

R-3842-2013

Demande d'approbation du taux de rendement
des capitaux propres et du mécanisme de
traitement des écarts de rendement

Mémoire de l'ACEF de l'Outaouais

Préparé par
Louis Renault Rozéfort

15 octobre 2013

Table des matières

1. Introduction.....	3
2. <i>Définition de risque</i>	3
3. <i>Catégories de risque pour une entreprise à tarifs réglementés</i>	4
4. <i>Profil de risques du Transporteur</i>	4
4.1 Position de l'ACEFO	6
4.1.1 Sur le risque réglementaire	6
4.1.2 Sur le risque d'affaires.....	7
5. <i>Profils de risque du Distributeur</i>	10
5.1 Position de l'ACEFO	12
5.1.1 Sur le risque réglementaire	12
5.1.2 Sur le risque d'affaires.....	13
6. <i>Conclusions</i>	22

1. Introduction

Le dossier R-3842-2013 constitue une demande conjointe d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») et d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») afin d'obtenir l'approbation du taux de rendement de leurs capitaux propres ainsi que celle d'un mécanisme de traitement des écarts de rendement.

La détermination d'un taux de rendement juste et raisonnable relève de l'application de modèles financiers et fera l'objet d'une preuve d'expert.

Dans le présent dossier, l'ACEFO examine les profils de risques tant du Transporteur que du Distributeur, afin de déterminer si, depuis la détermination des taux de rendement raisonnables pour le Transporteur et le Distributeur pour les années 2001 et 2004 respectivement¹, les profils de risque ont changé et, s'ils ont changé, dans quelle mesure.

2. Définition de risque

Dans le dossier générique sur le coût en capital devant la *British Columbia Utilities Commission*,² deux experts ont proposé les définitions suivantes du risque:

Dr. Booth:

*« The probability of incurring harm, which in a financial sense means losing money. »*³

Ms. McShane:

*« Probability that the utility's future returns (including the return on and of capital) will fall short of returns that investors expect and require. »*⁴

¹ Décisions D-2002-95, dossier R-3401-98 et D-2003-93, dossier R-3492-2002.

² http://www.bcuc.com/Documents/Proceedings/2013/DOC_34699_BCUC-GCOC-Stage1DecisionWEB.pdf

³ Decision G-75-13, In the Matter of British Columbia Utilities Commission Generic Cost of Capital Proceeding (Stage 1), May 10, 2013, page 24.

⁴ *Ibid.*

3. Catégories de risque pour une entreprise à tarifs réglementés

Les catégories de risque identifiées par le Transporteur et le Distributeur sont généralement acceptées en réglementation.⁵

Pour une entreprise exerçant des activités à tarifs réglementés, le risque se subdivise en trois catégories : le risque d'affaires, le risque réglementaire et le risque financier.

Le risque d'affaires, pour une entreprise qui détermine ses revenus requis sur la base d'une année témoin projetée, correspond essentiellement aux risques associés à la variabilité des revenus et des coûts découlant de la nature de ses opérations, de sa structure de coûts et de l'évolution de son marché.

Le risque réglementaire découle des incertitudes sur les décisions de l'organisme de réglementation économique en matière de fixation des tarifs et d'autorisation d'investissements qui peuvent avoir une incidence sur la récupération des coûts et le rendement des capitaux propres. Le risque réglementaire est une composante du risque d'affaires.

Les risques financiers existent dans la mesure où la variabilité des résultats financiers d'une entreprise est exacerbée par la présence de charges associées au service de la dette. Le risque financier est proportionnel à l'importance relative du financement par la dette dans le financement total.

Dans le présent mémoire, l'analyse effectuée porte sur les risques réglementaires et les risques d'affaires du Transporteur et du Distributeur, respectivement.

4. Profil de risques du Transporteur

Selon le Transporteur⁶, son risque d'affaires résulte essentiellement d'événements fortuits qui auraient un impact à la hausse sur ses coûts au cours d'une année tarifaire. En dépit de la nature relativement fixe de ses coûts, le Transporteur indique qu'à l'intérieur de la période pour laquelle ses revenus requis projetés ont été établis, il demeure assujéti à une variabilité de certains

⁵ B-0004, HQTD-1, document 1, page 12.

⁶ B-0004, HQTD-1, document 1, pages 13 et 14.

coûts pouvant entraîner des impacts défavorables notables sur sa performance financière.

De l'avis du Transporteur, l'étendue de son réseau, son degré d'automatisme et sa complexité sont de nature à favoriser l'occurrence d'événements fortuits.

Le réseau de transport est de plus en plus tributaire d'un vaste réseau de télécommunications. Les impacts défavorables d'une défaillance du réseau de télécommunications pourraient être plus élevés en raison d'une dépendance accrue du réseau de transport au réseau de télécommunications. Le Transporteur souligne que les probabilités d'une défaillance majeure du réseau de télécommunications sont situées à l'intérieur d'une marge acceptable en raison des mesures d'atténuation existantes et futures.⁷

La grande distance entre la production et les charges implique le recours à plusieurs paliers de conversion de tension, un plus grand nombre d'équipements et des conditions d'exploitation et de maintenance exigeantes. Ces caractéristiques exercent une pression élevée sur les probabilités de bris et de défaillances, dont les conséquences peuvent notamment être aggravées en raison de la pointe hivernale et le taux élevé d'utilisation du réseau.

Les conditions d'exploitation et de maintenance exigeantes auxquelles fait référence le Transporteur renvoient aux événements liés au climat tels que les inondations, la neige, le verglas et les vents.

La hausse de l'âge moyen des infrastructures du Transporteur génère, selon ce dernier, un risque accru de défaillance en dépit d'un ambitieux programme d'investissements en pérennité et une stratégie de maintenance ciblée. Les probabilités d'une sous-estimation de la prévision des coûts de maintenance ou de retraits d'actifs sont ainsi accrues.

En plus d'un ambitieux programme d'investissement en pérennité, le Transporteur prévoit effectuer des investissements en croissance significatifs au cours de la prochaine décennie.

Le Transporteur indique qu'il ne possède aucun mécanisme réglementaire de protection à l'égard de coûts exceptionnels imprévisibles qu'il pourrait encourir à la suite d'événements climatiques extrêmes ou à la suite d'une défaillance majeure du réseau de télécommunication.

⁷ B-0004, HQTD-1, document 1, page 14.

Les risques auxquels le Transporteur estime être exposé sont semblables à ceux présentés dans le dossier R-3401-98.

4.1 Position de l'ACEFO

Selon l'ACEFO et tel qu'explicité ci-dessous, les risques réglementaires et les risques d'affaires du Transporteur ont diminué depuis le dossier R-3401-98. Aucune augmentation à court terme de ces risques n'est prévue.

4.1.1 Sur le risque réglementaire

Lors de l'examen du dossier R-3401-98, l'expert d'Hydro-Québec mentionnait qu'un investisseur devrait percevoir un risque réglementaire pour l'activité transport d'Hydro-Québec plus élevé que pour la moyenne des entreprises réglementées, principalement à cause du caractère récent du cadre réglementaire appliqué à l'électricité au Québec, du fait que la Régie de l'énergie n'a pas encore eu l'occasion d'étudier un dossier tarifaire en vertu du chapitre IV de la Loi et la complexité des dossiers présentés à la Régie par Hydro-Québec.⁸

Dans le présent dossier, le Transporteur ne s'est pas spécifiquement prononcé sur le risque réglementaire.

L'ACEFO est d'avis qu'au cours des quinze années ayant suivi l'ouverture du dossier R-3401-98, le cadre réglementaire s'est précisé et le risque appréhendé ne s'est pas matérialisé. La preuve de HQDT montre que de 2007 à 2012, HQT a été en mesure de réaliser un rendement supérieur au rendement autorisé, exception faite de l'année 2007.⁹

Ainsi, il appert que le risque réglementaire a diminué, notamment en considérant le fait que le Transporteur a pu, non seulement rencontrer le rendement autorisé, mais encore, l'excéder; exception faite de l'année 2007.

Le Transporteur indique qu'il ne possède aucun mécanisme réglementaire de protection à l'égard de coûts exceptionnels imprévisibles qu'il pourrait encourir à la suite d'événements climatiques extrêmes ou à la suite d'une défaillance majeure du réseau de télécommunications.¹⁰

⁸ Décision D-2002-95, R-3401-98, page 137.

⁹ B-0020, HQDT-3 document 1, page 36, tableau R-15.3B.

¹⁰ B-0004, HQDT-1, document 1, page 14.

De l'avis de l'ACEFO, l'absence d'un tel mécanisme ne saurait être assimilée à un risque réglementaire. Dans une telle éventualité, étant donné l'importance d'Hydro-Québec dans l'économie du Québec et compte tenu de l'importance de l'existence d'un réseau électrique fiable dans les choix de localisation des entreprises, nous présumons que les autorités compétentes prendraient toutes les mesures de mitigation requises. L'expérience du verglas le démontre.

4.1.2 Sur le risque d'affaires

La preuve présentée dans le présent dossier reprend essentiellement les éléments déjà considérés dans le dossier R-3401-98.

Dans le dossier R-3401-98, la Régie statuait que les risques d'affaires reliés aux revenus de la charge locale du Transporteur sont mineurs. De plus, la Régie ne croyait pas qu'il y avait de grands risques associés à plusieurs postes majeurs de dépenses, tels les intérêts sur la dette à long terme et l'amortissement. La Régie considérait qu'il y avait des risques élevés associés aux revenus du service de point à point.¹¹

Dans le présent dossier, le Transporteur indique :

« Le Transporteur n'encourt toutefois pas de risques associés aux revenus puisque les revenus du service de transport pour alimenter la charge locale sont fixes et la variabilité des revenus du service de transport de point à point est couverte par un compte d'écarts. »¹² (nos soulignés)

La conclusion logique, du moins en ce qui à trait à cet aspect, est que le risque a disparu.

Quant à la variabilité des coûts, la capacité du Transporteur à réaliser le rendement autorisé, voire à l'excéder, porte à conclure à un risque très faible sinon inexistant. En outre, la variabilité des coûts, dans un régime de coût de service a un impact limité à l'année tarifaire.

En ce qui a trait au risque d'affaires découlant des transformations subies par le réseau depuis le dossier R-3401-98, l'ACEFO considère que l'étendue

¹¹ Décision D-2002-95, R-3401-98, pages 141 et suivante.

¹² B-0004, HQTD-1, document 1, page 13.

géographique du réseau et les conditions climatiques propres au Québec ont peu changé et qu'elles ne font pas augmenter le niveau de risque.

L'ajout d'équipements au réseau diminue les risques de défaillance. Ces équipements sont généralement plus avancés du point de vue technologique. L'expertise des employés s'élargit. Il ne faut pas négliger la compréhension approfondie des équipements que le Transporteur acquiert par l'entremise de sa stratégie de gestion des actifs.

Nous reproduisons, au Tableau 1, l'évolution du nombre de postes et de miles de lignes pour les années 2001, 2004 et 2012.

L'année 2001 est assez proche des données retrouvées au dossier R-3401-98; l'année 2004 marque un tournant après la panne du 14 août 2003; l'année 2012 est la dernière année pour laquelle les résultats réels sont disponibles.

Au Tableau 2 sont présentés, pour ces mêmes années, les investissements du Transporteur.

Les investissements à l'horizon 2023 sont présentés au dossier R-3823-2013 à la pièce C-0036, HQT-9, document 1. Les investissements en maintien des actifs et amélioration de la qualité et ceux liés à la croissance de la charge locale sont de :

1 407,4; 1 076,8 et 1 684,1(M\$) pour respectivement 2013, 2014 et 2015.

Tableau 1

Évolution du nombre de postes et miles de lignes

	2001	2004	2012
Postes (nb)	504	506	516
Lignes (miles)	20 055	20 191	21 071

Source : Rapport 18-K mentionné dans la liste des publications d'Hydro-Québec dans le cadre des Rapports annuels déposés à la Régie.

Tableau 2

Investissements

	2001	2004	2012
Investissements (M\$)	354	733	1 423

Source : Rapport 18-K mentionné dans la liste des publications d'Hydro-Québec dans le cadre des Rapports annuels déposés à la Régie.

Les investissements du Transporteur en pérennité montrent un accroissement à compter de 2004. Ces investissements découlent, en partie, du resserrement des normes de fiabilité à la suite de la panne du 14 août 2003.

Dans son *Statement on the 2003 Blackout 10th Anniversary*, le *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) constate :

« Since then, the electricity industry has made significant progress in improving reliability...

The industry has made significant progress in vegetation management, protection system relay loadability, increased emphasis on situational awareness, enhanced operator training, new and improved situational awareness tool and technology and better information-sharing between systems.

Industry has learned much over the last ten years by using a systematic, risk-based approach to analyzing how the grid performs. The industry and stakeholders are focused on constant improvement to bulk power system reliability. NERC's 2013 State of Reliability report found the overall health of the grid is currently adequate and identified several areas for continued attention. »¹³ (nos soulignés)

¹³ <http://www.nerc.com/news/Pages/Statement-on-the-2003-Blackout-10th-Anniversary.aspx>

Cette évaluation de la NERC rejoint celle du Transporteur lorsqu'il indique, dans cet extrait du rapport annuel au 31 décembre 2012 d'Hydro-Québec déposé auprès de la *Securities and Exchange Commission* :

« Several factors, such as extreme weather and equipment failure, may cause service interruptions or result in the unavailability of part of the transmission system. The multifaceted strategy adopted by Hydro-Québec TransÉnergie to prevent these problems includes implementing the standards of the North American Electric Reliability Corporation and the Northeast Power Coordinating Council, as well as measures to maintain and improve transmission facilities and extend their useful life. »

En conséquence, l'ACEFO est d'avis que le risque d'affaires du Transporteur a décliné depuis le dossier R-3408-98. Les perspectives à moyen et long terme, à la lumière des investissements futurs, ne laissent pas anticiper une détérioration du risque d'affaires.

« Le Transporteur prévoit également effectuer des investissements en croissance significatifs au cours de la prochaine décennie. Le budget des investissements prévus connaît donc une importante hausse comparativement à la décennie précédente, ce qui entraînera une pression accrue sur les flux de trésorerie. »¹⁴

Tant les investissements en pérennité que ceux en croissance contribuent à relever la fiabilité du réseau de transport et, par voie de conséquence, à abaisser le risque.

En conséquence, l'ACEFO conclut que le risque réglementaire et le risque d'affaires du Transporteur ont diminué depuis le dossier R-3401-98. Aucune augmentation à court terme de ces risques n'est prévue.

5. Profils de risque du Distributeur

Selon les informations déposées au dossier, le risque d'affaires du Distributeur prend plusieurs formes. Il est notamment associé à la prévision de la demande et

¹⁴ B-0004, HQTD-1, document 1, page 14.

à la gestion des approvisionnements, aux caractéristiques du réseau de distribution et aux mauvaises créances.¹⁵

Les ventes, selon le Distributeur, sont soumises à de grandes fluctuations. Ces fluctuations ne sont pas tributaires des conditions climatiques grâce à la présence d'un compte d'écarts pour les conditions climatiques. Elles découlent de la sensibilité des ventes aux conditions économiques étant donné que le Distributeur tire une part importante de ses revenus des clients industriels qui sont vulnérables à la situation économique internationale et aux événements de force majeure.

Le Distributeur fait, selon lui, face à un risque de marché compte tenu, notamment, des prix du gaz naturel qui sont devenus plus concurrentiels par rapport à ceux de l'électricité.

Le Distributeur doit composer avec les incertitudes (possibilités de contestations, délais de réalisation) des contrats post-patrimoniaux qui prennent de plus en plus d'importance avec les années.

Le Distributeur doit également composer avec les risques associés à l'étendue de son réseau. Ce réseau doit, de plus, être exploité et entretenu dans des conditions climatiques variées, changeantes et souvent extrêmes qui ont un impact sur la durabilité des équipements du réseau. Cette situation entraîne une variabilité de ses coûts d'exploitation, d'entretien et d'investissement.

Selon le Distributeur, la hausse des comptes en souffrance et la diminution des ententes de paiement avec sa clientèle résidentielle en période hivernale font encourir un risque important.

Enfin, lors de l'établissement de ses tarifs, le Distributeur fait face au risque de ne pas se faire reconnaître l'ensemble de ses coûts, incluant un rendement raisonnable, et ce, malgré le fait qu'il bénéficie de comptes d'écarts qui lui assurent une protection contre les fluctuations importantes d'éléments qui sont hors de son contrôle.

¹⁵ B-0004, HQT-D-1, document 1, pages 14 à 16.

5.1 Position de l'ACEFO

Au cours des prochaines sections, est examinée l'évolution des différents risques depuis la décision D-2013-93 dans le dossier R-3492-2002. Par la suite sont examinés ces mêmes risques, sur une base prospective, étant donné que le taux de rendement sera fixé pour le futur. Selon l'ACEFO et tel qu'explicité ci-après, le risque réglementaire du Distributeur a diminué; son risque d'affaires s'est légèrement accru.

5.1.1 Sur le risque réglementaire

Lors de l'étude du dossier R-3492-2002, le Distributeur prétendait qu'à l'égard du risque réglementaire, un investisseur devrait percevoir un risque réglementaire plus élevé pour ses activités que pour la moyenne des entreprises réglementées comparables à cause du caractère récent du cadre réglementaire appliqué à l'électricité au Québec, à cause de récentes décisions prises par la Régie qui ont imposé, selon le Distributeur, d'importants manques à gagner et, enfin, à cause de la complexité des dossiers présentés à la Régie par Hydro-Québec.¹⁶ (nos soulignés)

Comme pour le Transporteur, l'ACEFO souligne qu'au cours des années suivantes, le cadre réglementaire s'est précisé.

Dans le présent dossier, le Distributeur fait allusion au risque réglementaire:

« [...] il demeure que lors de l'établissement de ses tarifs, le Distributeur fait face au risque de ne pas se faire reconnaître l'ensemble de ses coûts, incluant un rendement raisonnable, et ce, malgré le fait qu'il bénéficie de comptes d'écarts qui lui assurent une protection contre les fluctuations importantes d'éléments qui sont hors de son contrôle. »¹⁷

Interrogé par l'ACEFO eu égard à la probabilité de matérialisation du risque ci-haut, le Distributeur répond :

« Bien que la Régie a généralement permis au Distributeur de récupérer l'ensemble de ses coûts, le risque mentionné au préambule n'est pas

¹⁶ Décision D-2003-93, page 44; dossier R-3492-2002.

¹⁷ B-0004, HQTD-1, document 1, page 16.

purement théorique. En effet, au cours des dernières années, la Régie a parfois requis certaines réductions de coûts. »¹⁸

L'information fournie par HQDT montre que de 2007 à 2012, malgré les réductions de coûts imposées par la Régie, HQD a été en mesure de réaliser un rendement supérieur au rendement autorisé.¹⁹

Le Distributeur anticipe avoir réalisé, à la fin 2013, une efficience additionnelle de 80 M\$.²⁰ Les projections du Distributeur, dans les dossiers tarifaires, incluent une marge de manœuvre importante qui a été en mesure d'absorber les réductions de coûts requises par la Régie.

L'ACEFO est d'avis que le risque réglementaire a diminué, en considérant le fait que le Distributeur a pu, de 2007 à 2012, non seulement rencontrer le rendement autorisé, mais encore l'excéder.

5.1.2 Sur le risque d'affaires

Dans ses risques d'affaires, le Distributeur inclut la prévision de la demande de ses clients industriels, soumise à de grandes fluctuations. Il inclut aussi la gestion des approvisionnements et la variabilité de ses coûts d'exploitation, d'entretien et d'investissements.

D'entrée de jeu, soulignons que depuis le dernier dossier de taux de rendement (R-3492-2002), la Régie a permis ou demandé au Distributeur d'instaurer des comptes d'écart. De l'avis même du Distributeur, les comptes d'écart diminuent le risque :

« Les comptes d'écarts diminuent le risque à l'égard des éléments couverts en conférant une protection contre les fluctuations importantes des éléments susceptibles de subir d'importantes variations et sur lesquels les Demandeurs n'exercent aucun contrôle. »²¹ (nos soulignés)

Dans le cas du compte d'écarts pour les pannes majeures, le risque assumé par le Distributeur se situe entre 8 M\$ et 16 M\$.²² Le Distributeur indique :

¹⁸ B-0042, HQDT-5, document 2, page 6, réponse 6.1.

¹⁹ B-0020, HQDT-3 document 1, page 36, tableau R-15.3B.

²⁰ B-0023, HQD-7, document 1, page 7, R-3854-2013.

²¹ B-0042, HQTD-5, document 2, page 7, réponse 7.1.

²² B-0042, HQTD-5, document 2, page 7, réponse 4.2.

« qu'il ne dispose d'aucun mécanisme de compte d'écarts pour les pannes régulière. Il doit donc assumer les coûts non prévus relatifs à ce type de pannes. »²³

L'ACEFO rappelle que les coûts d'exploitation et d'investissement font partie des coûts du Distributeur qui sont projetés et examinés lors des dossiers tarifaires. Il en est de même pour la prévision de la demande.

Dans une réglementation au coût de service, l'impact de ces éléments est confiné à l'année tarifaire considérée.

Ce ne sont pas là des éléments nouveaux susceptibles d'augmenter le risque du Distributeur. Autour de 2008, alors que la situation économique internationale était désastreuse, le Distributeur excédait son rendement autorisé.

Le Distributeur indique que la hausse des mauvaises créances lui fait encourir un risque important.

D'abord, l'ACEFO note que les mauvaises créances font partie des coûts du Distributeur qui sont examinés à chaque dossier tarifaire. Elles ne sont pas fondamentalement différentes des autres coûts..

De plus, l'ACEFO souligne que la situation du Distributeur, eu égard aux mauvaises créances, s'améliore, tel qu'indiqué dans ces extraits du dossier tarifaire 2014 du Distributeur :

« Malgré des ventes prévues en 2013 (8 049 M\$) et 2014 (8 337 M\$) supérieures à celles observées en 2012 (7 659 M\$), le Distributeur anticipe une diminution du taux de dépenses de mauvaises créances (DMC) prévu des années 2013 et 2014 grâce à l'augmentation des ententes personnalisées aux ménages à faible revenu et aux efforts de recouvrement ayant permis de contenir le vieillissement des comptes à recevoir. Le Distributeur estime que le taux de mauvaises créances sur les ventes résidentielles diminuera de 1,5 % en 2012 à un taux de 1,3 % en 2013 et 2014. Pour la clientèle commerciale et d'affaires, le taux de dépenses de mauvaises créances sur les ventes se maintiendra à 0,3% pour les années 2013 et 2014. Ainsi, le taux de DMC global diminuera de 0,95 % en 2012 à un taux de 0,87 % en 2013 et de 0,88 % en 2014.

²³ Ibid.

*Il [le Distributeur] analyse, en 2013, d'autres mesures structurantes qui pourraient permettre de réduire les inventaires en recouvrement et la dépense de mauvaises créances en plus de sa stratégie d'intervention visant plus particulièrement les comptes de 121 jours et plus. »²⁴
[précision de l'ACEFO]*

Enfin, le Distributeur demande à la Régie de lui permettre d'exiger, sous certaines conditions, un dépôt en argent ou une garantie de paiement des clients dont la somme facturée pour une période de 12 mois consécutifs au cours des 24 derniers mois excède 500 000 \$ pour l'ensemble de leurs abonnements d'usage autre que domestique.²⁵

Selon l'ACEFO, une telle mesure, si elle est autorisée par la Régie, contribuera à diminuer les risques du Distributeur et les mauvaises créances découlant de faillites.

Le risque de marché du Distributeur a évolué depuis le dernier dossier de taux de rendement (R-3492-2002).

Dans la décision D-2003-93, la Régie écrivait que :

« [...] le risque global du Distributeur est inférieur à celui de la moyenne de ses comparables, entre autres à cause de faibles risques d'affaire dus à un accès exclusif à un bloc d'électricité de 165 TWh au prix fixé de 2,79 ¢/Wh permettant au Distributeur de stabiliser son approvisionnement pour plusieurs années [...] »²⁶

Le Distributeur a encore un accès exclusif au bloc d'électricité de 165 TWh. Toutefois, le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est indexé annuellement à compter de 2014 au rythme de l'indice des prix à la consommation du Québec. Cette indexation est assumée par l'ensemble des clients à l'exception de ceux au tarif L, dorénavant réservé à l'abonnement de grande puissance lié principalement à une activité industrielle et aux contrats spéciaux.²⁷

La demande ne pouvant plus être satisfaite par le bloc de 165 TWh, le Distributeur doit recourir à des approvisionnements post-patrimoniaux.

²⁴ B-0023, HQD-7, document 1, page 16, dossier R-3854-2013.

²⁵ B-0046, HQD-12, document 2, page 6, dossier R-3854-2013.

²⁶ Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, page 73.

²⁷ B-0049, HQD-13, document 2, page 5, dossier R-3854-2013.

Selon l'ACEFO, il n'y a pas lieu d'accorder un grand poids aux incertitudes entourant les contrats post-patrimoniaux parce que la gestion de contrats fait partie des risques usuels de toute entreprise, sans compter que des clauses « punitives » tempèrent le risque de non performance.

Afin d'évaluer le risque de marché, il faut mettre en parallèle les prix de l'électricité et ceux du gaz naturel. Ces derniers sont en baisse et sont devenus plus concurrentiels lorsque comparés aux prix de l'électricité.

Les tableaux ci-après présentent la situation concurrentielle projetée du gaz naturel dans les marchés résidentiel et affaires sur l'horizon 2014-2016.

Tableau 3

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2014 à 2016
Marché résidentiel (chauffage)

(Gaz naturel = 100)	Nouvelle construction Équipements neufs et efficaces	Construction existante Équipements neufs et efficaces	Construction existante Équipements existants
Vol. an. de chauf.	1 417 m ³	2 151 m ³	2 674 m ³
1 2013-2014			
2 Mazout n° 2	171	183	171
3 Électricité	118	129	106
4 2014-2015			
5 Mazout n° 2	169	181	169
6 Électricité	120	130	108
7 2015-2016			
8 Mazout n° 2	168	180	168
9 Électricité	120	130	108

Source : R-3837-2013, B-0043, Gaz Métro-2, document 1, page 40.

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2014 à 2016
Marché affaires

(Gaz naturel = 100)	Profils chauffage				Profil stable
	Volume annuel	14 600 m ³	41 500 m ³	100 000 m ³	
1 2013-2014					
2 Mazout n° 2	192	205	217	234	294
3 Électricité	131	142	142	156	198
4 2014-2015					
5 Mazout n° 2	189	203	214	230	288
6 Électricité	132	144	143	157	198
7 2015-2016					
8 Mazout n° 2	182	194	205	219	272
9 Électricité	132	143	142	156	195

Source : R-3837-2013, B-0043, Gaz Métro-2, document 1, page 41.

L'examen du tableau 3 montre un avantage concurrentiel du gaz naturel dans les marchés résidentiel et affaires.

Selon le Distributeur :

« La position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz naturel au Québec dans le secteur commercial et institutionnel s'est beaucoup dégradée depuis 2006. D'une situation favorable pour l'électricité en 2005-2006, la situation s'est complètement renversée depuis et l'écart entre le prix de l'électricité et celui du gaz naturel ne cesse de se creuser d'année en année. »²⁸

L'ACEFO rappelle qu'au plus fort de la crise économique autour de 2008/2009, années qui coïncident avec le renversement de la situation favorable pour l'électricité, le Distributeur excédait son taux de rendement.

Toutefois, pour les années à venir, les projections laissent percevoir un léger accroissement du risque. Or, selon l'ACEFO, l'information déposée au dossier par HQD à ce sujet est particulièrement déficiente. Le Distributeur ne donne pas l'envergure du risque de marché.

Les réponses du Distributeur aux questions 1.2, 2.1, 3.1, 4.1 de l'ACEFO renvoient systématiquement à celles données à la question 5.1 de l'AQCIE-CIFQ.²⁹ Selon l'ACEFO, cette réponse est dérisoire :

« [...] Afin d'évaluer dans quelle mesure les risques du Transporteur et du Distributeur se comparent à ceux des entreprises de service public, ils ont fait appel à MM. James M. Coyne et John P. Trogonovski. Pour cette évaluation, ces derniers ont pris en considération les profils de risque du Transporteur et du Distributeur, sommairement présentés aux sections 3.2 et 3.3 de la pièce HQTD-1, document 1.

Aussi, il revient à MM. Coyne et Trogonovski, à titre d'experts dans ce domaine, de répondre de la prise en compte ou non, et du poids relatif que les caractéristiques opérationnelles du Transporteur et du Distributeur ont eu dans leur évaluation du risque des divisions réglementées d'Hydro-Québec. » (nos soulignés)

²⁸ B-0049, HQD-13, document 2, page 7, dossier R-3854-2013.

²⁹ B-0045, HQDT-5, document 4.1.

La question 3.1 de l'ACEFO réfère à un risque bien spécifique, soit la possibilité que la clientèle se déplace vers le gaz naturel.³⁰ Il n'est point question de caractéristiques opérationnelles. En conséquence, selon l'ACEFO, peu de poids doit être accordé à une analyse basée sur une présentation si sommaire.

L'usage répandu de l'électricité au Québec ne diminuera pas de façon significative dans un avenir prévisible.

L'existence de surplus d'électricité importants (50 térawattheures dans les 10 prochaines années)³¹ pourra être mise à contribution afin d'attirer de nouveaux investissements au Québec et de nouveaux revenus de distribution.

Quoiqu'il en soit, le Distributeur prend des dispositions pour gérer le risque. Dans sa stratégie tarifaire présentée pour l'année témoin 2014, le Distributeur expose les principaux axes de sa réflexion :

« Les préoccupations économiques et énergétiques évoquées ci-dessus, la hausse du coût de l'électricité patrimoniale ainsi que l'élimination de la dégressivité au tarif M augmentent davantage la pression sur la clientèle de moyenne puissance et constituent des éléments incontournables à considérer lors de l'élaboration de la stratégie tarifaire du Distributeur. »³²

Suivent des considérations sur le rééquilibrage nécessaire des tarifs généraux pour l'année témoin 2014. Ce rééquilibrage est évolutif, tel qu'indiqué dans le passage qui suit :

« Pour les années suivantes, les ajustements permettant le rééquilibrage seront évalués au fur et à mesure de l'évolution du contexte économique, énergétique et tarifaire. »³³

Enfin, le Distributeur comme le Transporteur, allègue l'étendue de son réseau, les conditions climatiques extrêmes qui ont un impact sur la durabilité des équipements du réseau et entraînent une variabilité de ses coûts d'exploitation, d'entretien et d'investissement.

L'étendue géographique du réseau et les conditions climatiques propres au Québec ont peu changé et elles ne font pas augmenter le niveau de risque.

³⁰ B-0042, HQTD-5, document 2, page 4, réponse 3.1.

³¹ La Presse Affaires du 8 octobre 2013, page 3.

³² B-0049, HQD-13, document 2, page 7, dossier R-3854-2013, page 10.

³³ *Ibid*, page 11.

La variabilité des coûts d'exploitation, d'entretien et d'investissement a été examinée plus avant en lien avec le cadre réglementaire (coût de service) et l'existence de nombreux comptes d'écart y compris un compte d'écart pour les pannes majeures.

Par ailleurs, dans un contexte où les investissements sont en croissance, le réseau est renforcé, diminuant d'autant les risques de défaillance.

Les investissements du Distributeur sont en croissance depuis 2004.

Tableau 3

Investissements

	2001	2004	2012
Investissements (M\$)	627	607	874

Source : Rapport 18-K mentionné dans la liste des publications d'Hydro-Québec dans le cadre des Rapports annuels déposés à la Régie

Au cours de 2014, les mises en service projetées s'élèvent à 892,6 M\$ et à 910,3 M\$, selon les données du dossier tarifaire R-3854-2013 reproduites ci-après.

R-3842-2013

**Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres
et du mécanisme de traitement des écarts de rendement
Mémoire de l'ACEF de l'Outaouais**

Mises en service projetées de 2014 à 2018

TABLEAU 1 : AJOUTS NETS R1					
(en millions de \$)	2014	2015	2016	2017	2018
Mises en service totales	266,5	295,7	321,2	366,7	386,1
Projets de moins de 10 M\$	266,5	295,7	281,3	312,3	341,1
Projets non encore autorisés:	0,0	0,0	39,9	54,4	45,0
<i>Système de gestion du réseau de distribution (DMS)</i>	0,0	0,0	39,9	0,0	0,0
<i>Optimisation des systèmes clientèles - Migration</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	45,0
<i>Réseaux autonomes</i>	0,0	0,0	0,0	54,4	0,0
Amortissements des investissements réalisés avant 2014	-558,6	-543,8	-519,3	-504,7	-419,7
Ajouts nets à la base de tarification	-292,2	-248,1	-198,1	-137,9	-33,6

TABLEAU 2 : AJOUTS NETS R2					
(en millions de \$)	2014	2015	2016	2017	2018
Mises en service totales	272,7	292,2	380,6	350,0	362,6
Projets de moins de 10 M\$	262,9	277,4	278,9	278,4	277,2
Projets non encore autorisés:	9,8	14,8	101,7	71,6	85,4
<i>Poste De Lorimier</i>	4,3	6,0	3,0	0,9	4,3
<i>Poste Fleury</i>	5,5	8,8	6,3	5,9	4,6
<i>Remplacement du câble de relève de l'île d'Orléans</i>	0,0	0,0	0,0	12,3	0,0
<i>Poste Baie St-Paul</i>	0,0	0,0	12,1	0,0	0,0
<i>Poste Lac Rapide</i>	0,0	0,0	16,5	0,0	0,0
<i>Poste Atwater</i>	0,0	0,0	6,1	0,0	17,6
<i>Poste St-Jean</i>	0,0	0,0	13,6	0,0	0,0
<i>Poste Montréal-Nord</i>	0,0	0,0	0,0	8,6	0,0
<i>Poste Reed</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	14,6
<i>Poste Longue-Pointe</i>	0,0	0,0	0,0	8,3	7,7
<i>Poste St-Jérôme</i>	0,0	0,0	34,1	0,0	0,0
<i>Réseaux autonomes</i>	0,0	0,0	10,0	35,6	36,6
Ajouts nets à la base de tarification	272,7	292,2	380,6	350,0	362,6

**Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres
et du mécanisme de traitement des écarts de rendement
Mémoire de l'ACEF de l'Outaouais**

TABLEAU 3 : AJOUTS NETS R3					
(en millions de \$)	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Programme d'enfouissement</i>	9,0	8,0	8,0	7,0	5,0
<i>Réaménagement de l'échangeur Dorval</i>	0,0	5,5	0,0	0,0	0,0
<i>Poste Charlesbourg</i>	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Poste Limoilou</i>	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Poste Bélanger</i>	17,5	4,8	5,4	5,0	0,0
<i>Poste Henri - Bourassa</i>	6,2	15,2	2,6	4,3	0,0
<i>Poste Charland</i>	5,9	3,1	0,0	0,0	0,0
<i>Poste Lefrançois</i>	9,3	10,6	6,7	0,0	0,0
<i>Poste Port - Daniel</i>	4,2	10,0	0,0	0,0	0,0
<i>Poste Duchesnay</i>	0,0	12,5	0,0	0,0	0,0
<i>Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)</i>	11,9	26,3	13,5	16,9	11,2
<i>Construction de la centrale thermique Akulivik</i>	0,0	48,6	0,7	0,0	0,0
Ajouts nets à la base de tarification	77,1	144,6	36,9	33,2	16,2

TABLEAU 4 : AJOUTS NETS R4					
(en millions de \$)	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Lecture à distance - Phase 1</i>	151,9	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Lecture à distance - Phases 2 & 3</i>	113,4	177,8	83,1	65,9	29,9
<i>SOGEM</i>	11,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Ajouts nets à la base de tarification	276,4	177,8	83,1	65,9	29,9

Source: R-3854-2013, B-0037, HQD-8, document 6.

6. Conclusions

Le risque d'affaires du Transporteur, depuis le dernier dossier du taux de rendement (dossier R-3401-98), a diminué. Les investissements importants projetés par le Transporteur pour la gestion de ses actifs contribueront à maintenir le niveau de risque à court et moyen terme.

Le risque d'affaires du Distributeur a légèrement augmenté depuis le dernier dossier du taux de rendement (dossier R-3492-2002). La détérioration de la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz naturel remonte à l'année 2007 environ. En dépit d'une position concurrentielle difficile, le Distributeur a réalisé, voire dépassé le rendement autorisé.

L'indexation du bloc d'énergie patrimoniale est trop récente pour pouvoir en tirer une conclusion définitive. Toutefois, dans un contexte inflationniste faible, l'indexation est prévisible, ce qui n'est pas le cas pour le gaz naturel dont le coût a fait montre dans le passé d'une grande volatilité. L'actionnaire du Distributeur évalue les opportunités qui découlent de l'existence de surplus d'électricité ce qui

R-3842-2013

**Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres
et du mécanisme de traitement des écarts de rendement
Mémoire de l'ACEF de l'Outaouais**

pourrait, dans l'avenir, apporter de nouveaux revenus de distribution.³⁴ Le Distributeur reconsidère sa stratégie tarifaire.

Finalement, dans une réglementation au coût de service, les impacts ainsi que les moyens de mitigation sont examinés annuellement.

³⁴ La Presse Affaires du 8 octobre 2013, page 3.