

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
District de Montréal

No. R-3867-2013 (PHASE 3B)

ÉNERGIR, S.E.C., société dûment constituée, ayant sa principale place d'affaires au 1717, rue du Havre, en les ville et district de Montréal, province de Québec,

(ci-après « Énergir »)

Phase 3 du Dossier générique sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire d'Énergir
Audiences du 9 au 13 avril 2018

ARGUMENTATION D'ÉNERGIR

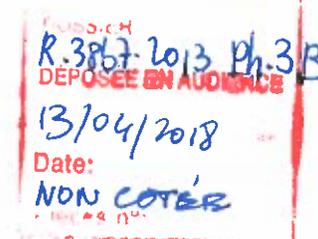


TABLE DES MATIÈRES

I.	CONTEXTE	3
II.	LA NOUVELLE MÉTHODE	4
III.	L'INDICE DE PROFITABILITÉ (IP)	5
A.	IP MINIMAL PAR PROJET	5
B.	IP MINIMAL DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT (PORTFOLIO)	6
IV.	PÉRIODE D'ÉVALUATION DES PROJETS (40 ANS)	7
V.	COÛTS DIRECTS VS COÛTS INDIRECTS	8
A.	COÛTS DIRECTS (PROJET PAR PROJET).....	8
i.	<i>Conduites, branchements et compteurs</i>	8
ii.	<i>Coûts marginaux de prestation de service de long terme</i>	9
iii.	<i>Coûts directs payés aux entrepreneurs</i>	9
B.	COÛTS INDIRECTS (AU PORTFOLIO).....	9
i.	<i>Frais généraux (entrepreneurs et corportatifs)</i>	9
C.	COÛTS DE RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION.....	10
VI.	PARCS INDUSTRIELS ET REPAVAGE (EXCEPTIONS).....	11
VII.	SUIVI	11
VIII.	MESURES DE MITIGATION.....	12
IX.	CCP AVANT ET APRÈS IMPÔT	13
A.	LA MÉTHODE DU CCP APRÈS IMPÔT EST CONFORME AUX DÉCISIONS DE LA RÉGIE.....	13
B.	LA MÉTHODE DU CCP APRÈS IMPÔT EST COHÉRENTE AVEC CELLE UTILISÉE PAR LES ENTITÉS RÉGLEMENTÉES SIMILAIRES À ÉNERGIR.....	14
C.	LA MÉTHODE DU CCP APRÈS IMPÔT EST CONFORME À LA PRATIQUE RECONNUE QUANT À L'ÉVALUATION DE PROJETS D'INVESTISSEMENT. 14	

LA DEMANDERESSE DÉCLARE RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

I. CONTEXTE

1. Le 29 avril 2016, Énergir a déposé devant la Régie de l'Énergie (la « **Régie** ») une *Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif à compter du 1^{er} octobre 2016 (R-3970-2016)*. Parmi les pièces déposées, une d'elles décrivait une « *méthodologie visant l'acceptation des projets d'extension avec expectative de rentabilité* » (« **Méthode SMA** » dans la preuve soumise pour l'examen de la Formation).
2. Le 17 octobre 2016, la Formation convoquait (A-0056) les participants au présent dossier à une conférence préparatoire afin de discuter de la « *convergence d'enjeux entre la détermination du coût marginal de prestation de services de long terme et la méthodologie visant l'acceptation de projets d'extension de réseau* » et de « *l'opportunité de traiter de ces deux sujets dans un seul forum* » (A-0057).
3. Le 8 novembre 2016, la Formation rendait la décision procédurale D-2016-169, créant la phase 3 du présent dossier et scindant celle-ci en deux sujets d'examen, dont le présent visant la Méthode SMA.
4. Le 20 janvier 2017, Énergir déposait une version modifiée de la Méthode SMA (B-0178) dans le présent dossier, conformément à l'ordonnance prescrite par la Régie dans sa décision D-2016-169 et demandait alors à la Régie « d'en prendre acte ».
5. À la suite de plusieurs demandes de renseignements (« **DDR** ») de la Régie et des intervenants, Énergir a retenu les services de la firme Black & Veatch notamment afin d'évaluer les meilleures pratiques dans l'industrie en matière d'évaluation de projets.
6. Le 28 juin 2017, Énergir amendait sa demande dans le présent dossier et déposait (B-0277), à des fins de présentation, une nouvelle méthodologie d'évaluation de la rentabilité et des critères d'acceptation des projets de développement de moins de 1,5 M\$ (« **Nouvelle Méthode** »), dont elle demandait à la Régie de « *prendre acte* ».
7. Le 6 avril 2018, la Régie a rendu la décision D-2018-040, laquelle prévoit les ordonnances suivantes :

ORDONNE à Énergir de présenter dans le cadre de chaque dossier tarifaire une demande d'autorisation, en vertu de l'article 73 de la Loi et conforme au Règlement, pour ses investissements inférieurs au seuil de 1,5 M\$;

SE DÉCLARE compétente pour approuver toute méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau d'Énergir.

II. LA NOUVELLE MÉTHODE

8. La méthode utilisée historiquement par Énergir pour évaluer la rentabilité de ses projets (« **Ancienne Méthode** ») était basée sur le taux de rendement interne (« **TRI** »), lequel devait être égal ou supérieur au coût en capital prospectif (« **CCP** »).
9. Dans le cadre de la Phase 3B, Énergir a retenu les services de la firme Black & Veatch notamment afin d'évaluer les meilleures pratiques dans l'industrie en matière d'évaluation de projets.
10. Au terme de son analyse, Black & Veatch a recommandé à Énergir d'utiliser une approche basée sur un indice de profitabilité (« **IP** »), lequel correspond au ratio entre la valeur actualisée des flux monétaires d'opération du projet et l'investissement initial dans le projet¹.
11. Selon cette approche, un projet dont l'IP est de 1 correspond à un projet dont le TRI est équivalent au CCP.
12. Cette Nouvelle Méthode présente de nombreux avantages par rapport à l'Ancienne Méthode utilisée par Énergir, dont notamment les avantages suivants :
 - a. S'arrime avec l'approche utilisée par les utilités gazières comparables au Canada (dont Fortis BC, Union Gas Limited et Enbridge Gas Distribution);
 - b. Plus systématique et simple d'application par rapport à l'Ancienne Méthode, laquelle devait être ajustée annuellement afin de tenir compte de la variation du CCP;
 - c. Parfaitement cohérente avec les principes économiques et de comptabilité qui sous-tendent l'évaluation de projet d'investissement;
 - d. Présente un raffinement additionnel, puisqu'elle permet d'attribuer les coûts pertinents au bon niveau (par projet ou globalement);
 - e. Permet de mitiger l'incertitude découlant de l'évaluation de projets;
 - f. Permet de maximiser autant l'accès au gaz naturel que des baisses tarifaires pour la clientèle existante;
 - g. Facilite le suivi des projets avec potentiel de densification.

¹ Pour le détail du calcul de l'IP, voir la réponse 2.1 d'Énergir à la DDR3 de l'ACIG (B-0282).

III. L'INDICE DE PROFITABILITÉ (IP)

13. Contrairement à l'Ancienne Méthode, la Nouvelle Méthode exige l'atteinte d'un double seuil, à savoir l'atteinte d'un IP minimal dans le calcul de la rentabilité de chaque projet ainsi que l'atteinte d'un IP minimal dans le calcul de la rentabilité du plan de développement global (portfolio).

A. IP MINIMAL PAR PROJET

14. Énergir souligne qu'en vertu de la Nouvelle Méthode, chaque projet doit individuellement respecter un indice de profitabilité qui lui est propre afin d'assurer sa rentabilité.

15. Ainsi, pour aller de l'avant ou non avec un projet, Énergir doit s'assurer que chaque projet permette:

- a. soit d'atteindre un IP de **1.0** (ce qui correspond à un projet dont le TRI est équivalent au CCP); ou
- b. soit d'atteindre un IP de **0.8** (ce qui correspond à un TRI d'environ 3,45 %²) lorsqu'il est raisonnable de croire que le potentiel de densification futur permettra l'atteinte d'un IP de 1.0.

16. Il est important de souligner que pour calculer l'IP de chaque projet, Énergir utilise uniquement les revenus engagés contractuellement, et non les revenus potentiels.

17. Tel que mentionné dans le rapport Black & Veatch³, cette façon de procéder est davantage conservatrice que celle utilisée par Fortis BC, Union Gas Limited et Enbridge Gas Distribution, puisque celles-ci incluent d'emblée les clients potentiels sur un horizon de 5 ou 10 ans pour atteindre un IP de 0.8.

18. Ainsi, lorsqu'un projet atteint un IP de 1.0, cela signifie que les revenus engagés contractuellement permettent déjà à eux seuls d'assurer la rentabilité du projet.

19. Dans le cas des projets qui atteignent un IP de 0.8, Énergir a mis en place un processus de gouvernance systématique et rigoureux qui encadre chacune des étapes menant à la concrétisation des projets de développement afin de permettre l'atteinte d'un IP de 1.0. Ce processus de gouvernance est décrit en détail à l'annexe Q-18.1 du document Gaz Métro-9, Document 9 (B-0281).

² Voir la pièce Gaz Métro-9, Document 22.

³ Voir la section 3.5.3 du Rapport Black & Veatch, pièce Gaz Métro-7, Document 5.

20. Enfin, dans la mesure où l'IP d'un projet est inférieur à 1.0 (sans potentiel de densification) ou inférieur à 0.8 (avec potentiel de densification), Énergir pourra exiger une contribution du client afin d'atteindre le IP minimal requis.

B. IP MINIMAL DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT (PORTFOLIO)

21. En plus de l'atteinte d'un IP pour chaque projet, la Nouvelle Méthode prévoit également que la rentabilité du plan de développement dans son ensemble (portfolio) doit rencontrer un IP minimal de 1.1.
22. Ainsi, la somme des investissements des projets de développement, des frais généraux corporatifs, des frais généraux entrepreneur, des coûts de renforcement en distribution, ainsi que des investissements pour les cas d'exception doit permettre minimalement d'atteindre un IP de 1.1.
23. L'utilisation d'un IP de 1.1 plutôt qu'un IP de 1.0 constitue une mesure de mitigation additionnelle mise en place par Énergir afin de s'assurer de la rentabilité globale de ses projets de développement.
24. Il est à noter qu'un IP de 1.1 est conforme avec l'approche utilisée par les utilités gazières comparables au Canada⁴.
25. À cet égard, l'expert d'OC a reconnu en contre-interrogatoire qu'à sa connaissance, aucune autre utilité comparable à Énergir n'utilise un IP supérieur à 1.1 au niveau de la rentabilité du portfolio⁵.
26. Il est à noter que l'atteinte d'un IP de 1.1 au niveau du plan de développement ne constitue pas une cible, mais bien un seuil minimal à respecter. À cet égard, Énergir compte poursuivre la fixation annuelle d'objectifs de rentabilité supérieurs à ce seuil minimal de manière à accentuer la pression à la baisse sur les tarifs de distribution⁶, et ce, au bénéfice de la clientèle.

⁴ Rapport Black & Veatch, pièce Gaz Métro-7, Document 5, pages 39 à 68.

⁵ Notes sténographiques du 11 avril 2018 (R-3867-2013 Phase 3B), pages 176-177.

⁶ Voir les réponses aux questions 1.3, 1.4 et 1.12 de la DDR no 9 de la Régie (B-0253, Gaz Métro-9, Document 1).

IV. PÉRIODE D'ÉVALUATION DES PROJETS (40 ANS)

27. Dans son rapport, Black & Veatch recommande l'utilisation d'une période d'évaluation sur 40 ans, laquelle correspond à celle utilisée historiquement par Énergir. Tel qu'indiqué par Black & Veatch, l'utilisation d'une période d'évaluation sur 40 ans est la plus commune des utilités comparables.
28. La période d'analyse de 40 ans des projets représente la moyenne pondérée de la durée de vie des investissements en actif du plan de développement (incluant les compteurs).
29. Énergir est confiante que la très grande majorité des branchements au gaz naturel vont continuer d'être utilisés pour une durée d'au moins 40 ans. La position concurrentielle actuelle du gaz naturel vis-à-vis de l'électricité et du mazout notamment, facteur important dans le choix d'une source d'énergie, ainsi que l'évolution présumée de cette position concurrentielle dans les prochaines années, sur tous les marchés, laissent présager l'avantage du gaz naturel.
30. De surcroît, le contexte des changements climatiques et la volonté gouvernementale de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») ne remettent pas en question l'horizon de 40 ans utilisé habituellement pour les analyses économiques. En effet, il est important de noter que le gaz naturel peut contribuer à un développement économique durable. Pour atteindre les cibles de réduction d'émission de GES fixées à l'échelle provinciale et fédérale et développer des solutions énergétiques durables, les deux paliers de gouvernement ont mis en place des mesures qui prévoient un recours important au gaz naturel.
31. En plus de ce qui précède, il est à noter que l'ensemble des intervenants et des experts au dossier ont reconnu que l'utilisation d'une période d'analyse de 40 ans était appropriée.
32. Enfin, les experts d'Énergir et d'OC ont indiqué que le fait de réduire la durée de 40 ans ne constitue pas un moyen adéquat de mitiger les risques découlant de l'évaluation de projets. À cet égard, Énergir soumet à nouveau avoir mis en place plusieurs mesures qui permettent de mitiger de tels risques.

V. COÛTS DIRECTS VS COÛTS INDIRECTS

33. Dans l'application de la Nouvelle Méthode, il est primordial d'attribuer les coûts pertinents au bon niveau afin d'assurer un traitement équitable des nouveaux clients tout en maximisant les baisses tarifaires pour la clientèle existante.
34. Black & Veatch indique que le calcul de la rentabilité d'un projet doit uniquement considérer les **coûts incrémentaux directs**, à savoir les coûts qui varient en fonction de la décision de réaliser ou non le projet en question.
35. Les **coûts de développement indirects (fixes)** sont quant à eux les coûts qui ne peuvent pas être directement attribués à un nouveau client, mais qui sont communs pour tous les nouveaux projets puisqu'ils soutiennent les activités de raccordement des nouveaux clients d'Énergir (ex : frais généraux corporatifs et entrepreneurs). Ces coûts indirects/fixes doivent ainsi uniquement être considérés au niveau du portefeuille.
36. L'inclusion de coûts indirects/fixes dans le calcul de la rentabilité de chaque projet individuel a pour effet d'empêcher la concrétisation de projets qui ont une marge sur coût variable positive et qui induisent des baisses tarifaires pour l'ensemble de la clientèle.

A. COÛTS DIRECTS (PROJET PAR PROJET)

i. Conduites, branchements et compteurs

37. L'ensemble des experts s'entendent à l'effet que les coûts de conduites, de branchements et de compteurs sont des coûts directs qui doivent être inclus dans l'évaluation de la rentabilité de chaque projet.
38. Tel que précédemment mentionné en réponse à une demande de renseignement (« DDR »)⁷, Énergir utilise pour ces actifs des périodes d'amortissement basées sur un « pool » d'actifs. De cette façon, les périodes d'amortissement sont différentes de la durée de vie utile des actifs. La durée de vie utile moyenne pondérée des actifs est d'ailleurs tout à fait cohérente avec une période d'évaluation des projets de 40 ans.
39. Conséquemment, le modèle d'évaluation de la rentabilité ne prévoit pas de réinvestissement pour les actifs dont la période d'amortissement est inférieure à 40 ans (dont les compteurs).

⁷ Voir la la réponse à la question 2.4 de la DDR no 9 de la Régie (B-0253, Gaz Métro-9, Document 1).

40. Il est aussi important de noter que parmi les utilités gazières comparables interrogées par Black & Veatch, aucune utilité n'inclut de réinvestissement au moment d'établir les coûts de capital du projet⁸.

ii. Coûts marginaux de prestation de service de long terme

41. Aucune différence n'existe entre l'Ancienne Méthode et la Nouvelle Méthode quant à l'inclusion de ce coût d'opération dans l'évaluation de la rentabilité des projets.

42. Les coûts marginaux de prestation de service de long terme à considérer dans l'analyse de rentabilité ont d'ailleurs été traités dans la phase 3A du présent dossier.

43. À cet égard, Énergir souligne que dans le cadre de la décision D-2018-009 rendue le 31 janvier 2018, la Régie a confirmé que les coûts de marketing et autres frais d'administration associés aux nouveaux clients ont été traités dans le cadre de la Phase 3A et qu'il n'y a pas lieu d'en traiter de nouveau⁹.

iii. Coûts directs payés aux entrepreneurs

44. Les coûts directs payés aux entrepreneurs pour la réalisation de chaque projet sont des coûts directs qui doivent être inclus dans le calcul de la rentabilité de chaque projet.

B. COÛTS INDIRECTS (AU PORTFOLIO)

i. Frais généraux (entrepreneurs et corporatifs)

45. Selon Black & Veatch, les frais généraux corporatifs et frais généraux entrepreneurs sont des coûts de développement indirects. Étant donné que ces coûts sont relativement fixes pour un certain intervalle de projets autorisés annuellement, engagés sur une base annuelle et ne varient pas directement en fonction du nombre de nouveaux clients ou de nouveaux projets, ils doivent être considérés au niveau de la rentabilité globale du plan de développement.

46. En ce qui a trait aux frais généraux entrepreneurs, le contrat général de chaque entrepreneur prévoit spécifiquement que ces coûts sont fixes et ne varient pas en fonction du nombre de projets effectués.

47. Par ailleurs, aucune preuve n'a été produite au dossier à l'effet que de tels frais généraux constituent des coûts directs qui varient en fonction du nombre de projets effectués.

⁸ Voir la section 3.5.5 du rapport de Black & Veatch, pièce Gaz Métro-7, Document 5.

⁹ Voir les paragraphes 32 et 33 de la décision D-2018-009.

48. L'expert d'OC ainsi que l'analyste de l'ACIG ont d'ailleurs également reconnu dans leur témoignages¹⁰ que les frais généraux entrepreneurs et corporatifs sont des coûts indirects qui doivent être pris en compte au niveau du portfolio.
49. Enfin, Énergir précise que les frais généraux qui pourraient découler de projets de plus de 1,5 M\$ (et qui ne sont donc pas inclus dans les contrats généraux des entrepreneurs d'Énergir) seront quant à eux considérés comme des coûts directs et seront inclus dans le calcul de la rentabilité de chaque projet individuellement.

C. COÛTS DE RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

50. Les investissements en renforcement du réseau de distribution visent à accroître la capacité et la flexibilité opérationnelles du réseau de distribution. Un renforcement du réseau de distribution peut être requis pour desservir de nouveaux clients, de futurs clients potentiels ou des clients actuels désirant ajouter du volume à leur consommation existante.
51. Pour cette raison, Black & Veatch recommande que les coûts de renforcement soient pris en compte dans la rentabilité globale du plan de développement et non projet par projet.
52. L'expert d'OC a d'ailleurs également reconnu lors de son témoignage¹¹ que les coûts de renforcement sont des coûts qui doivent être pris en compte au niveau du portfolio.
53. Les experts Marcus et Chernick suggèrent d'estimer les coûts de renforcement en utilisant une allocation de type \$/m³. Or, une telle méthode nécessite soit une estimation prospective difficilement réalisable, soit une évaluation basée sur un historique, lequel n'est pas nécessairement représentatif pour le futur.
54. Selon Énergir, il est préférable d'évaluer les projets de renforcement au fur et à mesure que ceux-ci se présentent et d'alors en évaluer la pertinence en fonction de la demande réelle et des besoins de fiabilité et de sécurité du réseau.

¹⁰ Notes sténographiques du 11 avril 2018 (R-3867-2013 Phase 3B), page 174.

¹¹ Notes sténographiques du 11 avril 2018 (R-3867-2013 Phase 3B), page 175.

VI. PARCS INDUSTRIELS ET REPAVAGE (EXCEPTIONS)

55. Lors de chaque cause tarifaire, Énergir mettra en place un budget d'environ 1,5 M\$ qui sera accessible afin d'atteindre un IP de 0,8 pour les projets de parc industriel et de repavage routier qui ont une expectative de densification future.
56. Le budget sera établi en fonction d'une estimation des besoins qui seront basés notamment sur l'historique et sur les informations prospectives disponibles.
57. L'établissement du budget, qui constitue une mesure de gouvernance interne, devra aussi s'assurer que le plan de développement global atteint un indice de profitabilité supérieur ou égal à 1.1.

VII. SUIVI

58. Énergir propose d'ajouter l'analyse de la rentabilité *a posteriori* six ans plus tard pour chacune des deux catégories de projets distinctes :
 - a. Les projets de développement dont l'IP se situe sous un IP de 1;
 - b. Les projets de parc industriel et de repavage routier.
59. Avec les suivis spécifiques supplémentaires, Énergir pourra mesurer la densification de ses projets et apporter des ajustements au besoin.

VIII. MESURES DE MITIGATION

60. La Nouvelle Méthode d'Énergir prévoit plusieurs mesures permettant de mitiger les risques associés à l'évaluation de la rentabilité de projets :
- a. Énergir prend uniquement en compte les revenus des clients qui se sont engagés contractuellement lors de l'évaluation de la rentabilité d'un projet. De cette façon, l'analyse de rentabilité du projet est plus systématique puisqu'elle est effectuée en excluant les clients potentiels.
 - b. Dans le cas des projets qui atteignent un IP de 0.8, Énergir a mis en place un processus de gouvernance systématique et rigoureux qui encadre chacune des étapes menant à la concrétisation des projets de développement afin de permettre l'atteinte d'un IP de 1.0.
 - c. En plus de l'atteinte d'un IP pour chaque projet, la Nouvelle Méthode prévoit également que la rentabilité du plan de développement dans son ensemble (portfolio) doit rencontrer un IP minimal de 1.1.
 - d. Contrairement aux utilités gazières comparables recensées dans le rapport de Black & Veatch, Énergir prévoit également, dans la rentabilité globale du plan de développement, qu'une proportion de projets est annulée, que certains compteurs ne sont jamais ouverts et que d'autres compteurs ne consomment pas continuellement sur 40 ans¹².
 - e. Énergir bonifiera son analyse de la rentabilité *a posteriori* qui est déposée au rapport annuel. Plus précisément, Énergir ajoutera l'analyse de la rentabilité *a posteriori* six ans plus tard pour les projets de développement dont l'IP se situe entre 0,8 et 1, ainsi que les projets de parc industriel et de repavage routier. Ainsi, Énergir pourra mesurer la densification de l'ensemble de ces projets et apporter des ajustements au besoin.

¹² Voir les pièces B-0146, Gaz Métro-3, Document 2 et B-0217, Gaz Métro-3, Document 6 du dossier R-3970-2016.

IX. CCP AVANT ET APRÈS IMPÔT

61. Pour les raisons énumérées ci-après, Énergir soumet que la rentabilité des projets d'investissement doit être évaluée de la manière suivante :
- a. le taux de rendement interne (TRI) généré par le projet doit être comparé avec le coût en capital prospectif (CCP) après impôt; et
 - b. le flux monétaire du projet utilisé dans le calcul du TRI ne doit pas intégrer l'économie d'impôt relative aux intérêts de la dette (frais financiers).

A. LA MÉTHODE DU CCP APRÈS IMPÔT EST CONFORME AUX DÉCISIONS DE LA RÉGIE

62. Dans la décision D-97-25, la Régie a clairement indiqué qu'elle autorisait « l'utilisation d'un coût en capital prospectif après impôt dans l'évaluation des projets ».
63. Dans la décision D-2014-204 impliquant Gazifère, la Régie a de nouveau été amenée à discuter du traitement de l'impôt dans le calcul du CCP. La Régie a alors indiqué que la méthode la « plus simple » est d'utiliser le CCP après impôt et de le comparer au TRI généré par le projet en n'intégrant pas la notion d'économie d'impôt reliée aux frais financiers dans le flux monétaire (le tout conformément à la décision D-97-25) :

[147] En ce qui a trait au traitement de l'impôt dans le calcul du coût en capital prospectif, la Régie considère nécessaire de distinguer certains éléments quant au taux utilisé, afin d'évaluer la rentabilité d'un projet.

[148] Aux fins d'évaluation de la rentabilité d'un projet, il faut comparer le TRI généré par le projet avec le coût en capital prospectif après impôt, si le flux monétaire utilisé dans le calcul du TRI n'intègre pas la notion d'économie d'impôt reliée aux frais financiers. Si le flux monétaire utilisé dans le calcul du TRI intègre la notion d'économie d'impôt reliée aux frais financiers, alors l'utilisation du coût en capital prospectif avant impôt doit être utilisée.

[149] La Régie est d'avis qu'il est plus simple d'utiliser le coût en capital prospectif après impôt et ainsi comparer le TRI généré par le projet en n'intégrant pas la notion d'économie d'impôt reliée aux frais financiers dans le flux monétaire.

64. Énergir reconnaît que l'utilisation du CCP « après impôt » comme seuil de rentabilité n'a pas été appliquée pendant de nombreuses années en dépit de la décision D-97-25 et de la logique financière. Énergir a cependant rectifié la situation dans les récents projets d'investissement déposés à la Régie¹³. De plus, Énergir présentera à la Régie, dès la

¹³ Voir notamment les projets d'extension de réseau dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan (R-4020-2017), à Saint-Marc-des-Carières (R-4021-2017) et à Laval (R-4033-2018).

Cause tarifaire 2018-2019 à être déposée à la fin avril 2018, une pièce qui présentera le CCP après impôt tel que le fait Gazifère (R-4003-2017, B-0259).

B. LA MÉTHODE DU CCP APRÈS IMPÔT EST COHÉRENTE AVEC CELLE UTILISÉE PAR LES ENTITÉS RÉGLEMENTÉES SIMILAIRES À ÉNERGIR

65. Le CCP après impôt est également utilisé par plusieurs entités similaires à Énergir pour évaluer la rentabilité de leurs projets d'investissement, dont notamment Gazifère¹⁴, Union Gas Limited¹⁵ et FortisBC¹⁶.

66. Par souci de cohérence avec les autres entreprises réglementées, Énergir soumet qu'il y aurait ainsi lieu de maintenir l'utilisation du CCP après impôt pour l'évaluation de ses projets d'investissement.

C. LA MÉTHODE DU CCP APRÈS IMPÔT EST CONFORME À LA PRATIQUE RECONNUE QUANT À L'ÉVALUATION DE PROJETS D'INVESTISSEMENT

67. L'approche financière reconnue d'évaluation de projet consiste à évaluer le taux de rendement interne généré du projet à partir d'un flux monétaire considéré « sans dette » et de le comparer au coût moyen pondéré du capital après impôt. Ainsi, en évaluation de projet, tous les projets qui offrent à l'entreprise un taux de rendement interne supérieur au taux exigé par l'ensemble de ses bailleurs de fonds (coût moyen pondéré du capital après impôt de l'entreprise) font augmenter la valeur de l'entreprise et devraient donc être acceptés par cette dernière.

68. Au contraire, l'intégration dans le flux monétaire du projet de l'économie d'impôt relative aux intérêts de la dette du Projet et la comparaison du TRI qui en résulte avec le CCP avant impôt n'est pas une méthode usuelle reconnue d'évaluation de projet. Elle exige qu'une série de conditions soit remplie, dont plusieurs ne sont généralement pas rencontrées dans l'évaluation de projet, pour pouvoir considérer cette approche comme interchangeable avec l'approche classique présentée par Énergir (flux monétaire sans économie d'impôt et comparaison du TRI avec le CCP après impôt).¹⁷

¹⁴ D-2014-204, pages 37 à 41.

¹⁵ E.B.O. 188, page 14.

¹⁶ FortisBC Energy Inc. (FEI) 2015 System Extension Application, page 21.

¹⁷ Voir les références fournies en réponse à la DDR 2 de la Régie (B-0022, Énergir-2, Document 2) dans le cadre du dossier R-4021-2017.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Montréal, le 13 avril 2018



M^e Philip Thibodeau
Procureur d'Énergir
1717, rue du Havre
Montréal (Québec) H2K 2X3
téléphone : (514) 598-3850
télécopieur : (514) 598-3839
adresse courriel pour ce dossier :
dossiers.reglementaires@energir.com