



Stein Monast S.E.N.C.R.L. AVOCATS

Édifice Stein Monast
70, rue Dalhousie
Bureau 300
Québec (Québec) G1K 4B2
CANADA

Téléphone : 418.529.6531
Télécopieur : 418.523.5391

www.steinmonast.ca

Québec, le 22 octobre 2010

Me Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
Tour de la Bourse, C.P. 001
800, Place Victoria, 2^e étage, bureau 255
Montréal (Québec) H4Z 1A2

OBJET: Dossier : R-3740-2010
Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour
l'année tarifaire 2011-2012
N/ D : 1041776
Mémoire de l'AQCIE et du CIFQ

Chère Consoeur,

Nous vous transmettons le mémoire de l'AQCIE et du CIFQ relativement au dossier mentionné ci-haut, de même que le rapport d'expertise de M. Robert D. Knecht.

Quinze exemplaires de ces documents vous sont transmis par courrier.

L'annexe IEC-2 au rapport de M. Knecht vous sera transmise lundi en format Excel.

Veuillez agréer, chère consœur, l'expression de nos sentiments distingués.

STEIN MONAST s.e.n.c.r.l.


PIERRE PELLETIER

PP/lm

cc: par courriel Me Éric Fraser, Hydro-Québec
Les intervenants

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-3740-2010

**DEMANDE RELATIVE À
L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS
D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE
TARIFAIRE 2011-2012**

**HYDRO-QUÉBEC
(ci-après le «DISTRIBUTEUR»)**

Demanderesse

et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOUMATEURS 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

Introduction

Dans sa décision D-2010-122 sur les demandes d'intervention relatives à la demande R-3740-2010, la Régie acceptait de recevoir les considérations de l'AQCIE et du CIFQ sur l'impact de la réforme du tarif général M sur les grands industriels assujettis à ce dernier. Dans le contexte où le nivellement du second palier du tarif M se ferait concurremment à l'augmentation de l'électricité patrimoniale, prévue dans Loi 100, ces clients subiraient un double impact insoutenable.

Tel est le premier enjeu que nous souhaitons traiter dans le présent document, un enjeu qui par son importance pourrait avoir de sévères répercussions dans le secteur de la transformation alimentaire, deuxième employeur du secteur manufacturier québécois, assurant près de 75 000 emplois.

Nous souhaitons également traiter dans le présent document de la décision unilatérale d'Hydro-Québec Distribution d'exclure les titulaires de contrats spéciaux d'approvisionnement en électricité de certains des programmes du PGEÉ. Il s'agit d'une décision que nous nous expliquons mal, à la lumière des excellents résultats de ces programmes auprès des titulaires des contrats spéciaux et de la contribution essentielle de ces derniers à l'atteinte des objectifs d'efficacité énergétique du Distributeur, objectifs par ailleurs entérinés par la Régie.

Nous toucherons ensuite deux éléments ayant un effet direct sur la demande R-3740-2010 : l'amortissement prématuré du compte de nivellement pour les aléas climatiques et les coûts de retraite. Il convient selon nous d'examiner de près ces éléments afin d'assurer qu'ils ne contribuent pas à gonfler indûment le revenu requis du Distributeur, ce qui aurait une incidence sur l'établissement de la grille tarifaire.

1. Impact de la réforme du tarif général M sur la clientèle industrielle

Enjeu

Dans le cadre de la réforme des tarifs généraux, et afin d'éliminer à terme toute tarification dégressive, le Distributeur a proposé d'éliminer le second palier du tarif M, sur une période d'environ 5 ans, une proposition entérinée par la Régie dans sa décision D-2009-16. Le Distributeur avait évoqué lors des audiences précédant cette décision que la disparition du second palier pourrait représenter une hausse importante sur une petite composante de la clientèle du tarif M, les clients industriels consommant une grande quantité d'énergie.

Pour l'essentiel ces clients sont actifs dans le secteur de la transformation agroalimentaire, un secteur régi par des règles concurrentielles excessivement contraignantes, comme l'illustrent le portrait de cette industrie et la situation de quatre de ses principales entreprises présentés en annexes A-1 à A-5.

La mesure de cet impact n'a été véritablement connue de ces clients industriels qu'à la réception des projections du Distributeur, en février 2010. La hausse tarifaire calculée dans ces projections est souvent supérieure à 20 %, un chiffre qui pourrait être porté à 40 % en tenant compte de l'augmentation de l'électricité patrimoniale qui doit s'amorcer concurremment à compter de 2014, en vertu de la *Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (Loi 100)*.

La consommation d'électricité étant souvent le principal frais variable de ces entreprises, et les conditions du marché agroalimentaire leur interdisant toute intégration de ces augmentations aux prix de leurs produits, cette situation leur serait intenable. Il devient alors essentiel d'élaborer avec le Distributeur et la Régie une approche permettant de respecter à la fois l'équité tarifaire et la compétitivité vitale de ces clients.

Considérations

Le secteur québécois de la transformation alimentaire se caractérise par des marges bénéficiaires très faibles, d'à peine 6 %, alors que la moyenne canadienne se situe à 8 % et qu'elle atteint 10 % en Ontario.

Cette situation reflète l'intense concurrence que doivent livrer les industriels québécois dans ce secteur, notamment en raison :

- De la présence sur notre marché de fabricants américains ou internationaux de grande taille et profitant des avantages relatifs à leurs marchés, dont les plus bas coûts de main-d'œuvre;
- De la très grande concentration de la distribution au détail (à elles seules, cinq entreprises occupent près de 80 % de ce marché) et,
- De la concentration élevée des principaux fournisseurs d'intrants (contenants, emballages, matières premières).

En raison de l'intense concurrence, qui s'inscrit dans un marché mondialisé, les prix des produits de ces industriels québécois connaissent une progression nettement inférieure à celle de l'inflation et, en certains cas, ces prix ont même subi une déflation au cours des dernières années.

En concurrence avec certaines des plus grandes entreprises multinationales qui bénéficient d'économies d'échelle et d'avantages réglementaires, fiscaux et économiques liés à leur implantation à travers la planète, la compétition se livre souvent sous formes d'enchères inversées où l'obtention d'un contrat ne tient qu'à quelques cents. Dans un tel contexte, il est impossible d'intégrer une hausse de 20 % de la facture d'électricité, et encore moins de 40 %.

La progression de ces entreprises passe par une hausse constante de la productivité. Ce qui demande des investissements structurants qui, pour des raisons de compétitivité, seront accordés aux constituantes les plus performantes de ces clients industriels, qu'elles se situent au Québec ou ailleurs.

Une réduction de la compétitivité de la tarification de l'électricité, à laquelle s'ajoute au Québec de nouveaux frais afférents à la gestion des déchets, à l'utilisation de l'eau et des carburants, pourrait entraîner dans ce contexte de vive concurrence un ralentissement des investissements au Québec et, à terme, certaines délocalisations.

À l'évidence le maintien de la compétitivité des clients industriels du tarif M n'est pas du seul ressort d'Hydro-Québec ou de la Régie, mais il importe, dans le respect de l'équité tarifaire, de réaliser l'un des grands objectifs établis dans la stratégie énergétique du Québec : utiliser d'avantage l'énergie comme levier de développement économique.

Recommandations

En considération des éléments qui précèdent, l'AQCIE et le CIFQ recommandent de constituer un comité de travail regroupant le Distributeur et des représentants de sa clientèle industrielle ainsi que de l'AQCIE et du CIFQ afin d'examiner des pistes de solution permettant à la fois de respecter l'équité tarifaire et la compétitivité de ces clients, notamment les suivantes:

- faciliter l'accès au tarif L ou établir un tarif intermédiaire entre le M et le L en considération des volumes souscrits;
- répartir l'augmentation associée à l'abandon du deuxième palier du tarif M et, éventuellement, à l'harmonisation de la hausse de l'électricité patrimoniale, selon un échancier qui permette de maintenir la compétitivité de ces clients, ou
- consentir un rabais tarifaire.

2. Participation des entreprises signataires de contrats spéciaux d'approvisionnement en électricité aux programmes OIEÉB et OIESIE du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)

Enjeu

De façon soudaine et sans aucune consultation, le Distributeur a récemment décidé d'exclure ses clients bénéficiant de contrats spéciaux de certains programmes du PGEÉ. Les motifs de cette décision ont été communiqués à l'AQCIE et au CIFQ dans la réponse du Distributeur à leur demande de renseignements n° 2, déposée dans le cadre de la présente demande R-3740-2010.

Pour l'essentiel, le Distributeur fonde sa décision sur deux éléments :

- Les mesures d'efficacité énergétique ne se traduisent pas chez les clients bénéficiant de contrats spéciaux par des diminutions de consommation; et,
- Les décrets du gouvernement à l'égard des contrats spéciaux traduisent la volonté de ce dernier d'assujettir les titulaires aux meilleures normes d'efficacité énergétique, qu'il existe ou non des programmes susceptibles d'encourager l'adoption de ces normes.

Considérations

L'AQCIE et le CIFQ estiment la décision du Distributeur mal fondée, notamment en raison des points suivants :

1. Les programmes du PGEÉ sont financés par les usagers des différentes catégories tarifaires, dont les titulaires des contrats spéciaux qui sont associés au tarif L. Le principe de l'utilisateur payeur a son corollaire, le payeur utilisateur. Si les titulaires de contrats spéciaux ont l'obligation de participer au financement des programmes d'efficacité énergétique, ils devraient, en toute équité, avoir le droit d'en bénéficier. S'ils sont exclus de certains programmes, les titulaires de contrats spéciaux devraient, encore là en toute équité, être dispensés d'y contribuer. Or, si tel était le cas, soit le panier de programmes offerts, soit leur coût, serait affecté pour l'ensemble des clients du tarif L.

D'autre part, par ses décrets, le gouvernement tient le Distributeur indemne, l'existence des contrats spéciaux ne causant à ce dernier aucun coût additionnel ou manque à gagner en fonction du tarif L.

2. S'il peut être observé que les mesures d'efficacité énergétique des titulaires de contrats spéciaux ne se traduisent pas toujours par une diminution immédiate de la consommation, ces mesures viennent réduire leurs besoins futurs pour des blocs d'énergie additionnels et par conséquent se traduisent éventuellement par une réduction des besoins d'approvisionnement pour le Distributeur, et ceci au bénéfice de l'ensemble des consommateurs.

Citons par exemple le cas de l'Aluminerie Alcoa de Deschambault qui, entre 2004 et 2008, a amélioré de façon marquée l'efficacité énergétique de l'ensemble de ses installations, sans réduire pour autant la consommation totale de son usine. Même si à court terme ces gains énergétiques ont été réutilisés afin d'accroître la production d'aluminium, sans ces améliorations permanentes, le bloc d'électricité additionnel qui a été octroyé à l'Aluminerie de Deschambault en mars 2008 aurait été supérieur d'au moins 15 MW au bloc réellement consenti. À moyen terme, les gains d'efficacité énergétique de l'Aluminerie Alcoa de Deschambault se sont donc traduits par une réduction tangible et significative des besoins d'approvisionnement marginaux du Distributeur. Les efforts de l'aluminerie en matière d'efficacité énergétique ont d'ailleurs été reconnus alors qu'Alcoa est devenue, au début de l'année 2008, l'une des premières entreprises admises au réseau Écoélectrique, créé par Hydro-Québec pour souligner les performances les plus remarquables en efficacité énergétique.

3. L'exclusion de tous les titulaires de contrats spéciaux, sans distinction, est également une mesure injuste pour certains des titulaires dont la consommation diminue effectivement à la suite des mesures d'efficacité énergétique adoptées. Pour exemple, nous pourrions citer le cas de Rio Tinto, Fer et Titane.
4. Il est de plus fort inopportun que le Distributeur change unilatéralement les règles du jeu, sept ans après l'approbation du PGEÉ et de ses programmes par la Régie. À plus forte raison lorsque l'un de ses clients bénéficiant de

contrats spéciaux, l'Aluminerie de Bécancour Inc., devient la première entreprise à accéder au niveau Élite du réseau Électrique.

5. Non seulement les entreprises bénéficiant de contrats spéciaux s'engagent-elles résolument dans les programmes d'efficacité énergétique, mais certaines de leurs associations, dont l'Association de l'aluminium du Canada et l'AQCIE, ont également signé avec Hydro-Québec des protocoles d'entente afin de promouvoir la participation de leurs membres aux initiatives et programmes d'efficacité énergétique. Ces protocoles sont annexés au présent document (annexes B-1 et B-2).
6. Si les titulaires de contrats spéciaux sont exclus de certains programmes du PGEÉ, en toute logique il faudrait exclure les économies produites par leurs mesures d'efficacité énergétique, qui se chiffrent à près de 1 TWh, du calcul des résultats des programmes du PGEÉ. L'atteinte de l'objectif d'efficacité énergétique de 11 TWh à l'horizon de 2015, entériné par la Régie, représenterait alors un défi d'une toute autre envergure pour le Distributeur.
7. Le Décret 1122-228 du 27 novembre 2008 concernant la fixation des tarifs et conditions de livraison d'électricité à Alcoa, cité en exemple par le Distributeur pour conclure que l'adoption des meilleures normes d'efficacité énergétique faisait partie des obligations des titulaires de contrats spéciaux, est unique à cet effet. Aucun autre décret de contrats spéciaux ne contient une telle disposition.

Du reste, le plan énergétique d'Alcoa, mentionné par le décret et déposé par Alcoa, ne contenait aucun objectif quant à la réalisation des cibles identifiées et le Distributeur s'en est jugé satisfait. Nous voyons mal comment sur cette base le Distributeur puisse se sentir légitimé d'exclure l'ensemble des titulaires de contrats spéciaux des incitatifs que procure l'ensemble des programmes du PGEÉ.

Recommandations

En considération des éléments qui précèdent, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie :

- **D'écarter** la décision unilatérale du Distributeur d'exclure les titulaires de contrats spéciaux de certains programmes du PGEÉ, notamment l'OIEÉB et l'OIÉSIE;
- **D'ordonner** la constitution d'un comité d'évaluation des facteurs économiques associés à l'accès des titulaires de contrats spéciaux à ces programmes; et,
- **D'ordonner** que l'accessibilité des titulaires de contrats spéciaux à certains programmes soit déterminée sur une base individuelle, et non sur la base de l'appartenance à une catégorie de clients dans son ensemble.

3. Compte de nivellement pour aléas climatiques

Dans sa demande, le Distributeur propose un amortissement additionnel qui devrait être de l'ordre de 33,2 M\$ à être reconnu dans ses revenus requis de l'année 2011-12, soit l'excédent de l'écart constaté dépassant 100 M\$. Le solde projeté du compte au 31 décembre 2010 incluant les intérêts demeurera hors base de tarification jusqu'à son intégration normale en 2012. Selon le Distributeur, la proposition repose sur le caractère exceptionnel de la situation, notamment en raison de l'ampleur des montants en cause. Il justifie également cette demande par son désir de maintenir les tarifs à leur niveau existant.

Dans la décision D-2007-12, en page 17, nous pouvons lire «*Le Distributeur annonce que des comptes de pass-on totaux de 100 M\$ seront chose courante et qu'un solde de 200 M\$ risque de se produire périodiquement (...). En 2006, les conditions climatiques ont été beaucoup plus chaudes que la normale, ce qui a entraîné un solde créditeur important. Le Distributeur estime que l'impact des aléas climatiques s'élève à 143,8 M\$.*» La Régie concluait qu'en raison de l'ampleur des écarts annoncés dans le compte de *pass-on* il était nécessaire de mettre en œuvre un mécanisme pour protéger la clientèle contre les fluctuations importantes de ce compte. Elle invitait donc le Distributeur à proposer des solutions à cette préoccupation.

Comme le rappelle le Distributeur en page 11 de HQD-8, document 7, la Régie a retenu comme principe réglementaire, dans sa décision D-2009-016, d'utiliser la méthode d'amortissement linéaire sur une période de cinq ans pour le solde résiduel du compte 2006-2007 ainsi que pour les nouveaux ajouts. Tel qu'il appert au tableau 7 de ce document, le solde de ce compte au 31 décembre 2008 était de 131,9 M\$, et ce solde a fait l'objet d'un amortissement total de 75,3 M\$ en 2009 vu l'autorisation d'amortir d'un seul coup la somme de 62,0 M\$ basée sur l'ancienne normale climatique (D-2009-016, p. 12-13).

À la lecture de ces lignes, il semble qu'un solde de 133,2 M\$ au compte de nivellement n'ait rien de si exceptionnel et que la Régie ait établi comme principe réglementaire la méthode d'amortissement linéaire sur cinq ans en toute connaissance de cause, à la suggestion du Distributeur. Par ailleurs, la mesure d'exception retenue par la Régie dans sa décision D-2007-012, on s'en souviendra, se voulait une façon d'atténuer les effets d'une augmentation rétroactive du coût de transport de l'ordre de 340 M\$.

Au soutien de sa proposition, le Distributeur allègue par ailleurs que sa demande doit être appréciée dans un contexte de maintien des tarifs existants.

L'AQCIE et le CIFQ s'opposent à la proposition du Distributeur et recommandent que le principe réglementaire établi pour le traitement des écarts au compte de nivellement des aléas climatiques soit respecté.

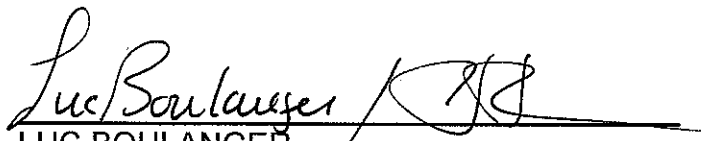
Nous en comprenons que l'entorse proposée à la règle établie a pour but de prévenir toute réduction tarifaire, ce qui nous paraît un objectif d'autant moins louable que cette

proposition survient dans un contexte où les tarifs ont été récemment augmentés non pas en raison de l'accroissement des besoins réels du Distributeur mais par suite de l'implantation, d'ailleurs prématurée, de nouvelles méthodes comptables.

4. Régime de retraite

Nous référons la Régie au rapport d'expertise de M. Robert D. Knecht, ci-joint, dont nous partageons entièrement les conclusions à l'effet qu'un mécanisme devrait être mis en place en vue de s'assurer que ni le Distributeur ni les usagers ne soient pénalisés au titre du régime de retraite.

Québec, le 22 octobre 2010


LUC BOULANGER

L'Association québécoise des consommateurs
industriels d'électricité


PIERRE VÉZINA

Le Conseil de l'Industrie forestière du Québec

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-3740-2010

DEMANDE RELATIVE À
L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS
D'ÉLECTRICITÉ POUR L'ANNÉE
TARIFAIRE 2011-2012

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

LISTE DES ANNEXES

- ANNEXE A1: Portrait de l'industrie de la transformation alimentaire dans l'économie québécoise.
- ANNEXE A2: Mémoire A. Lassonde inc.
- ANNEXE A3: Mémoire Agropur Coopérative.
- ANNEXE A4: Mémoire Bonduelle Canada.
- ANNEXE A5: Mémoire Olymel S.E.C.
- ANNEXE B1: Protocole de collaboration en matière d'efficacité énergétique conclu entre Hydro-Québec et l'Association de l'aluminium du Canada.
- ANNEXE B2: Protocole de collaboration en matière d'efficacité énergétique conclu entre Hydro-Québec et l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité.

Annexe A1

Portrait de l'industrie de la transformation alimentaire dans l'économie québécoise

La présente annexe propose certains éléments de mise en contexte fournis par le Conseil de la transformation agroalimentaire et des produits de consommation (CTAC)

Vue d'ensemble du marché

- Premier employeur du secteur manufacturier québécois, l'industrie de la transformation alimentaire a créé des emplois en 2009 pour atteindre un total de 74 800 emplois¹. L'ensemble du secteur manufacturier a pour sa part connu une baisse marquée de 7% de ses emplois.
- L'industrie de la transformation alimentaire est le deuxième plus important secteur manufacturier au Québec, après le secteur des métaux.
- Au Québec, les marges bénéficiaires de la transformation des aliments demeurent plus faibles que dans le reste du Canada : la moyenne a été de 6% pour la période 2006-2008. L'Ontario a obtenu une moyenne de 10% alors que le reste du Canada a une marge bénéficiaire moyenne de 8%. L'une des raisons invoquée pour cette sous-performance du marché québécois est la grande concentration des principaux distributeurs. En effet, Loblaws, Metro et Sobeys y représentent 70 % des ventes en alimentation et cette concentration dépasse les 80 % lorsqu'on ajoute les ventes de WalMart et de Cosco en alimentation. La concentration des fournisseurs, limitant le pouvoir de négociation, le coût plus élevé des combustibles et le cadre fiscal et réglementaire sont d'autres éléments qui contribuent à la réduction des marges bénéficiaires.
- Entre 1999 et 2009, les dépenses annuelles en immobilisations des entreprises québécoises ont baissé de 400 millions \$ à 275 millions \$, pendant qu'elles se maintenaient en Ontario à 650-700 millions \$ par année.
- Le produit intérieur brut (PIB) généré par les activités de transformation alimentaire a atteint 6,04 milliards \$ au Québec, soit près de 26 % de celui de l'ensemble du Canada.

¹ Niveau de l'emploi dans les secteurs d'activités au Québec selon l'Enquête sur la population active (EPA) en 2009.

- Les activités de l'industrie de la transformation alimentaire ont un effet d'entraînement sur l'ensemble de la filière bioalimentaire ainsi que sur de nombreux autres secteurs industriels qui procurent des biens et services. On estime à 68 % la part des ventes de produits agricoles et de la pêche conditionnés ou transformés au Québec. La production agricole québécoise est donc largement transformée à l'intérieur de la province, ce qui implique que ces deux activités, production et transformation, sont beaucoup plus imbriquées qu'ailleurs au Canada.

Composition de l'industrie québécoise de la transformation alimentaire

- Le Québec compte une vingtaine d'entreprises de transformation alimentaire parmi les plus importantes au Canada, dont trois parmi les dix premières.
- L'industrie de la transformation alimentaire compte quelque 1 700 établissements dont une part importante, plus de 85%, est constituée de petites et moyennes entreprises (PME) qui engagent moins de 50 employés. Les 15% d'entreprises de plus de 50 employés représentent 80% des emplois dans le secteur de la transformation alimentaire.
- Une bonne part de l'économie des régions bénéficie des activités de production et de transformation alimentaire. Toutefois, deux grandes régions, Montréal et la Montérégie dominent le secteur de la transformation et accueillent une vingtaine de sièges sociaux canadiens de sociétés appartenant à des intérêts étrangers.
- 59 % de ces établissements se trouvent dans les régions de la Montérégie et de Montréal. L'industrie est aussi présente en nombre important dans les régions de Chaudière-Appalaches et de la Capitale-Nationale.

De nouveaux marchés... mais aussi de nouveaux concurrents

- Après avoir été excédentaire de 1997 à 2008, la balance commerciale du Québec, en 2009, a été déficitaire de 249 millions \$. Le marché international a été difficile : les importations ont augmenté de 5,7 % tandis que les exportations ont baissé. Un contexte économique difficile et un dollar canadien qui s'approche de la parité avec le dollar américain expliquent ce ralentissement des exportations.
- En 2009, la valeur des exportations internationales de produits bioalimentaires du Québec s'élevait à 4,5 milliards \$.

- Les ventes alimentaires totales de l'industrie de la transformation se chiffraient à 22,5 milliards \$, dont les exportations (9,0 milliards \$) correspondaient à 40 % de ce total. Les exportations interprovinciales, d'une valeur de 5,4 milliards \$, représentaient une part significative des exportations totales et comptaient pour environ 60 % de celles-ci. Les ventes totales hors Québec destinées au reste du Canada comptaient pour 26 % de l'ensemble des ventes alimentaires totales.
- Les États-Unis représentent la principale destination des produits bioalimentaires québécois avec plus de 58 % des exportations. Les autres marchés d'importance sont l'Union européenne (12 %), le Japon (10 %) et l'Australie (2 %). Les importations alimentaires importantes de la Chine et de la Russie font de ces deux pays des marchés dont les débouchés potentiels pour les produits québécois sont forts intéressants.

Une baisse de compétitivité

- Depuis le début de l'année 2010, l'industrie de la transformation alimentaire est affectée par plusieurs augmentations qui chacune individuellement se justifie mais qui regroupées augmentent les coûts et réduisent la rentabilité du secteur :
 - Les coûts de gestion des matières résiduelles passera de 50 millions \$ en 2010 à 135 millions \$ en 2015. Ce poste de dépenses était inexistant en 2005;
 - Le taux de cotisation du RQAP augmentera de 6,25 % en 2011;
 - Les coûts du pétrole augmentent de 1¢/litre par an de 2010 à 2013;
 - Le salaire minimum a augmenté le 1^{er} mai 2010;
 - Le taux de cotisation de la CSST a augmenté de 4 % en 2010;
 - Une nouvelle redevance sur l'eau est en discussion au ministère du développement durable (MDDEP). Son impact économique est évalué à 10 millions \$.
- Au Québec, le coût concurrentiel de l'électricité est l'un des derniers avantages compétitifs des entreprises québécoises face à leurs concurrents. En augmentant le coût de l'électricité, la rentabilité des entreprises québécoises diminuent, ce qui affecte grandement leur compétitivité et leur pérennité.

Annexe A2

A. Lassonde Inc.

Contexte

A. Lassonde Inc. est l'un des chefs de file canadiens dans le développement, la fabrication et la commercialisation de jus et boissons de fruits et légumes, occupant le premier rang des parts de marché. Elle a su prospérer à partir des ressources de son milieu, le Québec, où elle exerce toujours la grande majorité de ses activités. L'entreprise compte sur l'expertise de 700 employés répartis dans ses deux usines situées à Rougemont, en Montérégie.

Outre ces emplois directs, A. Lassonde Inc. contribue au maintien de centaines d'emplois indirects par la position qu'elle occupe, comme plus important transformateur de jus et de boissons au Canada, au cœur d'un vaste réseau de partenaires d'affaires. L'entreprise injecte environ 45 millions \$ dans l'économie locale, dont 7 millions \$ auprès de 500 pomiculteurs. Elle est incidemment le seul acheteur de pommes à jus au Québec.

Engagée dans le développement durable, A. Lassonde Inc. est un leader nord-américain des technologies aseptiques. Ses bouteilles de plastique pèsent près de 30 % de moins que celles de ses concurrents et elle a réduit de 25 % au cours des 7 dernières années sa consommation d'eau par litre de produit fini. Par ses nombreuses initiatives, elle s'est mérité l'attestation Performance, le niveau le plus élevé, décerné par Recyc-Québec dans le cadre de son programme ICI on recycle.

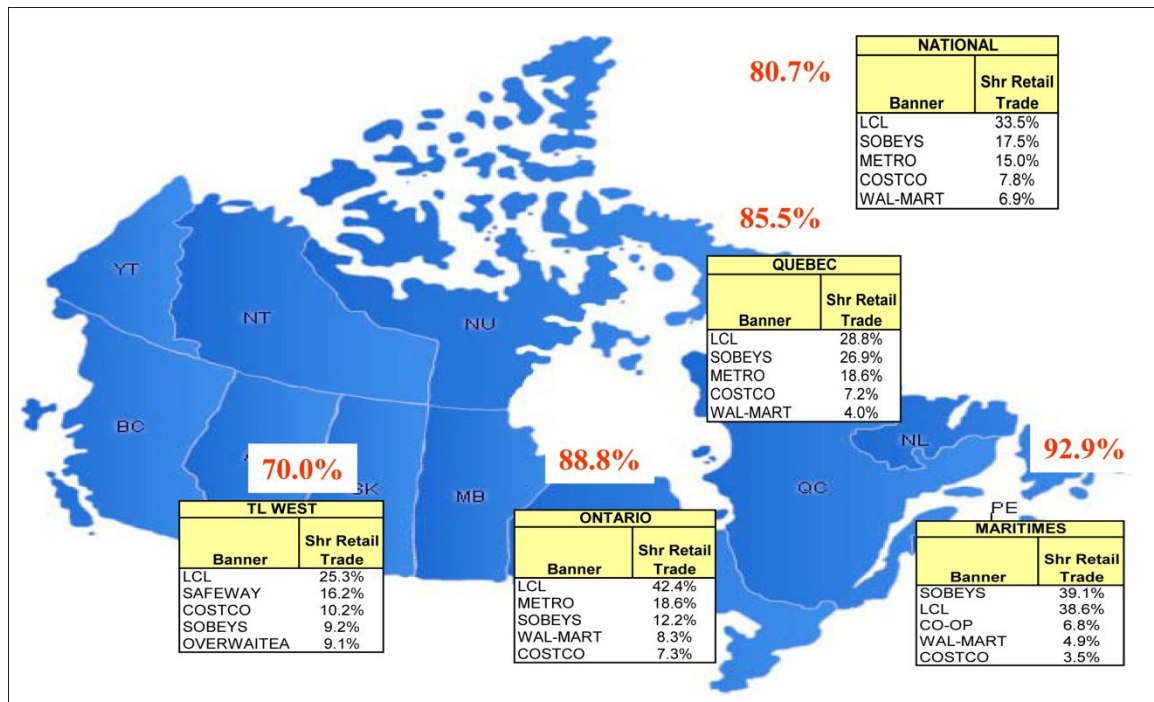
Sous le volet énergétique, l'entreprise a réalisé pas moins de 22 projets d'optimisation au cours des 8 dernières années qui ont contribué au maintien de sa position concurrentielle.

Malheureusement, une bonne partie de ces efforts risquent d'être bientôt anéantis par l'élimination du second palier du tarif M, qui représente une augmentation de 19 % de ses coûts d'énergie pour chacune de ses deux usines. L'électricité est d'ailleurs la composante la plus importante des frais variables de l'entreprise. Cette baisse de compétitivité, aggravée par l'augmentation prévue de l'électricité patrimoniale, pourrait entraîner d'importantes répercussions pour l'entreprise dans le marché hautement compétitif dans lequel elle évolue.

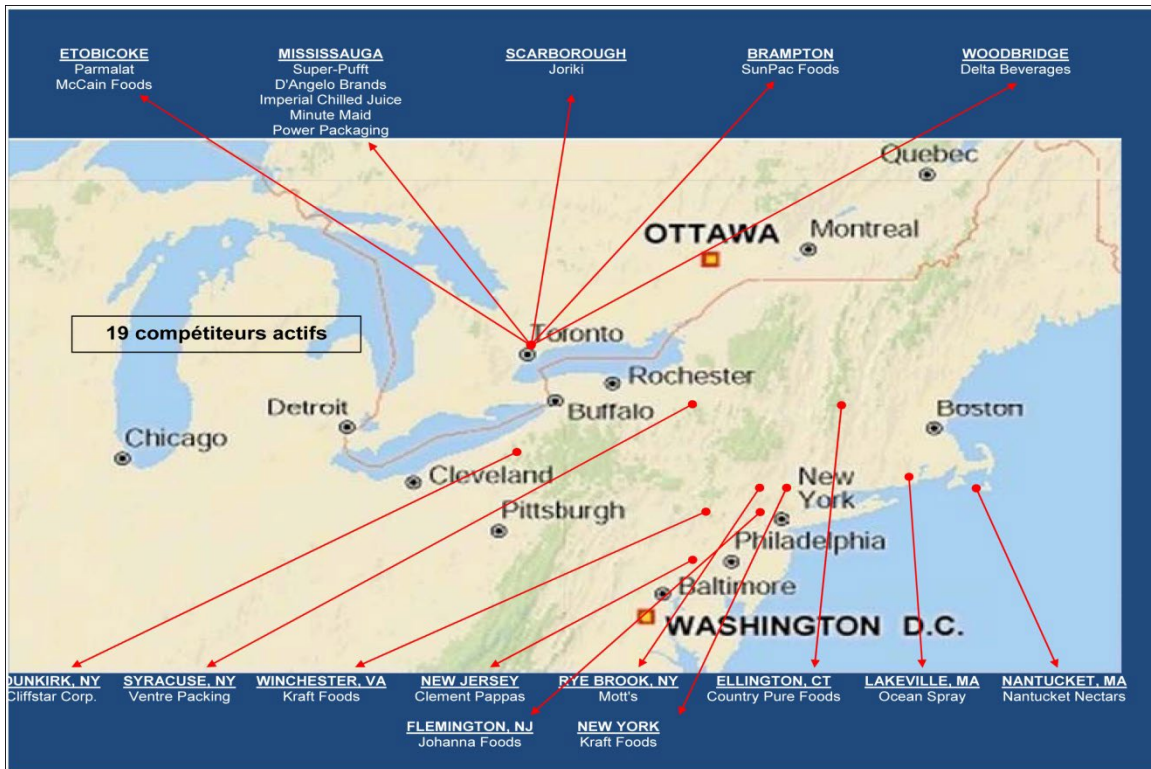
Impact sur la compétitivité

A. Lassonde Inc. livre une concurrence directe avec des géants mondiaux tels que Pepsico (Tropicana) et Coca Cola (Minute Maid). À telle enseigne que depuis 2007, le prix des jus et boissons de fruits connaît une déflation, étant passé de 17,28 \$ à 17,09 \$ la tonne (source : AC Nielsen).

Cette situation est aggravée par le fait que la concentration de la distribution des jus au détail est encore plus accentuée que celui de l'alimentation générale, les cinq plus grands détaillants contrôlant près de 90 % du marché des jus de boissons de fruits dans l'Est du Canada.



Outre les grandes multinationales, pas moins d'une vingtaine de compétiteurs industriels de A. Lassonde Inc. sont en mesure de desservir le marché de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis.



Puisque le contexte interdit tout reflet d'une éventuelle hausse tarifaire de l'électricité dans le prix de ses produits, toute augmentation nuira directement à la compétitivité de l'entreprise et limitera sa capacité d'effectuer les investissements qu'elle doit impérativement consacrer à ses installations pour maintenir et accroître leur productivité. Il est donc crucial que l'évolution du tarif d'électricité soit raisonnable, prévisible et échelonnée de telle sorte qu'elle ne compromette ni les activités, ni la viabilité de l'entreprise au Québec.

Annexe A3

Agropur Coopérative

Contexte

Créée en 1938 à Granby, Agropur Coopérative a aujourd'hui un chiffre d'affaires de 3,1 milliards \$ et compte plus de 5 300 employés travaillant dans 27 usines établies au Canada, aux États-Unis et en Argentine.

Au Québec, Agropur est la plus grande coopérative laitière, comptant 3 533 membres copropriétaires établis dans 15 des régions administratives du Québec. La Coopérative compte 3 042 employés au Québec, à l'œuvre dans 19 lieux de travail, dont 10 usines. La plupart de ces emplois sont occupés en région. Ainsi, tant par ses membres copropriétaires que par son personnel, Agropur Coopérative joue un rôle central dans la vitalité économique et socioculturelle de nombreux milieux, à la grandeur du Québec.

Plusieurs produits d'Agropur coopérative sont des porte-étendards de l'agroalimentaire québécois et cet engagement envers une qualité irréprochable et un caractère distinctif se reflète également dans l'engagement de la Coopérative envers son milieu, le développement durable et l'efficacité énergétique.

En témoignent les nombreux projets d'optimisation de la consommation d'électricité effectués dans les différentes installations qu'elle exploite. Ces initiatives sont en fait une nécessité, puisque le coût de l'électricité représente déjà 17 % de l'ensemble de ses frais généraux variables. Le nivellement du tarif M ferait passer cette proportion à 23 %, et même aux environs de 30 % en intégrant l'éventuelle hausse de l'électricité patrimoniale, une proportion insoutenable.

Impact sur la compétitivité

Agropur Coopérative évolue dans un marché où se côtoient des produits de niche et d'autres d'applications industrielles, marqué par la forte concentration de la distribution alimentaire au détail au Québec et dans l'Est du Canada, où les 5 plus grands détaillants contrôlent 80 % du marché de l'épicerie. La concurrence intense fait en sorte que les éventuelles hausses tarifaires de l'électricité ne pourraient être reflétées dans le prix des produits.

Les gains de productivité étant au cœur du maintien et du développement de la Coopérative, ces hausses, jumelées aux autres frais liés à la protection de l'environnement et à l'utilisation de l'eau et des carburants récemment instaurés

au Québec, ou en voie de l'être, pourraient forcer la décision de réaliser certains investissements stratégiques dans d'autres juridictions.

En effet, l'intensité de la concurrence est telle, que les principaux fournisseurs d'Agropur Coopérative ont dû en tenir compte dans la fixation du prix de leurs fournitures en 2009-2010. En conséquence, il est de première importance que les ajustements tarifaires envisagés par Hydro-Québec soient appliqués, tant en importance qu'en répartition dans le temps, de façon à soutenir plutôt que de réduire la position concurrentielle d'Agropur Coopérative.

Annexe A4

Bonduelle Canada

Contexte

Le Groupe Bonduelle est présent dans 75 pays. En 2007, le Groupe a complété l'acquisition de toutes les actions de l'entreprise québécoise née de la fusion des conserveries Carrière et Girard, en 1987, et qui s'était développée par l'acquisition en deux décennies de cinq usines de conserves et de surgelés au Québec et en Ontario.

Aujourd'hui, Bonduelle Canada possède au Québec quatre usines, employant 1 200 personnes. Elle a pour principaux fournisseurs 448 producteurs agricoles exploitant 40 000 acres. En Ontario, elle possède trois usines où travaillent 950 employés et son réseau de fournisseurs agricoles y comprend 286 producteurs exploitant 41 000 acres. Au total, l'entreprise transforme 350 000 tonnes de légumes entrants.

L'entreprise contribue annuellement plus de 150 millions \$ à l'activité économique québécoise, dont 60 millions \$ en approvisionnement de légumes auprès des producteurs.

Seulement 14 % de sa production est vendue sous des marques nationales, principalement Arctic Gardens et Bonduelle, la vaste majorité étant constituée de marques de clients... que tout fournisseur concurrent pourrait satisfaire. Plus de 85 % des ventes sont à renégocier à chaque année, dans un contexte de très vive concurrence qui ne permet pas même de couvrir l'inflation.

Marché

En fait, en prenant l'évolution du prix des marques clients de maïs pour exemple, on constate qu'au cours des 10 dernières années, les prix de vente au détail ont diminué de 4 %, tandis que les coûts de production augmentaient de 0,36 % et que la marge de profit devenait négative de 0,53 %.

Afin de maintenir la rentabilité, des mesures strictes de contrôle des coûts et des investissements stratégiques visant l'augmentation de la productivité ont permis notamment de réduire les coûts de main-d'œuvre de 7,7 % et les frais généraux de 11,4 %. L'électricité, qui compose pas moins du cinquième des frais généraux, leur plus importante composante, n'a cependant pas suivi cette courbe, malgré des investissements de plus de 1 million \$ consentis au cours des deux dernières années seulement à des projets d'efficacité énergétique.

Le nivellement du tarif M représenterait dans le cas des exploitations québécoises de Bonduelle Canada une augmentation de 15 % de sa facture d'électricité, une hausse déjà insoutenable dans le contexte concurrentiel où l'entreprise évolue. La hausse de l'électricité patrimoniale pourrait y ajouter un 18 % additionnel d'où l'impérative nécessité d'en arriver à un mode d'application de ces ajustements qui ne remette pas en cause la capacité de l'entreprise de maintenir sa position concurrentielle.

Annexe A5

Olymel S.E.C.

Contexte

Olymel S.E.C. est au Canada un chef de file dans le domaine de l'abattage, de la transformation et de la distribution des viandes de porc et de volaille, avec des installations au Québec, en Ontario et en Alberta. L'entreprise emploie près de 10 000 personnes, dont 7 000 au Québec, et exporte plus de la moitié de ses ventes de porc, principalement aux États-Unis, au Japon et en Australie, ainsi que dans une soixantaine d'autres pays. L'entreprise commercialise ses produits principalement sous les marques Olymel, Lafleur et Flamingo.

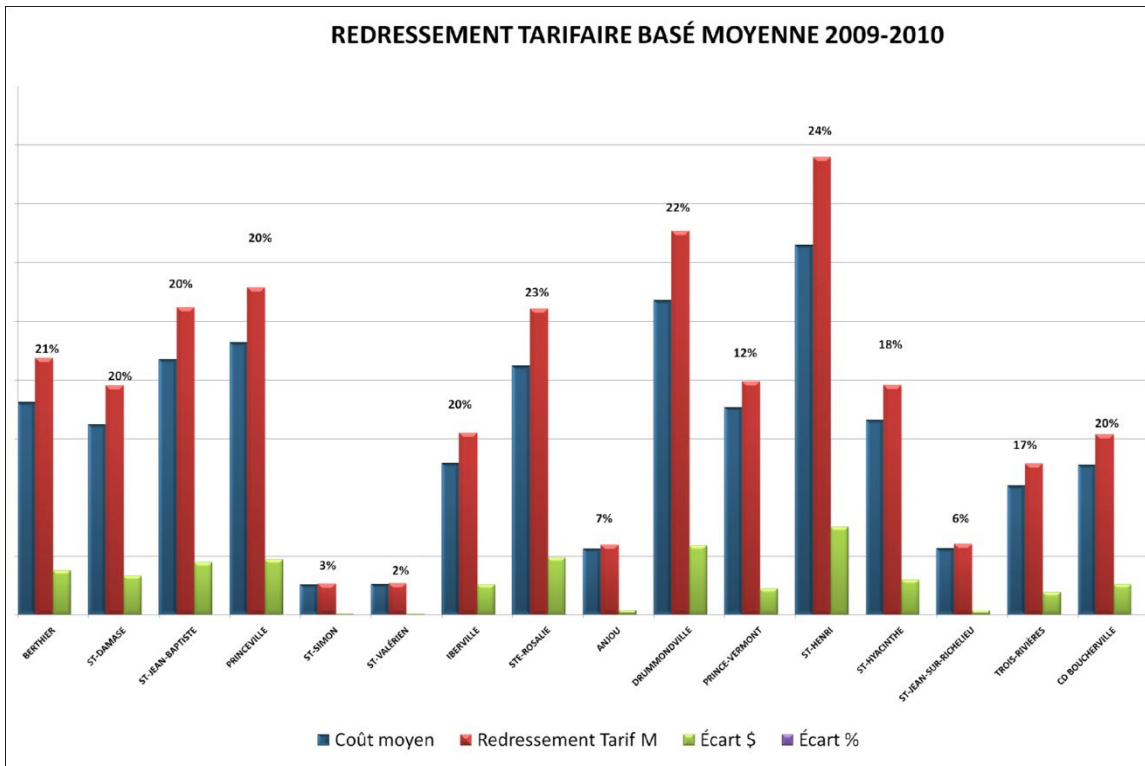
Olymel est le principal employeur de l'industrie du porc et de la volaille au Québec et la majorité des emplois offerts se retrouvent en région. Elle investit activement dans l'économie québécoise, que ce soit par l'entremise de ses 17 établissements ou auprès de ses fournisseurs, qui comptent notamment 450 producteurs de volaille et 850 éleveurs porcins.

Les produits d'Olymel S.E.C. sont en compétition sur les marchés nationaux et internationaux qu'elle dessert, principalement avec les géants américains que sont Smithfield et cie, et ceux du Brésil, et du Chili. Ces derniers profitent d'économies d'échelle liées à la taille des usines, aux salaires et avantages sociaux inférieurs à ceux offerts au Québec, et parfois aux normes sanitaires moins restrictives. Comme dans les autres créneaux du secteur de la transformation alimentaire, la concurrence à laquelle Olymel S.E.C. fait face est très intense.

Impact sur la compétitivité

Les marges de profit de l'entreprise se calculent souvent en « cents » et ce n'est que sur le volume que le manufacturier réussit à survivre. Les augmentations des prix de vente sont le plus souvent en deçà de l'inflation annuelle et les hausses des coûts de production ne peuvent être entièrement transférées au client en raison de la concurrence.

Le retrait du deuxième palier du tarif M aurait pour conséquence des hausses de 4 à 21 % selon les usines d'Olymel S.E.C., avec une moyenne de 19 % comme l'indique le graphique sur la page suivante.



Sur le plan monétaire, cet impact représente plus de 13 % du profit moyen de l'entreprise. L'augmentation de l'électricité patrimoniale porterait cet effet à 24 % du profit moyen, une situation proprement intenable.

Puisque la plupart des usines d'Olymel sont situées dans des secteurs ruraux, où elles sont souvent le principal employeur et moteur économique, les impacts liés à cette perte de compétitivité pourraient être dévastateurs pour plusieurs. Il devient donc essentiel de trouver des modes de contrôle et de répartition de ces augmentations tarifaires afin d'éviter les effets néfastes qu'elles pourraient entraîner.

IEc

BEFORE THE RÉGIE DE L'ÉNERGIE

IN THE MATTER OF:
HYDRO QUÉBEC DISTRIBUTION

Demande du Distributeur relative à
l'établissement des tarifs
d'électricité pour l'année tarifaire
2011-2012

DOSSIER R-3740-2010

22 October 2010

prepared on behalf of:

l'Association québécoise des consommateurs
industriels d'électricité (AQCIE)

Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ)

prepared evidence of:

Robert D. Knecht

Industrial Economics, Incorporated

2067 Massachusetts Avenue

Cambridge, MA 02140

INTRODUCTION 1 My name is Robert D. Knecht. I am a Principal and the Treasurer of Industrial
2 Economics, Incorporated (“IEc”), a consulting firm located at 2067 Massachusetts
3 Avenue, Cambridge, MA 02140. As part of my consulting practice, I prepare analyses
4 and expert testimony in the field of regulatory economics. In Canada, I have
5 submitted expert evidence in regulatory proceedings in Québec, Ontario, Alberta, New
6 Brunswick, Nova Scotia, Manitoba, and Prince Edward Island. In matters regarding
7 Hydro Québec Distribution (“HQD”), I have submitted evidence or reports before the
8 Régie in various dockets since 2001.

9 I obtained a B.S. degree in Economics from the Massachusetts Institute of Technology
10 in 1978, and a M.S. degree in Management from the Sloan School of Management at
11 M.I.T. in 1982, with concentrations in applied economics and finance. My *curriculum*
12 *vitae* and a schedule of my expert evidence presented to regulatory tribunals during
13 the past five years are attached as Exhibit IEc-1.

14 I was retained by l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité
15 (“AQCIE”) and the Conseil de l'industrie forestière du Québec (“CIFQ”) to evaluate
16 the following aspects of HQD’s filing:

- 17 • History of cross-subsidies;
- 18 • The Rate M/RateL tariff interface;
- 19 • HQD’s pension cost claims.

**1. CROSS-
SUBSIDIZATION
HISTORY**

20 **PLEASE PROVIDE A BRIEF BACKGROUND OF THE REGULATORY ISSUES**
21 **SURROUNDING REVENUE ALLOCATION FOR THIS PROCEEDING.**¹

22 The regulation of HQD is subject to the unusual (and quite possibly unique)
23 requirement that rates may not be adjusted in order to cause changes in historical
24 levels of cross-subsidization. How that cross-subsidization should be measured was a
25 matter of some debate over several rate proceedings.

26 Nevertheless, in the 2006 HQD proceeding (R-3610-2006), the Régie approved a
27 methodology proposed by HQD which measures the increase in allocated per-kWh
28 cost from proceeding to proceeding, based on a consistent cost allocation
29 methodology. That is, HQD simulates its cost allocation methodology for the prior
30 test year and for the proposed test year with the same cost allocation methodology.
31 The difference in the per-kWh allocated costs between those two simulations is
32 deemed, under this methodology, to be the necessary difference in rates that would
33 result in *no change in cross-subsidies*.

¹ This section of my testimony updates my quantitative analysis of the history of cross-subsidization among rate classes that I presented in HQD last base rates case. I have borrowed some of the text from that testimony as well.

1 Thus, in Docket R-3610-2006, the Régie implicitly adopted a new base level of cross-
2 subsidies.

3 However, in the last four proceedings, the Régie has not applied its cross-subsidy
4 approach for revenue allocation.² Instead, it approved “across-the-board” rate
5 increases for all rate classes in all four cases.

6 In the current proceeding, HQD has again prepared its cross-subsidization analysis,
7 which implies differential rate increases are necessary to prevent cross-subsidies from
8 changing. However, HQD has again proposed to apply an across-the-board approach
9 in this proceeding, albeit at a zero increase.

10 **WHAT ARE THE IMPLICATIONS FOR CROSS-SUBSIDIES AMONG THE RATE CLASSES**
11 **FROM HQD’S PROPOSAL?**

12 Exhibit IEc-2 attached to this evidence updates my analysis of the cross-subsidy
13 implications of HQD’s proposal. In this case, an across-the-board approach *reduces*
14 the cross-subsidy *to* the residential class, relative to the previous year. For the classes
15 that provide the cross-subsidy, HQD’s proposed approach will result in an increase in
16 cross-subsidies from the medium commercial class, with reductions in cross-subsidies
17 from the small commercial and large industrial classes. I note that this is the first year
18 in which the cross-subsidy from the large industrial class has been reduced on a
19 single-year basis. Of course, relative to the 2007 test year, the large industrial cross-
20 subsidy has increased substantially, as a result of subsidy growth in the intervening
21 years.

22 Relative to the base year proceeding in 2006, the time at which the Régie established
23 the base conditions for cross-subsidies, the cumulative subsidies to the residential
24 class continue to grow, as do the cross-subsidies from the medium commercial and
25 large industrial rate classes.

26 Cumulative cross-subsidy increases to the residential class over the four-year period
27 are now over \$500 million. A summary of the cumulative class-specific effects is
28 shown in Table IEc-1 below.

29 Last year, some confusion arose in respect of the cumulating calculations shown in
30 Exhibit IEc-2.3 The logic in that exhibit is as follows. First, each year is evaluated
31 based on the information provided by HQD for that specific year. That is, I compare
32 the rate increase necessary to keep cross-subsidies constant with the actual rate
33 increase applied in that year. The difference represents the single-year effect.

² I use the term “revenue allocation” to apply to how much of the overall increase in HQD’s revenue requirement is applied to each rate class. I use the term “rate design” to apply to how rates are structured to recover the revenue requirement assigned to each class in the revenue allocation process.

³ I discussed this method informally with HQD during last year’s proceedings, and I believe that they have no conceptual disagreement with this approach.

1 However, there are two cumulative effects over time. The first relates to the effect on
 2 an individual year. For example, in the 2007 initial year, the Rate L increase in cross-
 3 subsidies was \$18.7 million. In the second year, 2008, the standalone effect was \$35.5
 4 million. However, had the Régie imposed a lower increase on Rate L in both 2007
 5 and 2008, the Rate L revenues would be some \$54.7 million lower in 2008. That is
 6 the cumulative effect of allowing cross-subsidies to change in 2008.

7 The second cumulative effect involves measuring the impact of changing cross
 8 subsidies over the whole period. To do so it is necessary to add the impacts from each
 9 individual year. In so doing, I exclude interest, which would otherwise serve to
 10 increase the cross-subsidies from the non-residential rate classes. In my example, the
 11 increase of \$18.7 million in cross-subsidies from Rate L in 2007 occurs in every year,
 12 because that increase is implicitly in the starting rates in every year since then.

TABLE IEC-1 HISTORICAL CHANGE IN CROSS-SUBSIDIES BY RATE CLASS \$MILLIONS			
	2011: Single-Year	2011: Cumulative	2007-2011: Cumulative
Rate D	18.7	(104.6)	(514.4)
Rate G	(35.7)	(36.5)	12.9
Rate M	32.4	84.1	218.7
Rate L	(15.4)	58.7	278.3
Total HQD	0.0	16.1	23.4
Notes: A negative value for the residential class implies that the cross-subsidy is increasing. A negative value for the non-residential classes implies that the cross-subsidy is decreasing. The non-zero sum for the cumulative columns reflects rounding issues in the HQD data, as well as multiplicative effects that result from this approach. Source: Exhibit IEC-2			

13 **DO YOU HAVE SPECIFIC RECOMMENDATIONS REGARDING REVENUE ALLOCATION**
 14 **IN THIS PROCEEDING?**

15 No. Such a proposal goes beyond my assignment in this proceeding. AQCIE/CIFQ
 16 requested only that update my analysis of cross-subsidies, in order that this
 17 information remain available to the Régie should it ever determine that differentiated
 18 rate increases are appropriate.

19 **2. THE RATE M/ WHAT ISSUES ARE YOU ADDRESSING WITH RESPECT TO THE RATE M/RATE L**
 20 **RATE L TARIFF TARIFF INTERFACE?**

INTERFACE

21 AQCIE/CIFQ asked me to consider, at a conceptual level, two rate issues that are
 22 arising for some of their members who take service under Rate M. First, the larger,
 23 high-load factor Rate M customers have experienced rate increases that are
 24 disproportionate to those of other Rate M customers. Second, it is becoming
 25 increasingly attractive for larger Rate M customers to consider increasing their
 26 contract demands and switching to Rate L. In effect, HQD's tariff design can allow a

1 particular type of customer to *increase* its peak demand and thereby actually *reduce* its
2 rates.

3 **ARE THESE LEGITIMATE CONCERNS?**

4 I believe that they are. As part of my assignment in this proceeding, I compared the
5 basic service tariff rates in effect as of April 2004 with those currently in place. This
6 analysis confirms the observations of my clients.

7 With respect to intra-class Rate M increases, a 1,000 kW Rate M customer with a 40
8 percent load factor will have seen a rate increase of 12.3 percent since April 2004. In
9 contrast, a 4,000 kW Rate M customer with a 90 percent load factor will have
10 experienced an 18.3 percent increase, nearly half again as high.

11 In respect of the incentive to switch to Rate L, in April 2004, a 4,000 kW Rate M
12 customer with 90 percent load factor would have paid 3.5 percent more if it chose to
13 increase its contract demand to the Rate L minimum (5,000 kW) and switch to Rate L.
14 Under the rates in this proceeding, that same customer would now see a 0.6 percent
15 *reduction* in its bill. That is, the customer can increase its contract demand by 25
16 percent and get a rate decrease.

17 **WHAT FACTORS ARE CAUSING THESE ISSUES?**

18 These issues result from a number of at least partially inter-related policy decisions.

19 With respect to the disproportionate increase for larger Rate M customers, the direct
20 causative factors are (a) disproportionate increases to energy charges relative to
21 demand charges, and (b) disproportionate increases to the tail block energy charge
22 relative to the first block energy charge. Compared to 2004, the Rate M demand
23 charge has increased by 7.7 percent, while the first block energy charge increased by
24 15.9 percent and the tail block energy charge increased by 26.1 percent.

25 This policy may be motivated by two factors. First, it could result from a shift in the
26 classification of costs from demand-related to energy-related costs within the cost
27 allocation study. Thus, the Régie's decision to modify the classification of
28 transmission costs (as they relate only to distribution cost allocation) may be
29 contributing to this trend. However, this explanation applies only if the Régie is using
30 the cost allocation classification analysis for the purposes of rate design. My
31 experience with Rate L indicates that this is likely not the case.⁴

32 Second, the Régie may be pursuing a rate design policy of shifting cost recovery more
33 onto energy charges and away from demand charges, in an effort to encourage energy
34 conservation. Such an approach will, of course, discourage efficient use of capacity,

⁴ At this writing, I have not developed an analysis of the Rate M classification of costs into demand, energy and customer components. While such analysis is possible, I cannot compare these costs to the average energy-related revenues for Rate M, because HQD, unlike other regulated utilities, is not obligated to provide a "proof of revenue" analysis for its rate design.

1 and will discourage customers from trying to maintain higher load factors. It is my
2 understanding that HQD, with the Régie’s approval, has adopted just such a policy,
3 and is deliberately imposing disproportionate increases on energy charges, and plans
4 to phase out the rate differential between energy blocks over the next three years.⁵

5 As to the incentives to “trade up” to Rate L, the causative factors are as follows.

6 First, Rate M customers are responsible for a higher cross-subsidy requirement. The
7 revenue-cost ratio for Rate M will be 132 percent, compared to the Rate L revenue-
8 cost ratio of 115 percent. All other factors being equal, a Rate M customer can reduce
9 its cross-subsidy obligation by trading up. If dollar value cross-subsidies were held
10 constant over time, this issue would be gradually declining in importance. However,
11 as shown in Exhibit IEC-2, because cross-subsidies from Rate M have increased more
12 than cross-subsidies from Rate L, the problem is worse than it otherwise would be.
13 Note further that one justification for a lower tail block energy charge for Rate M
14 would be to mitigate this problem, by implicitly requiring a somewhat lower cross-
15 subsidy from larger Rate M customers, in order to smooth the rate transition between
16 the two rate classes.

17 Second, HQD has also been imposing disproportionate increases to the Rate L energy
18 charge, relative to the demand charges. Compared to 2004, the energy charge increase
19 has been 18.2 percent, compared to a demand charge increase of 6.8 percent. My
20 experience is that this policy is also motivated by energy conservation concerns, and I
21 have demonstrated on a number of occasions that this policy is not consistent with
22 HQD’s cost allocation study. By limiting the increase in Rate L demand charges, this
23 policy reduces the “penalty” imposed on a Rate M customer who trades up to Rate L
24 and absorbs higher contract demand charges.

25 **WHAT ARE THE IMPLICATIONS OF THESE ISSUES?**

26 The most obvious implication of HQD’s Rate M policy is that some Rate M
27 customers, who are already providing very substantial cross-subsidies to residential
28 customers, are facing rate increases that are well in excess of system average. Unless
29 there is clear evidence from the cost allocation study or other cost analysis that the
30 costs for these larger, high load factor Rate M customers are increasing faster than the
31 costs for the other Rate M customers, this trend is inequitable. As I am not aware of
32 such intra-class cost evidence, it is difficult to explain to these customers why such an
33 approach is reasonable.

34 Second, the disproportionate rate increases applied to large Rate M customers are
35 presumably justified by HQD on the basis of better aligning marginal energy charges
36 with marginal energy costs. However, this policy comes with the parallel
37 disadvantage that the proposal discourages efficient use of system capacity, by
38 reducing the incentive for customers to maintain high load factors. This disadvantage

⁵ Decision D-2009-106, page 92. I recognize that, in light of the zero rate increase this year and the changes actually implemented in the past two years, this time frame may be expanded.

1 becomes greater when customers have the option to trade up to the next rate class,
2 which further reduces the incentive for efficient use of capacity.

3 For example, it is possible that allowing large Rate M customers to trade up to Rate L
4 will lower the overall load factor of the Rate L class. It is my understanding that HQD
5 has informally reported that the customers who may have an incentive to trade up are
6 high load factor customers, and there would be no negative impact on the Rate L class
7 as a whole from such a shift. While this is a plausible argument, it must be recognized
8 that it is based on static, rather than dynamic, assumptions. That is, it assumes that
9 customer behavior will not change as a result of the class transition. In practice,
10 however, this assumption is likely not justified. Consider a 4,000 kW customer who
11 shifts to Rate L and is paying a demand charge based on 5,000 kW. That customer
12 essentially has 1,000 kW of free capacity. That customer will have no incentive not to
13 increase demand up to that amount whenever it wants, with no economic penalty. As
14 such, there is a very real possibility that Rate M customers who shift to Rate L will (a)
15 use the system less efficiently than they currently do, and (b) they will inequitably
16 attract more costs to the Rate L class in HQD's cost allocation study as a result of their
17 lower average load factors.

18 **DO YOU HAVE ANY RATE DESIGN RECOMMENDATIONS REGARDING THESE ISSUES?**

19 Because HQD has proposed no increases in this proceeding, I have no specific tariff
20 recommendations at this time. However, based on my evaluation of these issues, I
21 encourage both HQD and the Régie to consider the following questions before
22 continuing to follow the existing policies over the longer term:

- 23 • Will arresting the increase in cross-subsidies from Rates M and L, and
24 possibly rolling back the increases in cross-subsidies that have accrued
25 over the past five years, reduce the inefficient incentives for Rate M
26 customers to trade up to Rate L?
- 27 • Should HQD consider retaining differentiated energy block charges in
28 Rate M in order to keep a smoother transition between Rate M and Rate
29 L, to reflect the different cross-subsidy requirements?
- 30 • Should HQD re-examine the disproportionate Rate M energy charge
31 increases, particularly to the tail block, or at least reconsider the
32 magnitude of the changes?
- 33 • Should HQD consider establishing differentiated energy block charges
34 for Rate L, in order to smooth the transition between rate classes. Or, in
35 the alternative, should HQD's policy of applying disproportionate
36 increases to Rate L energy charges be reduced or eliminated?

37 **3. PENSION COSTS**

38 **BEFORE PRESENTING YOUR ANALYSIS OF HQD'S PENSION COST CLAIM, DO YOU
39 HAVE ANY CAVEATS REGARDING THIS EVIDENCE?**

40 I have two. First, I am neither an accountant nor an actuary, and I do not have
41 specialized expertise with respect to pension cost accounting. This evidence is
therefore based upon my experience with utility rate regulation, in balancing the

1 interests of ratepayers and utility shareholders, rather than on any technical pension
 2 cost expertise. Second, my review is not complete, as certain information request
 3 responses are not yet available. To the extent my review of those responses results in
 4 modifications to the conclusions and recommendations in this evidence, I will provide
 5 an update promptly.

6 **WHAT EVENTS PRECIPITATED THIS EVIDENCE?**

7 In preparing its test year cost claim, HQD develops a forecast of its expected pension
 8 expense, generally in the spring of the preceding year. This forecast is then used in
 9 the development of rates, as authorized by the Régie. As I understand it, this estimate
 10 is then updated approximately one year later, to derive a “base year” expense. At the
 11 end of the year, HQD updates and finalizes its pension costs based on an actuarial
 12 review.

13 Over the past few years, AQCIE/CIFQ has observed that both the base year and the
 14 actual expense have fallen well short of the authorized expense that is included in
 15 rates. AQCIE/CIFQ has also expressed concern that the forecast pension cost for
 16 2011 is well above the amount authorized for 2010, which itself appears to be
 17 considerably higher than HQD’s current expectations for 2010 pension costs.

18 AQCIE/CIFQ also informed me that, in the past, it has proposed that a reconciliation
 19 mechanism be adopted to true-up differences between actual and forecast pension
 20 costs, but that this proposal has been rejected by the Régie.

21 **IS AQCIE/CIFQ CORRECT THAT HQD’S ACTUAL PENSION EXPENSES HAVE FALLEN
 22 WELL SHORT OF FORECAST EXPENSES IN THE PAST FEW YEARS?**

23 Yes. Table IEC-2 below summarizes my understanding of authorized, base year and
 24 actual pension expense.

TABLE IEC-2 HISTORICAL FORECAST AND ACTUAL HQD PENSION EXPENSE \$MILLIONS					
	Authorized	Base Year	Actual	Base - Authorized	Actual - Authorized
2004	(18.2)	0.0	0.0	18.2	18.2
2005	18.2	48.7	47.8	30.5	29.6
2006	70.5	96.8	87.9	26.3	17.4
2007	96.8	90.5	98.3	-6.3	1.5
2008	78.2	62.8	50.4	-15.4	-27.8
2009	57.2	25.4	25.7	-31.8	-31.5
2010	55.6	17.8	NA	-37.8	NA
04-09 Total	302.7	324.2	310.1	21.5	7.4
08-09 Total	135.4	88.2	76.1	-47.2	-59.3
04-10 Total	358.3	342.0	NA	-16.3	NA

08-10 Total	191.0	106.0	NA	-85.0	NA
Source: Exhibit HQD-13, Document 1, Table R-26.5					

1 Table IEC-2 demonstrates a number of features regarding HQD’s pension costs. First,
2 the actual pension costs vary considerably from year to year. It is unlikely that these
3 variations result from employment or compensation changes, and more likely result
4 from changes in actuarial assumptions and other factors beyond the control of HQD.
5 Second, the variances between actual and the authorized costs are considerable. As
6 AQCIE/CIFQ notes, the actual costs in the past three years have been well below
7 authorized costs. However, in the middle of the decade, the reverse was true. The
8 only consistency is that the variances are quite large relative to actual costs.
9 Third, the variances between the base year and the actual are relatively modest. It is
10 therefore not unreasonable to expect that the variance between the 2010 base and
11 authorized years is reasonably representative of the actual variance that HQD will
12 experience in 2010 when the actuarial analysis is completed.
13 Finally, I note that HQD forecasts 2011 pension costs at \$67.3 million, more than 20
14 percent above the authorized amount for 2010 (\$55.6 million), and almost four times
15 that of the 2010 “base year” cost (\$17.8 million).

16 **CONCEPTUALLY, WHAT SHOULD REGULATORS CONSIDER IN EVALUATING HOW**
17 **PENSION COSTS SHOULD BE REFLECTED IN UTILITY RATES?**

18 Pension cost accounting is an extraordinarily complex matter (at least to a layman like
19 me). However, at its most fundamental level, a defined benefit pension plan is a
20 promise by a company to provide its employees with regular payments from
21 retirement until death. To provide these benefits, the company contributes cash to a
22 pension fund. That fund is usually invested in marketable securities. Therefore, the
23 cash contributions to the fund, plus the earnings on the fund, must be sufficient to
24 meet the promised benefits.

25 Because each employee earns these benefits over his or her working life, basic
26 accounting principles generally require that the expense associated with each
27 employee’s benefits be recorded on the company’s books over that employee’s tenure
28 with the company. Over the long-term, the expense incurred by the company matches
29 the cash contributions made to the pension fund. The objective of pension accounting
30 is to determine that expense.

31 The concept is straightforward, but the details are complicated. First, the company
32 needs to forecast the future benefits of each employee. Because benefits in defined
33 pension plans are typically developed based on service duration and ending salaries,
34 this forecast requires that the company make assumptions regarding how long
35 employees will remain with the company, when the employees will retire, what the
36 growth rate for salary will be, how long the employee (and often surviving spouse) is
37 expected to live, etc. Second, the company needs to make assumptions regarding the
38 return on investments in the pension fund.

1 In practice, even relatively small variations in many of these assumptions can have a
2 significant impact on the annual expense associated with the pension plan.

3 Further, in determining pension expense, the general practice is to split the costs into a
4 normal cost and a past service cost. The normal cost represents some measure of a
5 regular contribution that the company should make to a pension fund for each
6 employee over his or her tenure in order to reasonably meet that employee's benefit
7 requirements at retirement. The past service cost generally represents an amortization
8 of the difference between the actual pension fund balance and what the pension fund
9 balance should have been under normal funding and return assumptions. It is
10 therefore highly susceptible to changes in the market value of the assets in the fund, as
11 well as to changes in all other assumptions regarding pension benefits and returns.

12 **WHAT DOES THIS BACKGROUND IMPLY FOR REGULATORS?**

13 Pension (and other post-employment benefit) costs can pose problems for regulators,
14 particularly where a future test year ratemaking model is used. The future test year
15 regulatory model is intended to create incentives for utility efficiency. In this
16 approach, the regulator's objective is to establish the utility's revenue requirement
17 based on a reasonable forecast of the costs the utility is expected to incur in the future
18 test year. To the extent that the costs are under the utility's control, the utility will
19 then have an incentive to minimize those costs, in order to increase the return to its
20 shareholders. Over the longer term, this incentive for efficiency should benefit
21 ratepayers.

22 However, for pension costs, this model may not work properly without additional
23 safeguards. To some extent, the test year model does create the correct incentives.
24 For example, pension costs are based on overall employment and compensation levels.
25 Therefore, maintaining an efficient staffing level with reasonable pay rates can serve
26 to minimize pension costs. Moreover, the test year method may provide some small
27 discouragement to the utility to expand pension benefits.

28 Unfortunately, however, the test year model can create perverse incentives. While
29 pension costs are related to employment costs, they are more subject to the myriad
30 assumptions that underpin the cost calculations, including in particular assumptions
31 regarding the return on plan assets (and the "discount rate" used for employee
32 benefits). This sensitivity of pension costs to actuarial assumptions creates the
33 potential for mischief. For example, a utility could set its rates based on pension cost
34 forecasts that rely on relatively conservative actuarial assumptions, but then reduce its
35 actual expense by modifying those assumptions to be more optimistic than those used
36 for setting rates. Unless there is some underlying change in the benefits that are being
37 offered, changing these assumptions does not reduce the long-run costs associated
38 with the pension plan. This strategy does, however, provide a boost to utility income
39 at the expense of ratepayers, with no longer term efficiency benefit.

40 Moreover, even without this kind of mischief, there is significant variability in
41 pension costs associated with parameters that are beyond the control of the utility.

1 Changes in these factors can result in significant differences between the pension costs
2 built into rates and the pension costs incurred by the utility.

3 I therefore conclude that utility regulators have an interest in ensuring that, at least
4 over the longer term, pension expenses that are built into rates should match pension
5 expenses incurred by the utility. Moreover, because expenses incurred by the utility
6 must at least eventually match up with cash contributions to the pension fund,
7 regulators have an interest in ensuring that the cash contributions to the pension fund
8 are at least as large as the amounts recovered in rates. To the extent that historical
9 cash contributions have lagged amounts recovered in rates, the cash contributions
10 should exceed amounts charged in rates.

11 **WHAT APPROACHES CAN REGULATORS USE TO ADDRESS THESE CONCERNS?**

12 Regulators can consider either establishing reconciliation mechanisms, in which
13 variances between actual and forecast pension costs are trued up after the fact. In
14 addition, regulators can consider establishing minimum cash contribution
15 requirements for pension plans based at least in part on the pension expenses included
16 in rates.⁶

17 **HOW DO HQD'S CASH CONTRIBUTIONS TO THE PENSION PLAN COMPARE WITH
18 AUTHORIZED COSTS?**

19 I requested that information from HQD. However, the response to the information
20 request appears to provide the cash contribution made by HQ, in total. I infer that HQ
21 operates a single pension plan, and that costs are allocated among the various
22 operating divisions. Table IEC-3 below summarizes the information that I have
23 regarding authorized expense and cash contributions.

TABLE IEC-3			
HQD PENSION COSTS AND HQ CASH CONTRIBUTIONS			
\$MILLIONS			
	Authorized HQD Cost	HQ Cash Contribution	Ratio
2004	(18.2)	25	-73%
2005	18.2	341	5%
2006	70.5	381	19%
2007	96.8	5	1936%
2008	78.2	440	18%
2009	57.2	665	9%
2010	55.6	560	10%

Source: Table IEC-2, HQD-13, Document 4.1, Table R-1D

⁶ For some utilities, the maximum pension contributions may be limited by income tax deductibility considerations. I do not believe this is a concern for HQD.

1 Table IEC-3 demonstrates that HQ's cash contributions also can vary enormously from
2 year to year. The table also implies that there is no correlation between HQ cash
3 contributions to the plan and the authorized pension expense in HQD's rates.

4 **DO YOU HAVE ANY RECOMMENDATIONS FOR THE RÉGIE REGARDING HQD'S**
5 **PENSION COST CLAIM?**

6 As a general matter, I conclude that the variability in pension costs associated with
7 both actuarial assumptions and other parameters beyond the control of the utility is
8 much greater than the variability in pension costs that are under a utility's control.
9 Moreover, I conclude that, under test year regulation, utilities have sufficient incentive
10 to maintain efficient employment and compensation levels, without including pension
11 and other post-employment benefit costs into consideration.

12 HQD's historical experience confirms these issues. Its pension costs vary
13 considerably from year to year, and the differences between authorized and actual
14 costs represent a significant percentage of the actual costs. Moreover, cash
15 contributions are also very erratic from year to year, and bear no obvious correlation
16 to the costs included in rates.

17 I therefore conclude that it would be reasonable for the Régie to reconsider its
18 rejection of a reconciliation mechanism, particularly in light of the substantial over-
19 recovery of actual costs experienced in each of the past three years (2008 - 2010). In
20 the alternative, the Régie should direct HQD to investigate whether there would be
21 any value in establishing a minimum cash contribution mechanism, designed to ensure
22 that the costs borne by ratepayers are being fully contributed to the pension fund. I
23 recognize that developing such a mechanism may be difficult if HQ operates only a
24 single combined pension plan. However, without some regulatory protection,
25 ratepayers may continue to pay for pension costs that are not yet incurred by HQD,
26 but which they may need to pay for again in the future.

27 **DOES THIS CONCLUDE YOUR EVIDENCE?**

28 Yes it does, unless additional information gained in the discovery process results in a
29 need to modify my conclusions.

EXHIBIT IEc-1

***CURRICULUM VITAE AND
EXPERT TESTIMONY SCHEDULE
OF
ROBERT D. KNECHT***

EXHIBIT IE_c-2

***ANALYSIS OF CUMULATIVE CHANGES IN
CROSS-SUBSIDIES AMONG RATE CLASSES***

PROTOCOLE DE COLLABORATION

EN MATIERE D'EFFICACITE ENERGETIQUE

CONCLU ENTRE

HYDRO-QUÉBEC

Et

L'ASSOCIATION DE L'ALUMINIUM DU CANADA

- ATTENDU** qu'Hydro-Québec s'est engagé dans un vaste programme d'efficacité énergétique;
- ATTENDU** qu'Hydro-Québec souhaite ainsi réaliser des économies de 3 Twh à l'horizon 2010;
- ATTENDU** qu'Hydro-Québec favorise l'utilisation efficace de l'énergie électrique;
- ATTENDU** qu'Hydro-Québec compte entre autres sur ses grands clients industriels pour atteindre ses objectifs en matière d'efficacité énergétique;
- ATTENDU** que les grands consommateurs industriels d'électricité ont intérêt à favoriser une utilisation judicieuse de l'électricité dans leurs usines;
- ATTENDU** que le secteur de l'aluminium de première fusion est le plus important consommateur d'électricité au Québec;

ATTENDU que l'Association de l'Aluminium du Canada représente les entreprises suivantes: Alcan inc., Alcoa Canada Première fusion, Aluminerie Alouette inc.

ATTENDU que ces entreprises opèrent au Québec les usines suivantes:

Alcan	Usine Alma Usine Grande-Baie Usine Laterrière Usine Shawinigan Usine Jonquière Usine Beauharnois
Alcoa	Aluminerie de Bécancour inc. (Alcoa 75%, Alcan 25%) Aluminerie de Deschambault Aluminerie de Baie-Comeau

Alouette Aluminerie Alouette inc. – Sept-Iles

ATTENDU que les entreprises membres de l'Association de l'Aluminium du Canada produisent et/ou achètent de grandes quantités d'électricité pour produire de l'aluminium;

ATTENDU que les entreprises membres de l'AAC ont des intérêts financiers, sociaux et environnementaux favorisant le développement durable par des économies d'énergie.

EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES AUX PRÉSENTES CONVIENNENT:

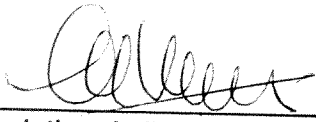
- De mettre en commun leurs compétences, leurs connaissances et leurs expertises respectives en matière de gestion de l'énergie dans le but de s'assurer que tous les moyens, de part et d'autres, sont mis en œuvre pour réaliser des gains d'efficacité énergétique dans leurs usines;

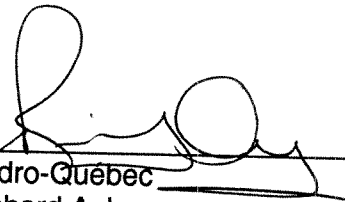
- Que, conjointement, Hydro-Québec et l'AAC formeront un comité de travail permanent sur l'énergie et que ce comité aura comme objectif d'évaluer, d'analyser et de recommander des actions visant à promouvoir l'efficacité énergétique ainsi qu'à partager les bonnes pratiques dans ce domaine;
- Que chaque entreprise membre de l'AAC désignera une personne responsable de l'efficacité énergétique sur ce comité de travail;
- Que chaque entreprise membre de l'AAC formera dans chacune de ses usines des groupes de travail ayant le mandat de proposer des mesures d'économies d'énergie et d'efficacité;
- Que l'AAC rendra public chaque année un rapport faisant état des activités et de l'organisation de ce partenariat, des initiatives et des projets développés en cours d'année, de même que les sommes engagées et les ressources mises à contribution pour l'atteinte des objectifs de ce protocole;
- Qu'elles travailleront en collaboration avec Hydro-Québec, l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec, avec l'Office de l'énergie du Canada, avec le Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne et avec les centres de recherche et de développement pour l'atteinte des objectifs de ce protocole de collaboration.

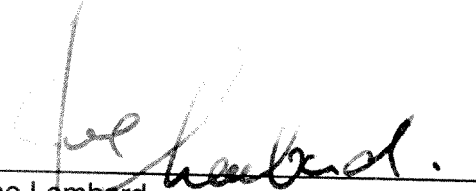
DURÉE


Le présent protocole prendra effet le jour de sa signature et il demeurera en vigueur jusqu'au 31 décembre 2009, à moins que l'une des parties y mette fin par un avis écrit préalable de quatre-vingt dix jours.

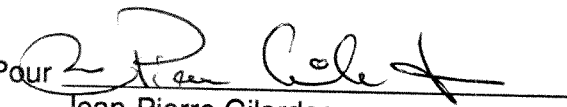
Fait et signé à Montréal le 21 janvier 2005

Pour 
Association de l'Aluminium du Canada
Christian L. Van Houtte
Président

Pour 
Hydro-Québec
Richard Aubry
Directeur principal – Efficacité énergétique
Marketing et ventes Grandes entreprises

Pour 
Joe Lombard
Président et chef de la direction
Aluminerie Alouette inc.

Pour 
Jean Simon
Président
Alcan Métal primaire
Saguenay Lac St-Jean

Pour 
Jean-Pierre Gilardeau
Président – Groupe Nord-Est
Alcoa Première fusion



**PROTOCOLE DE COLLABORATION EN MATIÈRE
D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

CONCLU ENTRE

HYDRO-QUÉBEC

ET

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

ATTENDU qu'Hydro-Québec s'est engagée dans un vaste plan global d'efficacité énergétique ;

ATTENDU qu'Hydro-Québec souhaite réaliser des économies de plus de 4 TWh à l'horizon **2010** ;

ATTENDU qu'Hydro-Québec favorise l'utilisation efficace de l'énergie électrique ;

ATTENDU qu'Hydro-Québec compte, entre autres, sur ses grands clients industriels pour atteindre ses objectifs en matière d'efficacité énergétique ;

ATTENDU que les grands consommateurs industriels d'électricité favorisent une utilisation judicieuse de l'électricité dans leurs usines ;

ATTENDU que l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité représente les entreprises suivantes :

Voir liste ci-annexée.

ATTENDU que les entreprises membres de l'AQCIE achètent de grandes quantités d'électricité pour la fabrication de leurs produits ;

ATTENDU que les entreprises membres de l'AQCIE ont des intérêts financiers, sociaux et environnementaux favorisant des économies d'électricité et une plus grande efficacité dans leurs procédés de fabrication ;

EN CONSÉQUENCE, LES PARTIES AUX PRÉSENTES CONVIENNENT :

- de mettre en commun leurs compétences, leurs connaissances, et leurs expertises respectives en matière de gestion de l'énergie dans le but de s'assurer que tous les moyens, de part et d'autre, sont mis en œuvre pour réaliser des gains d'efficacité énergétique dans les usines des membres de l'AQCIE.
- Que l'AQCIE désigne son comité sur les options tarifaires pour agir à titre de comité de travail permanent sur l'efficacité énergétique et que ce comité aura comme objectif

d'évaluer, d'analyser et de recommander des actions visant à promouvoir l'efficacité énergétique.

Que l'AQCIE encouragera chacun de ses membres au sein de son organisation à la formation de groupes de travail ayant le mandat de proposer des mesures d'économies d'énergie et d'efficacité.

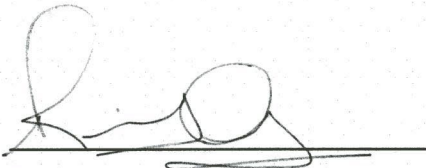
Que l'AQCIE encouragera ses membres à travailler en collaboration avec Hydro-Québec, l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec, l'Office de l'énergie du Canada, les gestionnaires du Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne et avec les centres de recherches et de développement pour l'atteinte des objectifs de ce protocole de collaboration.

Qu'Hydro-Québec se dit intéressée à encourager, selon la disponibilité de ses ressources, la mise en œuvre des moyens jugés conjointement pertinents pour l'amélioration de la performance énergétique des usines.

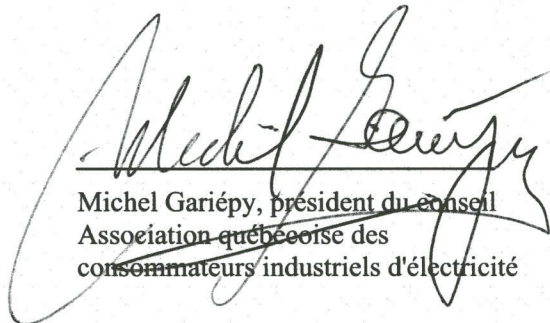
DURÉE

Le présent protocole prendra effet le jour de sa signature et il demeurera en vigueur jusqu'au 31 décembre 2010, à moins que l'une des parties y mette fin par un avis écrit préalable de quatre vingt dix (90) jours.

Fait et signé à Montréal, le 30 novembre 2005



Richard Aubry, directeur principal
Efficacité énergétique, marketing et
ventes – Grandes entreprises



Michel Gariépy, président du conseil
Association québécoise des
consommateurs industriels d'électricité