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 175

<sup>143</sup> [Attentes de la Régie de l'énergie relatives au rôle des témoins experts](#), p. 3

<sup>144</sup> B-0388, 55 a), p.9

<sup>145</sup> B-0388

207. Cette critique ne tient aucunement compte de la méthode de calcul du MÉAF/CAPM et de ses variables de même que les explications fournies par le Dr Booth.
208. Tout d'abord, l'évaluation du taux sans risque est fonction de données qui ont peu évoluées depuis les vingt dernières années. Il y a d'ailleurs lieu de noter que le Dr Booth arrive à des résultats similaires à la Dre Villadsen<sup>146</sup> pour cette composante de la méthode MÉAF/CAPM.
209. Ce n'est pas parce que le Dr Booth maintient son évaluation passée que sa méthode n'est pas rigoureuse.
210. Quant à la prime de risque de marché, tel qu'indiqué ci-après aux présentes, elle découle de son évaluation/jugement mais est aussi fonction des différentes sources externes consultées (P. Fernandez de 2021, du professeur A. Damodaran et de Duff & Phelps).<sup>147</sup>
211. Ces sources externes sont contemporaines et actuelles.
212. À nouveau, pour cette composante, l'évaluation du Dr Booth est assez similaire aux résultats obtenus par la Dre Villadsen<sup>148</sup>.
213. Une des différences majeures entre les deux expertises quant à la méthode MÉAF/CAPM est certainement l'utilisation des bêta ajustés par la Dre Villadsen qui est critiquée à juste titre par le Dr Booth.
214. Il est surprenant que les demanderesses invoquent l'importance de la rigueur alors que leur propre expert la Dre Villadsen utilise différentes méthodes et méthodologies déjà rejetées par la Régie.
215. Les demanderesses oublient de préciser ce point.
216. Finalement, les demanderesses ne fournissent qu'une partie de la réponse du Dr Booth dans leurs plaidoiries écrites et omettent de citer celle où il explique sa position :<sup>149</sup>

« Q. [36] Okay, but the answer is yes?

R. The answer is yes, as long as, ever since nineteen ninety-six (1996), when the Government of Canada and the Bank of Canada agreed to a two percent (2%) target rate of inflation.

(suite de la citation)

Without a dramatic reduction in the uncertainty, the inflationary environment, bond yields, the market risk premium, and that is reflected in the capital markets. It has been reflected in the information, for example, Duff and Phelps. When I put up Duff and Phelps' estimate of the unruléd market return. You have to go back fifteen (15) years to get something above ten percent (10%)

---

<sup>146</sup> B-0388, par. 210

<sup>147</sup> Voir note 173

<sup>148</sup> B-0388, par. 210

<sup>149</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 195, l. 13 à p. 196, l. 21

otherwise the overall market returns is in a relatively now on range. We are no longer in a situation the way we were in the sixties (60's), seventies (70's), eighties (80's), and nineties (90's), where the allowed ROE has fluctuated significantly. We are in... we are in a very stable, we were in a very stable environment up until these dramatically long term bond yields.

And I am not going to change my view until we see a long Canada bond yield above one point eight (1.8), sorry, three point eight percent (3.8%).

So if we have another hearing in three years, Mr. Ouellet, you could ask me all exactly the same questions. Because unless the long Canada bond yield has exceeded three point eight percent (3.8%), you can say : ah, ah, Dr Booth, you said you were not going to change your opinion, unless the long Canada bond yield is above three point eight percent (3.8%) and it is still below three point eight percent (3.8%). »

217. Les demandereses omettent également de tenir compte des réponses du Dr Booth qui expliquent les résultats passés dont le fait que certains dossiers concernaient des taux de rendement génériques<sup>150</sup> et le fait qu'il a spécifiquement proposé dans certains dossiers une formule d'ajustement automatique.<sup>151</sup>
218. Les demandereses prétendent aussi b) que le Dr Booth mettrait seulement certaines données à jour et ce, de façon sélective<sup>152</sup>. Nous sommes à nouveau en désaccord avec cette affirmation.
219. Pour le taux sans risque, celui-ci a utilisé différentes données récentes dont celles du directeur parlementaire du budget ainsi que la séance d'information sur le budget du gouvernement fédéral. Pour la prime de risque du marché, nous référons la Régie aussi aux sources externes et résultats de sondages de P. Fernandez de 2021, du professeur A. Damodaran et de Duff and Phelps mentionnées précédemment.
220. Par ailleurs, dans le cadre de son contre-interrogatoire, il explique pourquoi la pièce B-0066 n'aurait pas été déterminante pour ses recommandations et cela ne peut donc entacher sa crédibilité<sup>153</sup>.
221. Quant à l'argument des demandereses à l'effet que c) « bon nombre de prétentions » ne seraient soutenues par aucune source autre que sa propre opinion<sup>154</sup>, nous tenons à rappeler qu'il s'agit d'un expert et qu'il peut donc émettre son opinion.
222. À nouveau, les demandereses ne réfèrent pas à l'ensemble des explications fournies par le Dr Booth pour ce qui est du risque long terme:<sup>155</sup>

---

<sup>150</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr. Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 198 à 200

<sup>151</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr. Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 202 -202

<sup>152</sup> B-0388, 55 b), p. 9

<sup>153</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr. Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 66

<sup>154</sup> B-388, 55 c), p. 9

<sup>155</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr. Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 190, l.5 à l. 24; p. 191, l. 14 à l. 25

« (...) I can't remember whether I said exactly that but what I... if I didn't say exactly that, what I meant was long term risk has to become short term risk. It has to affect the ability of the utility to earn it's allowed ROE.

And just saying: well, there's risks out there in the future, then there is always risks out there in the future, isn't enough. You show how... and I am pretty sure I said, where the rubber meets the road. When we had this before the National Energy Board, the long term risks were definite. We could see the forecasts for the TransCanada mainline and it was going to have problems with a lower load, rebalancing rates to make sure that people stayed on the system.

So, in that sense, the long term risk was quantifiable and affected the recovery of the mainline's cost. So in that sense, it was, it was quantitative. You could look at it and it was definite.

(...)

And it is obvious because risk reflects two things: it reflects the situation and your exposure to that risk. If the risk occurs and has no harm, your exposure to that risk is negligible, then is no real material risk. It has to affect the investor.

I talked to my students about supposed bond defaults. If the bond defaults and you get a hundred percent (100%) of your money back, then there is no risk. So the probability of default does not have an impact. It has to have a probability of something happening and a cost to that incident. »

(Nos soulignés)

223. Contrairement aux prétentions des demanderesses, le Dr Booth « n'a pas fait fi » des circonstances particulières dans lesquelles opèrent les demanderesses. En effet, il a notamment évalué leur risque d'affaires dont la prise en considération de leurs rendements réalisés sur les 20 dernières années.
224. Par ailleurs, ce ne sont pas toutes les affirmations formulées par un expert qui doivent être supportées par une source académique.
225. Au niveau de la référence à l'utilisation de l'AFM (toujours au paragraphe 55 des plaidoiries écrites), les demanderesses ne fournissent pas toute la réponse à la demande de renseignements dont les justifications additionnelles du Dr Booth sur les articles de journaux concernant les autres méthodes utilisées et la référence au « Chartered Financial Analyst (CFA) » reproduites dans son livre montrant que la méthode « Dividend discount model approach » est en queue de peloton.
226. Au niveau de l'utilisation de données mensuelles par le Dr Booth pour une période de 5 ans, il y a lieu de lire toute la réponse à la demande de renseignements dont le fait qu'un représentant de Brattle a utilisé des bêta sur une période de 5 ans dans le dossier R-3690-2009. Nous référons également la Régie aux décisions citées dans la section des bêta où il est fait référence à l'utilisation de données de bêta mensuelles.

227. Finalement, d) quant au principe d'isolement ou de « stand alone »<sup>156</sup>, nous soumettons que le Dr Booth reconnaît clairement la position passée de la Régie sur cette question en expliquant les différences et la problématique liée à ce principe. Toutefois, dans les faits, il n'applique pas la même structure de capital pour Gazifère que celle d'Enbridge :<sup>157</sup>

« Q. [345] So, if I understand your testimony correctly, what we should take from your evidence, is that the Régie set an unfair and an unreasonable rate of return for Gazifère in two thousand and ten (2010)?

R. No. I'm not saying that at all. I'm saying that the standard is fair and reasonable rates. And that trumps, in my opinion, the stand-alone principle or the isolation principle. And I'm sure the Régie set what it felt was fair and reasonable rates.

And just to reflect on this, I'm recommending for Gazifère a forty percent (40%) common equity ratio which is more than a smaller utility in Alberta get, which is thirty-nine percent (39%). So it's not as if I'm being... saying they should have Enbridge thirty-six percent (36%) allowed return. So, it's not like I'm sort of being, sort of particularly hard saying: give them exactly what Enbridge gets. But, I would just point out to the Régie the over riding criteria to earn reasonable rates. »

228. Sur la notion du principe d'isolement, nous désirons attirer l'attention de la Régie sur les commentaires de l'AUC dans sa décision de 2018<sup>158</sup> :

« 221. In considering the application of the stand-alone principle in this proceeding, the Commission does not accept the submissions of those parties or witnesses who would have the Commission rigidly apply this principle. To do so would be inconsistent with past consideration and application of the stand-alone principle. For example, as noted by the Alberta Court of Appeal in ATCO Electric Ltd. v Alberta (Energy and Utilities Board):

[178] I also note that the evidence of the Independent Financial Experts to the Board, Messrs. Demcoe and McCormick (collectively the "IFE"), supports the Board's approach. The IFE testified that the stand-alone principle was developed as a shield to protect customers from higher rates due to subsidization of non-regulated activities. Therefore, in the IFE's view, it ought not to be used as a sword to require customers to pay higher rates simply because of a notional separation of what remained as integrated business functions. The IFE also argued that the stand-alone principle did not reflect the reality of how a utility accessed the capital market. When a utility sought financing, this was not done on behalf of some discrete business function in the organization

---

<sup>156</sup> B-388, par. 55 d) p.10

<sup>157</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr. Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 185, l. 15 à p. 186, l. 9

<sup>158</sup> AUC 22570-D01-2018, p. 48 à p. 50

but rather on behalf of the larger corporate entity itself. For these reasons, the IFE concluded that:

... the Board should “not apply the stand-alone principle by rote. Instead the Board should deal with the reality, utilize independence of thought, question assumptions and think through whether an approach that has been applied in the past in different circumstances should be applied now in new circumstances. Such an approach should lead the Board to deal with reality and to decline to apply the stand-alone principle to the detriment of the customers of the [distribution companies]

[179] This is precisely what the Board did. It fully considered a number of separate issues affecting calculation of carrying costs and examined the business risk elements inherent in that calculation. Its conclusion was that the business risks, including the capital recovery risks, associated with the administration of the deferral accounts were, by their nature, very low: Decision 2001-92 at p.46, AB Vol. II, F127. Further, that risk was “significantly lower than the business risk of any of the three business functions” of an integrated utility... Thus, the Board decided that it would be fair and reasonable to consider the deferral accounts operation as a separate stand-alone business unit but within the totality of the integrated electric utility as it existed in the year 2000. The Board recognized that if this were not done, and the deferral accounts operation were treated purely as a stand-alone business as more than one party had urged at hearing, this would have “likely led to a windfall for the integrated utility.” The Board also noted, correctly in my view, that while prudent costs does not mean the lowest possible costs “financing costs that are unnecessary and inflated, or alternatively, result in windfall profits to the utility cannot be considered prudent.” These are conclusions which the Board was entitled to reach on this evidentiary record – and they are conclusions which weigh heavily in favour of the reasonableness of the Board’s approach.

[180] More fundamentally, though, the question of what financial model to use in calculating carrying costs of a particular business function of a utility’s operations is precisely the kind of issue which the Legislature intended to leave to the Board’s discretion. As noted, an important feature of this analysis is the determination of the level of business and financial risk associated with a particular function. The fact a utility chooses to order its affairs in a particular fashion for internal purposes does not immunize it from Board scrutiny to determine what a fair and appropriate allocation of financing costs would be for a specific business function regardless of how the utility has structured its operations.

[181] Nor can a utility complain where the Board recognizes that some aspects of an integrated utility’s business functions are less

risky than others – and calculates financing costs accordingly. The Board is under no obligation to use an integrated utility's highest risk functions as the basis for setting the capital requirements of its lowest risk functions. That would be to ignore commercial realities. Thus, the Board has the jurisdiction to segregate business functions of an integrated utility – and determine a notional corporate organizational model – for purposes of evaluating risk and calculating prudent carrying costs associated therewith.

222. While the Commission has generally maintained its practice of determining a deemed equity ratio for each utility that, when combined with the approved ROE, will achieve target credit ratings in the A-range when assessed on a stand-alone basis, it has tempered this approach when it has determined, based on the evidence before it, that ignoring the utility's owner (or investor) would be inconsistent with other considerations, such as the Commission's obligation to ensure rates are just and reasonable. Put another way, while the Commission continues to apply the stand-alone principle, this is just one tool to assist it in determining a fair return and approving just and reasonable rates, as detailed in the fair return section above.

223. The Commission identified issues with respect to municipal ownership, such as debt availability through ACFA and the impact of ACFA on credit metrics, the opportunity for municipal riders and the effect of these factors on the risk profile of the municipally owned utilities, as matters to be considered in this proceeding, and the Commission discusses its findings on these specific issues below. In so doing, the Commission has balanced the application of the stand-alone principle, as discussed above, with other considerations, including the fair return standard and the Commission's overall obligation to ensure that rates are just and reasonable. »

229. Sur un autre aspect, nous avons pris connaissance de la décision de la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick<sup>159</sup> et constatons que les motifs d'appel ne remettent aucunement en cause l'expertise du Dr Booth. Il y a lieu de mentionner que le Dr Booth citait cette décision à titre de référence récente à porter à l'attention de la Régie et non pour les fins de calcul de l'établissement du taux de rendement.

### **C. LES MÉTHODOLOGIES RECONNUES**

230. La Régie, dans le passé, a retenu principalement la méthode CAPM et s'est également fiée sur la méthode DCF.
231. Au paragraphe 52 des plaidoiries écrites, les demandresses affirment qu'il est préférable d'offrir à la Régie plusieurs méthodes de calcul de taux de rendement. Or, « plus n'est pas toujours mieux » surtout lorsque les méthodes additionnelles offertes n'ont pas été

---

<sup>159</sup> B-0388, p. 47

reconnues par la Régie ou encore lorsque les méthodes proposées sont questionnables quant à leur résultat.

232. À la lumière des décisions passées de la Régie, on peut s'interroger quant à la pertinence d'utiliser d'autres méthodes que celles généralement retenues surtout lorsqu'elles ont déjà été rejetées par la Régie telle que le ECAPM et l'ATWACC. La Régie ne devrait pas accorder une grande valeur à l'utilisation des méthodes proposées par la Dre Villadsen qui ont été rejetées ou non reconnues.
233. Le qualificatif de « moins méthodique » devrait s'appliquer plutôt à la Dre Villadsen.<sup>160</sup>

**i. La méthode MÉAF/CAPM**

234. L'expert des intervenants, le Dr Booth, utilise le modèle d'évaluation des actifs financiers (« **MÉAF/CAPM** ») pour estimer le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire des demanderesses.
235. La Régie dans sa décision D-2009-156 définissait le modèle comme suit:

« [233] Cette équation représente le taux de rendement (K) qu'un investisseur s'attend à recevoir d'un placement effectué sur un titre comportant un certain risque. Le rendement attendu pour ce titre (K) correspond au rendement qui pourrait être obtenu par un investissement sans risque ( $R_f$ ), auquel est ajoutée une prime de risque. Cette prime, propre au titre évalué, est proportionnelle au risque du marché ( $R_m - R_f$ ). Ce dernier est estimé par la différence entre le rendement généré par un portefeuille de titres diversifié ( $R_m$ ) et celui d'un investissement sans risque ( $R_f$ ). La relation entre le risque du marché et le risque associé au titre est exprimée par le facteur bêta ( $\beta$ ). »

a) Le taux sans risque

236. Dans cette décision D-2009-156, la Régie mentionnait que, selon la pratique usuelle, pour l'application de ce modèle, le taux sans risque utilisé est celui des obligations de long terme de 30 ans du gouvernement du Canada.
237. Dans le présent dossier, le Dr Booth propose un taux sans risque de 3,37 %. Ce taux est établi sur la base du taux de 3,0 % observé au moment de la préparation de sa preuve en février 2022 en lien notamment avec les prévisions à court terme de la RBC pour les obligations de long terme de 30 ans du gouvernement du Canada, du directeur parlementaire du budget et de la séance d'information sur le budget du gouvernement fédéral, auquel il ajoute 0,37 % représentant la différence entre l'écart de rendement entre les obligations du gouvernement du Canada de 10 ans et de 30 ans observé depuis 1987<sup>161</sup>.

---

<sup>160</sup> B-0388, p. 21, par 94

<sup>161</sup> C-ACIG-37, p. 3



238. Le Dr Booth conclut ainsi sur le taux sans risque proposé dans son rapport d'expertise<sup>162</sup>:

« I have no problem with RBC's near-term forecast that the 30-year LTC bond yield is likely to increase moderately from the current level or the PBO's longer term forecast for the ten-year bond yield at 3.0% by 2024. However, I personally doubt that it will stabilise at 3.0% and would expect it to increase further particularly if inflation moves to the top of the bank's range. If the average spread to the 30-year bond of 0.37% is added it means a medium term PBO forecast for the 30-year LTC bond yield of 3.37%. It is not appropriate to add the current spread between the 10 and 30-year bond yield, since the forecast indicates that this spread will tighten as T. Bill yields increase. »

239. La position du Dr Booth relativement au taux sans risque est également résumée au début de son rapport d'expertise comme suit<sup>163</sup> :

« I base my LTC yield on the forecast from the Parliamentary budget officer and the Federal government's budget briefing which itself was based on consensus values from the private sector. Consequently, I use a forecast LTC Yield of 3.37%, which is still below the 3.8% rate I use as a trigger for changing my estimate of the allowed ROE. Further it is also 1.13% lower than the 4.5% I used in the 2011 GMI hearing. »

240. Finalement, il explique également sa démarche et son jugement dans la détermination du taux sans risque à 3,37 % comme suit<sup>164</sup> :

« For this reason, I will rely on the PBO medium term, 2024-2026, forecast of a ten-year Canada yield of 3.0% and add the adjustment to a long term (30 year) LTC yield to get an LTC forecast of 3.37%. In my judgment LTC yields will increase beyond that after 2026 as many of the temporary factors underpinning yields go into reverse. However, an average yield of 3.37% will balance of the earlier years when LTC yields will be below that and after 2026 when I expect them to be above that. I would note that this 3.37% is well over 1.0% higher than the near-term forecast for the LTC Yield. »

241. L'expert des demandereses quant à elle proposait dans son rapport d'expertise de novembre 2021 un taux sans risque variant de 2,30 % à 2,47 %<sup>165</sup> en fonction des prévisions d'écart de rendement sur les obligations de 30 ans du gouvernement du Canada en 2022 et, plus particulièrement, le taux sans risque découlant du Consensus Forecast de juin 2021 pour les prévisions d'écart de rendement sur les obligations du gouvernement du Canada de 10 ans auxquelles elle ajoute une prime de 40 points de base pour refléter les obligations du gouvernement du Canada de 30 ans. Une prime additionnelle de 17 points de base est ajoutée « to reflect downward pressure on Government bound yields or an increase in the MRP. »<sup>166</sup>

---

<sup>162</sup> C-ACIG-37, p. 33

<sup>163</sup> C-ACIG-37, p.3

<sup>164</sup> C-ACIG-37, p. 49

<sup>165</sup> B-0015, p. 61

<sup>166</sup> B-0015, p. 61

242. Dans le cadre de la présentation de la Dre Villadsen lors de son témoignage en chef, celle-ci semble indiquer que le taux sans risque a augmenté depuis la production de son rapport en novembre 2021, sans par ailleurs donner un chiffre exact d'un nouveau taux sans risque.<sup>167</sup>
243. On voit par ailleurs au tableau intitulé « Canadian Government Bond Yields (30 Y) Historical and Forecasted » que les points sous la portion « Forecasted » se situeraient entre 3 et 4 %<sup>168</sup>.
244. Suite aux questions de Me Legault de la Régie, la Dre Villadsen indique que son estimation du taux sans risque est à 3,4 % (bas de la fourchette pour 2022) ce qui est similaire à l'estimation du Dr Booth à 3,37 % et qu'elle estime que le taux pourrait aller jusqu'à 4 % au cours des prochaines années.<sup>169</sup>
245. Pour sa part, le Dr Booth est d'avis que le taux sans risque ne devrait pas dépasser le 3,8 % dans les deux prochaines années bien qu'il pourrait être près de cette valeur.<sup>170</sup>
246. À la lumière de cette preuve, nous estimons que la Régie devrait retenir le taux sans risque proposé par le Dr Booth à 3,37 %

b) La prime de risque du marché

247. Tel que déjà mentionné par la Régie, notamment dans le cadre de sa décision D-2009-156, le MÉAF/CAPM requiert l'établissement de la prime de risque du marché en fonction de la prime d'une société repère ou d'un distributeur.<sup>171</sup>
248. Dans ce dossier, la Régie maintenait l'établissement de la prime de risque du marché sur la base de la moyenne arithmétique des rendements observés sur les marchés. Au niveau des périodes de référence, elle déterminait qu'il y avait lieu d'accorder une prépondérance aux moyennes de longues périodes.<sup>172</sup>
249. Le Dr Booth présente des estimations de la prime de risque du marché selon une preuve historique au Canada et aux États-Unis. Il recommande une prime de risque du marché variant de 5,5 à 6 % qui est appuyée par des sources externes et résultats de sondage de P. Fernandez de 2021, du professeur A. Damodaran et de Duff & Phelps.<sup>173</sup>
250. Le Dr Booth conclut comme suit à l'Annexe B de son rapport d'expertise<sup>174</sup> :

« As a result, although my direct estimate of the Canadian market risk premium is 4.80% from 1996, I judge it reasonable to adjust this upwards for the changes in the long Canada Bond Yield relative to that

---

<sup>167</sup> B-0350, p. 15

<sup>168</sup> B-0350, p.15

<sup>169</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dre Villadsen, 16 juin 2022, A-0061, p. 45

<sup>170</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dr Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 161, l. 18 à p. 162, l. 20

<sup>171</sup> D-2009-156, p. 61, par. 246

<sup>172</sup> D-2009-156, p. 62, par. 250

<sup>173</sup> C-ACIG-0037, p. 2; C-ACIG-0039, p. 10; C-ACIG-0087, p. 25, « Market Risk Premium » (APP B, Exhibit C-ACIG-0039)

<sup>174</sup> C-ACIG-0039, p. 10; C-ACIG-0039, p. 14

in the US and these other changes. I therefore judge a reasonable range for the historic market risk premium to be 5.5-6.0% »

[...]

« Professor Fernandez's survey work, the academic work of Aswath Damodaran and the professional work by Duff and Phelps and Credit Suisse all support my own empirical work but would place my Canadian market risk premium range of 5.5-6.0% as marginally high. I would judge the 6.2% US estimate as reflecting some survivor bias as the best performing economy over this period. Overall, I judge a reasonable range for the market risk premium as being 5.5-6.0%. The survey estimates of Fernandes (sic) and the estimates of Duff and Phelps (Kroll) also support an overall equity market return of 7.3-8.0%, which imply an upper bound for the equity costs for lower risk regulated utilities. »

251. La Régie a dans le passé, reconnu qu'il y avait lieu de considérer des moyennes historiques de long terme :

« [255] En réglementation, il est d'usage courant d'adopter une perspective de moyen et de long terme dans l'établissement d'un rendement raisonnable. Le fait d'utiliser, à titre de référence, des moyennes historiques de long terme s'inscrit dans ce cadre.

[256] Le rendement octroyé doit également être établi en favorisant une certaine stabilité dans les modèles de référence utilisés. Une évolution de ces méthodologies est possible et peut être souhaitable en certaines circonstances. Un tel choix doit toutefois s'appuyer sur un examen rigoureux basé sur une preuve probante. »<sup>175</sup>

252. Il est vrai que dans le passé la Régie a maintenu l'établissement de la prime de risque du marché sur la base de la moyenne arithmétique des rendements observés<sup>176</sup> sur les marchés. Toutefois, l'échantillonnage retenu était généralement très près des estimations proposées par le Dr Booth.
253. Pour sa part, la Dre Villadsen établissait la prime de risque à 5,68 % dans le cadre de son rapport d'expertise sur la base de données historiques de la prime de risque au Canada de l'année 1935 à l'année 2020 obtenues par Duff and Phelps. Elle considérait également la prime de risque établie par Bloomberg à 8,1 % au moment de la production de son rapport d'expertise ramenée à 5,9 % en date du mois de mai 2022.<sup>177</sup>
254. Il n'est pas clair comment la Dre Villadsen arrive à ces derniers chiffres et l'arbitrage de « prime de marché suffisamment élevée » qu'elle considère pour compenser « l'aversion au risque des investisseurs liée notamment à l'instabilité des marchés ».

---

<sup>175</sup> D-2009-156, par. 255-256

<sup>176</sup> D-2011-182 p.54-55

<sup>177</sup> B-0015, p. 65; B-0050, p. 17

255. Compte tenu de ce qui précède, nous recommandons que la Régie retienne la prime de risque proposée par le Dr Booth, soit une fourchette variant de 5,50 % à 6,0 %.

c) Établissement du facteur bêta

256. Tel qu'indiqué dans la décision D-2009-156 le risque d'un distributeur repère est mesuré par le facteur bêta ( $\beta$ ). Celui-ci représente le différentiel de risques entre la société repère et le marché en général. Au sujet de l'établissement du facteur bêta, la Régie mentionnait ce qui suit dans cette même décision :

« [265] L'établissement du bêta constitue l'une des difficultés les plus importantes dans l'application du MÉAF. Ces difficultés ont trait tant à l'établissement d'un échantillon de référence représentatif du risque des sociétés réglementées qu'à l'obtention de séries de données valables pour procéder à une estimation robuste. »<sup>178</sup>

257. Il est important de noter que dans cette décision, il était question de l'utilisation par l'expert qui avait été retenu par Gaz Métro de bêta ajustés et que le Dr Booth, à titre d'expert dans ce dossier, avait contesté cette façon de faire, puisque les bêta des sociétés réglementées devraient converger vers la moyenne des bêta de leur groupe et non vers un.

258. La Régie résumait comme suit les preuves présentées par chacun des experts au dossier :

« [266] Le Dr Vilbert présente un bêta brut de 0,47 et un bêta ajusté de 0,65 calculé à partir de l'échantillon canadien. Il présente également un bêta brut de 0,55 calculé à partir de l'échantillon américain ainsi qu'un bêta brut de 0,53 calculé à partir du sous échantillon américain.

[267] Le Dr Booth présente divers estimés basés sur les données récentes, mais souligne qu'il est nécessaire de faire preuve de jugement et propose d'établir le bêta d'une firme repère sur la base de la moyenne historique qu'il évalue entre 0,45 et 0,55. Il souligne également que les sociétés de l'échantillon américain des experts de Gaz Métro ne sont pas représentatives d'une société réglementée américaine qui, selon lui, ont un bêta bien inférieur à 0,60.

[268] Le Dr Vilbert utilise des bêtas ajustés pour tenir compte des recherches empiriques montrant la tendance des bêtas à converger vers un. Le Dr Booth soutient plutôt que les bêtas des sociétés réglementées convergent vers la moyenne des bêtas de leur groupe et non vers un. »<sup>179</sup>

259. Au paragraphe suivant, la Régie concluait qu'il y avait lieu de retenir les bêta des sociétés réglementées convergeant vers la moyenne qui leur est propre et non vers celle du marché <sup>180</sup>.

---

<sup>178</sup> D-2009-156, p. 65, par. 265

<sup>179</sup> D-2009-156, p. 65

<sup>180</sup> D-2009-156, p. 65

« [269] Après examen, la Régie maintient la position exprimée dans les décisions D-2007-116 et D-2003-93 voulant que les bêtas des sociétés réglementées convergent vers la moyenne qui leur est propre et non vers celle du marché qui, par définition, est égale à un. »

260. Dans sa décision D-2011-182, la Régie maintenait la position prise dans différentes décisions à savoir qu'elle ne retenait pas l'utilisation de bêta ajustés <sup>181</sup>:

« [224] En ce qui a trait à l'utilisation de bêta ajustés, la Régie retient la conclusion qu'elle a déjà exprimée dans ses décisions antérieures. L'explication couramment utilisée dans les milieux de la recherche financière pour justifier un ajustement des bêta bruts, soit la tendance observée sur le plan empirique pour les bêta en général d'évoluer à terme vers la moyenne du marché qui est de un, ne peut être valablement retenue dans le cas d'une entreprise réglementée. En présence de droits exclusifs de distribution, il apparaît difficile de concevoir comment le risque propre à cette activité pourrait se modifier substantiellement à la hausse et évoluer vers le risque du marché au fil des ans.

[225] Ceci ne résout toutefois pas nécessairement de façon entière la problématique reliée à la qualité des bêta bruts et à leur capacité à prédire correctement les rendements dans le cadre de l'application du MÉAF. Il demeure difficile de déduire la valeur du bêta de façon objective à partir des données observées sur les marchés pour les sociétés retenues dans les échantillons. En conséquence, sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit le bêta d'un distributeur repère dans une fourchette de 0,50 à 0,60. » <sup>182</sup>

(...)

[269] Après examen, la Régie maintient la position exprimée dans les décisions D-2007-116 et D-2003-93 voulant que les bêtas des sociétés réglementées convergent vers la moyenne qui leur est propre et non vers celle du marché qui, par définition, est égale à un.

[270] Bien que déterminante dans l'application du MÉAF, il demeure difficile de déduire la valeur du bêta de façon objective à partir des données observées sur les marchés pour les sociétés retenues dans les échantillons. Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit le bêta d'un distributeur repère dans une fourchette de 0,50 à 0,55. »

261. Dans la décision D-2014-034, portant sur le taux de rendement d'Hydro-Québec, la Régie rappelait sa décision D-2011-182 relativement à l'utilisation de bêta ajustés.

---

<sup>181</sup> D-2009-156, p. 65

<sup>182</sup> D-2011-182, p. 56-57, décision [D-2010-147](#), dossier R-3724-2010; décision D-2009-156, dossier R-3690-2009; décision D-2007-116, dossier R-3630-2007; décision D-2003-093, dossier R-3492-2002.

262. Dans cette décision, la Régie refusait aussi d'utiliser des bêta ajustés à la moyenne du marché en ces termes<sup>183</sup> :

« [150] N'ayant pas été convaincue de la justification d'utiliser des  $\beta$  ajustés à la moyenne du marché, la Régie réaffirme qu'en présence de droits exclusifs de distribution, il apparaît difficile de concevoir comment le risque propre à cette activité pourrait se modifier substantiellement à la hausse et évoluer vers le risque du marché au fil des ans. Aussi, la Régie rejette la nouvelle méthode d'estimation des  $\beta$  présentée par Concentric.

[151] Compte tenu de ce qui précède, la Régie considère qu'une fourchette de  $\beta$  ajustés vers la moyenne de l'industrie d'entre 0,48 et 0,58 est raisonnable pour un distributeur et transporteur repère. »

263. Or, il appert que malgré une position claire de la Régie rejetant l'utilisation des bêta ajustés, la Dre Villadsen, propose à nouveau d'avoir recours à ce genre de bêta.

264. Le Dr Booth explique la problématique en lien avec l'utilisation des bêta ajustés de la façon suivante<sup>184</sup>:

« First, both Dr Villadsen's CAPM and ECAPM estimates use Blume-adjusted beta estimates. What this means is that they average the actual beta estimate with the market average of 1.0 and as low risk securities this automatically increases the beta estimate. This is since the adjustment assumes they will increase toward 1.0. These adjusted betas are used in both Dr Villadsen's CAPM and ECAPM estimates and as a result both these sets of estimates are biased high estimates of the cost of equity. My Appendix C deals with this process and references the only research on public utility betas to show that the Blume adjustment process is not valid for public utilities. »

265. Nous tenons également à mentionner que les données utilisées par la Dre Villadsen se référant à Bloomberg, ne sont pas des données publiées par Bloomberg mais plutôt des bêta estimés par celle-ci selon les hypothèses qu'elle a décidé d'appliquer par le biais du « Blume Adjustment ».<sup>185</sup>

266. Par ailleurs, tel qu'il appert d'une réponse à demande de renseignements de la Régie intitulée « Blume Adjustment Villadsen's written response », on peut constater que seules les données provenant de « Value Line » auraient fait l'objet de décisions quant à l'utilisation de bêta ajustés dans la méthodologie MÉAF/CAPM.<sup>186</sup>

267. Aussi, lorsque l'on compare les bêta utilisés par le Dr Booth provenant de sources externes telles que Yahoo (Standard & Poors) avec les bêta dits « Bloomberg » du Dre Villadsen, l'on voit une distinction importante et notamment l'on constate qu'ils sont beaucoup plus élevés que ceux proposés par le Dr Booth :

---

<sup>183</sup> D-2014-034, p. 41-42

<sup>184</sup> C-ACIG-37, p. 10

<sup>185</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dre Villadsen, 16 juin 2022, A-0061, p. 9-10 et C-ACIG-0077.

<sup>186</sup> B-0079

COMPAGNIE	DRE VILLADSEN BÊTAS « BLOOMBERG » <sup>187</sup>	LES BÊTAS DU DR BOOTH <sup>188</sup>
Fortis	0.77	0.09
Emera	0.74	0.25
Canadian Utilities	0.96	0.56
TC Energy	1.00	0.79
Enbridge	0.92	0.94

268. D'ailleurs, lorsqu'on soumet au Dre Villadsen les exemples de Canadian Utilities et de Emera, celle-ci confirme que les bêtas diffèrent substantiellement.<sup>189</sup>
269. Tel que soumis en contre-interrogatoire au Dre Villadsen, lorsque nous référons à la moyenne de ces « Bloomberg Betas » de 0.9, cette dernière refuse de confirmer qu'il y a une nette tendance vers le chiffre 1.
270. Ce constat cadre mal avec les nombreuses décisions citées plus haut de la Régie rejetant l'utilisation des bêta ajustés.
271. Nous tenons par ailleurs à souligner par souci de transparence que le régulateur albertain AUC semble tenir compte de bêtas ajustés dans sa décision de 2018 de « Generic Cost of Capital » en ces termes :<sup>190</sup>

« 345. There was also considerable debate in this proceeding over the use of the Blume adjustment. In the 2013 GCOC decision, the Commission acknowledged that adjusted betas are widely disseminated to investors by investment research firms, including Bloomberg, Value Line and Merrill Lynch. However, the Commission also indicated continued uncertainty about whether an adjustment is warranted for the betas of regulated utilities.

346. The Commission has not been persuaded in this proceeding that adjusted betas are superior to unadjusted betas in the context of regulated utilities. The Commission continues to hold the view expressed in the 2016 GCOC proceeding that both raw betas and adjusted betas provide useful information with respect to utility risk. »

272. La Dre Villadsen a utilisé des bêtas sur une base hebdomadaire plutôt que sur une base mensuelle.

<sup>187</sup> B-0015, BV-4.10, p.18 (pdf 158)

<sup>188</sup> C-ACIG-0040, p. 11

<sup>189</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dre Villadsen, 16 juin 2022, A-0061, p. 16

<sup>190</sup> Decision 22570-D01-2018 (August 2, 2018), p. 74

273. Dans la décision citée plus haut de AUC de 2018, cette question avait été également soulevée et le régulateur a jugé qu'il était possible d'avoir recours à des données hebdomadaires et mensuelles, tel qu'il appert de l'extrait de citation suivante <sup>191</sup>:

« 343. With respect to the use of weekly versus monthly betas, the Commission notes a strong preference for weekly betas by the utility witnesses, whereas Dr Cleary maintained that there is no clearly superior method. It is clear from the evidence on the record, just as it was in the 2016 GCOC proceeding, that weekly betas are associated with values toward the higher end of the recommended beta range, whereas monthly betas are associated with values toward the lower end of the recommended beta range.

344. The Commission is not persuaded that weekly betas are clearly superior in all instances to monthly betas as there remains some uncertainty and disagreement in the evidence on this point. Indeed, practitioners continue to use both weekly and monthly data, and the investment research firms that provide the data upon which analysts rely continue to provide both weekly and monthly data, including betas derived from both weekly and monthly data. Accordingly, the Commission will continue to consider both weekly and monthly based beta estimates in determining reasonable beta estimates. »

(Nos soulignés)

274. Pour sa part, le Dr Booth, sur la base de différentes sources externes (RBC, Yahoo, CFRA, Reuters) a exercé son jugement et a déterminé des bêta pour les compagnies canadiennes.<sup>192</sup>
275. Contrairement à ce qui est affirmé par la Dre Villadsen dans son interrogatoire en chef et par les demanderessees dans leurs plaidoiries écrites, le Dr Booth a expliqué qu'il ne tenait pas compte de la moyenne de 0.74 des bêtas puisque son échantillon inclut la compagnie Pembina (bêta à 1.73) qui œuvre essentiellement dans le transport gazier (« pipelines »).
276. En effet, tel qu'indiqué lors de la présentation du Dr Booth, celui-ci considère que les entreprises TransCanada, Enbridge et Pembina sont des entreprises beaucoup plus à risque que les demanderessees.<sup>193</sup>
277. Le Dr Booth rejette également l'affirmation du Dre Villadsen à l'effet que les distributeurs canadiens auraient des bêta ( $\beta$ ) plus élevés que ceux aux États-Unis depuis 2015.<sup>194</sup>
278. À la lumière des différentes sources consultées, le Dr Booth conclut comme suit<sup>195</sup> :

« From this analysis, I have generally set the generic risk assessment for a Canadian utility in a beta range of 0.45-0.55. The high end of this range is approximately the recent beta for the “purest” Canadian utility

<sup>191</sup> Decision 22570-D01-2018 (August 2, 2018), p.74

<sup>192</sup> C-ACIG-0040, p. 11

<sup>193</sup> C-ACIG-0087, p. 28, N.S., interrogatoire du Dr. Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 30-31

<sup>194</sup> C-ACIG-0087, p. 30, N.S., interrogatoire du Dr. Booth, 20 juin 2022, A-0063, p.31-32

<sup>195</sup> C-ACIG-0040, p.13



which is Canadian Utilities, and the low end a generous estimate based on the impact of the return on the long Canada bond on beta estimates for the TSX utility index. Given the marginal increases in the betas (sic) I would therefore tend to be conservative and increase the range to 0.50-0.55 with a mid-point of 0.525 which has historically been about the grand mean of the utility betas. »

279. La Dre Villadsen affirme que même sans l'utilisation des bêtas, elle arrive à une prime de risque de marché à 8.5%. Toutefois, le Dr Booth rejette cette position car ce chiffre est beaucoup plus élevé que le sondage du professeur Fernandez.<sup>196</sup>

**ii. La méthode AFM/DCF**

280. Le Dr Booth utilise la méthode d'actualisation des flux monétaires (« AFM ») ou (« discounted cash flow ») (« DCF ») comme outil de validation de son estimation du MÉAF/CAPM.
281. La difficulté avec ce modèle est l'estimation du taux de croissance des dividendes des titres choisis.
282. Dans son rapport d'expertise, le Dr Booth indique les données qu'il utilise pour la méthode AFM<sup>197</sup>:

« In the DCF model I use the long run growth rate since 1961 which has been about 3.0% with the current dividend yield. Using the Bank's median inflation target of 2.0%, I estimate the DCF required return on the equity market at 7.35-8.01% for Canada. For the U.S a similar estimation procedure estimates the DCF U.S equity market return at slightly over 9.0%. Overall, I judge the DCF estimate for the market to be in the range 8.0-9.0% or 6.0-7.0% real after adjusting for 2% inflation, which is consistent with long equity market returns. These estimates are broadly consistent with those provided by the respondents to Fernandez's survey in Appendix D.

Survey results in both the US and Canada show that DCF estimate of the fair rate of return is not placed in as high regard as the CAPM estimate for individual firms. Partly in response, I have traditionally viewed my DCF estimates as "checks" on my CAPM estimates, since in my view CAPM estimates have usually been in the right "ball-park." However, the recent very low long Canada bond yields have forced me to re-evaluate this and look at what drives the difference between the DCF and simple CAPM estimates. This is because they should be consistent. »

283. Quant au Dre Villadsen, cette dernière utilise un échantillon d'estimations de taux de croissance provenant de prévisions des bénéfices d'analystes financiers des sociétés se trouvant dans ces échantillons.

---

<sup>196</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr. Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 51, l.10 à l.14

<sup>197</sup> C-ACIG-0037, p. 72

284. Plus spécifiquement, on peut lire dans son rapport d'expertise qu'elle utilise<sup>198</sup> :
- « For the single-stage DCF and for the first stage of the multi-stage DCF, I use investment analyst forecasts of company-specific growth rates sourced from *Value Line* and Thomson Reuters – IBES. »
285. Le Dr Booth soumet que les données utilisées par le Dre Villadsen souffrent d'un biais à la hausse (« upward bias ») puisqu'elles sont issues d'analystes de marchés boursiers (« security analysts ») offrant un nombre limité de prévisions et qui sont généralement jugées comme étant avantageusement favorables.<sup>199</sup>
286. Le Dre Villadsen reconnaît elle-même l'existence d'études portant sur le « optimism bias »<sup>200</sup>:
- « Finding the right growth rate(s) is usually the “hard part” of applying the DCF model, which is sometimes criticized due to what has been called “optimism bias” in the earnings growth rate forecasts of security analysts. »
287. La Dre Villadsen justifie l'utilisation de ces données à la lumière d'un article académique de 2010 de Hovakimina and Saenyasiri qui avait déjà été considéré par la Régie dans sa décision D-2014-034.
288. Dans cette décision, la Régie notait deux études citées par le Dr Booth arrivant à des conclusions différentes et concluait comme suit<sup>201</sup>:
- « [206] Les modèles AFM reposent essentiellement sur les prévisions des analystes financiers. Sur la question du biais d'optimisme des analystes, Concentric et le Dr Booth campent sur des positions opposées. La Régie en conclut qu'une certaine prudence demeure de mise quant à l'utilisation des résultats des modèles AFM. »
289. Aux articles cités par le Dr Booth dans la décision D-2014-034 doivent s'ajouter les études du Dre Villadsen démontrant l'existence dans certaines circonstances du biais d'optimisme des analystes.<sup>202</sup>
290. La Dre Villadsen n'était pas au courant de la décision D-2014-034 mais reconnaît l'importance de considérer ces estimations avec prudence.<sup>203</sup>
291. Outre la question du biais d'optimisme des analystes, il y a également lieu de considérer que le nombre d'estimations considéré est limité, tel qu'il appert de la pièce BV-4.5 de l'échantillon canadien.<sup>204</sup>

---

<sup>198</sup> B0015, p.72

<sup>199</sup> C-ACIG-0041, p. 12

<sup>200</sup> B-0015, Exhibit BV-1, p. 4

<sup>201</sup> D-2014-034, p. 49-50

<sup>202</sup> B-0015, Exhibit BV-1, p. 5

<sup>203</sup> N.S., contre-interrogatoire du Dre Villadsen, 15 juin 2022, A-0058, p. 173, l. 14 à p. 174, l. 2

<sup>204</sup> B-0015, Exhibit BV-4.5, p. 4

292. L'on constate également que pour certaines des compagnies, le nombre d'estimations est souvent limité à 2.
293. Nous considérons donc, tel que mentionné par le Dr Booth, que ces estimations sont peu représentatives sans oublier qu'elles se limitent à des estimations court terme de 3 à 5 ans alors que ce modèle requiert généralement de considérer un horizon suffisamment long.<sup>205</sup>
294. Compte tenu des critiques soulevées plus haut relativement aux estimations proposées par la Dre Villadsen, nous soumettons que la Régie devrait retenir les données AFM/DCF du Dr Booth qui se retrouvent en conclusion à la page 85 de son rapport, soit un « DCF Equity cost U.S. gas utilities » à 7.25%.<sup>206</sup>

#### **D. LES AUTRES MÉTHODES PROPOSÉES PAR LA DRE VILLADSEN**

##### **i. La méthode MEÉAF/ECAPM**

295. La Dre Villadsen utilise également le modèle empirique d'évaluation des actifs financiers soit le MEÉAF/ECAPM.
296. Compte tenu que la Régie a, à de nombreuses reprises, retenu le modèle MÉAF/CAPM et que les experts au dossier ont également vérifié leurs résultats à la lumière du modèle AFM/DCF, nous sommes d'avis qu'il n'y a pas lieu de tenir compte du modèle MEÉAF/ECAPM puisque d'une part, cette méthodologie utilise à nouveau des bêtas ajustés et que d'autre part, la Régie, a déjà suggéré de ne pas tenir compte de ce modèle dans l'établissement du taux de rendement raisonnable.
297. Pour ce qui est de la question des bêtas ajustés, nous vous référons aux commentaires et critiques formulés plus haut sous la section « méthode MÉAF/CAPM ».
298. Quant aux décisions de la Régie décidant de ne pas appliquer le MEÉAF, nous vous référons en premier lieu à la décision D-2011-182.
299. Dans ce dossier, l'expert retenu par Gaz Métro utilisait notamment le modèle MEÉAF. La Régie décrivait comme suit ce modèle :

« [188] Le MEÉAF vise à corriger le biais à la baisse découlant du MÉAF pour les compagnies présentant un bêta inférieur à l'unité. Dans la littérature spécialisée, ce biais est constaté dans des recherches qui utilisent comme estimateur du taux sans risque le rendement de 30 jours des bons du trésor (T-Bills) de 90 jours. La correction obtenue par l'introduction d'un facteur alpha ( $\alpha$ ) dans l'équation du MEÉAF se traduit par une hausse de l'ordonnée à l'origine et une réduction de la pente de la relation linéaire. »

---

<sup>205</sup> C-ACIG-0041, p. 2; B-0015, p. 73

<sup>206</sup> C-ACIG-0037, p. 85

300. Les experts dans le dossier, s'exprimaient comme suit relativement à cette méthodologie<sup>207</sup> :

« [189] Selon l'expert de l'ACIG, la correction pour ce biais n'est plus justifiée lorsqu'on utilise, comme estimateur du taux sans risque, les rendements des obligations de long terme des gouvernements. De plus, il qualifie le MEÉAF du Dr Morin de modèle d'ajustement à double bêta lorsque celui-ci utilise le MEÉAF et des bêta ajustés. Il indique que les résultats empiriques ne justifient pas l'utilisation des bêta ajustés dans le MEÉAF.

[190] L'expert de Gaz Métro, est en désaccord avec cette position et soutient que l'utilisation des rendements d'obligations de long terme ne corrige qu'en partie le biais en question. »

301. La Régie concluait comme suit relativement au modèle MEÉAF<sup>208</sup> :

« [200] La Régie a déjà statué sur le MEÉAF<sup>209</sup>. Elle est d'avis qu'il n'y a pas de nouveaux éléments pouvant la mener à reconsidérer ce modèle. »

302. Dans la décision [D-2003-93](#) impliquant Hydro-Québec, la Régie jugeait que la correction des résultats du modèle MÉAF/CAPM apportée par le MEÉAF/ECAPM n'était pas suffisamment justifiée et en conséquence décidait de ne pas considérer ce modèle dans son appréciation du taux de rendement sur l'avoir propre du distributeur.

303. Nous estimons que dans le présent dossier, le recours au MEÉAF n'a pas été plus justifié par la Dre Villadsen et ne devrait pas être retenu d'autant plus que ses estimations MEÉAF/ECAPM sont encore plus élevées que ses estimations MÉAF/CAPM.<sup>210</sup>

304. Finalement, nous référons la Régie à la critique formulée par le Dr Booth à cette méthodologie dans son rapport.<sup>211</sup>

305. Par ailleurs, nous attirons l'attention de la Régie à l'effet que le régulateur en Alberta (AUC) dans le dossier de 2018 sur le « generic cost of capital » a également décidé de ne pas considérer la méthode MEÉAF/ECAPM :<sup>212</sup>

« 371. The Commission further observes that all the studies on which Dr Villadsen relied to determine her empirical adjustment factors relied on monthly stock returns for all stocks traded on the major U.S. stock exchanges. Given that, in this proceeding, Mr. Hevert and Dr Villadsen employed weekly betas, this may result in a further mismatch. It is also possible that some other modifications to the empirical ECAPM adjustment coefficients may be required, unique to regulated utilities, as the original ECAPM studies from which Mr. Hevert and Dr Villadsen

---

<sup>207</sup> D-2011-182

<sup>208</sup> D-2011-182

<sup>209</sup> Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 71.

<sup>210</sup> C-ACIG-0037, p. 11

<sup>211</sup> C-ACIG-0037, p. 55-57

<sup>212</sup> AUC 22570-D01-2018

obtained their adjustment factors, focused on a wide range of companies traded on the equity market.

372. The Commission also remains of the view, expressed in paragraph 200 of the 2016 GCOC decision, that the empirical adjustment factor in ECAPM does not resolve the issue regarding the wide range of estimated betas.

373. For the above reasons, the Commission will not assign significant weight to the ECAPM results in this proceeding. The Commission acknowledges the practical difficulties associated with using the multi-factor models described by Dr Villadsen at the hearing, such as the need for more data and the need to estimate not just one, but three to four parameters. Nevertheless, the Commission considers it preferable to improve the CAPM results by way of multi-factor models that specifically aim to identify factors explaining the required return, if possible, rather than using empirical adjustment factors as is done under the ECAPM. »

306. Par ailleurs, il y a lieu de noter que les données empiriques relativement à ce modèle sont loin d'être récentes. D'ailleurs, la figure A-3 de l'expertise de la Dre Villadsen est identique à ce que l'expert Dr Vilbert avait utilisé dans le dossier R-3690-2009 menant à la décision D-2009-156<sup>213</sup>.
307. Les demanderesse clament l'importance de fournir au régulateur des données à jour et qu'il s'agirait d'une démonstration de rigueur. Or, les données au soutien de cette méthode proposées par l'experte des demanderesse n'ont pas été mises à jour depuis le dossier de 2009.

**ii. La méthode CMPCAI/ATWACC et la référence à la méthodologie Hamada**

308. Selon notre expert, le Dr Booth, la Dre Villadsen utilise la méthode CMPCAI/ATWACC pour effectuer des ajustements à la hausse dans l'établissement de son taux de rendement raisonnable estimé.
309. En effet, dans sa présentation en audience, le Dr Booth explique les ajustements qui ont été effectués selon lui en utilisant les valeurs de marché plutôt que les références aux valeurs aux livres comme suit <sup>214</sup>:

« In essence, a regulated company's earnings are driven by the portion of the original cost rate base deemed to be financed by common equity. This fact results in a fundamental disconnect to the theory that market capitalization ratios, which have deviated significantly from book capitalization ratios, reflect the appropriate financial risk necessary to determine a fair composite return to be applied to the original cost rate base of a pure play regulated utility. »

---

<sup>213</sup> C-ACIG-0093

<sup>214</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 42, l. 23 à p. 43 l. 12; C-ACIG-0087, p. 39, « Dre Villadsen's use of ATWACC »

310. Bien que la Dre Villadsen réfère dans sa preuve aux « Overall Weighted After-Tax Cost of Capital », selon le Dr Booth, il s'agit clairement de la méthode CMPCAI/ATWACC<sup>215</sup> :

« So, how do they do this? Well, this comes directly from Dr Villadsen's testimony. She takes the DCF equity cost, which as far as I'm concerned is the end, that's what you're estimating, that's what the AUC says you estimate a market determined equity cost that apply to book value. And then, if you notice column 4, it says DCF Common Equity to Market Value, column 6 says Preferred equity to Market value, column 8 says Debt to Market Value. So, these are all using market value capitalization rates that the AUC rejected, and she calculates the weighted average cost of capital.

Now, in two thousand and nine (2009) this was what Dr Colby referred to as the After-Tax Weighted Average Cost of Capital, ATWACC, and it's what the Régie rejected ATWACC. And it's interesting to note that she doesn't refer to it as ATWACC, she's changed the terminology, it's now weighted average tax... Weighted After-Tax Cost of Capital, but that's exactly the same, it's the ATWACC. »

311. Tel qu'il appert de la présentation du Dr Booth, la méthode CMPCAI/ATWACC est incompatible avec une entreprise réglementée puisque ce concept requiert de retenir le principe de maximisation des actions plutôt que celui de fixer des tarifs justes et raisonnables;<sup>216</sup>

312. En audience, le Dr Booth s'exprimait comme suit :<sup>217</sup>

« There's a disconnect between the ATWACC and regulation. Regulation is not designed to increase shareholder value, it's designed to protect ratepayers from the exercise of market power. It is not designed to maximize shareholder value. So, the very essence of calculating an ATWACC, I regard, is incompatible with the reason why we regulated utilities, which is they have market power, and without regulation they would undoubtedly abuse that market power and generate social losses. »

313. Le Dr Booth explique comment la Dre Villadsen passe de 8.7% de coût en équité à un taux de rendement de 10.5% en utilisant la valeur constante de 5.6% par le biais de la méthode CMPCAI.<sup>218</sup>

314. La théorie des « attentes des investisseurs » ne peut pas être la raison à tous ces ajustements successifs.

---

<sup>215</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 45, l. 8 à p. 46, l. 3; C-ACIG-0087, p. 41, « Example »

<sup>216</sup> C-ACIG-0087, p. 42, « ATWACC »

<sup>217</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 46, l. 15 à l. 24

<sup>218</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 47; -ACIG-0087, p. 43, « What does using ATWACC do ? »

315. Le Dr Booth critique cette façon de faire :<sup>219</sup>

« In regard of the next slide, it's what the Régie rejected and you should think about what would happen if you believed Dr Villadsen's ATWACC and you said: well okay, we're going to increase the allowed ROE from eight point nine percent (8.9%) to ten point five percent (10.5%).

Well already the stock prices of all of the firms in Dr Villadsen's sample exceed their book value, the market weights are greater than their regulated weights. So, the price to book exceeds one. If you get a bump in your ROE, the stock prices are not going to go down, the stock prices are going to go up, and then you get an even bigger equity capitalization and the ATWACC would go up, and the result is you then apply the technology again, the ROE goes up again. This is great for shareholders, but it is a fundamental disconnect between the way which we regulate utilities.

When we see a market to book ratio or a price to book ratio above one, automatically we think the allowed or fair rate of return should be lowered, we don't think it should be increased. And this technology, this methodology, basically does exactly the opposite of what most economists would think about in terms of regulation, that we should remove economic rents and get prices a little bit above the book value, not give a higher allowed ROE that increases the market to book ratio. Okay, next slide, please. »

316. Avant d'aborder l'ajustement Hamada proposé par la Dre Villadsen, rappelons tout d'abord que la méthode CMPCAI a dans le passé été rejetée par la Régie pour les raisons exprimées par le Dr Booth dans son témoignage écrit et à l'audience.<sup>220</sup>

317. Tout d'abord, nous référons à l'extrait cité par le Dr Booth dans son rapport d'expertise :<sup>221</sup>

« (...) The EUB further recognised this when it went on to say (U99099, page 303)

*“The Board would be derelict in its statutory responsibilities to recognize market capitalization ratios that are derived from a market value capitalization that deviates from the intrinsic long-run value of the regulated firm.”*

This is the clearest possible statement by a regulator of the fundamental grounds for rejecting ATWACC and its emphasis on market values. This applies to the use of the ATWACC as a base for fair ROE testimony.

Further the EUB went on to say

---

<sup>219</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 48, l. 2 à p. 49, l. 5; C-ACIG-0087, p. 44, « What would happen if the higher ROE is awarded? »

<sup>220</sup> C-ACIG-0037, p. 11-12; C-ACIG-0042, C-ACIG-0087 p.43-50

<sup>221</sup> C-ACIG-0042, p. 9, l. 15 à l. 32

*“In essence, a regulated company’s earnings are driven by the portion of the original cost rate base deemed to be financed by common equity. This fact results in a fundamental disconnect to the theory that market capitalization ratios, which have deviated significantly from book capitalization ratios, reflect the appropriate financial risk necessary to determine a fair composite return to be applied to the original cost rate base of a pure play regulated utility. This is because the earnings of a pure play regulated utility are governed by and driven by the regulated return allowed on book equity. In other words, it is the book equity that reflects the appropriate financial risk necessary to determine a fair composite return for a pure play regulated utility.” »*

318. Le Dr Booth, référerait également à la décision D-2009-156 de la Régie dans laquelle la Régie avait décidé de ne pas retenir cette approche compte tenu des nombreuses difficultés conceptuelles de cette méthodologie :<sup>222</sup>

« [222] En ce sens, ce que fait fondamentalement le CMPCAI, c’est de modifier la pondération de la structure de capital utilisée pour le calcul de la moyenne pondérée du coût en capital, en utilisant les valeurs marchandes plutôt que les valeurs aux livres basées sur le coût historique. Or, compte tenu des valeurs au marché observées, le CMPCAI attribue un poids beaucoup plus élevé au capital-actions dans la structure de capital.

(...)

[228] Compte tenu des nombreuses difficultés conceptuelles que pose l’application du CMPCAI selon les valeurs au marché, la Régie conclut que l’établissement des structures de capital selon les valeurs aux livres et le recours aux approches traditionnelles basées sur l’audition de témoignages d’expert quant aux proportions optimales de dette et d’équité à retenir est une avenue éprouvée et compatible avec l’établissement d’un taux de rendement raisonnable sur la base de tarification du distributeur.

[229] En conséquence, la Régie ne retient pas l’approche du coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI) basée sur les valeurs au marché comme approche de référence pour déterminer le rendement raisonnable sur la base de tarification de Gaz Métro. »

319. La Dre Villadsen dit ne pas se servir de la méthode CMPCAI/ATWACC compte tenu que la Régie aurait d’ailleurs dans le passé décidé de ne pas l’utiliser.<sup>223</sup> Pour cette raison, la Dre Villadsen proposerait plutôt d’avoir recours à la méthodologie Hamada.
320. Essentiellement, le Dr Booth est d’avis que cette méthodologie se trouve à effectuer le même type d’ajustements que la méthode ATWACC en se servant de pondération de

---

<sup>222</sup> D-2009-156

<sup>223</sup> N.S., contre-interrogatoire de la Dre Villadsen, 16 juin 2022, A-0061, p. 25;



valeurs de marché pour ensuite rajuster le tout en fonction de pondération de valeurs aux livres.

321. La Dre Villadsen confirme que ses éléments de calcul pour la structure de capital proposée à l'annexe BV-4.3 de son rapport d'expertise sont déterminés sur la base de la valeur du marché par opposition à la valeur aux livres et que le calcul effectué pour arriver aux chiffres se trouvant à la colonne 10 de son « multi-stage DCF methodology » représentent le « after-tax weighted average cost of capital ».<sup>224</sup>
322. Le Dr Booth explique également lors de sa présentation en audience que les ajustements effectués par la Dre Villadsen dans le cadre de la méthodologie Hamada est similaire au ATWACC :<sup>225</sup>
- She uses models to estimate « unlevered » or « asset » betas using the highed *market value equity weights the same as ATWACC*.
  - The next stage is that Dre Villadsen “relevers” the betas using the regulated book values in an identical fashion to the constant ATWACC.
  - In this way, the *adjusted* betas are *adjusted* again through a leverage adjustment to 1.01-1.05, that is, she judges Canadian utilities to be riskier than the overall stock market and not low risk securities at all. »
323. Dans leurs plaidoiries écrites les demanderesses tentent de minimiser le recours par la Dre Villadsen à cette méthodologie en disant qu'il s'agit que d'une méthode de validation des chiffres obtenus<sup>226</sup>.
324. Or dans son témoignage en chef, la Dre Villadsen dit qu'elle a décidé de se concentrer sur cette approche qui est la méthodologie clé à son analyse<sup>227</sup> :
- « And as I told you earlier on in this presentation there's multiple ways we can do that. Formally tracking a number out of this results, I chose to focus on the Hamada approach, that's the key methodology I used and I made sure all my results are supported by that. We can also use the after-tax weighted average cost of capital, I chose not to rely on that because as we have seen in the past you did not appreciated that method. »
325. Selon la recherche effectuée pour certaines provinces canadiennes, nous n'avons pas été en mesure de trouver de décisions en matière de taux de rendement appliquant la méthodologie Hamada dans le contexte d'un dossier de taux de rendement.

---

<sup>224</sup> N.S., contre-interrogatoire de la Dre Villadsen, 16 juin 2022, A-0061, p. 23, l. 22 à p. 25, l. 24

<sup>225</sup> C-ACIG-0087, p. 47, « How are Dr. Villadsen's leverage similar to ATWACC? » à la page “The second “levering” stage”.

<sup>226</sup> B-0388, par.93, 164

<sup>227</sup> N.S., contre-interrogatoire de la Dre Villadsen, 15 juin 2022, A-0058, p. 120, l. 1 à l. 9

326. Toutefois, nous avons noté que la AUC n'aurait pas retenu cette méthodologie à deux reprises.

327. En effet, dans la décision de 2018 de l'AUC, on peut lire ce qui suit :<sup>228</sup>

« 475. In Decision 20622-D01-2016, the Commission considered the relationship between capital structure and ROE and techniques to account for financial risk by adjusting for leverage, such as the Modigliani-Miller and Hamada models. The Commission concluded that “As a consequence of the uncertainty created by the number of untested assumptions as well as the lack of sensitivity analysis provided for some of the models, the Commission will not employ any of these suggested models in its determination of the deemed equity ratios or the approved ROE in this proceeding except to illustrate that a relationship exists.”

476. The Commission has not been persuaded to depart from these earlier findings. In this proceeding, Mr. Hevert appears to have come to a similar conclusion when he stated:

Please note that although the Modigliani-Miller and Hamada adjustments may be used to generally measure the magnitude of the effect of incremental increases in leverage on the Cost of Equity, it is important to recognize the results are imprecise due to the complex and the dynamic nature of the relationship. It also is important to keep in mind that any measure of an “optimal” capital structure must consider numerous objectives and constraints. Nonetheless, the analytical results are consistent with the proposition that increasing financial leverage increases the Cost of Equity. »

328. À la lumière de ce qui précède, nous estimons que la Régie ne devrait pas tenir compte des ajustements effectués par la Dre Villadsen, que ce soit en lien avec la méthode ATWACC ou la méthodologie Hamada.

#### **E. LA STRUCTURE DE CAPITAL**

329. Les demandereses ont déjà assez de protection selon le Dr Booth.

330. Nous soumettons que la structure de capital actuelle des demandereses permet d'atténuer l'exposition de ces dernières aux risques d'affaires. De plus, la présence de nombreux comptes de frais reportés tel que mentionné précédemment permet aux demandereses de mitiger leurs risques mais aussi de garantir l'atteinte des rendements autorisés.

331. À cet effet nous citons la réponse du Dr Booth à la question de Madame Esther Falardeau<sup>229</sup> :

---

<sup>228</sup> Decision 22570-D01-2018, p. 99

<sup>229</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 20 juin 2022, A-0063, p. 227, l. 6 à p. 228, l. 16

« Mme ESTHER FALARDEAU :

Q. [403] Hello, Dr Booth. I think you answered most of my questions. But just, just so I don't find myself having to decide and wishing you were there. This question of keeping the preferred shares [...] But now you're saying no there is greater risk and, and keeping the preferred shares in the structure is going to compensate that risk. Did I understand that correctly?

R. I think generally you got it correctly. The National Energy Board had a very nice quote which 5 said that it understands that deferral accounts reduce the short term risk. The adverse is the actual. But in long run you cannot deny the forces of supply and demand. And, the same thing applies to Énergir. And as I think I mentioned in that presentation when I'd said, years ago that Énergir earn is allowed ROE, the Chairman of the Régie at that time, I'm pretty sure, I can't remember the exact things he said but what he said was to the effect: Yes, but we have to protect the utility. They have lots of deferral accounts in order to make sure that they earn their allowed ROE. »

332. Par ailleurs, il appert de la preuve que nous avons soumise que la demande d'un taux de rendement de 10% ne se justifie pas par rapport aux méthodes reconnues et établies par la Régie pour fixer un taux de rendement raisonnable.
333. La justification d'un taux de rendement à 10% ne semble être possible qu'en recourant à des méthodes autres que celles retenues par la Régie qui permettent un ajustement des variables pour arriver au 10% demandé.
334. Tel qu'indiqué précédemment, le Dr Booth souligne que la structure de capital ne devrait changer que si l'on a démontré un risque d'affaires accru nécessitant de changer le risque financier et, par le fait même, de changer la structure de capital (« debt equity ratio ») :

<sup>230</sup> :

« So, business risks is really fundamental to determining the common equity ratio. And then, it's a question of what are reasonable common equity ratios. And then, from those common equity ratios, what is a fair and reasonable rate of return.

(...)

So the question was: what it is their business risk, has it changed, do they deserve a change in a common equity ratio. And obviously I was involved in most of those hearings. »

---

<sup>230</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 179, l. 6 à l.10 et l. 19 à l. 22

335. Compte tenu que le risque d'affaires des demanderesses n'a pas changé depuis les dernières audiences de taux de rendement, le Dr Booth estime donc qu'il n'y a pas lieu de changer la structure de capital.<sup>231</sup>
336. De plus, selon le Dr Booth, les actions privilégiées présumées de 7.5% pour Énergir sont des « deemed preferred shares » incluses dans la portion équité de 46% et n'ajoutent aucun risque additionnel d'affaires. À ce sujet, il estime qu'un ratio d'équité à 46% soit 11% de plus que ce qu'il recommande généralement pour une entreprise réglementée dans le domaine du gaz ou de l'électricité constitue un ajustement pour le risque d'affaires plus qu'élevé pour tenir compte de la situation d'Énergir.<sup>232</sup>
337. Nous référons également la Régie à la présentation du Dr Booth lors de l'audience où il réfère aux différentes structures de capital des entités telles que FortisBC Energy, Atco Gas, etc.<sup>233</sup>
338. Par ailleurs, le Dr Booth considère qu'il n'y a pas lieu de changer la structure de capital de Gazifère pour laquelle 40% d'équité prend déjà en compte la petite taille de l'entreprise. À ce sujet, le Dr Booth rappelle qu'Altagas a 39% d'équité avec une taille de la moitié de celle de Gazifère.<sup>234</sup>
339. Finalement, pour Intragaz, puisque le Dr Booth considère que le risque d'affaires est faible vu l'existence du contrat avec Énergir, celui-ci considère qu'il y a lieu d'appliquer les mêmes paramètres financiers qu'Énergir.<sup>235</sup>
340. Aussi, nous croyons important de souligner qu'Énergir, dans le passé, avait demandé à la Régie de modifier sa structure de capital.
341. En effet, en 2011, Gaz Métro avait demandé d'augmenter de 4% le niveau d'avoir propre pour le faire passer de 38.5% à 42.5% et de diminuer de 7.5% à 3.5% ses actions privilégiées présumées.
342. Dans la décision D-2011-182, la Régie a considéré que le risque supérieur de Gaz Métro par rapport au distributeur repère était compensé par sa structure de capital présumée. Ainsi, la Régie maintenait la structure de capital présumée de 38.5% d'avoir propre, de 7.5% d'actions privilégiées présumées et de 54% de dettes.<sup>236</sup>
343. Ainsi, dans la mesure où la Régie jugeait qu'Énergir fait toujours face à certains risques d'affaires par opposition à un distributeur repère, il y a lieu de considérer que le maintien de sa structure de capital lui permet d'être amplement compensée pour un tel risque d'affaires.
344. Ainsi, il ne devrait pas avoir lieu de modifier la structure de capital, tel que proposé par la Dre Villadsen, en augmentant en plus de façon substantielle le taux de rendement des

---

<sup>231</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 180 et p. 216, l. 20 à p. 217, l. 18

<sup>232</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 180-181

<sup>233</sup> C-ACIG-0087, p. 15, « Capital Structure »

<sup>234</sup> C-ACIG-0087, p. 15, « Capital Structure »; N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 181-182

<sup>235</sup> N.S., interrogatoire en chef du Dr Booth, 17 juin 2022, A-0062, p. 182-183

<sup>236</sup> D-2011-182, p. 59, par. 237

demandersses en l'absence de démonstration d'un véritable risque d'affaires accru et quantifiable ayant un impact sur les opérations des demandersses.

345. À la lumière de ce qui précède, nous estimons que la Régie ne devrait pas modifier la structure de capital, tel que proposé par les demandersses.

**F. CONCLUSION SUR L'ÉTABLISSEMENT D'UN TAUX DE RENDEMENT RAISONNABLE**

346. À la lumière des informations décrites plus haut, le Dr Booth soumet, à la page 85 de son rapport d'expertise, un résumé de ses estimations pour le modèle MÉAF/CAPM et AFM/DCF qu'il a repris en audience<sup>237</sup> :

**Overall Estimates (exhibit C-ACIG-0037,  
page 85)**

7 A. I would judge the cost of equity based on my CAPM estimates to be in a range 6.55-7.40%  
8 or an average of 6.98%, which with the flotation cost adjustment means an ROE of 7.50%.

typo

9 **Risk Premium**

0		Low	High
1	Forecast long Canada bond yield	3.37	3.37
2	Adjustment for bond buying	0.43	0.43
3	Utility risk premium	2.75	3.30
4	Adjustment to ROE	0.50	0.50
5	Estimate	7.05	7.60

6  
7 My DCF analysis I use to directly estimate the overall equity market return which has informed  
8 my assessment of the appropriate market risk premium. This is extremely important since it is  
9 the basic ingredient in any risk premium approach as it indicates the market's trade-off between  
0 risk and return.

1 **DCF & Other return estimates:**

2	DCF equity market return:	8.00-9.00%
3	Average Canada ROE since 1980:	9.78%
4	Asset Manager long run equity returns:	7.00-9.00%
5	DCF Costs for SP500 utilities:	6.8-6.9%
6	DCF Equity cost U.S gas utilities	7.25%

7  
8 These DCF estimates are for the equity cost and would need an adjustment to get the fair rate of  
9 return similar to that from the CAPM.



**BOOTH: Québec gas utilities 2022**

347. Ainsi, sa détermination du taux de rendement raisonnable se résume comme suit en comparaison avec l'année 2011 pour ce qui est d'Énergir<sup>238</sup>:

<sup>237</sup> C-ACIG-0087, p. 38

<sup>238</sup> C-ACIG-0087, p. 24

## **Régie Gaz Metro 2011 Decision**

[307] The table below shows the values the Régie has decided to authorize for each factor.

TABLE 4  
Authorized value for each factor

Factor	Bottom of range	Top of range	Booth 2021
Risk-free rate	3.91%	4.50%	<b>3.37%</b>
Market risk premium	5.50%	5.75%	<b>5.5-6.0%</b>
Beta of benchmark utility	0.50	0.60	<b>0.50-0.55</b>
Adjustment for Gaz Métro's risk level	0.25%	0.35%	<b>0</b>
Flotation costs	0.30%	0.40%	<b>0.50%</b>
<b>Subtotal 1: Result produced by CAPM</b>	<b>7.21%</b>	<b>8.70%</b>	<b>6.62-7.17%</b>
Adjustment for results of other models	0.25%	0.50%	<b>0.43% (OT)</b>
<b>Subtotal 2: Return on equity before adjustment for credit spreads</b>	<b>7.46%</b>	<b>9.20%</b>	<b>7.05-7.60%</b>
Adjustment for credit spreads	0.25%	0.40%	
<b>Total: Return on equity after adjustment for credit spreads</b>	<b>7.71%</b>	<b>9.60%</b>	<b>7.05 7.60%</b>

[308] Therefore, in view of all the above conclusions, the reasonable rate of return to be authorized for the Distributor is in the range of 7.71%-9.60%.

*Note Dr. Villadsen states my beta is 0.74, but that includes pipelines and is not my utility beta*



### **BOOTH: Québec gas utilities 2022**

348. Les demanderesse proposent au paragraphe 210 de leurs plaidoiries écrites un tableau résumant les positions des experts. Nous appelons à la prudence dans cette analyse de comparaison car les propositions de la Dre Villadsen sont pour 43% d'équité comparativement à 46% d'équité pour le Dr Booth.

### **G. CONCLUSIONS RECHERCHÉES PAR LES DEMANDERESSES ET RECOMMANDATIONS DE L'ACIG**

#### **i. Conclusions recherchées par les demanderesse**

349. Dans le cadre de leur demande amendée, le 10 juin 2022, les demanderesse demandent à la Régie non seulement de permettre un taux de rendement de 10% pour chacune d'entre elles mais elles demandent aussi que le tout soit effectif:
- Pour ce qui Énergir, pour une application à l'année tarifaire 2022 – 2023, débutant le 1<sup>er</sup> octobre 2022
  - Pour Gazifère, pour une application à l'année tarifaire 2023, débutant le 1<sup>er</sup> janvier 2023 et

- Pour Intragaz pour une application à la période tarifaire 2023 à 2032, débutant le 1<sup>er</sup> mai 2023<sup>239</sup>
350. Pour ce qui est d'Énergir, nous estimons que la conclusion devrait se limiter à faire approuver un taux de rendement uniquement (sans date spécifique de début de mise en application) puisqu'une autre formation est appelée à intégrer le taux de rendement qui sera décidé dans le présent dossier à même le dossier tarifaire soit celle du dossier R-4177-2021.
351. Si ce dossier n'est pas le forum approprié pour discuter des tarifs justes et raisonnables, les clients devraient pouvoir au moins soulever cet enjeu dans le dossier tarifaire sans faire face à un fait accompli.
352. D'ailleurs, dans la décision procédurale [D-2022-074](#) du dossier R-4177-2021, la Régie retenait comme sujets d'examen à ce dossier, la méthode choisie pour intégrer le futur taux de rendement à être rendu dans le dossier R-4156-2021, phase 2<sup>240</sup>.
353. À la lumière de ce qui précède, nous croyons que cette formation devrait déterminer uniquement les taux de rendement applicables aux demanderessees et les modifications à leurs structures de capital et que les formations chargées d'établir les prochains dossiers tarifaires devraient voir à appliquer ces taux de rendement déterminés à la lumière de la preuve qui sera fournie dans ces dossiers tarifaires.

## **ii. Les recommandations de l'ACIG**

354. À la lumière des recommandations de nos experts, nous formulons à la Régie les recommandations suivantes :
- De fixer le taux de rendement sur l'avoir ordinaire d'Énergir et d'Intragaz à 7.5%
  - De fixer le taux de rendement sur l'avoir ordinaire de Gazifère à 7.65%
  - De ne pas modifier la structure de capital des trois demanderessees
355. En ce qui a trait au risque d'affaires tel que présenté par les demanderessees via le rapport de la firme Aviseo et via le témoignage du Dr Brown, l'ACIG recommande à la Régie de ne pas retenir les risques présentés vu l'absence de preuve probante et d'analyses quantitatives à même de permettre une appréciation objective de l'évolution du risque d'affaires.
356. En accord avec les demanderessees, l'ACIG suggère à la Régie de revoir le taux de rendement et la structure de capital dans le cadre d'une nouvelle audience dans trois ans.

## **H. LA QUESTION DE LA CONFIDENTIALITÉ**

357. En lien avec le rapport d'expertise de la Dre Villadsen, les demanderessees ont demandé la confidentialité de plusieurs documents.

---

<sup>239</sup> B-0331, p. 7

<sup>240</sup> D-2022-074, p. 11, par. 43

358. Cela a suscité beaucoup de discussions et d'échanges avant que nos experts acceptent de signer l'engagement de confidentialité modifié, ces derniers jugeant que la portée de cet engagement était trop large et que les données en question ne constituaient pas à proprement parler d'informations confidentielles celles-ci pouvant être obtenues par toute personne qui en paie les droits.
359. La problématique, à nos yeux, étant donc que les données que l'on tentait de protéger n'étaient pas confidentielles en tant que tel (comme par exemple les rapports d'agence de notation de crédit) mais plutôt que l'on voulait s'assurer d'apporter un « traitement confidentiel » aux données vu l'existence d'ententes contractuelles avec certains fournisseurs de données et autres droits d'auteurs à respecter.
360. Nous tenons donc à sensibiliser la Régie sur le fait qu'un temps considérable a été requis sur cette question et qu'il y aurait lieu de trouver possiblement, pour l'avenir, une façon d'accorder un traitement particulier à ces informations sans que celles-ci aient à être qualifiées de « confidentielles ».
361. Ainsi, à ce sujet, nous nous en remettons à la Régie sur la qualification recherchée par les demandresses au niveau de la confidentialité des documents au soutien du rapport de la Dre Villadsen et des demandes de renseignements.

#### **I. LES FRAIS DE L'ACIG**

362. Nous tenons à mentionner à la Régie que suite à notre évaluation initiale du dossier, ce dossier s'est avéré beaucoup plus complexe que nous l'avions considéré, sans compter les différentes contestations qui sont survenues jusqu'à la tenue et lors de l'audience.
363. Ce dossier a soulevé des enjeux nouveaux comme celui du regroupement des demandresses, la question de la confidentialité des documents, l'analyse des risques d'affaires allégués sous l'angle de la transition énergétique et les changements climatiques, la preuve des demandresses par le biais uniquement de consultant externe et experts.
364. La gestion du dossier incluant les nombreuses contestations a requis beaucoup plus de temps qu'initialement considéré dont notamment la question de la confidentialité mentionnée plus haut, les demandes de renseignements et la contestation de certaines réponses obtenues, la contestation des tarifs de nos experts, le moment pour débattre de la qualification des experts, le débat sur la qualification du témoignage du Dr Hopkins à titre d'expert au dossier (qui a requis la préparation d'un voir-dire et d'un plan d'argumentation étoffé), la contestation quant à l'opportunité d'avoir un panel d'approvisionnement et de réglementation. À cela s'ajoute le travail de gestion et de coordination de la preuve des experts au dossier pour les intervenants en sus de la preuve usuelle de l'intervenante.
365. Aussi, bien qu'il y a eu collaboration et coordination entre les procureurs des intervenants, le travail de préparation de la preuve, de l'audience et lors de l'audience a été considérable (la production des expertises, les demandes de renseignements, le contre-interrogatoire des panels 1 et 3, d'Aviseo, du Dr Brown et de la Dre. Villadsen, les témoignages en chef des Drs Hopkins et Booth).



366. La préparation de la plaidoirie écrite a également requis un travail colossal et complexe en lien avec 7 journées d'audience qui pour certaines étaient naturellement très techniques.
367. Pour tous ces motifs, l'ACIG tient déjà à aviser la Régie qu'elle anticipe un dépassement substantiel par rapport au budget de participation présenté le 9 décembre 2021 (C-ACIG-0011).

Le tout respectueusement soumis.

Montréal, le 15 juillet 2022

*Gowling WLG (Canada) s.e.n.c.r.l., s.r.l.*

---

**GOWLING WLG, S.E.N.C.R.L., S.R.L.**

Procureurs de l'intervenante

**ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS  
INDUSTRIELS DE GAZ**