

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-3854-2013

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES
TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE TARIFAIRE
2014-2015**

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

Et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ
(« AQCIE »)**

et

**LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC
(« CIFQ »)**

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ

Le présent mémoire est divisé en quatre sections:

- 1- Les approvisionnements;
- 2- L'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques;
- 3- Les revenus requis, les gains d'efficience et les trop-perçus; et
- 4- La stratégie tarifaire.

1- LES APPROVISIONNEMENTS

Au niveau des approvisionnements, trois sujets ont retenu l'attention de l'AQCIE et du CIFQ cette année :

- (i) Le refus d'utiliser les conventions d'énergie différée;
- (ii) La stratégie du Distributeur en matière d'achat et de vente d'énergie; et
- (iii) Les retards dans le remplacement de l'actuelle Entente d'intégration éolienne (EiÉ).

Vu le paragraphe (13) de la décision D-2013-178 rendue dans le présent dossier, nous ne traiterons que des deux premiers.

(i) Le refus d'utiliser les conventions d'énergie différée (CED)

Dans le présent dossier, le Distributeur annonce son intention de cesser, à toutes fins pratiques, d'utiliser les CED : le Distributeur ne prévoyant plus différer d'énergie et les retours étant limités à ce qui est présentement nécessaire afin de ramener le solde des CED à zéro en 2027. Le Distributeur affirme par ailleurs ne pas avoir utilisé les CED en 2013.

En réponse à une demande de complément d'information de la Régie (HQD-1, Doc-4.1, réponse 1.1), le Distributeur affirme qu'il entend récupérer à travers le compte de *pass-on* le montant de 30M\$ que la Régie avait soustrait de ses revenus requis de 2013 par sa décision D-2013-021, laquelle somme représentait aux yeux de la Régie l'économie que le Distributeur pouvait espérer de l'utilisation des CED lors de l'année 2013. Nous sommes d'avis que cette position est inacceptable car elle fait fi de la décision de la Régie. Au surplus, tel que discuté ci-dessous, les motifs invoqués par le Distributeur ne permettent pas de conclure que le contexte a suffisamment changé pour justifier son refus de suivre les recommandations de la Régie.

Nous croyons que la Régie devrait ordonner que soit retranchée du compte de *pass-on* cette somme de 30M\$ et qu'elle soit assumée par le Distributeur (par son actionnaire) plutôt que par les consommateurs.

Par ailleurs, malgré les nouveaux surplus auxquels le Distributeur fait présentement face, nous estimons qu'il devrait continuer de différer de l'énergie en 2014, pour les motifs exposés ci-dessous.

Évolution du contexte

L'AQCIE et le CIFQ constatent du complément de preuve produit par le Distributeur à la demande de la Régie (tableau R2.1, page 5) que les surplus du Distributeur se sont aggravés depuis le dernier dossier tarifaire, et que le Distributeur prévoit laisser de l'électricité patrimoniale inutilisée à chaque année sur la période 2014-2026. Néanmoins, le Distributeur indique aussi à ce tableau qu'il procèdera à des achats importants de court terme (3 TWh) ainsi qu'à des achats de long terme allant de 0,2 à 1,5 TWh lors des années 2024 à 2026.

Nous comprenons de cette apparente contradiction que les ressources à la disposition du Distributeur pour ces années ne concordent pas exactement avec le profil saisonnier de ses besoins. Ainsi, par exemple, pour 2025, on présume que le Distributeur aura des besoins additionnels en hiver - ce qui implique un achat – mais qu’il devra en revanche laisser de l’électricité inutilisée aux périodes « creuses » de l’année.

Ainsi, même lors d’une année pour laquelle le Distributeur se retrouve en surplus, il peut aussi faire face à des besoins pour une partie de cette année – généralement l’hiver, alors que la demande augmente. Autrement dit, le fait que le Distributeur ait des surplus sur l’ensemble de la période 2014-2026 (tel que démontré par l’électricité patrimoniale inutilisée) n’implique pas nécessairement qu’il n’ait aucun besoin additionnel au cours de cette période : au contraire, le fait qu’il inscrit des achats à son bilan semble démontrer qu’il aura besoin d’électricité à un moment ou à un autre de l’année.

Les CED : un outil de modulation inter-annuelle et saisonnière

La version actuelle des CED remonte à 2010, alors que les CED originales ont été amendées. Dans sa décision approuvant les modifications, la Régie résume ainsi leurs objectifs :

« [12] Ces amendements visent notamment à étendre la durée des conventions jusqu’à la fin des contrats en 2027, à autoriser les retours d’énergie sur toute la durée des conventions, à moduler des retours d’énergie mensuellement et à permettre un taux de livraison pouvant atteindre 1 400 MW. »

Ce passage confirme que les CED ne sont pas qu’un outil inter-annuel de gestion des surplus : elles permettent aussi une modulation saisonnière des surplus.

Ainsi, on peut se demander pourquoi le Distributeur n’aurait pas recours aux rappels d’énergie rendus possibles par les CED pour combler ses besoins – que l’on présume être hivernaux – pour l’année 2025 ainsi que pour ceux de 2026. En effet, il aurait alors la marge de manœuvre nécessaire pour différer le TWh en lien avec les 30M\$ que la Régie a retirés de ses revenus requis dans sa décision D-2013-021 et qu’il tente de récupérer dans le présent dossier; voire même plus. **Ceci démontre que malgré l’aggravation prévue des surplus dans la dernière année, le Distributeur aurait dû différer ce TWh.**

Pour ce qui est de l’année 2014, l’AQCIE et le CIFQ se demandent si les besoins en hiver du Distributeur au cours des années 2015 à 2026 ne seraient pas suffisants pour lui permettre de différer aussi cette année-là (en été), en plus du TWh qu’il aurait dû différer en 2013. À première vue, il semblerait que oui, étant donné que le Distributeur peut rappeler près de 1 TWh d’énergie par année, à raison de 290 GWh par mois (350MW * 720 heures) lors des mois de décembre, janvier, février et mars.

Face à l'incertitude, mieux vaut différer

De l'avis de l'AQCIE et du CIFQ, la décision de différer ou ne pas différer ne devrait pas être prise sur la seule base du scénario moyen de la demande – soit celui présenté au tableau R-2.1. Malheureusement, le Distributeur a refusé de déposer des versions de ce tableau qui découleraient des scénarios d'encadrement de la demande (forte demande et faible demande), comme nous le lui avons demandé dans notre DDR (question 1.2).

Or, il est fort probable que le scénario moyen de la demande ne se concrétise pas : une révision, à la hausse ou à la baisse, semble inévitable. Il en va de l'essence même des prévisions, surtout sur une aussi longue période. Il faut alors se demander si la stratégie proposée par le Distributeur est la meilleure considérant les différents scénarios possibles.

Si la demande devait se révéler plus forte que ce qui est prévu au scénario moyen, il se pourrait que les besoins du Distributeur – surtout vers la fin de la période 2014-2027 – permettent de valoriser l'énergie différée en début de période. En fonction de ce scénario, on devrait donc différer en 2014 - et on aurait dû différer en 2013 - afin de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale au cours de ces années.

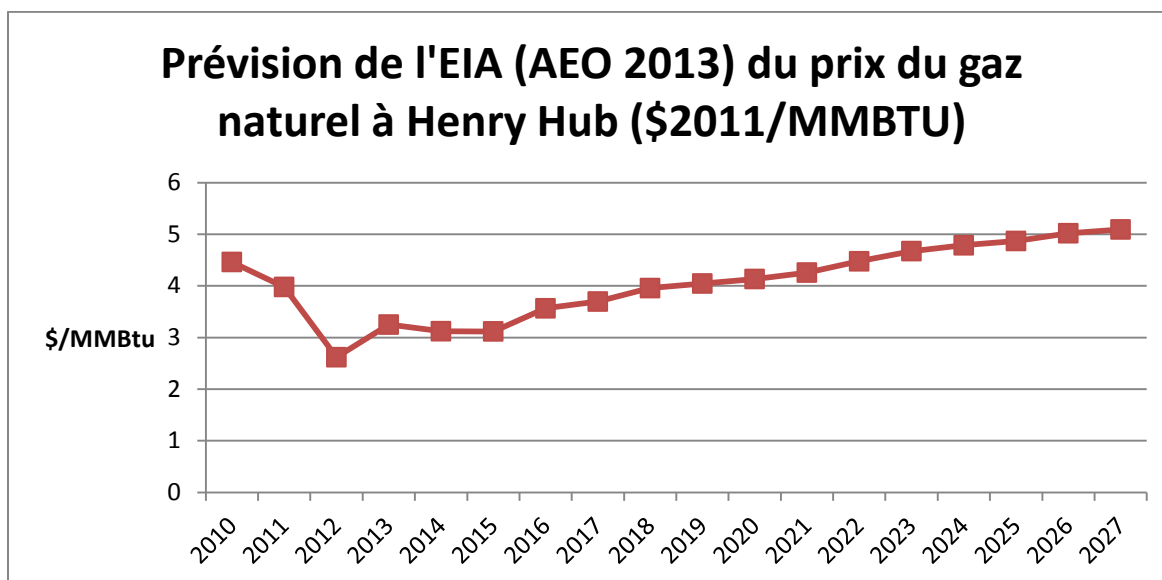
Si la demande devait au contraire se révéler plus faible que ce que prévoit le scénario moyen, il se pourrait que le Distributeur n'ait aucun besoin justifiant des retours d'énergie à la fin de la période 2014-2027. Dans ce cas, l'énergie qui aurait été différée en 2013 et 2014 se traduirait en électricité patrimoniale inutilisée en 2025 ou 2026. Considérant toutefois que l'énergie différée en 2013 et 2014 aurait permis à la même quantité d'électricité patrimoniale d'être consommée lors de ces années, l'impact serait au pire nul : on consomme X TWh d'électricité patrimoniale de plus en 2014 pour en consommer X de moins en 2026. Le seul impact négatif serait donc un transfert intergénérationnel : les clients futurs devraient payer davantage alors que les clients actuels auraient payé moins.¹

À la question 1.5 de leur DDR, l'AQCIE et le CIFQ ont demandé au Distributeur de se prononcer sur ce point. Dans sa réponse, le Distributeur renvoie à sa réponse 2.2 à la demande de complément de preuve #2 de la Régie (B-0076, HQD-1, Doc-4.2). Or, dans cette réponse, le Distributeur ne fait pas référence aux scénarios d'encadrement; sa réponse semble plutôt basée sur sa plus récente prévision selon un scénario moyen.

Et n'oublions pas que les marchés pourraient se redresser d'ici là – il est donc loin d'être certain que l'énergie patrimoniale consommée en 2014 se reflète entièrement en énergie patrimoniale inutilisée en 2026. L'*Energy information agency* des États-Unis prévoit d'ailleurs dans son *Annual energy outlook 2013*

¹ Exception faite de l'inflation, les montants épargnés en 2014 en différant et payés en 2026 en rappelant devraient être les mêmes si l'énergie est rappelée en-dehors de la saison hivernale. Quant aux rappels en période hivernale, le Distributeur aurait à payer pour de la « puissance additionnelle » en vertu des CED – au prix du UCAP avec un minimum de 2\$US/kW-mois. Or, il n'a pas à décider tout de suite à quel moment il entend rappeler : le Distributeur pourra faire ce choix en 2026, en fonction de ses besoins réels. Dans la mesure où il n'aurait pas besoin de puissance ni d'énergie en hiver, il n'aura qu'à rappeler à un autre moment, et ainsi, ne payer que ce qu'il aurait payé en 2014 (en tenant compte de l'inflation).

que le prix du gaz naturel à Henry Hub (déterminant important du prix de l'électricité dans les marchés tels NYISO et ISO-NE) devrait augmenter en dollars constants d'ici au terme des CED.



Source : *Annual Energy Outlook 2013, EIA*

Évidemment, ce facteur ne saurait être déterminant dans la décision du Distributeur de différer, les CED ne devant pas servir à des fins de spéculation; mais c'est tout de même un élément dont on doit tenir compte dans l'analyse des divers scénarios.

Considérant que l'impact du scénario de faible demande est nul alors que celui du scénario de forte demande est favorable, nous soumettons qu'il serait préférable que le Distributeur diffère en 2014.

(ii) La stratégie du Distributeur en matière d'achats et de ventes d'énergie

L'électricité patrimoniale est certes un outil d'approvisionnement avantageux. Si le Distributeur devrait généralement tenter de maximiser l'utilisation de cette ressource, il se pourrait qu'il ait accès, à certains moments de l'année, à une source d'énergie moins chère.

Selon l'information disponible sur le site de l'IESO, le prix HOEP a été inférieur à 20\$/MWh pendant près de 6 000 heures au cours des deux dernières années (entre le 26 octobre 2011 et le 25 octobre 2013), soit environ le tiers du temps. En présumant que les pertes sur le réseau ontarien et les frais de sortie reviendraient à moins de 5,70\$/MWh², le Distributeur aurait donc avantage à remplacer une partie de ses

² Nous comprenons que le tarif de sortie du réseau ontarien est de 2\$/MWh – voir

<http://www.ieso.ca/imoweb/news/newsitem.asp?newsItemID=6311>

Quant aux pertes, nous comprenons qu'elles atteignent au plus 3% :

<http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/consult/se40/se40-Loss-Penalty-Factor-Paper.pdf>

approvisionnement patrimonial par de l'énergie achetée sur le marché ontarien, dans la mesure où le bloc patrimonial n'est pas de type *take or pay*.

Il se pourrait par ailleurs que le Distributeur n'ait même pas à aller en Ontario pour s'approvisionner : dans la mesure où il recevrait des offres de vente avec livraison au Québec à un prix inférieur à celui du patrimonial et où il pourrait utiliser le service de transport de la charge locale sans coûts supplémentaires, le Distributeur devrait préférer de telles sources d'approvisionnement au bloc patrimonial. Malheureusement, dans ses réponses aux DDR de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur a refusé d'indiquer s'il a reçu de telles offres, et s'il les a acceptées ou refusées, le cas échéant.

À l'inverse, il se pourrait aussi que le Distributeur reçoive une offre d'achat à un prix supérieur à celui de l'électricité patrimoniale. Dans un tel cas, dans la mesure où il n'encourt pas de frais additionnels de transport, il aurait avantage à accepter une telle offre. Or, ici encore, le Distributeur a refusé de répondre aux questions de l'AQCIE et du CIFQ de sorte qu'il nous est pour l'instant impossible de quantifier les économies qu'il aurait pu réaliser.

Les gains espérés de telles stratégies ne sont peut-être pas énormes, mais dans le contexte actuel d'importants surplus et des coûts que ces surplus entraînent, il nous semblerait particulièrement inapproprié de la part du Distributeur de ne pas chercher à optimiser son portefeuille d'approvisionnements.

L'AQCIE et le CIFQ entendent donc donner suite à l'invitation qui leur a été faite par la Régie dans sa décision D-2013-178, paragraphe 14, en allant consulter les documents déposés par le Distributeur à ce sujet. S'agissant de données confidentielles, l'AQCIE et le CIFQ s'assureront, s'ils utilisent ces données dans leur preuve à l'audience, de le faire de manière à en assurer le caractère confidentiel, soit en présentant ces données de manière agrégée. **L'AQCIE et le CIFQ feront part à la Régie de leurs recommandations sur cette question à l'audience du mois de décembre 2013.**

2- L'AMORTISSEMENT DU COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

Le Distributeur propose de modifier la méthode d'amortissement du compte de nivellement pour aléas climatiques à l'égard des montants relatifs aux années 2008 à 2012. Spécifiquement, il propose de porter à 10 ans la période d'amortissement du solde de ces montants.

À eux seuls, ces deux facteurs impliquent que l'achat d'un MWh (livré au Québec) à 20\$/MWh reviendrait à 22,60\$/MWh, ce qui implique une économie de près de 3\$ par rapport au prix proposé par HQP pour l'électricité patrimoniale. D'autres frais s'appliquent peut-être (services complémentaires, etc.) rendant une telle transaction potentiellement non rentable lorsque le prix atteint 20\$/MWh; mais qu'en est-il à 19\$/MWh? 15\$/MWh?

L'AQCIE et le CIFQ avaient déjà proposé un amortissement sur une période de 10 ans des montants inclus à ce compte dans le dossier R-3677-2008.³ Ils estiment toujours qu'une telle durée est appropriée et sont donc en faveur de la proposition du Distributeur; d'autant plus qu'elle permettrait de réduire l'impact de la hausse tarifaire importante réclamée pour 2014-15.

En fait, l'AQCIE et le CIFQ iraient plus loin que le Distributeur, et appliqueraient aussi la nouvelle période d'amortissement de 10 ans à tout nouveau montant inscrit à ce compte, donc au-delà de 2012. Bien que le Distributeur ait revu sa méthode de calcul de la normale climatique, cette nouvelle méthodologie n'a pas encore fait ses preuves. D'ailleurs, le Distributeur n'en est pas à sa première révision méthodologique en matière de normale climatique : les commentaires de l'AQCIE et du CIFQ dans le dossier R-3677-2008 s'inscrivaient eux-aussi dans le contexte d'une nouvelle méthode présentée dans le dossier tarifaire précédent. Comme ils l'avaient fait dans ce dossier R-3677-2008, l'AQCIE et le CIFQ encouragent le Distributeur à continuer à revoir et améliorer son calcul de la normale climatique pour tenter de régler ce problème en amont; dans l'intervalle, ils estiment toutefois préférable d'amortir sur une plus longue période, soit 10 ans.

L'AQCIE et le CIFQ recommandent donc à la Régie d'approuver la proposition du Distributeur, en précisant toutefois que l'amortissement des ajouts à ce compte pour les années 2013 et suivantes devrait être lui aussi sur une période de 10 ans.

3- LES REVENUS REQUIS, LES GAINS D'EFFICIENCE ET LES TROP-PERÇUS

3.1 Les trop-perçus

Cette année encore, le dossier tarifaire du Distributeur est marqué par les colossaux trop-perçus réalisés l'année précédente – en l'espèce, les 111,4 M\$ rapportés par le Distributeur pour l'année 2012, auxquels s'ajoutent près de 3,7M\$ liés à l'impact de la surestimation de la base de tarification (167M\$) sur le montant autorisé à titre de rendement sur les capitaux propres.

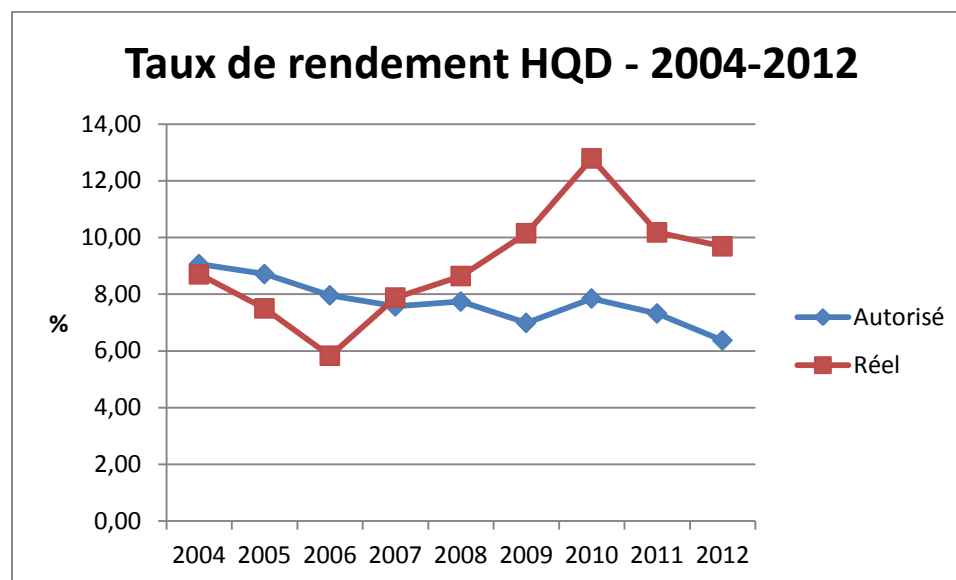
Ce trop-perçu découle principalement des revenus d'électricité nets des achats (33M\$), des autres revenus (18M\$), de la rubrique « amortissement et déclassement » (25M\$) et du coût de la dette (24M\$).

Soulignons que ce trop-perçu aurait pu être beaucoup plus important (37M\$ de plus), n'eût été de l'omission par le Distributeur d'inclure la charge versée au BEIÉ à ses revenus requis. (Nous reviendrons plus loin sur les suites données par le Distributeur à cette omission.)

Par ailleurs, à en juger par la prévision du Distributeur pour l'année de base 2013, le trop-perçu pour cette année atteindrait 160M\$.

³ Voir le mémoire de l'AQCIE et du CIFQ, pièce C-1-5, pages 9 à 11

La récurrence et l'ampleur de ces surplus au cours des dernières années ressortent nettement du graphique et du tableau ci-dessous :



| | Autorisé | Réal | Écart |
|------|----------|-------|-------|
| 2004 | 9.06 | 8.7 | -0.36 |
| 2005 | 8.71 | 7.5 | -1.21 |
| 2006 | 7.96 | 5.83 | -2.13 |
| 2007 | 7.57 | 7.88 | 0.31 |
| 2008 | 7.74 | 8.64 | 0.9 |
| 2009 | 6.99 | 10.15 | 3.16 |
| 2010 | 7.85 | 12.79 | 4.94 |
| 2011 | 7.32 | 10.18 | 2.86 |
| 2012 | 6.37 | 9.69 | 3.32 |

Source : HQTD-2, Doc-1, page 21 et Rapports annuels HQD

Face à des trop-perçus importants en 2009 et 2010, l'AQCIE et le CIFQ avaient sonné l'alarme lors du dossier tarifaire R-3776-2011, et à nouveau lors du dossier R-3814-2012, suggérant des réductions de coûts et la mise en place de comptes d'écarts qui auraient permis aux consommateurs de prévenir ou de récupérer une partie des trop-perçus à venir. Le signal donné par le trop-perçu combiné du Transporteur et du Distributeur de 260M\$ en 2010 était en effet on ne peut plus clair : il y a un biais évident dans leurs prévisions, lequel vient gonfler artificiellement leur rendement. S'il est trop tard pour récupérer les sommes payées en trop en 2013, il est primordial d'agir pour arrêter l'hémorragie.

Ainsi, bien que la question des écarts de rendement soit à l'agenda (et même à l'origine) du dossier R-3842-2013, elle demeure pertinente ici, tant pour examiner la justesse des prévisions du Distributeur relatives aux différentes rubriques de coûts aux fins d'établir les tarifs de distribution pour 2014, que pour

voir s'il serait opportun de créer de nouveaux comptes d'écarts (cette deuxième question ayant par ailleurs été exclue du dossier R-3842-2013).

Il nous paraît important de rappeler ici que les écarts de rendement favorables au Transporteur et au Distributeur au cours des cinq dernières années excèdent maintenant 900 M\$ - sans compter l'impact de la surestimation de la base de tarification sur le rendement sur les capitaux propres ni les 160M\$ attendus chez le Distributeur cette année – tel qu'il appert du tableau qui suit.

| (M\$) | Trop-perçu HQT | Trop-perçu HQD | Total |
|--------------|----------------|----------------|------------|
| 2008 | 32 | 27 | 58 |
| 2009 | 84 | 106 | 189 |
| 2010 | 88 | 171 | 259 |
| 2011 | 67 | 101 | 168 |
| 2012 | 152 | 111 | 263 |
| Total | 422 | 516 | 938 |

Source : Rapports annuels HQT et HQD

Évidemment, des écarts favorables à Hydro-Québec sont au détriment de sa clientèle, petits comme grands consommateurs, qui se trouve à avoir trop payé pour ses services.

Nous soumettons qu'il est impératif que la Régie accentue les mesures visant à mettre un terme à cette situation inacceptable qui n'a que trop duré, mesures qui, au-delà du mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR) dont la forme finale fait présentement l'objet de débats dans le dossier R-3842-2013, devraient, à notre avis, comprendre celles qui sont décrites ci-dessous.

3.2 Charges d'exploitation et gains d'efficience

Pour l'année de base 2013, les charges d'exploitation seraient en baisse de près de 86M\$ (6%) par rapport au montant reconnu par la Régie lors du dernier dossier tarifaire. C'est plus de la moitié de l'écart (favorable) de rendement prévu pour 2013.

Il était à prévoir que le Distributeur réaliserait une réduction de coûts importante à l'égard des charges d'exploitation compte tenu du budget du Québec 2013-14 déposé quelques semaines avant les audiences du dossier R-3814-2012, ce budget annonçant des coupures de près de 2000 postes (9%) chez Hydro-Québec. Cette réduction n'a malheureusement pas été reflétée dans les tarifs, d'où le trop-perçu irrémédiablement acquis au Distributeur.

Quant à l'année 2014, le Distributeur prévoit une baisse 40M\$ des charges d'exploitation par rapport à celles reconnues par la Régie pour 2013 (après reclassements). Cette baisse est la résultante de plusieurs éléments dont principalement une hausse du coût de retraite (47M\$) compensée par des « gains d'efficience » atteignant 102,7M\$.

Dans les pages qui suivent, l'AQCIE et le CIFQ entendent formuler des recommandations à l'égard des éléments suivants :

- (i) La cible d'efficacité minimale;
- (ii) Les « manipulations » de 2012; et
- (iii) Les charges d'exploitation (non-capitalisables) du PGEÉ.

Ces recommandations tiennent compte de la mise en place probable en 2014 d'un MTÉR.

- (i) La cible d'efficacité minimale

Le Distributeur fait état de « gains d'efficacité » totalisant 102,7 M\$ pour l'année 2014 (par rapport aux revenus requis de 2013) lesquels permettraient de compenser entièrement les éléments des charges d'exploitation ayant un impact à la hausse sur les tarifs – principalement le coût de retraite et la croissance « normale » des charges d'exploitation (inflation et croissance des activités).⁴ Une part importante de ces gains (80M\$) aurait été réalisée en 2013 sans toutefois avoir été prévue aux tarifs de cette année-là.

Si les consommateurs d'électricité peuvent se réjouir de l'impact de tels gains d'efficacité sur les tarifs, l'arrivée en bloc de 80 M\$ de gains d'efficacité additionnels et imprévus en une seule année emporte aussi son lot de questions sur la capacité du Distributeur à faire passer les bénéfices de ces gains d'efficacité aux consommateurs en temps opportun, ainsi que sur la gestion qu'il a effectuée de ses charges d'exploitation au cours des années précédentes.

Parmi celles-ci, on peut se demander quels auraient été les gains d'efficacité en 2013 n'eût été des attentes exprimées par le gouvernement dans son budget du 20 novembre 2012. En théorie, ils devraient être les mêmes : le Distributeur devrait continuellement chercher à optimiser ses processus; il ne devrait donc pas avoir besoin d'une « commande » du gouvernement pour livrer ses gains d'efficacité.

Un facteur ayant sans doute contribué aux gains d'efficacité de 2013 serait le nombre de départs à la retraite – c'est d'ailleurs ce qu'affirme le Distributeur dans sa preuve ainsi qu'en réponse à certaines DDR. Or, si l'on se fie à la figure 1 au haut de la page 9 de la pièce HQD-7, Doc-2, les départs à la retraite de 2013 sont au même niveau que ceux des quatre années précédentes, pendant lesquelles il n'aurait pas été en mesure de réaliser des gains d'efficacité de la même ampleur.

Par ailleurs, si le nombre de départs à la retraite prévu pour les années 2014 et 2015 est inférieur à celui des cinq années précédentes, il demeure toutefois relativement élevé à 350 ETC.⁵ Tout semble donc

⁴ Ces 102,7M\$ sont détaillés à la pièce HQD-7, Doc-1, page 8 : 80M\$ d' « efficacité additionnelle » en 2013, 9,8M\$ selon la cible actuelle d'efficacité pour 2014, et 12,9M\$ de « gains supplémentaires » en 2014 « découlant d'actions structurantes relatives au projet LAD »

⁵ HQD-7, Doc-2, page 9

indiquer que le Distributeur continuera de bénéficier de conditions propices à la réalisation de gains d'efficience.

Il n'est pas suffisant que les conditions soient propices à la réalisation de gains d'efficience : encore faut-il que le Distributeur les mette en place et qu'il les prévoie dans ses revenus requis pour en faire bénéficier la clientèle.

Gains d'efficience et écarts prévisionnels

On entend parfois le Distributeur dire que les écarts de rendement sont composés de gains d'efficience et d'écarts prévisionnels : cela ne veut toutefois pas dire que ces deux termes soient mutuellement exclusifs. Ainsi, dans la mesure où les gains d'efficience ne sont pas prévus aux revenus requis d'une année donnée, ils se qualifient aussi à titre d'écarts prévisionnels s'ils contribuent aux écarts de rendement de fin d'année.

Comme pour tout écart prévisionnel, on peut se demander si celui découlant de gains d'efficience était prévisible au moment où les revenus requis (de l'année témoin) ont été déterminés par le Distributeur. Si oui, ces gains auraient alors dû être intégrés aux revenus requis de cette année-là : la qualification de « gain d'efficience » ne devrait pas justifier des prévisions conservatrices (c'est-à-dire, des prévisions faites en excluant l'impact des gains d'efficience prévisibles) même pour la première année au cours de laquelle ces gains apparaissent.

Certains gains d'efficience seront nécessairement imprévisibles. Or, de l'avis d'un expert mandaté par la FCEI dans le dossier R-3842-2013, il s'agirait de gains d'efficience de moindre importance apparaissant en cours d'année, puisque les gains d'efficience significatifs (de l'ordre de ceux dégagés par le Distributeur en 2013) prendraient des mois, voire des années à réaliser, ce qui implique que ces gains pourraient (et devraient) être pris en compte dans les revenus requis en temps opportun :

« (...) The question then is: does the difference in what is occurring in earnings have a significant impact on whether or not the company will continue to pursue efficiency. And here is where I differ from the company in the facts of this particular case.

First of all, I think we are only really talking about a subset of efficiency improvements that might be impacted one way or another by an ESM. And for purposes of this, I am going to accept Mr. Verret's assertion and the position favourable to the company, just for the sake of argument at this point, that they are not conservative forecast and they're forecasting accurately. If one accepts that assumption, then what one would expect to see in the company's forecast going forward is where they have an opportunity to make a major efficiency improvement, that the net effects of that efficiency improvement are in fact going to be reflected in the forecast of cost for the next rate year so that those impacts will already be taken into account and the ESM will have no impact one way or another about whether or not those expected cost savings... are cost savings that the company will in fact pursue?

So we're not talking about things that would show up in the company's forecast. We're talking about a narrower set of contributions, contributions that could be made, could be identified, approved, staged and performed and then realized in terms of cost savings between the time the company files its rate case and the end of the next rate year. And, in my experience, having worked with senior management in a number of organizations, if you are talking about significant cost savings, doing all those things takes at least many months and oftentimes years. So we're talking about a smaller subset typically smaller associated savings that are realized now only within probably a few months of the rate year that could possibly have an impact on earnings associated with whether or not you pursue one of these ESMs or the other or none at all. »⁶

[Nos soulignements]

L'AQCIE et le CIFQ adhèrent à cette vision des gains d'efficience et s'attendraient à ce que le Distributeur soit en mesure de mieux prévoir les gains d'efficience futurs. Or, l'expérience des dernières années démontre qu'en l'absence de contraintes suffisamment importantes, de telles attentes risquent de ne pas être rencontrées.

Afin d'inciter le Distributeur à réaliser d'autres gains d'efficience et à en faire profiter plus rapidement les consommateurs, et considérant que les départs à la retraite continueront d'offrir des conditions propices à la réalisation de tels gains, l'AQCIE et le CIFQ réitèrent leur recommandation du dossier R-3814-2012 de porter à 2% la cible minimale d'efficience du Distributeur.

(ii) *Les « manipulations » de 2012*

Lors de l'audience dans le dossier R-3814-2012, l'AQCIE et le CIFQ avaient commenté certains éléments apparaissant au « 10-2 » - soit la prévision de l'année de base 2012 en fonction de 10 mois de données réelles, déposée lors de cette même audience.⁷ Dans ce document, le Distributeur faisait état de son omission d'inclure la charge relative au BEIÉ aux revenus requis de 2012, et des actions qu'il a prises afin de compenser l'écart défavorable engendré par cette situation :

« 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 aux activités du BEIÉ qui ne se qualifient pas comme coûts d'une immobilisation incorporelle, en conformité avec l'IAS 38. Au début de l'année 2012, le Distributeur évaluait ces coûts à 52,6 M\$. N'ayant pas été reconnu à titre de charges d'exploitation, le Distributeur a dû prendre certaines décisions dès le début de l'année en vue de compenser l'écart défavorable de 52,6 M\$ et ainsi respecter l'enveloppe de charges reconnue par la Régie. En fonction des informations disponibles lors de la préparation du dossier tarifaire, le Distributeur

⁶ Dossier R-3842-2013, A-0037, notes sténographiques, audience du 30 octobre 2013, pages 21-22, témoignage de M. Paul Centollela.

⁷ Dossier R-3814-2012, B-135, HQD-13, Doc-1.1, Compléments de réponse à la DDR #2 de la Régie

prévoyait être en mesure de compenser 24,3 M\$ de l'écart défavorable dont un montant de 20,3 M\$ récurrent a été remis à la clientèle en 2013 sous forme de gains d'efficience additionnels.

Le décret 846-2012 du gouvernement du Québec du 1er août 2012 a amené le Distributeur à réviser durant l'automne sa prévision de la quote-part du BEIÉ 2012 à 37,3 M\$, soit 15,3 M\$ de moins que l'estimation de l'année de base, représentant tout de même un écart défavorable de 37,3 M\$ par rapport au montant autorisé.

Le Distributeur a poursuivi ses efforts afin de compenser les coûts non prévus relatifs au BEIÉ. Ces efforts se traduisent, entre autres, par les éléments suivants :

- Abandon ou report de certains projets et travaux permettant de générer un écart favorable de 6 M\$ sur les services externes et autres dépenses ;
- Diminution des services externes de 5 M\$ relatifs à certains programmes du PGEÉ ;
- Des départs à la retraite plus importants qu'anticipés lors de la préparation du dossier tarifaire permettant au Distributeur d'optimiser davantage l'organisation de ses activités. De plus, la réorganisation de certaines activités a permis de déplacer des employés permanents devenus excédentaires sur des postes permanents occupés par des employés temporaires, limitant autant que possible la présence des employés temporaires par rapport aux besoins pendant les périodes de pointe. Ce faisant, le Distributeur anticipe dégager un écart favorable de 19 M\$ au niveau de sa masse salariale. »⁸

[Nos soulignements et notre emphase]

Ces explications sont reprises dans le rapport annuel 2012 du Distributeur⁹ bien que, dans ce document, la réduction des dépenses relatives au PGEÉ (qui atteint 13M\$, soit 42% du montant réel) n'est plus liée au manque à gagner causé par la charge relative au BEIÉ. Quoi qu'il en soit, ces deux documents (le « 10-2 » et le rapport annuel) démontrent que le Distributeur a réussi à tirer profit de réductions à des charges d'exploitation, et que ces réductions n'ont pas été réalisées dans l'intérêt des consommateurs (qui ont payé à travers leurs tarifs les montants en question) mais plutôt dans celui du Distributeur.

De deux choses l'une : soit ces projets ou travaux n'étaient d'aucune utilité pour les consommateurs, auquel cas ils n'auraient pas dû être inclus dans les revenus requis de 2012, ce qui porte à penser que les revenus requis que le Distributeur présente pour 2014 contiendraient eux-aussi des charges inopportunes (du « gras » qu'il faudrait couper); soit ces projets ou travaux étaient utiles, auquel cas le Distributeur en a induit les consommateurs. Dans les deux cas, il a induit profité de ces montants. Et le Distributeur reconnaît que ces actions ont été entreprises afin de compenser des coûts imprévus, donc afin de s'assurer de toucher son rendement.

⁸ Dossier R-3814-2012, HQD-13, Doc-1.1, Compléments, pages 7-8

⁹ Rapport annuel 2012, HQD-2, Doc-3, pages 11-12

Tel que discuté lors de l'audience dans R-3814-2012, il est troublant de constater que le Distributeur a agi ainsi. En effet, dans la mesure où des sommes sont prévues à sa demande dans les revenus requis pour des finalités spécifiques (projets, PGEÉ, etc.), le Distributeur ne devrait pas pouvoir tirer profit d'une telle réduction de ces sommes.

C'est d'ailleurs l'opinion qu'a exprimée son propre expert, M. Yardley, le 25 octobre 2013 dans le dossier R-3842-2013, en indiquant qu'il s'attendrait à ce que les entreprises réglementées n'agissent pas de la sorte et en assimilant ce genre d'actions à de la « manipulation » :

«Q. [3] Okay. Than could the... the enterprise, whether HQT or HQD, or any other company, by their willing decision, like conscious decision, vary the earnings at the end of the year, the surplus or the shortfall, could they...

A. Could they manipulate the results...

Q. [4] Well, not manipulate but, let's say, something has happened, and they see there may be a shortfall, and they go, for example, postpone some projects and postpone some expenses in order to meet the amount that has been authorized.

A. I don't know why they would do so. I mean, they have.

Q. [5] Well, I'm not asking you if, okay, I'm not asking you if you know why they would do it, I'm asking you if it's possible, if it could be done.

A. Could they manipulate, I mean, that strikes... »¹⁰

[Nos soulignements]

Un peu plus loin, il continue dans la même veine en indiquant que ce genre d'action l'inquiéterait (*concern*) mais, suite à une objection de la procureure d'Hydro-Québec, limite ses réponses subséquentes à des cas de report et autres actions faites dans le but de tirer avantage d'un mécanisme de partage :

«Q. [9] Okay. Could the company, during the year, other than those two factors which I understand are factors that you see as totally out of the control of the end of the company, could the company, with control, make decisions during the year to incur or not make some expenses in order to attempt to balance the books at the end of the year?

¹⁰ Dossier R-3842-2013, pièce A-0035, notes sténographiques, audience du 25 octobre 2013, pages 9-10

A. I can answer with respect to the existence of an earnings sharing mechanism, and that would concern me greatly because if the mechanism is designed in such a way that it provided an incentive for the company to even consider that type of action, that action, it's hard to conceive of a circumstance where that action would be in the interest of customers. »¹¹

[Nos soulignements]

L'expert conclut sur ce point en traitant de la perte de crédibilité qui découle de ce genre d'action, et en faisant allusion à des pénalités qui pourraient être payées :

« So, the mechanism that I've proposed has been designed to maintain that alignment of interest. The, the... I'll use the word "manipulation" if you don't mind but, so, if the... if at the end of the year there was some... I don't think that would happen as a result of the way I've... I've designed the mechanism, if there were another mechanism, and maybe it didn't align the interest as well and, first of all, I don't want the company, as they're making decisions, thinking throughout the year, they should be focused on costs reductions and outcomes, you know, how does this help customers, how does it help the lively, that's what we want the management of the company to focus on.

But let's assume, hypothetically, that some soon to be ex-executive decides that, let's, you know, let's play with this because of the mechanism, let's stop right at the edge of the deadband and let's defer some things until next year and then we'll start over and that, that will be a good idea. I doubt that that would, would make it very far but if it, you know, if it, you know, were to happen, that, the odds of that remaining behind the curtain forever would be pretty low and the company, a company, any utility, I won't speak about Hydro-Québec specifically, but there are utilities that do dumb things from time to time and when they do, they're discovered and the cost is not the penalty they may pay, it's not the impact in the next rate case. It's the credibility they have with the Board that determines everything they do and the credibility with the other stakeholders which affects their ability to resolve issues outside of the hearing room. So the costs of such an... of an action are enormous. It might take, I always say, it takes ten (10) years to build that credibility and you can lose it in a day. So, that's the advice that certainly I give to clients. »¹²

[Nos soulignements et notre emphase]

Les propos de cet expert du Distributeur relatés dans les deux derniers extraits étaient prononcés à l'égard de scénarios où un MTÉR est en place, mais les leçons à tirer sont tout aussi valides – sinon plus – dans le cas qui nous concerne, considérant que le Distributeur ne conserve pas seulement une partie des économies ainsi générées aux dépens des consommateurs : il les conserve toutes.

¹¹ *Ibid.*, page 12

¹² *Ibid.*, pages 18-20

Au-delà des conséquences sur la crédibilité du Distributeur, l'AQCIE et le CIFQ retiennent de ce dernier extrait qu'il serait possible, dans ce genre de situation, d'imposer une pénalité au Distributeur. Considérant que le Distributeur a coupé dans certaines dépenses qui étaient déjà défrayées par les tarifs dans le but de protéger son rendement, il serait tout naturel que les sommes en question soient retournées aux consommateurs, et ce, malgré le principe de la non-rétroactivité des tarifs.

Bien que le trop-perçu relatif au PGEÉ atteigne 13M\$ (sans compter celui découlant d'une surestimation des investissements), la preuve déposée ne démontrerait une intention illégitime de la part du Distributeur qu'à l'égard de 5M\$, en plus des 6M\$ liés au report ou à l'abandon de projets et travaux. **En conséquence, l'AQCIE et le CIFQ demandent à la Régie de retrancher 11M\$ des revenus requis de 2014, et de préciser que ce montant devra être exclu du calcul de l'écart de rendement aux fins du MTÉR.**

(iii) *PGEÉ – charges non capitalisables*

Par ailleurs, considérant que le Distributeur a réussi à limiter ses dépenses générales non-capitalisables en matière de PGEÉ à 31M\$ en 2012, l'AQCIE et le CIFQ ne voient pas en quoi cette charge devrait passer à 34,5M\$ en 2014; d'autant plus que les sommes allouées aux participants dans le cadre du PGEÉ (i.e. le reste du budget du PGEÉ) connaissent une décroissance significative. **L'AQCIE et le CIFQ demandent donc à la Régie de retrancher 3,5 M\$ aux charges d'exploitation en lien avec les activités non-capitalisables du PGEÉ.**

L'AQCIE et le CIFQ réitèrent par ailleurs leur recommandation du dossier R-3814-2012 visant l'instauration d'un compte d'écarts spécifique à cette rubrique (charges non-capitalisables du PGEÉ), et ce, malgré la position exprimée par le Distributeur dans sa réponse 17.3 à la DDR #2 de la Régie, à l'effet que le « [MTÉR] devrait avoir préséance sur la création de tout nouveau compte d'écarts. »

À en croire le Distributeur, il ne serait plus possible ou opportun de mettre en place des comptes d'écarts une fois le MTÉR adopté – une opinion que l'AQCIE et le CIFQ ne partagent pas. Considérant que l'étude de la mise en place de nouveaux comptes d'écarts est un sujet qui a été exclu du dossier R-3842-2013, il semble inévitable que ceux-ci soient examinés ici si l'on veut mettre fin en temps opportun à la faculté qu'a le Distributeur de s'approprier indument certaines sommes prévues à cette rubrique, comme il l'a fait en 2012.

De l'avis de l'AQCIE et du CIFQ, il y a un réel problème au niveau des charges non-capitalisables du PGEÉ. En effet, s'agissant de charges qui ne sont pas nécessaires aux activités courantes du Distributeur mais qui visent plutôt des réductions futures de coûts à travers l'efficacité énergétique, le Distributeur est en mesure de réduire ces charges en cours d'année par rapport à ce qui a été prévu aux revenus requis et d'empocher (indument) tout écart favorable ainsi créé. Les consommateurs ne verront peut-être pas de différence dans la qualité du service de l'année en cours, mais auront néanmoins subi un préjudice, lequel pourrait se refléter lors des années ultérieures. C'est une porte qu'il faut fermer et pour lequel le MTÉR ne serait pas approprié, considérant que ce mécanisme permet au Distributeur de récupérer une partie du trop-perçu global.

Le MTÉR est un instrument imprécis - « *blunt* », pour reprendre l'expression de M. Yardley, témoin expert du Distributeur - qui s'applique d'ailleurs aux écarts pour lesquels il serait contre-indiqué d'instaurer un compte d'écarts. M. Yardley a d'ailleurs spécifiquement indiqué que dans le cas des coûts du PGEÉ, le MTÉR n'était pas approprié, et qu'il fallait plutôt un mécanisme spécifique :

« *Me DOMINIQUE NEUMAN :*

Q. [105] The fact that the variances in energy efficiency costs is not the object of a variance account, combined with the fact that the variances in the supply costs are the object of a variance account, does that cause a problem that you feel could or may be addressed in the ESM that you are proposing?

Mr. ROBERT C. YARDLEY :

A. I would not address it through the ESM, if that's the issue we are worried about here again where the ESM is this blunt instrument for all the variances, but now we have this other objective we're concerned about, and it's an objective that other jurisdictions have faced as well. And many provide the recovery of lost, what's called lost, it can present a challenge to recovering fixed costs, it's the primary focus.

So there are mechanisms to fix that. And there might be mechanisms here as well if there were a concern. If this concern existed -- and I don't know that it does, if it's real, or how the programs are implemented, I just don't know those details -- but if there were a concern, then you would be much better off, if that was your particular objective, coming up with a mechanism that went to the heart of that particular problem. I wouldn't change the deadbands, I wouldn't use the blunt instrument, you may be dissatisfied with the result at the end of the day. I would pursue the issue in a different way, that was more targeted to the problem you're trying to address. »¹³

[Nos soulèvements]

En fait, l'AQIE et le CIFQ sont d'avis qu' en raison, de son caractère imprécis, le MTÉR qui sera ultimement retenu par la Régie – qu'il s'agisse de celui proposé par le Distributeur, de ceux proposés par les intervenants ou de tout autre « *blunt instrument* » de type MTÉR – s'accommoderait très bien de compte d'écarts additionnels.

¹³ Dossier R-3842-2013, pièce A-0035, Notes sténographiques de l'audience du 25 octobre 2013, pages 70-71

3.3 Base de tarification (y compris ses impacts sur l'amortissement et le rendement)

Au préambule de la question 28 de sa DDR #2, la Régie présente le tableau suivant :

Base de tarification totale (moyenne des 13 soldes)

| (en M\$) | Données réelles | Données autorisées | Écarts |
|----------|--------------------------|--------------------|--------|
| 2014 | 10 777,6 (budget révisé) | | |
| 2013 | 10 179,9 (4/8 2013) | 10 280,0 | -100,1 |
| 2012 | 9 895,7 | 10 063,0 | -167,2 |
| 2011 | 10 305,6 | 10 387,6 | -82,0 |
| 2010 | 9 989,8 | 10 044,8 (1) | -55,0 |
| 2009 | 9 741,4 | 9 826,2 | -84,8 |
| 2008 | 9 861,2 | 10 025,0 | -163,8 |
| 2007 | 9 413,1 | 9 441,5 | -28,4 |
| 2006 | 8 874,5 | 8 919,1 | -44,6 |
| 2005 | 8 447,0 | 8 462,8 | -15,8 |
| 2004 | 8 318,7 | 8 446,9 | -128,3 |

Sources : Pièce B-0031 et pièce B-0071, page 16; rapport annuel 2012, pièce HQD-4, document 2, page 11, tableau 9 et dossier R-3814-2012, pièce B-0118, page 34.

Note 1 : Inclut une réduction globale de 50 M\$ demandée par la Régie dans sa décision D-2010-022, page 89.

On y constate une surestimation systématique de la base de tarification sur la période 2004-2013, de près de 85M\$ en moyenne. Cette surestimation entraîne à son tour des écarts de rendement au niveau de la charge d'amortissement, du coût de la dette (en M\$) et du rendement autorisé (en M\$) sur les capitaux propres.

L'AQCIE et le CIFQ avaient sonné l'alarme à ce sujet également lors des derniers dossiers tarifaires, et demandé la mise en place de comptes d'écarts qui auraient permis d'éviter que de tels écarts se répètent. La Régie avait sans doute ses raisons pour refuser d'instaurer de tels comptes, mais force est de constater que le prix payé par les consommateurs, qui n'ont pu bénéficier de comptes d'écarts relatifs à ces rubriques, est très lourd.¹⁴

Il est donc primordial d'agir dès maintenant, et ce, malgré la mise en place éventuelle d'un mécanisme global de traitement des écarts de rendement qui permettrait au Distributeur de continuer à profiter indument de tels écarts. **L'AQCIE et le CIFQ recommandent donc la mise en place d'un compte d'écarts relatif aux impacts liés à la surestimation (ou sous-estimation) de la base de tarification.**

¹⁴ En 2012, la surestimation de la base de tarification de 167M\$ entraîne un trop-perçu de 11M\$ en fonction d'un taux de rendement autorisé de 6,8%, auquel on ajoute 9M\$ d'écart à la rubrique « amortissement » pour des mises en service moins élevées que prévu, pour un total de 20M\$. Pour 2013, selon les prévisions de l'année de base du Distributeur, les écarts à ces rubriques se compenseraient les uns les autres, de manière générale; il faudra toutefois attendre quelques mois encore pour connaître les résultats réels.

Au minimum, il faudrait qu'un tel compte couvre l'impact des reports de projets, non seulement pour ceux qui sont hors du contrôle du Distributeur, mais aussi pour ceux qui sont sous son contrôle. En effet, dans la mesure où le Distributeur a déjà démontré qu'il était prêt à abandonner ou reporter des projets dans le but de compenser l'impact, sur son rendement, de son omission d'inclure une charge (BEIÉ) dans ses revenus requis, il s'agit ici encore de mettre fin à un incitatif pervers.

Un tel compte est d'autant plus justifié aux yeux de l'AQCIE et du CIFQ que les écarts de ce type (liés au *timing* des projets) sont le plus souvent à l'avantage du Distributeur, les reports de projets étant manifestement plus fréquents que les devancements, et donc non susceptibles de compensation avec les années.

3.4 Amortissement : coûts nets liés aux sorties d'actifs

Pour 2014, le Distributeur établit sa prévision des coûts nets liés aux sorties d'actifs à 58,5 M\$, soit 20 M\$ au titre des travaux récurrents de corroboration et retraits divers et 38,5 M\$ de retraits relatifs au projet LAD. Or, tel qu'il ressort des rapports annuels du Distributeur pour les années 2011 et 2012, il a surestimé de manière importante ces coûts au cours des deux dernières années – soit par 16 M\$ et 13M\$, respectivement.

À sa réponse 13.2.1 à la DDR de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur affirme avoir réduit de 10 M\$ la prévision des coûts nets liés aux sorties d'actifs pour l'année 2013, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2013-037, afin d'éviter la surestimation systématique des dépenses d'amortissements. En fait, dans cette décision, la Régie avait demandé de réduire l'ensemble de la charge d'amortissement par près de 10M\$, en attribuant plutôt le trop-perçu lié à cette rubrique à des mises en services moindres que prévu :

« [344] Considérant la surestimation moyenne de 22,8 M\$ de la charge totale d'amortissement sur la période 2010-2012, la Régie est d'avis que cette surestimation du budget sous cette rubrique est due principalement à des mises en service moindres qu'anticipé. En conséquence, elle réduit le budget de 10 M\$ et reconnaît la charge totale d'amortissement de 779,9 M\$ pour l'année témoin 2013 (...) » (page 91)

[L'emphase est de la Régie]

Quoi qu'il en soit, l'AQCIE et le CIFQ constatent que, pour l'année témoin 2014, le Distributeur prévoit effectivement une réduction de 10 M\$ de ses coûts nets liés aux sorties d'actifs (à l'exception des coûts relatifs aux projets majeurs) par rapport au montant de 30 M\$ demandé dans les derniers dossiers tarifaires. À sa réponse 13.3 à la DDR de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur affirme qu'il « *considère que cette baisse pourra éviter à l'avenir la constatation d'un trop perçu.* » Cette réduction semble toutefois arbitraire et ne garantit aucunement que les trop-perçus cesseront.

Considérant que les coûts relatifs à cette rubrique sont en partie compensés par les revenus que le Distributeur perçoit de la vente de certains actifs (pour lesquels il semble préférable de lui laisser un

incitatif à l'optimisation), un compte d'écart ne semble pas opportun à ce stade-ci. Nous suivrons toutefois l'évolution des écarts relatifs à cette rubrique au cours des prochaines années.

3.5 Projet LAD – Phase 2

Pour l'année 2014, des montants importants ont été inscrits aux revenus requis du Distributeur en lien avec le dossier LAD. En effet, le Distributeur prévoit des coûts nets liés aux sorties d'actifs de 38,5 M\$ en lien avec le projet LAD : c'est deux fois plus que les coûts nets au titre de travaux récurrents (20M\$). Nous comprenons que ces sorties d'actifs visent à la fois des compteurs qui seront retirés dans la phase 1 et dans la phase 2.

Dans son dernier suivi de la décision D-2012-127, à la page 7, le Distributeur indique qu'il prévoit terminer l'installation des compteurs de la phase 1 à la fin du deuxième trimestre de 2014. Même s'il devait dépasser cette échéance d'un mois ou deux, il arriverait tout de même à compléter cette phase à l'intérieur de l'année 2014, ne créant pas ou peu d'impact sur le coût net des sorties d'actifs.

Quant aux sorties d'actifs relatives à la phase 2, notons que le dossier portant sur les phases 2 et 3 du projet LAD a été déposé à la Régie à la fin d'octobre 2013, et qu'il prévoit que l'installation des nouveaux compteurs (menant notamment au retrait des anciens) devra débuter au plus tard en juillet 2014. Le Distributeur prévoit remplacer près de 540 000 compteurs en 2014 lors de cette phase 2¹⁵, et ce, dans des régions qu'on imagine être moins densément peuplées que la grande région de Montréal, visée par la phase 1. Ceci laisse donc un peu plus de 8 mois à la Régie pour rendre sa décision. Sera-ce suffisant? Soulignons que le dossier sur la première phase de ce projet a pris plus de 14 mois.

À première vue, il semble donc possible, de l'avis de l'AQCIE et du CIFQ, que le Distributeur ne soit pas en mesure de débiter la phase 2 à temps; en fait, si le dossier sur les phases 2 et 3 devait durer aussi longtemps que celui sur la phase 1, la décision serait vraisemblablement rendue au début de l'année 2015.

Dans une telle situation, la prudence recommanderait d'instaurer un compte d'écarts, considérant l'ampleur des montants en jeu. Au-delà du coût net des retraits d'actifs, l'AQCIE et le CIFQ continuent d'être préoccupés par la présence d'importantes charges d'exploitation (non capitalisées) relatives à ce projet. Ces charges devraient, elles-aussi, faire l'objet d'un compte d'écarts. Quant aux autres impacts d'un retard dans le projet, il s'agirait surtout des impacts sur la base de tarification, discutés à la section 3.3 du présent mémoire, pour lesquels l'AQCIE et le CIFQ recommandent déjà la mise en place d'un compte d'écarts.

L'AQCIE et le CIFQ recommandent donc que la Régie crée un nouveau compte d'écarts relatif à l'implantation du projet LAD, visant tous les écarts de rendement susceptibles de découler des phases 2 et 3 de ce projet, à l'exception de ceux déjà captés par d'autres comptes d'écarts, ou qui le seront suite

¹⁵ Dossier R-3863-2013, HQD-1, Doc-1, page 17

à la décision que rendra la Régie dans le présent dossier. L'AQCIE et le CIFQ n'auraient par ailleurs pas objection à ce que ce compte porte aussi sur la phase 1 du projet LAD.

3.6 Frais corporatifs

L'AQCIE et le CIFQ n'entendent pas reprendre de manière extensive l'analyse qu'ils ont faite au cours des dernières années, dans les causes tarifaires du Transporteur et du Distributeur, au sujet de l'évolution des trop-perçus liés aux frais corporatifs. Ils s'en tiennent ici au tableau R14.2 déposé par le Distributeur :

TABLEAU R14.2
ÉVOLUTION DES FRAIS CORPORATIFS DU DISTRIBUTEUR – 2006 À 2012 (M\$)

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-----------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Autorisés | 36,9 | 39,5 | 40,9 | 41,9 | 43,9 | 39,0 | 34,5 |
| Réels | 34,3 | 36,0 | 36,3 | 32,1 | 31,4 | 29,7 | 31,0 |
| Écarts | (2,6) | (3,5) | (4,6) | (9,8) | (12,5) | (9,3) | (3,5) |
| Écarts % | -7,0% | -8,9% | -11,2% | -23,4% | -28,5% | -23,8% | -10,1% |

Le Distributeur mentionne, en réponse à la question 27.1 de la DDR #2 de la Régie, que la hausse prévue en 2014 (+1,6 M\$) par rapport au montant réel de 2012 (31 M\$) s'explique essentiellement par l'augmentation du coût de retraite (1,8 M\$), compensée en partie par le transfert de certains coûts vers la facturation interne. Il ne fait toutefois pas état d'une potentielle réduction de ces frais, découlant du dernier budget provincial.

À notre avis, l'historique des dernières années – notamment la relative stabilité du montant réel des frais corporatifs, de même que la récurrence des trop-perçus - et les réductions potentielles de frais découlant du dernier budget provincial militent en faveur d'établir la prévision des frais corporatifs pour 2014 au niveau du montant réel de 2012 (31 M\$) lequel est d'ailleurs représentatif des montants des années 2009-2012.

Par ailleurs, pour éviter toute ambiguïté lors de la comptabilisation des écarts au coût de retraite lors de l'examen du rapport annuel 2014, il faudrait déterminer d'ores et déjà quelle part occuperait ce coût de retraite dans un montant de frais corporatifs ramené à 31M\$ (par opposition à 32,6M\$). En effet, l'AQCIE et le CIFQ ne demandent pas de réduire spécifiquement le montant du coût de retraite des employés travaillant au groupe corporatif, mais plutôt le montant global de cette rubrique; il ne faudrait donc pas que le Distributeur puisse récupérer ces 1,6M\$ par son compte d'écart sur le coût de retraite.

4- STRATÉGIE TARIFAIRE

L'AQCIE et le CIFQ constatent dans la stratégie tarifaire du Distributeur deux changements de cap importants, qu'ils appuient : (i) une hausse uniforme des prix de l'énergie au tarif M pour maintenir la dégressivité des prix de l'énergie; et (ii) des hausses de tarifs différenciées.

4.1 Hausse uniforme des prix de l'énergie au tarif M

Au cours des dernières années, le Distributeur a cherché à éliminer graduellement la dégressivité du tarif M, laquelle s'exprime présentement à travers deux paliers d'énergie, le tarif du premier étant supérieur à celui du second. En faisant porter davantage les hausses tarifaires sur le tarif du second palier, le Distributeur visait à éliminer à terme tout écart entre ces deux paliers, de sorte que les clients du tarif M en viennent à payer un tarif uniforme pour toute leur énergie. Il s'agissait de l'un des objectifs d'une réforme tarifaire approuvée par la décision D-2008-24, faisant suite à quelques années de débats sur la question.

Le contexte dans lequel devait s'inscrire cette réforme n'est pas celui auquel nous faisons face aujourd'hui. Au-delà de la perte de compétitivité des entreprises, c'est surtout l'évolution du bilan énergétique du Distributeur qui change la donne, les besoins additionnels ayant cédé la place à d'énormes surplus d'électricité. Ceci a un impact important sur le coût marginal d'approvisionnement : plutôt que d'avoir à conclure des contrats à 6-10¢/kWh (et même plus) pour obtenir de l'énergie additionnelle, le Distributeur peut tout simplement acheter à 2,6¢/kWh l'électricité patrimoniale qu'il laisse présentement inutilisée. Tel que discuté à la section 1 (approvisionnements) du présent mémoire, cette situation risque de durer pendant plusieurs années, peut-être même jusqu'en 2027.

Ce changement est fort important puisque l'une des préoccupations ayant amené la réforme tarifaire est le signal de prix, à savoir que le tarif des derniers kWh consommés par un client devrait s'approcher (et non s'éloigner) du coût marginal d'approvisionnement du Distributeur, pour que celui-ci prenne en compte le coût social de sa consommation. Or, dans la mesure où ce coût marginal est maintenant inférieur aux différents tarifs, ce principe ne milite plus en faveur d'une hausse des derniers kWh consommés.

Par ailleurs, même dans un scénario de besoins additionnels d'approvisionnement (plutôt que de surplus), il n'est pas certain que ce concept de derniers kWh consommés milite en faveur d'une hausse appliquée de manière aussi importante sur le tarif du deuxième palier. En effet, tel que démontré par l'AQCIE et le CIFQ dans le dossier R-3776-2011¹⁶, près de 75% des clients du tarif M ne consomment pas d'énergie du deuxième palier. Pour ceux-ci, les derniers kWh consommés le sont au premier palier; ils se retrouvent donc relativement à l'abri des hausses tarifaires et ne reçoivent pas nécessairement le bon signal de prix.

¹⁶ Dossier R-3776-2011, Mémoire de l'AQCIE et du CIFQ, C-AQCIE-CIFQ-009, page 12

À l'inverse, les clients ayant la plus importante consommation énergétique du tarif M font face à des augmentations trop importantes, lesquelles viennent rompre la continuité entre les tarifs M et L. Ceci ressort très bien de la preuve du Distributeur.¹⁷ De plus, pour l'année tarifaire 2014-15, considérant que la hausse tarifaire demandée est déjà très importante, une application stricte de la réforme aurait eu sur ces clients l'impact d'un véritable choc tarifaire.

La proposition du Distributeur est équilibrée et permet de maintenir le *statu quo* : la hausse quasi-uniforme des tarifs des premier et deuxième paliers vise à éviter d'aller trop loin avec la réforme sans pour autant désavouer les décisions des dernières années. C'est d'ailleurs ce que recommandaient l'AQCIE et le CIFQ dans le dossier tarifaire R-3776-2011. À terme, il faudrait toutefois penser à une réévaluation en profondeur de cette réforme.

4.2 Hausses différenciées et interfinancement

À l'exception de la hausse du prix de l'électricité patrimoniale, le tarif L subit encore les impacts d'une hausse tarifaire relativement uniforme. En effet, bien que les tarifs G, M et LG subissent des hausses différenciées entre elles, la hausse globale qui est demandée pour ces trois classes est de 5,8%, soit la même qui est demandée pour les tarifs domestiques. La différence (0,8%) avec la hausse demandée au niveau du tarif L (5%) s'explique par le fait que la hausse du prix de l'électricité patrimoniale ne lui est pas applicable en vertu de la loi.

Malgré l'exemption de la hausse du tarif patrimonial dont bénéficient les industriels, l'AQCIE et le CIFQ estiment que la hausse qui leur est demandée est trop importante, et qu'elle tend à accentuer un niveau d'interfinancement déjà trop élevé. En effet, à la réponse 16.1 à la DDR de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur indique qu'en fonction de la hausse du taux de rendement demandée dans le dossier R-3842-2013, l'indice d'interfinancement des grands industriels passerait à 117,3%. Or, en l'absence d'une telle hausse, l'indice d'interfinancement des grands industriels aurait plutôt été de 116,4%, selon la proposition initiale du Distributeur.¹⁸

En fait, ce qu'il faut comprendre, c'est que la hausse tarifaire relative au taux de rendement serait appliquée de manière uniforme malgré que la vaste majorité des actifs de Distribution ne contribue pas à la desserte des clients industriels.

De l'avis de l'AQCIE et du CIFQ, une telle façon de faire n'est pas opportune, surtout dans le contexte actuel et eu égard à la perte de compétitivité du tarif L, laquelle n'est pas étrangère à l'évolution des ventes aux industriels. Au-delà de ses conséquences sur l'économie, la réduction de la consommation chez les industriels, à laquelle on assiste depuis quelques années, entraîne des impacts à la hausse sur les tarifs, lesquels ne sont évidemment pas souhaitables pour les autres clients du Distributeur. Ceux-ci

¹⁷ HQD-13, Doc-2, page 9

¹⁸ HQD-13, Doc-2, page 11

devront en effet payer une part plus importante des coûts fixes de distribution et transport, ainsi que du surcoût associé à l'énergie post-patrimoniale.

L'AQCIE et le CIFQ ne demandent pas à la Régie de réduire les tarifs industriels. Ils n'entendent pas non plus s'attaquer au niveau d'interfinancement requis aux fins de l'article 52.1 de la LRÉ. Mais ils constatent qu'il existe une marge entre ce niveau et le niveau qui découlerait de la proposition du Distributeur, laquelle marge pourrait être graduellement éliminée afin d'amoindrir la perte de compétitivité du tarif L. **Dans cette optique, l'AQCIE et le CIFQ recommandent que toute hausse tarifaire soit répartie de manière à réduire le niveau d'interfinancement du tarif L ou, à tout le moins, à ne pas augmenter le niveau d'interfinancement actuel.**

4.3 Remarque sur l'interprétation du mot « principalement »

Aux pages 29 et 30 de HQD-13, document 2, le Distributeur propose d'inclure au texte des Tarifs et conditions un article 5.3 qui nous paraît en contradiction avec le texte du nouvel article 52.1.1 de la LRÉ en définissant, en somme, le mot « principalement » comme signifiant « presque exclusivement ». Selon les dictionnaires et la jurisprudence relative à d'autres lois l'activité « principale » est celle qui prédomine, celle qui est majoritaire, celle qui est plus importante que les autres et non pas celle qui est presque exclusive, ce à quoi correspond, précisément l'exigence d'une utilisation à au moins 90% de la puissance qui est proposée par le Distributeur.

La clientèle actuelle que représentent l'AQCIE et le CIFQ ne serait probablement pas affectée défavorablement par la disposition proposée, comme semble l'indiquer le Distributeur, mais ils tiennent à signaler à la Régie que le texte proposé ne paraît pas compatible avec la loi et serait exposé à une éventuelle contestation.

CONCLUSION

Dans le présent mémoire, l'AQCIE et le CIFQ font les recommandations suivantes à la Régie :

- **Ordonner que soit retranchée du compte de *pass-on* la somme de 30M\$ qui avait été éliminée des revenus requis du Distributeur par la décision D-2013-021 et qu'elle soit assumée par le Distributeur (par son actionnaire) plutôt que par les consommateurs. Par ailleurs, malgré les nouveaux surplus auxquels le Distributeur fait présentement face, nous estimons qu'il devrait continuer de différer de l'énergie en 2014.**
- **S'assurer que le Distributeur optimise son utilisation des marchés de court terme, pour l'achat comme pour la revente.**
- **Accueillir la proposition du Distributeur relative à l'amortissement du compte de nivellement des aléas climatiques, en précisant toutefois que l'amortissement des ajouts à ce compte pour les années 2013 et suivantes devrait être lui aussi sur une période de 10 ans.**

-
- Porter à 2% la cible minimale d'efficience du Distributeur.
 - Retrancher 11M\$ des revenus requis de 2014 en raison de gestes posés par le Distributeur en 2012 pour compenser l'impact de l'omission de la charge relative au BEIÉ sur son rendement, et préciser que ce montant devra être exclu du calcul de l'écart de rendement aux fins du MTÉR.
 - Retrancher 3,5M\$ des revenus requis de 2014 en lien avec les charges non capitalisables relatives au PGEÉ, et instaurer un compte d'écarts pour ces charges.
 - Mettre en place un compte d'écarts relatif aux impacts de la sous-estimation (ou surestimation) de la base de tarification sur l'amortissement et le rendement.
 - Mettre en place un compte d'écarts relatif au projet LAD.
 - Retrancher 1,6M\$ aux frais corporatifs, en s'assurant que le Distributeur ne puisse récupérer la somme retranchée l'an prochain à travers le compte d'écarts sur le coût de retraite.
 - Accueillir la stratégie tarifaire du Distributeur à l'égard de la répartition de la hausse au tarif M.
 - Appliquer toute hausse tarifaire de manière à réduire le niveau d'interfinancement du tarif L ou, à tout le moins, à ne pas augmenter le niveau d'interfinancement actuel.

Le 11 novembre 2013