

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-3814-2012

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES
TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE TARIFAIRE
2013-2014**

HYDRO-QUÉBEC

(ci-après le «DISTRIBUTEUR»)

Demanderesse

et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ**

(ci-après « AQCIE »)

et

LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC

(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ

L'AQCIE et le CIFQ traiteront dans ce mémoire des sujets suivants :

1. Coûts de l'intégration éolienne;
2. Écarts prévisionnels, comptes d'écart et prévisions 2013;
3. Comptes d'écart relatifs au BEIÉ, au PGEÉ et au projet LAD;
4. Procédure de mise à jour du coût de la dette;
5. Proposition du Distributeur de transmettre des données aux agents de renseignements personnels.

1. COÛTS DE L'INTÉGRATION ÉOLIENNE

À la pièce HQD-5, Document 1, Annexe B, page 27, le Distributeur présente ses approvisionnements post-patrimoniaux pour les années 2011 (historique), 2012 (de base) et 2013 (témoin) sous forme de tableau. À la rubrique « intégration éolienne », on trouve les montants suivants :

- 23,6 M\$ en 2011
- 15,2 M\$ en 2012; et
- 31,9 M\$ en 2013.

À l'heure actuelle, les coûts de l'intégration éolienne découlent d'une Entente d'intégration éolienne (EIE) entre le Distributeur et Hydro-Québec Production (HQP), laquelle fut approuvée par la Régie à sa décision D-2006-27 et dont la reconduction a été autorisée par la Régie à plusieurs reprises, notamment par la décision D-2012-144 rendue le 2 novembre 2012.

Pour les motifs qui suivent, l'AQCIÉ-CIFQ conteste l'inclusion des coûts découlant de l'EIE dans les revenus requis du Distributeur, et ce, tant en mode prévisionnel qu'à travers le compte de *pass-on*.

Historique de l'EIE

L'EIE prévoit deux produits ou services : un service d'équilibrage éolien et un service de puissance complémentaire. Par le service d'équilibrage éolien, HQP s'engage à absorber les impacts sur le réseau du Transporteur qui découlent de la nature intermittente du vent, en modulant la production de ses groupes turbines-alternateurs. Quant au service de puissance complémentaire, il vise à garantir en tout temps au Distributeur une puissance égale à 35% de la puissance prévue aux contrats des parcs éoliens en exploitation.

À l'origine, la durée prévue de l'EIE était de cinq ans à partir de son approbation par la Régie : elle devait donc arriver à terme le 9 février 2011. Or, à ce jour, l'EIE a été reconduite à quatre reprises : une première fois, par la décision D-2011-12, jusqu'au 31 décembre 2011; une deuxième fois, par la décision D-2011-198, pour une période de 120 jours suivant le dépôt des motifs de la Régie à l'appui de la décision D-2011-193 (du 10 février 2012 au 9 juin 2012); et une troisième fois, par la décision D-2012-65, jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue dans le dossier R-3799-2012, soit la décision D-2012-144, précitée.

Il est important de noter que l'EIE, telle qu'approuvée par la Régie dans sa décision D-2006-27, ne portait que sur les parcs éoliens issus de l'appel d'offres A/O-2003-02 (le premier appel d'offres). De plus, les demandes déposées par le Distributeur afin d'obtenir ces prolongations de l'EIE, le 26 octobre 2010 (dossier R-3740-2010), le 23 décembre 2011 (dossier R-3775-2011) et le 17 mai 2012 (R-3799-2012) respectivement, ne visaient aucune autre modification au texte de l'EIE qu'une modification de la durée, prévue à son article 3.

C'est donc à la surprise générale que le Distributeur a annoncé, dans le cadre du dossier R-3799-2012, à l'audience du 31 mai 2012, que l'entente était désormais applicable non seulement au bloc de 990 MW issu du premier appel d'offres mais aussi aux appels d'offres A/O-2005-03 (le deuxième appel d'offres) et A/O-2009-02 (le troisième appel d'offres) :

M. GILLES BOULIANNE :

Là, vous êtes en train de nous dire [que l'ElÉ] a été modifiée. Puis dans votre demande, j'ai cherché, j'ai la requête, mais vous parlez vraiment d'une prolongation de l'« Entente 2005 ».

Me ÉRIC FRASER :

Oui.

M. GILLES BOULIANNE :

Et non une prolongation d'une entente que j'ai... Changer les dates, ça, ça peut toujours aller. Mais changer les volumes, ça, ça fait différent un peu. Il me semble, en tout cas, la date on va la prolonger, mais changer le corps, le volume, c'est une donnée...

Me ÉRIC FRASER :

Oui. Mais ce qu'il faut comprendre dans le contexte c'est que l'entente d'intégration deux mille cinq (2005) a été conclue dans un contexte pour le premier bloc de mille (1000).

M. GILLES BOULIANNE :

Oui.

Me ÉRIC FRASER :

Et à partir du moment, mais on doit s'entendre que c'est parce que c'était le premier bloc de mille (1000) qui arrivait. Mais l'objet ou l'objectif, l'objet de cette entente-là c'est d'intégrer la production éolienne. Mais, à l'époque, toute la production éolienne se cristallisait dans le mille (1000).

Les parties, à chaque fois qu'elles l'ont prolongée, se sont entendues pour dire que c'était une entente d'intégration éolienne qui accepterait toute nouvelle production, donc qui intégrerait.

C'est le seul outil qu'on avait d'intégration. Donc, le prolongement dans le temps de l'entente prolongeait dans le temps les obligations qui y sont implicites.

M. GILLES BOULIANNE :

Ça c'est de la nouvelle information pour moi, là. Je ne devais pas savoir ça ou je devais le savoir.

Me ÉRIC FRASER :

Bien, écoutez.

M. GILLES BOULIANNE :

J'ai l'impression de ne pas l'avoir su. Je l'ai appris quand maître Sicard a posé la question. Ce n'était pas dans la demande. Ce n'était pas dans les quarante-cinq (45) paragraphes que vous nous avez envoyés, là, le dix (10).

Me ÉRIC FRASER :

Non. Parce que, là, à ce moment-là on parle des premières, les premières prolongations. On s'entend, là, on est aujourd'hui dans la deuxième prolongation deux mille douze (2012), mais il y a eu une prolongation pour deux mille onze (2011).

M. GILLES BOULIANNE :

Hum, hum.

Me ÉRIC FRASER :

Et lorsqu'on a demandé la prolongation pour deux mille onze (2011) on la demandait pour s'assurer la continuité du service d'intégration éolienne. On a jamais réduit ça au parc de mil (sic) neuf cent quatre-vingt-dix (1990).

Et d'ailleurs, les suivis qui sont faits de manière trimestrielle sur l'entente d'intégration éolienne, vous pourrez constater qu'on a probablement ajouté un parc qui n'était pas du mille (1000).

M. GILLES BOULIANNE :

Oui, ça je...

Me ÉRIC FRASER :

Donc, qui fait en sorte que... Écoutez, effectivement, il y a ici, là... Il n'y a pas eu une nouvelle demande d'approbation d'un amendement à l'« Entente 2005 ». Et là-dessus, j'en conviens, vous avez raison, on n'a jamais fait approuver un amendement à l'« Entente 2005 ».

Par contre, on a prolongé le service d'intégration en deux mille onze (2011) et en deux mille douze (2012). Et entre les parties, il était très clair que cela couvrait toute la

production éolienne. Et c'est dans ce sens-là, c'est que la prolongation dans le temps implicitement entraînait une prolongation de la couverture. » (Nous soulignons)

Une telle explication était surprenante, surtout si l'on considère que, dans sa décision approuvant l'EiÉ (D-2006-27), la Régie avait demandé explicitement au Distributeur de faire approuver par elle toute modification importante à l'EiÉ et d'être informée de toute autre modification :

« La Régie est d'avis que le Distributeur doit lui soumettre pour approbation préalable toute modification importante à l'Entente (notamment toute modification relative à sa durée, aux produits et obligations, aux prix et aux clauses d'indexation), ainsi que toute renonciation projetée à des éléments importants de l'Entente. Le Distributeur doit par ailleurs l'informer sans délai de toute autre modification ou renonciation de nature mineure. Ces exigences découlent implicitement de l'article 74.2 de la Loi et du contexte plus général de la compétence exclusive de la Régie pour surveiller ses opérations, tel qu'indiqué dans la section 3.1 de la présente décision. »¹

Ce qui est encore plus surprenant, c'est que le Distributeur n'ait pas cherché à obtenir par appel d'offres des services d'intégration éolienne pour les parcs issus du deuxième appel d'offres. En effet, les contrats découlant de cet appel d'offres ont été approuvés par la Régie le 17 octobre 2008.² Dès lors – et peut-être même avant – le Distributeur aurait pu et dû lancer un appel d'offres afin d'obtenir des services d'intégration éolienne pour ces nouveaux parcs s'il jugeait de tels services nécessaires.

Plutôt que de procéder à un tel appel d'offres, le Distributeur a décidé de conclure une entente globale de modulation avec HQP, entente que la Régie a refusé d'approuver par sa décision D-2011-193 justement parce qu'elle n'avait pas été conclue suite à un appel d'offres.

En agissant de la sorte, le Distributeur a laissé le temps filer sans conclure de manière adéquate une entente pour remplacer l'EiÉ et pour intégrer les parcs éoliens des deuxième et troisième appels d'offres et s'est retrouvé dans une situation où, de l'avis de la Régie, il devenait nécessaire de reconduire l'EiÉ et de l'appliquer à tous les contrats d'énergie éolienne :

«[134] La Régie conclut des éléments précédents qu'il y a nécessité technique d'assurer un équilibrage de l'offre et de la demande et une obligation réglementaire d'assurer la continuité des services d'intégration éolienne. De plus, elle conclut que le seul outil commercial présentement disponible pour satisfaire tous les besoins nécessaires à l'intégration des approvisionnements éoliens est l'Entente 2005 et qu'aucune entente ne peut être négociée pendant le processus d'appel aux marchés présentement en

² Voir la décision D-2008-132

cours. Il découle de ce qui précède qu'il est dans l'intérêt public de prolonger l'Entente 2005 »

DÉTERMINATION DES COÛTS DE L'EIÉ

Il est important de noter que les véritables coûts de l'EIÉ pour une année donnée ne sont connus qu'à la fin de cette année, en fonction notamment des retours d'énergie. En effet, tel qu'il ressort de l'EIÉ, les coûts, prévus à l'article 6, sont de trois ordres :

- 1- Équilibrage (6.1): le Distributeur doit payer à HQP 0,1 ¢/kWh pour tout écart d'énergie (positif ou négatif), calculé sur une base horaire, entre l'énergie programmée et l'énergie livrée par les éoliennes;
- 2- Puissance garantie (6.2): le Distributeur doit payer à HQP 80\$/kW-an (indexé à raison de 2% par année à partir du 1^{er} janvier 2007) pour la « puissance complémentaire », définie comme étant la différence entre la puissance garantie par HQP (35% de la puissance contractuelle) et la puissance contributive des éoliennes, laquelle est définie comme étant la quantité minimale en MWh par heure livrée par les parcs éoliens pendant les 300 plus grandes valeurs horaires de consommation de la clientèle du Distributeur pour une année sans jamais être inférieure à 15% de la puissance contractuelle (du premier appel d'offres) mise en service. À ce titre, la puissance maximale pour laquelle le Distributeur aura à payer est donc égale à 20 % (35%-15%) de la puissance contractuelle associée au premier appel d'offres (990 MW), soit 198 MW.
- 3- Retours d'énergie associés à la puissance garantie (6.3): sur une base annuelle, tout écart entre l'énergie associée à la puissance garantie (35% * puissance contractuelle * 8760 heures) et l'énergie livrée par les éoliennes devra être payé par HQD à HQP, lorsque cet écart est négatif, ou par HQP à HQD, lorsque cet écart est positif, à un tarif de 7,5¢/kWh (en 2005 – indexé à raison de 2,5% par année).

Dans le tableau ci-dessous, nous reproduisons les montants payés par HQD à HQP pour chacune des années 2008 à 2012³, en ventilant les coûts en fonction de ces trois catégories. On constate que pour chacune de ces années, HQD a eu à payer à HQP des sommes considérables pour les retours d'énergie associés à la puissance (article 6.3 de l'EIÉ), ce qui implique qu'à chaque année, l'énergie livrée par les éoliennes a été inférieure à celle livrée par HQP (laquelle est basée sur la puissance contractuelle et un facteur d'utilisation de 35%). L'écart entre les deux, exprimé sous forme de pourcentage de l'énergie livrée par HQP, se retrouve dans la dernière colonne de ce tableau : bon an mal an, les éoliennes ont injecté 11% de moins d'énergie qu'HQP

³ Selon la pièce HQD-5, Document 1, les parcs éoliens du deuxième appel d'offres ne devaient véritablement entrer en exploitation qu'en 2012 (l'exploitation commerciale du parc Le Plateau aurait débuté au mois de mars 2012), ce qui implique que les données pour les années 2008 à 2011 ont trait uniquement au premier appel d'offres.

(en vertu de l'EiÉ) sur le réseau d'HQT, d'où un coût de l'énergie (article 6.3 de l'EiÉ) augmentant de 6,3 M\$ en 2008 à 14,8 M\$ en 2011 et 12,2 M\$ pour les six premiers mois de 2012.

Coût de l'entente d'intégration éolienne (en M\$)

Année	Coût équilibrage (art. 6.1)	Coût puissance (art. 6.2)	Coût énergie (art. 6.3)	Coût total	Énergie fournie par HQP (GWh)	Coût moyen de l'EiÉ (\$/MWh)	Ratio écart / énergie fournie par HQ
2008	0,1	3,7	6,3	10,0	682	14,7	11%
2009	0,1	5,7	6,5	12,3	1025	12,0	8%
2010	0,1	7,7	14,7	22,6	1371	16,5	13%
2011	0,2	8,7	14,8	23,6	1506	15,7	11%
2012*	0,1	7,0	12,2	19,3	1190	16,2	11%

*Du 1^{er} janvier au 30 juin 2012

Quant à la colonne « coût moyen de l'EiÉ », elle représente le coût total de l'EiÉ divisé par le nombre de kWh fournis par HQP en vertu de l'EiÉ ; sa moyenne, pour les cinq années étudiées, est de 15\$/MWh.

En réponse à la question 22 de la DDR de la Régie, le Distributeur explique que la puissance contractuelle moyenne des parcs éoliens atteindra 1735 MW en 2013, ce qui implique qu'HQP garantirait une puissance de 607 MW et fournirait 5,3 TWh en vertu de l'EiÉ si celle-ci s'appliquait aussi aux parcs éoliens du deuxième appel d'offres. **Sous une telle hypothèse, dans la mesure où l'écart entre l'énergie livrée par les éoliennes et l'énergie fournie par HQP demeure à près de 11%, HQD aurait à verser près de 85 M\$ à HQP pour l'EiÉ, soit beaucoup plus que les 31,9M\$ prévus à la pièce HQD-5, Document 1, page 27. La différence sera récupérée, selon HQD, par le compte de *pass-on*.**⁴

Ces 85M\$ sont la somme de :

- **Moins de 1M\$ pour le coût de l'équilibrage;**
- **31,9M\$ pour 607,25 MW de puissance garantie, dont 347 MW de puissance complémentaire au prix de 91,89\$/kW-an; et**
- **53 M\$ pour le coût de l'énergie, en fonction d'un écart historique moyen de 11% de l'énergie fournie par HQP appliqué à une puissance moyenne de 1 735 MW selon un facteur d'utilisation de 35% (5,3 TWh), soit près de 585 GWh à un prix de 91,38\$/MWh (75\$/MWh * 1,025⁸ ou 1,2184).**

Dans ses réponses à la DDR de l'AQCIE-CIFQ, le Distributeur explique que, « avec la mise en service d'un plus grand nombre de parcs éoliens, le risque de faire face à des écarts entre la

⁴ Voir HQD-13, document 4, page 16, réponse 2.7 à la DDR de l'AQCIE-CIFQ

production éolienne réelle et les retours d'énergie livrée par l'Entente devrait diminuer. »⁵ Ce n'est toutefois pas ce qui ressort du tableau ci-dessus : bien que cet écart tombe de 11% en 2008 à 8% en 2009 alors que les retours d'énergie passent de 682 GWh à 1025 GWh, en 2010, cet écart passe à 13% pour 1371 GWh, puis se stabilise à 11% en 2011 et 2012, alors que d'autres parcs éoliens continuent d'entrer en service.

Ainsi, on peut s'attendre à ce que l'EiÉ coûte très cher au Distributeur en 2013 si celle-ci est étendue aux deuxième et troisième appels d'offres.

Application au présent dossier

Dès sa décision D-2006-27, la Régie soulevait le fait que le service de puissance complémentaire coûtait très cher et que le Distributeur devrait reconsidérer le recours à un tel service avant le renouvellement de l'entente :

«La Régie constate que, de fait, on est dans une situation d'approvisionnement alors que le Distributeur a besoin d'une puissance garantie pour couvrir sa pointe, c'est-à-dire entre le 15 décembre et le 15 mars, et inscrire à son bilan 346,5 MW de puissance. Il peut contracter de la puissance sur les marchés externes et payer l'énergie qui en découlera ou contracter un produit de puissance et d'énergie garantie pour une durée restreinte. Il peut aussi obtenir cette garantie de puissance par le biais de l'Entente, mais il n'en a besoin que pour les mois d'hiver. Pour les autres mois de l'année où il n'a pas besoin de puissance garantie, l'Entente lui permet de transformer un approvisionnement éolien, donc variable d'heure en heure, en service de base, c'est-à-dire de recevoir des livraisons d'énergie uniformes tout au long de l'année.

La Régie considère que le Distributeur pourrait grandement réduire le coût de l'Entente en limitant sa garantie de puissance aux mois d'hiver seulement. La Régie croit que le Distributeur devrait être en mesure de gérer la variabilité de la production éolienne sans avoir à payer, en dehors de la période d'hiver, pour l'équivalent d'un service de base garanti à 100 %. La Régie est d'avis que cet aspect devrait être reconsidéré lors de l'examen de l'Entente avant son renouvellement. » (page 10) (Nous soulignons)

Non seulement le Distributeur n'a-t-il pas écouté la Régie en ce qui a trait aux parcs découlant du premier appel d'offres, mais en plus, par son incurie, il s'est placé dans une situation telle qu'il devenait nécessaire, selon la Régie, d'appliquer l'entente aux deuxième et troisième appel d'offres, et ce, bien que le Distributeur savait ou devait savoir que cette entente était mal ajustée, ne serait-ce qu'en raison d'un facteur d'utilisation réel qui ne correspond pas au taux prévu au contrat pour la puissance garantie.

⁵ Réponse 2.2, HQD-13, Document 4, page 12

Pour ces raisons, nous demandons à la Régie de refuser d'intégrer les coûts découlant de l'EIE aux revenus requis du Distributeur des années 2013 et suivantes, que ce soit directement, sous la rubrique « coût post-patrimoniaux », ou indirectement, via le compte de *pass-on*.

2. ÉCARTS PRÉVISIONNELS, COMPTES D'ÉCARTS ET PRÉVISIONS 2013

Comme la Régie l'a noté à la question 2 de la DDR qu'elle a adressée au Distributeur, celui-ci a réalisé des trop-perçus de 101,2M\$, 171,4M\$ et 105,7M\$ au cours des années 2011, 2010 et 2009, respectivement, et un trop-perçu net de près de 300M\$ depuis que ses tarifs sont déterminés par la Régie (2004-2011), auquel s'ajoutent près de 2M\$ par an découlant de l'effet qu'a la surestimation de la base de tarification sur le coût des capitaux propres.⁶

Comme nous l'avons fait l'an passé, nous traitons de cette problématique rubrique par rubrique afin de trouver des solutions spécifiques aux différents écarts prévisionnels. Ces solutions sont de deux ordres : dans la plupart des cas, nous suggérons un ajustement des montants proposés par HQD pour l'année témoin 2013; dans certains cas, lorsque c'est approprié, nous recommandons aussi la mise en place de comptes d'écarts afin d'éliminer le problème des écarts de manière permanente et compatible avec un mécanisme plus général de fermeture réglementaire.

Avant de débiter cette étude, nous traitons d'abord des objections mises de l'avant par le Distributeur quant à l'opportunité d'instaurer de nouveaux comptes d'écarts dans le présent dossier tarifaire, sachant que le Distributeur et le Transporteur entendent aborder cette question dans le cadre d'un dossier générique qui devrait être déposé en 2013.

2.1 Opportunité d'étudier de nouveaux comptes d'écarts dans le présent dossier

À sa réponse 2.1 à la DDR de la Régie, le Distributeur explique qu'il n'est pas opportun d'étudier la mise en place de comptes d'écarts spécifiques dans le présent dossier considérant que l'étude de tels comptes doit se faire, selon lui, de manière conjointe à l'étude du taux de rendement et des mécanismes généraux de compensation des écarts prévisionnels :

« La position du Distributeur sur la mise en place de comptes d'écarts a été clairement énoncée en réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements no 2 de la Régie dans le dossier R-3776-2011. Le Distributeur considère que l'argumentation qui prévalait dans ce dossier continue de prévaloir dans le présent dossier. Ainsi, le Distributeur est toujours d'avis qu'il ne peut discuter de l'implantation éventuelle d'un mécanisme de partage des écarts ou de l'utilité des comptes d'écarts sans revoir simultanément la façon dont est établi le rendement du Distributeur. Ces questions sont inter-reliées et, de ce fait, doivent être abordées comme un tout tel que le soulignait d'ailleurs la Régie dans sa décision D-2005-34 aux pages 48 et 49 :

⁶ Voir la pièce C-AQCIE-CIFQ-11 déposée dans le dossier R-3776-2011, page 17, pour la somme des écarts sur la période 2004-2010. Pour 2011, il s'agit d'un montant de 2,1M\$ découlant d'une surestimation de près de 82M\$ de la base de tarification, à un taux de rendement autorisé de 7,32%, tel qu'il ressort de la pièce HQD-2, Document 3 du Rapport annuel 2011 du Distributeur, page 7.

Cependant, la décision d'autoriser le recours à un tel mécanisme [compte de pass-on] doit être située dans son contexte propre et reposer sur l'analyse de l'ensemble des risques auquel est soumis un Distributeur. La Régie tient compte des circonstances particulières à chaque distributeur et des informations déposées au dossier avant de rendre sa décision.

Dans le cas présent, la limitation proposée du risque du Distributeur passe par le transfert à sa clientèle d'un risque important, du moins à première vue. La Régie doit tenir compte du fait que le Distributeur est en mesure de contrôler certains éléments de ce risque. En conséquence, la Régie doit agir avec précaution avant d'octroyer à la pièce chacun des mécanismes de pass-on demandés.

À cet effet, le Distributeur juge important de prendre en compte la démarche de consultation sur la politique financière et les mécanismes de traitements des écarts, démarche amorcée le 28 septembre 2012 avec le dépôt d'un document conjoint du Distributeur et du Transporteur. Le Distributeur soumet que c'est seulement à l'issue de cette démarche et de l'examen de la proposition formelle qui suivra que pourra être envisagée la possibilité d'ajouter ou de retirer des comptes d'écarts. De plus, dans un souci de cohérence, il ne peut envisager la situation de l'ajout provisoire de comptes d'écarts sans examiner leur impact sur la politique financière. En outre, il ne serait pas souhaitable d'ajouter des comptes alors que la proposition découlant de la démarche de consultation serait de les retirer. »

Dans cet extrait, le Distributeur va jusqu'à alléguer que la Régie, dans sa décision D-2005-34, partageait son avis à l'effet que la question du taux de rendement et celle des comptes d'écarts devaient être abordées comme un tout. Ce faisant, il fait dire à cette décision des choses qu'elle ne dit pas : si la Régie souligne effectivement dans cette même décision⁷ le lien entre le mécanisme de *pass-on* demandé par le Distributeur et le taux de rendement, elle ne va pas jusqu'à dire que la question du taux de rendement doit être abordée lorsqu'elle examine l'opportunité de créer un compte d'écart. En fait, la Régie avait même exclu la question du coût du capital de l'audience ayant mené à cette décision, et pourtant, elle a autorisé la création d'un

⁷ Voir quelques paragraphes après ceux cités par le Distributeur : «La Régie est aussi soucieuse du lien entre l'établissement du taux de rendement octroyé et une modification des risques assumés par le Distributeur. Toutefois, la méthode de détermination du rendement du Distributeur n'est pas un sujet à l'étude dans ce dossier.

De plus, la Régie manque d'information sur les incitatifs qui favorisent une meilleure gestion des approvisionnements, plus particulièrement dans le contexte où la gestion d'approvisionnement post-patrimonial est une activité nouvelle pour le Distributeur.

Toutefois, la Régie est sensible aux risques financiers auxquels serait soumis le Distributeur, dans le cas où aucune protection ne lui était accordée et où les coûts d'approvisionnement s'avéraient en réalité différents du budget soumis pour 2005.

Dans les circonstances, pour le présent dossier, la Régie opte pour une protection partielle contre les risques associés aux approvisionnements. La Régie autorise le Distributeur à créer un compte de pass-on qui couvrira l'ensemble des risques d'approvisionnement auxquels fait face le Distributeur, au-delà d'un seuil équivalant à un aléa climatique de +/- un écart type, soit 1,9 TWh. » (page 49)

compte de *pass-on* : il est donc possible, selon la Régie, d'étudier la création d'un compte de frais reportés ou d'écarts sans aborder la question du taux de rendement.

Ce qu'il faut comprendre du lien entre les comptes d'écarts et le taux de rendement sur les capitaux propres c'est que la création de nouveaux comptes d'écarts réduit le niveau de risque auquel fait face l'entité réglementée, ce qui devrait conduire à un taux de rendement plus bas. Dans cette optique, il nous semble même préférable de connaître la nature et l'étendue des comptes d'écarts en place avant que ne soit étudiée la formule de rendement puisque celle-ci prend comme intrant le niveau de risque auquel l'entité réglementée fait face pour déterminer les paramètres applicables à la prime de risque (notamment le *Bêta* sous la formule MÉAF).

À l'inverse, il n'est pas nécessaire de connaître le taux de rendement autorisé avant de permettre la création d'un compte d'écart, la création d'un tel compte étant plutôt motivée par d'autres facteurs tels l'absence de contrôle de l'entité réglementée sur l'élément faisant l'objet du compte d'écart, de même que par les fluctuations et les écarts prévisionnels auxquels cet élément est sujet. Le « lien » entre comptes d'écarts et taux de rendement est donc unidirectionnel.

Le Distributeur allègue aussi, à ses réponses 1.2 et 2.1 à la DDR de la Régie, que le dépôt d'une mise à jour de sa situation financière pour l'année de base 2012 selon une formule 10-2 (réel-prévisionnel) rend la création de nouveaux comptes d'écarts superflue :

« Dans la pièce HQD-1, document 1, le Distributeur s'est engagé à informer la Régie de l'évolution de sa situation financière 2012 afin de permettre une meilleure appréciation des prévisions intégrées au dossier pour l'année témoin 2013.

Dans un souci de fournir à la Régie la meilleure information pour répondre à la présente demande, le Distributeur tient à déposer les données les plus précises et les plus fiables possibles. Pour ce faire, le meilleur scénario que le Distributeur peut présenter repose sur une mise à jour des principales données financières sur la base de dix mois réels et deux mois projetés. De plus en procédant ainsi, le Distributeur veut éviter tout risque de confusion en minimisant le nombre de mises à jour et en réduisant, de ce fait, les conciliations entre les versions.

Le Distributeur propose donc respectueusement à la Régie de déposer quelques jours avant le début des audiences, l'évolution de sa situation financière 2012 à partir d'une mise à jour sur la base de dix mois réels et de deux mois projetés.» (Nous soulignons)

« Tel qu'expliqué à la pièce HQD-1, document 1, le Distributeur est disposé à présenter l'évolution de sa situation financière 2012 afin de permettre une meilleure appréciation des prévisions intégrées au dossier pour l'année témoin 2013. Ainsi, le Distributeur déposera une mise à jour de sa situation financière 2012, tel que mentionné en réponse à la question 1.2.

Dans ce contexte, le Distributeur ne juge pas nécessaire l'introduction de compte d'écarts pour certaines rubriques de coûts ou de revenus, car il considère qu'en présentant cette mise à jour, la Régie disposera de toute l'information pour apprécier la justesse des prévisions permettant ainsi de fixer en toute équité les tarifs applicables au 1^{er} avril 2013. » (Nous soulignons)

Voici, cependant, comment répond le Distributeur à la question 19.2 de la DDR de l'AQCIE-CIFQ :

«19.2 Veuillez réviser vos prévisions de ventes pour 2012 et 2013 en tenant compte de la reprise des activités de l'usine Stadacona du groupe Papiers White Birch.

Réponse :

Le principe sous-jacent au processus réglementaire consiste à ne pas mettre à jour les données au dossier tarifaire. La prévision qui sous-tend le présent dossier tarifaire repose sur l'activité économique et la demande des clients prévues, pour le marché des pâtes et papiers, en date du mois de mai 2012. Or, la reprise des activités d'une usine ne signifie pas pour autant une croissance de la demande du secteur des pâtes et papiers équivalente aux ventes à cette usine. » (Nous soulignons)

Ainsi, le Distributeur ne propose pas de mettre à jour ses prévisions de l'année témoin 2013, mais uniquement de déposer une mise à jour de l'année de base 2012 pour rassurer la Régie et les intervenants quant à la justesse de ses prévisions pour 2013. De cette façon, on ne règlera pas le problème des écarts prévisionnels pour 2013, mais on pourra peut-être... le prévoir : Mince consolation !

Qui plus est, les « principales données financières » qui seront déposées ne semblent pas très détaillées : toujours dans sa réponse 19.2, le Distributeur refuse non seulement de mettre à jour ses prévisions de ventes pour 2013, mais aussi celles pour 2012. Si le Distributeur ne dépose même pas une mise à jour de ses ventes, que déposera-t-il donc dans sa mise à jour 10-2 de l'année de base 2012?

À notre avis, le dépôt de la mise à jour 10-2 de l'année de base, telle que proposée, ne saurait servir de substitut à la création de nouveaux comptes d'écarts, là où de tels comptes sont opportuns. La position en ce sens prise par le Distributeur dans sa réponse 2.1 à la DDR de la Régie, à laquelle il renvoie notamment en réponse aux questions 6.4, 7.2, 8.2 et 10 (ii) de la DDR de l'AQCIE-CIFQ, nous paraît totalement inacceptable.

Motivations du Distributeur

Il ressort généralement des propos du Distributeur sur le problème des écarts prévisionnels qu'on ne saurait y trouver de solutions sans que l'on revoie en même temps la formule permettant de déterminer son taux de rendement autorisé, qu'il estime trop bas. Le Distributeur semble estimer que ces écarts prévisionnels, qui l'avantagent grandement depuis

trois ans, sont nécessaires afin de lui permettre de réaliser un bénéfice réglementé suffisant, afin de pallier le manque généré par le niveau actuel du taux de rendement autorisé. Ceci impliquerait que le Distributeur s'attende à ce que les écarts prévisionnels soient à son avantage, alors que, de par leur nature même, de tels écarts devraient généralement être imprévisibles.

Conclusion sur l'opportunité d'étudier de nouveaux comptes d'écarts

Constatant des écarts prévisionnels importants pour les années 2010 et 2009, nous avons suggéré, lors du dernier dossier tarifaire, que des mesures précises, notamment la création de comptes d'écarts, soient prises le plus tôt possible afin de limiter l'ampleur potentielle de tels écarts pour l'avenir. Depuis, les données réelles de l'année 2011 ont confirmé qu'il existe bel et bien une tendance aux écarts prévisionnels importants dans les revenus requis du Distributeur. **Or, si l'étude de nouveaux comptes d'écarts est encore repoussée, on ouvre la porte à ce que d'importants trop-perçus viennent affecter les revenus de 2013 à l'instar de ce qui se sera sans doute produit pour 2012. Il n'y a d'ailleurs aucune garantie que le dossier qui doit être déposé par le Distributeur et le Transporteur sur le rendement et les mécanismes de partage soit même terminé à temps pour être pris en compte dans les tarifs de 2014-15.**

Considérant ce qui précède, il nous paraît approprié que la Régie se prononce dès ce dossier sur les comptes d'écarts demandés.

2.2 Étude des écarts prévisionnels et prévisions 2013 par rubrique

La présente étude est complémentaire à celle qui a été réalisée par l'AQCIE et le CIFQ dans le dossier R-3776-2011⁸ : ainsi, plutôt que de reproduire de manière intégrale ce qui a déjà été dit au sujet des écarts prévisionnels des années 2004 à 2010, nous nous concentrons sur les écarts propres à l'année 2011 ainsi que sur les rubriques qui n'ont pas été couvertes l'an passé.

Les rubriques étudiées sont les suivantes (l'écart prévisionnel favorable de 2011 apparaît entre parenthèses) :

- Ventes nettes des approvisionnements (37,6 M\$)
- Revenus autres (6,9 M\$)
- Frais corporatifs (8,3 M\$)
- Autres charges d'exploitation (7,6 M\$)
- Amortissement (25,4 M\$)
- Taxes (2,8 M\$)
- Coût de la dette (12,5 M\$)
- Impact base de tarification sur coût autorisé capitaux propres (2,1 M\$)

⁸ Voir la pièce C-AQCIE-CIFQ-11 déposée dans le dossier R-3776-2011

2.2.1 Ventes nettes des approvisionnements (37,6 M\$)

En réponse à la question 3.1 de la DDR de la Régie lors de l'étude du Rapport annuel 2011 du Distributeur, celui-ci ventile l'écart prévisionnel relatif aux ventes nettes des approvisionnements selon les catégories d'abonnements. Parmi ceux-ci, nous constatons un écart très important au niveau des ventes nettes au tarif L : 49 M\$. Nous comprenons que cette somme correspond à des ventes normalisées de 39 421 GWh par rapport à des ventes prévues de 37 998 GWh, pour un écart total de 1 423 GWh.⁹

En 2010, en réponse à une question de l'AQCIE-CIFQ, nous apprenions que l'écart au niveau des ventes nettes aux tarifs L (incluant LP et LA marginal) atteignait 41 M\$¹⁰ en raison d'une prévision des ventes qui s'est avérée inférieure aux ventes normalisées par 1 795 GWh.¹¹

Le Distributeur a fourni les explications suivantes en 2010 et 2011 respectivement :

«Tarif L : Les provisions pour fermeture prises lors du dossier R-3708-2009 ont pratiquement couvert les fermetures réelles pour 2010. Toutefois, la faible hydraulicité observée sur le réseau de Rio Tinto Alcan a entraîné la signature d'un contrat d'achat d'énergie supplémentaire sur le réseau hydro-québécois. Ce contrat temporaire, attribuable aux conditions climatiques de 2010, n'était pas prévu lors du dossier R-3708-2009. De plus, certains autres clients ont redressé leur production en cours d'année.»¹²

«Tarif L : Les provisions pour fermeture prises lors du dossier R-3740-2010, se chiffrant à 2 150 GWh, se sont avérées trop importantes en regard des baisses de consommation observées. Ces provisions couvrent cependant l'écart défavorable des ventes au tarif L à Rio Tinto Alcan, relié à la forte hydraulicité sur le réseau du client.»¹³

Ce trop-perçu de 90 M\$ sur deux ans est inquiétant et nous permet de douter de la fiabilité des prévisions du Distributeur pour 2013, malgré le fait que le Distributeur se soit *doté d'outils additionnels* qu'il décrit de manière assez sommaire en réponse à une question de la FCEI :

«Au secteur industriel, le Distributeur fait le suivi des relations entre les ventes et les variables économiques (PIB) propres à chacun des principaux secteurs, soit les pâtes et papiers, les mines, le pétrole et la chimie, la sidérurgie, fonte et affinage ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles. Le suivi de ces relations à l'aide de modèles économétriques permet au Distributeur d'intégrer spécifiquement les informations économiques comme les différentes composantes du PIB, le prix de

⁹ HQD-2, Document 3, page 8 du Rapport annuel 2011 du Distributeur

¹⁰ HQD-14, Document 4, page 52, réponse 26.1

¹¹ HQD-12, Document 1, page 7, réponse 2.1

¹² HQD-12, Document 1, page 9, Rapport annuel 2010 du Distributeur

¹³ HQD-2, Document 3, pages 9-10, Rapport annuel 2011 du Distributeur

certaines matières premières et le taux de change en plus d'en tenir compte implicitement dans l'environnement économique prévu.

Les relations décrites ci-dessus sont estimées sur la période débutant en 2006 et se terminant avec les dernières données réelles disponibles. La sélection des variables, parmi un ensemble de variables disponibles, est basée sur plusieurs critères dont, notamment, leur pertinence et leur importance à expliquer l'évolution des ventes, mais aussi la disponibilité des données historiques et prévisionnelles. Les variables, choisies pour fins de modélisation, sont revues continuellement dans un processus dynamique. Les variables non retenues pourront éventuellement être intégrées aux modèles si leur apport dans l'explication de la variabilité de la demande devient justifié.

Ainsi, les outils additionnels de prévision s'inscrivent en continuité avec les modèles de prévision basés sur les usages et les équipements. De plus, le Distributeur continue à exploiter les informations influençant la demande des grands clients industriels comme de nouveaux projets de développement, les arrêts de production ou les fermetures. Ceci permet d'assurer un suivi de l'évolution des ventes dans une approche intégrée et cohérente.»¹⁴

Cela dit, considérant que la formule exacte et les paramètres utilisés par le Distributeur dans son calcul ne sont pas divulgués, il demeure très difficile d'apprécier la justesse de ces prévisions, le Distributeur apparaissant comme une sorte d'augure ou d'oracle dont les capacités à prédire l'avenir ne sont pas partagées avec les profanes intervenants.

Au-delà de ce manque de transparence, le processus prévisionnel souffre aussi de la cristallisation des prévisions lors du dépôt du dossier tarifaire, dont nous avons déjà traité. Ce problème est particulièrement important dans le secteur industriel où une annonce d'ouverture ou de fermeture d'usine peut se traduire en une augmentation ou une diminution des prévisions de ventes de plus de 1 TWh du jour au lendemain, ce qui se traduit par un impact de 15-20M\$ sur les ventes nettes, pour un trop-perçu ou un manque à gagner équivalent, si l'on se fie aux résultats réels de 2010 et 2011 susmentionnés (90 M\$ pour 2220 GWh), ainsi qu'au ratio divulgué par le Distributeur à sa réponse 24.2 à la DDR de la Régie.

Ainsi, bien que nous ayons appris aux mois de juillet et août 2012 respectivement que les usines Stadacona de Papiers White Birch¹⁵ et Dolbeau de Resolu¹⁶ reprenaient leurs activités, le Distributeur n'entend pas bonifier ses prévisions pour 2013. S'il le faisait (non seulement pour ces deux usines mais pour tout le secteur industriel), on pourrait certes réduire l'ampleur potentielle des écarts prévisionnels liés aux ventes. Cela dit, on demeurerait pris malgré tout avec l'opacité de la formule de prévisions du Distributeur.

¹⁴ HQD-13, Document 7, pages 4 et 5, réponse 1.1

¹⁵ <http://www.ledevoir.com/economie/emploi/354551/white-birch-rouvrira-l-usine-stadacona-de-quebec-le-2-aout-prochain>

¹⁶ <http://argent.canoe.ca/lca/affaires/quebec/archives/2012/08/produits-forestiers-resolu-rouvre-son-usine-dolbeau.html>

Afin d'enrayer ce problème, et considérant que le Distributeur n'a pas de contrôle sur les ventes réalisées au tarif L, il nous semble donc qu'un compte d'écart, qui viendrait compléter les comptes de *pass-on* et de nivellement climatique afin de transférer l'entière responsabilité du risque relié aux ventes au secteur industriel aux consommateurs, serait approprié. De plus, pour éviter de surcharger ce compte en 2013 considérant les annonces des derniers mois, nous demandons que la prévision des ventes 2013 soit mise à jour à la veille des audiences à être tenues dans ce dossier.

Nous n'avons pas de commentaires à ce stade-ci sur les ventes aux autres secteurs.

2.2.2 Revenus autres (6,9M\$)

L'écart prévisionnel constaté au niveau des revenus autres pour 2011, à 6,9M\$, est beaucoup plus bas que celui des dernières années : nous avons calculé, l'an dernier, que cet écart atteignait 27,3 M\$ en moyenne sur la période 2004-2010, variant entre 13,3 M\$ à 42,7M\$.¹⁷

Cela dit, si l'on fait abstraction de la rubrique « récupération de coûts », laquelle se retrouve maintenant intégrée aux charges d'exploitation, on constate que le Distributeur a surestimé les « revenus autres » de 8,2 M\$ en 2011 mais qu'il les a systématiquement sous-estimés dans les années précédentes.¹⁸

HQD prévoit cette année des revenus autres de 175,3 M\$ en 2013, en légère baisse par rapport au montant autorisé en 2012 (181,4 M\$) et au montant des années historiques 2011 (177,7 M\$) et 2010 (178,8 M\$). Notons qu'en 2012, la Régie a autorisé un montant de 10 M\$ plus élevé que celui proposé par le Distributeur afin de réduire l'écart entre les montants proposés par le Distributeur pour l'année témoin 2012 à l'égard de certaines sous-rubriques des revenus autres (frais d'administration, subilisation d'énergie et mise sous tension) au niveau de l'année de base 2011 ou de l'année historique 2010.

Une telle approche nous apparaît appropriée cette année, d'autant plus que le Distributeur propose encore une diminution importante des frais d'administration par rapport au montant autorisé pour 2012, de 69,3 M\$ à 59,7 M\$ (-14%). Ainsi, il nous semble plus approprié d'établir ce montant en fonction des années de base 2012 (62,9 M\$) et historique 2011 (63,2 M\$), à 63 M\$, ce qui représente tout de même une diminution de 6,3 M\$ par rapport au montant autorisé pour 2012.

Dans cette optique, les « revenus autres » atteindraient donc 178,6 M\$ en 2013, soit un montant comparable à celui des années historiques 2011 et 2010.

¹⁷ Voir l'annexe I de la pièce C-AQCIE-CIFQ-11 déposée dans le dossier R-3776-2011

¹⁸ HQD-14, Document 4, page 48, dossier R-3776-2011; HQD-13, Document 1, page 162, Dossier R-3740-2010

Quant à la rubrique « récupération de coûts », le Distributeur rapporte un écart important de 15,2 M\$ en 2011, par rapport à des écarts moyens de 8,6 M\$ sur la période 2004-2010. Bien qu'une partie de ce trop-perçu soit compensée par un manque à gagner au niveau des charges d'exploitation, nous constatons qu'au cours des dernières années, celles-ci se sont aussi soldées par un écart favorable au Distributeur : ainsi, le manque à gagner, au niveau des charges d'exploitation, qui devrait compenser le trop-perçu au niveau de la récupération de coûts, est déjà lui-même compensé par un autre écart.

En réponse à la question 5.3 de la DDR de l'AQIC-CIFQ, le Distributeur présente l'évolution de la rubrique « récupération de coûts » sur la période 2007-2013, que nous reproduisons ici :

TABLEAU R-5.3
RÉCUPÉRATION DE COÛTS 2007 À 2013 (EN M\$)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	Année historique	Année historique	Année historique	Année historique	Année historique	Année de base	Année témoin
Récupération de coûts	-42,3	-45,4	-40,4	-45,9	-52,8	-44,0	-44,6
Réclamations aux tiers et autres	-23,0	-23,5	-21,8	-24,2	-29,9	-20,2	-20,3
Missions effectuées à l'extérieur du Québec	-1,1	-2,8	-2,0	-1,9	-8,0	-	-
Autres	-21,9	-20,7	-19,8	-22,3	-21,9	-20,2	-20,3
Pose d'attaches, espace poteaux, conduits	-19,3	-21,9	-18,6	-21,7	-22,9	-23,8	-24,3

Si la prévision pour 2013 de la sous-rubrique « pose d'attaches, espace poteaux, conduits » semble appropriée considérant la tendance sur la période 2007-2011, on remarque que celle des « réclamations aux tiers et autres », à 20,3 M\$, est plus basse que tous les montants réels des années 2007 à 2011. **Nous suggérons donc que cette prévision rejoigne la moyenne de cette période, à 24,8 M\$, faisant ainsi passer la rubrique « récupération de coûts » à 49,1 M\$, en réduction des charges d'exploitation.**

2.2.3 Frais corporatifs

Dans sa décision D-2012-24, la Régie a présenté les écarts prévisionnels au niveau des frais corporatifs sur la période 2006-2010 sous forme de tableau. Nous avons complété ce tableau avec les informations divulguées cette année par le Distributeur à la pièce HQD-7, Document 8 :

Frais corporatifs – comparaisons entre prévisions (années témoin et de base) et réel (en M\$)

	Année témoin	Année de base	Réel	Δ Année témoin - réel	Δ Année de base – réel
2006	36.9	37.2	34.3	2.6	2.9
2007	39.5	39.5	36	3.5	3.5
2008	40.9	41.5	36.3	4.6	5.2
2009	41.9	40.2	32.1	9.8	8.1
2010	43.9	37.4	31.4	12.5	6
2011	39	36.9	29.7	9.3	7.2
2012	37.5	35			
2013	36.3				
Moyenne				7.1	5.4

En 2011, le trop-perçu de 9,3 M\$¹⁹ découle d'écarts aux rubriques sous-jacentes à la rubrique « frais corporatifs », principalement les rubriques « affaires corporatives et secrétariat général » et « finances ». Afin de mieux comprendre les écarts prévisionnels propres à ces deux rubriques, l'AQCIE-CIFQ a demandé au Distributeur, à la question 4.1 de sa DDR, de lui fournir le plus grand niveau de détail possible à leur sujet. En réponse, le Distributeur a décrit de manière sommaire les principales activités reliées à ces rubriques mais s'est déclaré incapable de fournir le détail par rubrique « *car la prévision est établie sous forme d'enveloppe budgétaire globale composée en quasi-totalité de charges d'exploitation.* »

Dans un tel contexte, comment pouvons-nous faire pour évaluer le bien-fondé des demandes du Distributeur?

En réponse à la question 32.1 de la DDR de la Régie, au sujet de l'écart entre l'année témoin 2013 et l'année historique 2011, le Distributeur affirme ceci :

«L'augmentation des frais corporatifs entre l'année historique 2011 et l'année témoin 2013 s'explique principalement par l'indexation de la masse salariale, par l'inflation sur les autres coûts ainsi que par le report de certaines activités et des comblements de postes de 2011 à 2012 et 2013. La hausse s'explique également dans une moindre mesure par une légère augmentation de la quote-part des frais corporatifs attribuée au Distributeur. »

Considérant les écarts très importants des dernières années, comment pouvons-nous croire les explications données par le Distributeur pour justifier, encore une fois, une hausse importante des frais corporatifs de l'année témoin par rapport à ceux de l'année historique?

¹⁹ En réduisant de 3,0 M\$ la prévision du Distributeur dans sa décision D-2011-28, la Régie a réduit d'autant le trop-perçu de cette année.

À notre avis, nous n'avons d'autre choix que de ramener le montant de l'année témoin 2013 au niveau de l'année historique 2011, soit 29,7 M\$, et de créer un nouveau compte d'écarts afin de capter tout nouvel écart qui pourrait subsister.

2.2.4 Autres charges d'exploitation (7,6 M\$)

Au-delà des frais corporatifs, l'écart prévisionnel sur les charges d'exploitation atteint 7,6 M\$, résultant d'une série d'écarts parfois beaucoup plus importants qui s'annulent. On peut par ailleurs isoler l'écart défavorable relatif aux mauvaises créances (13,8 M\$), qui est sans lien avec les autres éléments des charges d'exploitation, ce qui implique que l'écart résiduel pour les autres charges d'exploitation est de 21,4 M\$ en 2011, par rapport à un écart de 16,9 M\$ en 2010 sur les mêmes éléments.²⁰

Pour 2012, le Distributeur prévoit déjà un trop-perçu de 20,3 M\$ qu'il qualifie de gains d'efficience additionnelle et qui, selon lui, serait apparu au printemps 2012.²¹ Bien que l'AQCIE-CIFQ soit favorable à de tels gains d'efficience (et au fait que, contrairement aux gains réalisés au niveau des frais corporatifs, elle en fait bénéficier à sa clientèle en diminuant les tarifs), elle verrait d'un œil encore meilleur le fait pour le Distributeur de prévoir ces gains en temps opportun afin qu'ils soient intégrés aux tarifs de l'année pendant laquelle ils sont réalisés, ne serait-ce qu'en partie.

Dans cette optique, l'AQCIE-CIFQ est favorable à un rehaussement de la cible minimale des gains d'efficience de 1 à 2% par année, comme la Régie l'a décrété pour le Transporteur dans la décision D-2012-59.²²

2.2.5 Amortissement (25,4 M\$)

Après un écart favorable de près de 20M\$ en 2010, le Distributeur a bénéficié d'un écart de près de 25,4 M\$ au niveau de sa charge d'amortissement en 2011, soit près du quart de son trop-perçu total de cette année-là. Le Distributeur met certains éléments de l'avant afin d'expliquer l'écart de 2011 dans son rapport annuel :

«La diminution de 26 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

- *Une réduction de 16 M\$ des coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, tel qu'expliqué aux pages 8 et 9 de la pièce HQD-4, document 2;*

²⁰ Voir En 2010, nous avons aussi soustrait l'écart relatif au coût de retraite, ce que nous n'avons pas eu à faire pour 2011 étant donné que cet écart est compensé par un compte d'écarts.

²¹ HQD-13, Document 4, page 43, réponse 17.2 à la DDR de l'AQCIE-CIFQ

²² Page 19

- *Un impact de 6 M\$ à la baisse de l'amortissement du Plan Global d'Efficacité Énergétique ainsi que des programmes et activités de l'Agence en efficacité énergétique résultant de soldes moins élevés que prévus au 31 décembre 2010;*
- *Une diminution de 3 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels suite à des mises en service moins élevées que le montant autorisé. » (HQD-2, Doc-3, p. 14)*

«En 2011, les retraits d'actifs se sont élevés à 13,7 M\$, soit 16,3 M\$ de moins que le montant autorisé par la Régie. Cet écart s'explique principalement par les éléments suivants :

- *un écart favorable de 7,0 M\$ résultant de l'impact des radiations effectuées suite l'abandon ou la radiation de projets.*
- *des revenus additionnels de 7,8 M\$ pour la vente de surplus d'actifs attribuables à la hausse du prix de vente du cuivre et de l'aluminium;*
- *un impact favorable des retraits d'appareils de mesure. » (HQD-4, Doc-2, pp. 8-9)*

Bien que le Distributeur ait un certain contrôle sur la charge d'amortissement, ce contrôle ne lui permet pas de réaliser des gains d'efficience considérant que l'amortissement est principalement le résultat de ses décisions d'investissements et des sommes accumulées dans certains comptes de frais reportés. À notre avis, il est donc approprié d'instaurer un compte d'écarts pour l'ensemble de la rubrique « amortissement » puisqu'il permettrait de compenser la présence d'écarts importants sans nuire au contrôle des coûts du Distributeur.

2.2.6 Taxes (2,8 M\$)

À l'audience du dossier R-3776-2011, nous avons déposé un document démontrant que l'écart prévisionnel moyen sur les taxes (en excluant la taxe sur le capital, que le Distributeur n'a plus à payer) atteignait 1,9 M\$ par année entre 2005 et 2010.²³ Il ressort aussi de cette étude qu'il n'y avait aucun écart en 2005 alors que pour les années 2006 à 2010, l'écart était favorable à chaque année, tant pour la taxe sur les services publics (TSP) que pour les taxes municipales. En fait, il est intéressant de constater que le montant réel ne varie que très peu sur cette période, entre 50,7 M\$ et 51,5 M\$ (51,9 M\$ en 2011), alors que les montants prévus atteignent 54,4 M\$ en 2007 et 53,9 M\$ en 2010.

La présence et l'ampleur des écarts est d'autant plus inexplicable au niveau de la TSP étant donné que, selon le Distributeur, le montant exigible en vertu de cette taxe ne dépend que de la valeur nette des immobilisations qui y sont assujetties, soit celles qui ne sont pas assujetties à une taxe foncière.²⁴ Ainsi, par exemple, en 2011, l'écart prévisionnel de la TSP atteint 1,2 M\$ sur une valeur réelle de 39,6 M\$, soit 3%. Or, l'écart prévisionnel au niveau de la valeur nette des

²³ Voir pièce C-AQCIE-CIFQ-18

²⁴ HQD-13, Document 4, pages 31-32

immobilisations du Distributeur en date du 1^{er} janvier 2011 atteint 30 M\$ sur une valeur réelle de 8 253M\$, soit 0,4%.²⁵

En 2010, l'écart prévisionnel sur la valeur nette des immobilisations est encore plus petit et négatif, soit -2,4 M\$ sur 8 220\$ ou moins de 0,1%²⁶, alors que l'écart sur la TSP atteint 1,6 M\$ sur 38,9 M\$, soit 4%. Ainsi, année après année, le Distributeur arrive à surestimer, aux fins d'établissement des tarifs, le montant qu'il doit en vertu de la TSP dans une proportion largement supérieure à celle de la surestimation de la valeur nette de ses immobilisations en exploitation.

Ces montants ne sont certes pas énormes, mais l'analyse qui précède tend à démontrer que le Distributeur gonfle artificiellement ses prévisions.

Pour 2013, il faudrait, au minimum, ramener la valeur de l'année témoin à celle de 2011, soit 51,9 M\$.

2.2.7 Coût de la dette (12,5 M\$)

Le trop-perçu au niveau du coût de la dette en 2011 s'inscrit dans la même lignée que celui de 2010 (15,3 M\$) et 2009 (29,3 M\$). Nos recommandations sur le processus de mise à jour du coût de la dette proposé par le Distributeur se retrouvent à la section 4 du présent mémoire. Nous estimons par ailleurs que la création d'un compte d'écart serait appropriée.

2.2.8 Impact base tarification sur coût autorisé capitaux propres (2,1 M\$)

La surestimation de la base de tarification permet notamment au Distributeur de bénéficier d'un trop-perçu au niveau de son coût en capital. Si le Distributeur tient compte de l'impact de cette surestimation sur le coût de la dette dans le montant qu'il publie dans son rapport annuel à titre d'écart prévisionnel sur le coût de la dette - et, en conséquence, dans le montant rapporté à la section 2.2.7 du présent rapport - il ne tient pas compte de cet impact en ce qui a trait aux 35% de la valeur de sa base de tarification réputés être financés par des capitaux propres. En fait, lorsque le Distributeur calcule son trop-perçu global pour une année donnée (soit la somme de tous les trop-perçus et manque-à-gagner), il l'indique à titre d'écart prévisionnel sur ses capitaux propres.

Ainsi, en fonction d'un taux autorisé de rendement sur les capitaux propres de 7,32% et d'une surestimation de la base de tarification de 82 M\$, le trop-perçu au niveau des capitaux propres atteint 2,1M\$ en 2011 ($82 \text{ M\$} * 35\% * 7,32\%$). Dans le dossier R-3776-2011, nous avons estimé ce trop-perçu pour les années 2004-2010 à près de 14 M\$, soit 2M\$ par année.

²⁵ Rapport annuel 2011, HQD-4, Document 1, page 3; Dossier R-3740-2010, HQD-8, Document 1, page 12.

²⁶ Rapport annuel 2010, HQD-4, Document 1, page 3; Dossier R-3708-2009, HQD-8, Document 1, page 12.

Considérant que le Distributeur a tendance à sous-estimer la valeur de sa base de tarification et qu'on ne peut espérer qu'il réalise des gains d'efficience sur le rendement de ses capitaux propres, un compte d'écart semble, ici aussi, être une solution appropriée.

3. COMPTES D'ÉCARTS RELATIFS AU BEIÉ, AU PGEÉ ET AU PROJET LAD

Par sa décision D-2012-021, la Régie a accepté que la redevance au Bureau de l'efficacité énergétique (BEIÉ) du Ministère des Ressources naturelles ainsi que certains coûts relatifs au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) soient recouverts dans les revenus de l'année. À la question 28.3 de sa DDR dans le présent dossier, la Régie demandait au Distributeur de commenter la possibilité d'introduire un compte d'écart pour ces charges. Pour les motifs présentés aux sections 3.1 et 3.2, nous sommes d'avis qu'il serait opportun de procéder à l'introduction de ces comptes d'écart.

Par ailleurs, pour des motifs similaires à ceux qui valent pour le PGEÉ, nous sommes d'avis que les charges d'exploitation attribuées au projet LAD devraient aussi faire l'objet d'un compte d'écart; ces motifs sont présentés à la section 3.3.

3.1 BEIÉ

Pour l'année 2013, le Distributeur prévoyait, lors du dépôt de son dossier tarifaire, une charge de 56 M\$ à titre de redevance. Le Distributeur justifie cette charge comme suit :

« Dans sa décision D-2012-021, la Régie a autorisé le Distributeur, à compter du 1er janvier 2012, à recouvrer aux charges de l'année les coûts reliés à la contribution versée au ministère des Ressources naturelles et de la faune pour les activités du BEIÉ et qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle en conformité avec l'IAS 38. En conséquence, le Distributeur évalue que ces coûts s'élèvent à 56 M\$ pour 2013 et a retenu cet élément sous la base du critère 2 « Coût découlant de nouvelles exigences externes » »²⁷

Questionné par la Régie à ce sujet, le Distributeur explique, à la réponse 27.2 de la DDR de la Régie qu'il « a établi les prévisions de coûts relatifs au BEIÉ pour 2012 et 2013 à partir du décret 1173-2011 [49,4 M\$] auxquelles la part de l'électricité pour la bonification du programme Rénoclimat selon le budget provincial 2012-2013 - Plan budgétaire G.104 a été ajoutée. »²⁸

Depuis, le gouvernement a émis un décret (846-2012)²⁹ au sujet de la redevance pour l'année 2012-13. Tel qu'il ressort de la réponse 27.7, la redevance au BEIÉ, pour une année donnée (par exemple, 2011-2012), couvre la période allant du 1^{er} avril au 31 mars, ainsi que l'indique le Distributeur dans les termes ci-après :

²⁷ HQD-7, Document 1, page 10

²⁸ HQD-13, Document 1, pages 70-71, réponse 27.2 à la DDR de la Régie

²⁹ Décret 846-2012 en date du 1^{er} août 2012, G.O.Q. II, 144^e année, vol. 34, page 4326

Les dernières quotes-parts fixées par décret à ce jour sont celles de 2011-2012 et de 2012-2013. Le Distributeur étant en attente du décret pour la quote-part de 2013-2014, le tableau R-27.7 ne présente pas les quotes-parts pour les trois derniers trimestres de 2013.

TABLEAU R-27.7
QUOTES-PARTS SELON LES DÉCRETS SELON LA COMPTABILITÉ D'EXERCICE

	Décrets	Quote-part (M\$)	Année de base 2012 ajustée du Décret 846-2012		Année témoin 2013 ajustée du Décret 846-2012	
			Nombre de trimestres	(M\$)	Nombre de trimestres	(M\$)
Quote-part 2011-2012 (1 avril 2011 au 31 mars 2012)	1173-2011	49,4	1	12,4	0	0,0
Quote-part 2012-2013 (1 avril 2012 au 31 mars 2013)	846-2012	34,3	3	25,7	1	8,6
Quote-part 2013-2014 (1 avril 2013 au 31 mars 2014)	non publié	-	-	-	-	-
Prévision intégrée au dossier R-3814-2012	S/O	49,4	-	-	3	37,1
			4	38,1	4	45,7

Ainsi, le montant de 49,4M\$ prévu pour l'année témoin 2013 lors du dépôt du présent dossier n'est pas représentatif du coût réel qui sera encouru par le Distributeur en 2013 puisqu'il est basé sur un décret (1173-2011) s'appliquant à la période allant du 1^{er} avril 2011 au 31 mars 2012. De même, le montant révisé de 45,7M\$ n'est qu'en partie représentatif du coût en 2013 de la redevance au BEIÉ, considérant qu'il est toujours basé, aux trois quarts, sur le montant prévu pour l'année 2011-2012.

À sa réponse 27.8, le Distributeur explique qu'il :

« ne voit aucun problème à refléter le décret 846-2012 à son année de base 2012 (neuf derniers mois de l'exercice) et son année témoin 2013 (trois premiers mois de l'exercice) le montant des redevances applicables aux trois derniers trimestres de 2013 est inconnu, considérant que le décret pour l'année 2013-14 n'a pas encore été émis.

Cependant, ne contrôlant pas les coûts qui seront engagés par le BEIÉ et n'étant pas en mesure de confirmer si la situation de surplus budgétaire du BEIÉ se reproduira pour son exercice financier 2013-2014, le Distributeur maintient sa prévision initiale pour les neufs derniers mois de l'année témoin 2013. » (Nous soulignons)

À notre avis, cette absence de contrôle, et le fait que le montant de la redevance fluctue de manière importante d'année en année (le montant de 2011-12 atteint presque une fois et demie celui de 2012-13), militent fortement en faveur d'un compte d'écart. À cet égard, et tel qu'expliqué à la section 2 du présent mémoire, le fait que le Distributeur se penche sur un mécanisme global de compensation *ex post* dans un autre dossier ne devrait pas empêcher la Régie d'ordonner la création d'un compte d'écart, surtout lorsqu'un tel compte d'écart

permet de compenser 100% de l'écart constaté alors que le mécanisme de compensation *ex post* qui sera examiné pourrait prévoir un partage de l'écart pour que le Distributeur demeure incité à contrôler ses coûts, ce qu'il ne peut faire, de toute évidence, pour la redevance au BEIÉ, tel qu'il le reconnaît à la réponse 27.8 à la DDR de la Régie.

3.2 PGEÉ

En réponse à la question 28.1 de la DDR de la Régie, le Distributeur dépose un tableau dans lequel il fait état de l'évolution des charges reliées au PGEÉ, tant pour les montants autorisés que pour les montants réels, des années 2006 à 2011. On constate un écart moyen de 15,6 M\$ par année représentant, selon les années, entre 8,6% et 44% du montant autorisé et qui se serait traduit par un trop-perçu moyen du même montant (15,6 M\$) si ces coûts n'avaient pas été capitalisés à cette époque.

La mise en place d'un compte d'écarts, que nous avons recommandée dans notre argumentaire lors du dossier R-3768-2011, nous semble toujours appropriée. Au-delà des écarts colossaux constatés lors des dernières années, c'est aussi la nature de cette charge qui rend nécessaire une forme de comptabilisation des trop-perçus.

À notre avis, les écarts à cette rubrique, le cas échéant, risquent d'être biaisés en faveur du Distributeur (trop-perçu). En effet, contrairement à la plupart des actifs et des autres charges d'exploitations du Distributeur, les dépenses relatives au PGEÉ ne sont pas nécessaires, au sens strict, pour que le Distributeur puisse desservir ses clients lors d'une année donnée. Ces dépenses visent plutôt à accroître l'efficacité énergétique, créant ainsi un impact à la baisse sur les coûts d'approvisionnement futurs.

Ainsi, le Distributeur peut assez facilement décider de dépenser moins que le montant ayant été intégré aux tarifs, sans pour autant qu'on puisse dire qu'il s'agit nécessairement de gains d'efficience. Il est d'ailleurs intéressant de noter que, contrairement aux autres rubriques de charges courantes, où la Régie autorise un montant, lorsqu'il est question du PGEÉ, la Régie autorise un montant maximal, tel qu'il ressort notamment de la section de la décision D-2012-024 par laquelle la Régie a approuvé les montants pour 2012 :

« [427] Le Distributeur propose qu'à compter du 1er janvier 2012, les coûts du PGEÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle soient recouverts dans les revenus requis de l'année, plutôt que d'être comptabilisés à titre de frais reportés et amortis sur 10 ans. L'impact annuel de cette modification sur les charges d'exploitation est de 51,9 M\$ pour 2012.

*[428] Considérant l'appréciation qu'elle fait de chacun des programmes du PGEÉ, la Régie approuve **un budget maximal de 219 M\$ pour les programmes et activités du PGEÉ 2012 du Distributeur.***

[429] Tenant compte, par ailleurs, de la décision rendue à la section 10.1.5.2, la Régie autorise le Distributeur à comptabiliser un maximum de 175 M\$ au compte de frais reportés créé aux fins du PGEÉ, selon les modalités d'amortissement approuvées. Le solde de 44 M\$ approuvé sera intégré aux revenus requis de l'année tarifaire. (Nos soulignements. L'emphase est de la Régie]

Dans cette optique, il serait assez surprenant de voir le Distributeur finir l'année avec un manque à gagner. Ainsi, pour assurer un traitement équitable des consommateurs, il nous semble approprié de créer un compte d'écart. Cela dit, un tel compte ne servirait qu'à constater les trop-perçus dans la mesure où un manque à gagner signifierait que le Distributeur a dépassé le montant autorisé par la Régie.

3.3 LAD

À l'annexe B de la pièce HQD-7, Document 1, le Distributeur présente la ventilation de certaines rubriques de charges d'exploitation entre différents « éléments spécifiques ». Parmi ceux-ci, nous trouvons le projet Lecture à distance (LAD) dont les charges d'exploitation atteindront 32,7 M\$ en 2013 selon le Distributeur. Ces 32,7 M\$ sont la somme des coûts du projet LAD que le Distributeur n'entend pas capitaliser en 2013 (20,5M\$) ainsi que des coûts des années 2010 à 2012 (12,2M\$) qui ont été reportés, considérant que le projet LAD n'avait pas encore été autorisé.

Si les 12,2 M\$ de frais reportés ne sont pas problématiques en ce qu'il s'agit de coûts réellement encourus, l'AQCIE-CIFQ est préoccupée par l'importance des coûts non-capitalisés prévus en 2013, soit 20,5 M\$. En effet, considérant que les reports et les délais dans l'implantation de projets, de même que la surestimation des coûts, ne sont pas étrangers au Distributeur, l'AQCIE-CIFQ estime qu'il existe un potentiel important de trop-perçus au niveau des charges d'exploitation du projet LAD. Qui plus est, de tels trop-perçus ne seraient, le cas échéant, véritablement connus de la Régie et des intervenants qu'en 2014, soit trop tard pour être pris en compte dans le prochain dossier tarifaire.

L'AQCIE-CIFQ estime donc plus prudent de créer d'ores et déjà un compte d'écart relatif aux charges d'exploitation du projet LAD. En fait, si l'on se fie à la pièce HQD-8, Document 7, aux pages 18 et 19, il existe déjà un « compte d'écarts » pour cette rubrique, soit le compte de frais reportés susmentionné dont le titre a changé depuis le dernier dossier tarifaire. Quoi qu'il en soit, là où l'actuel compte d'écarts ou compte de frais reportés relié au projet LAD comptabilise tous les coûts du projet LAD jusqu'à ce que celui-ci soit approuvé, **nous proposons qu'un compte d'écarts vienne dorénavant prendre en compte les écarts entre les charges d'exploitation prévues (et intégrées aux tarifs) et les charges réelles reliées au projet LAD.**

4. PROCÉDURE DE MISE À JOUR DU COÛT DE LA DETTE

Le coût de la dette du Distributeur est déterminé à partir (i) du taux moyen des frais financiers payés par Hydro-Québec sur sa dette et (ii) de la valeur de la part de la base de tarification réputée financée par des capitaux empruntés.

Le premier de ces deux éléments est déterminé en fonction d'un numérateur et d'un dénominateur :

- Au numérateur, on retrouve les intérêts nets sur la dette à long terme et les frais de garantie;
- Le dénominateur est composé de la valeur de la dette à long terme et des swaps desquels sont retranchés les éléments n'ayant pas contribué à financer les actifs d'Hydro-Québec. La dette d'Hydro-Québec est composée à la fois d'emprunts à taux fixe et d'emprunts à taux variable.

D'une année à l'autre, le coût de la dette du Distributeur mesuré lors du dossier tarifaire évolue, que ce soit en raison de l'impact de la fluctuation des taux d'intérêts sur le coût des emprunts à taux variable ou à cause de l'émission ou de l'arrivée à terme de certaines obligations à un taux différent du taux moyen de la dette.

Dans sa décision D-2012-024, la Régie demandait au Distributeur de déposer une proposition de mise à jour du coût moyen de la dette dans le présent dossier tarifaire :

« [58] La Régie croit que les prévisions des composantes du taux de rendement sur la base de tarification et du coût du capital prospectif doivent s'appuyer sur les données les plus récentes, et ce, de façon à établir des taux de rendement qui soient raisonnables. En conséquence, elle est d'avis que les taux relatifs à la dette devraient être mis à jour au même moment que le taux sur l'avoir propre.

[59] Toutefois, considérant que la Régie procédera à l'examen de la méthode permettant l'établissement d'un rendement raisonnable au Distributeur dans le prochain dossier tarifaire, la Régie lui demande d'incorporer une preuve sur la mise à jour du coût moyen de la dette, en tenant compte des commentaires ci-dessus. »

Le Distributeur a déposé une telle procédure à la pièce HQD-2, Document 3.2, annexe 1. Essentiellement, le Distributeur propose de mettre à jour au mois de janvier (précédant l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs) le coût de sa dette en fonction de l'évolution des paramètres suivants :

- Le taux applicable aux emprunts qui étaient prévus lors du dépôt du dossier tarifaire pour les années de base et témoin;
- Le taux applicable à l'ensemble de la dette à taux variable.

Ainsi, tel qu'il ressort de cette pièce et des réponses du Distributeur à la DDR de l'AQCIE-CIFQ (notamment à la réponse 1.2), la mise à jour ne vise, pour la portion de la dette à taux fixe, que les modifications de taux, c'est-à-dire des modifications au numérateur; le Distributeur n'entend pas tenir compte de l'effet « volume » sur le coût de sa dette qui découle de nouvelles émissions qui n'étaient pas prévues lors du dépôt du dossier tarifaire.

Or, de telles émissions peuvent être importantes : ainsi, en 2011, Hydro-Québec a procédé à l'émission de nouvelle dette, dont une partie, pour un montant d'un milliard de dollars US, au taux de 2,00%, n'était pas prévue lors du dossier tarifaire R-3740-2010 et, en conséquence, n'a pas été intégrée aux tarifs de 2011; en fait, selon le Distributeur, elle n'a même pas été prise en compte dans les tarifs de 2012 puisqu'elle n'était pas prévue au moment où le dossier tarifaire est cristallisé, en mai 2011.³⁰ Considérant que cette émission a été lancée en juin 2011³¹ – et qu'il s'agissait de la première émission mondiale d'obligations d'Hydro-Québec en dix ans – nous trouvons absolument étonnant qu'elle n'ait pas été prévue un mois plus tôt...

Quoi qu'il en soit, nous ne voyons pas en quoi ce type d'événement « imprévu » ne devrait pas faire l'objet d'une mise à jour : si le Distributeur arrive à bénéficier d'une diminution du taux moyen de sa dette, il devrait en faire profiter les consommateurs, considérant que ceux-ci assument tous ses coûts. Ceci est d'autant plus important en cette époque de bas taux d'intérêt, où Hydro-Québec arrive à remplacer de la « vieille dette » à plus de 10% d'intérêt par de la « nouvelle dette » à 2%.

À la limite, si Hydro-Québec était mal intentionnée, elle pourrait reporter au mois de juin d'une année donnée l'émission de nouvelle dette à bas taux afin de laisser son taux moyen d'emprunt plus élevé tout en versant des intérêts à ses créanciers à un taux plus bas, empochant ainsi la différence à travers les tarifs du Distributeur et du Transporteur.

Au minimum, nous estimons donc que la procédure de mise à jour du coût de la dette du Distributeur devrait viser non seulement le numérateur mais aussi le dénominateur, et ce, tant pour la dette à taux variable que pour celle à taux fixe. Cela dit, nous persistons à croire qu'il serait souhaitable que le coût de la dette fasse aussi l'objet d'un compte d'écart malgré l'implantation de cette mise à jour, afin d'éliminer tout impact sur le bénéfice réglementé du Distributeur qui pourrait découler d'un écart prévisionnel. Considérant que la dette d'Hydro-Québec sert à financer non seulement les actifs du Distributeur et du Transporteur, mais aussi ceux des divisions non réglementées, Hydro-Québec conserverait, malgré le compte d'écarts, un fort incitatif à obtenir les meilleurs taux possibles pour elle comme pour les clients du Distributeur et du Transporteur.

³⁰ Voir la réponse 1.3 à la DDR de l'AQCIE-CIFQ

³¹ Voir le deuxième rapport trimestriel d'Hydro-Québec pour l'année 2011, page 3

5. PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR DE TRANSMETTRE DES DONNÉES AUX AGENTS DE RENSEIGNEMENTS PERSONNELS

L'AQCIE-CIFQ comprend que le Distributeur veut apporter des modifications aux conditions de service afin de lui permettre de transmettre des données de crédit sur ses clients résidentiels aux ARP. Sans se prononcer sur les modalités proposées par le Distributeur, l'AQCIE-CIFQ est d'accord avec le principe de la transmission des données de crédit aux ARP, dans la mesure où, selon le Distributeur, lorsque vient le temps pour un client de payer une facture, le Distributeur est en concurrence avec d'autres fournisseurs de services (notamment les compagnies de téléphonie cellulaire) qui, eux, ont recours à cette méthode, créant ainsi un incitatif aux consommateurs de privilégier le paiement à ces autres fournisseurs. L'AQCIE-CIFQ s'attend à ce que l'implantation de cette mesure se fasse dans le respect des lois applicables ainsi qu'à l'intérieur du budget de 900 k\$ mis de l'avant par le Distributeur (HQD-11, Doc-2, page 27).

Québec, le 6 novembre 2012