

CANADA

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3579-2005

HYDRO-QUÉBEC,

Demanderesse

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ
POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2006-2007**

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3579-2005
PIÈCE NO: B-71
Date: 19 décembre 2005

PLAN D'ARGUMENTATION

Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

1. COMPTE D'ÉTALEMENT TARIFAIRE

Une modalité de récupération du revenu requis 2006 présenté par le Distributeur.

- Le Distributeur demande la reconnaissance de l'ensemble du coût de service présenté.
- Le compte d'étalement vise à s'assurer de la pleine récupération du revenu requis, malgré l'application d'une hausse inférieure à la hausse requise.

Un mécanisme réglementaire permettant le lissage des hausses pour les années à venir, dans un contexte de pressions conjoncturelles sur les coûts. Ces pressions s'exercent dès l'année 2006, s'accroissant de façon notable pour 2007.

Une proposition conciliant l'intérêt de la clientèle (stabilité et prévisibilité) et un traitement équitable du Distributeur (récupération intégrale du coût de service reconnu).

- Appui de l'AQCIE/CIFQ.
- Mécanisme réglementaire qui n'est pas exceptionnel (voir les décisions réglementaires canadiennes et américaines déposées en annexe à HQD-14, Document 1, réponse à la question 13.1)

Le compte d'étalement tarifaire portera intérêt au taux de la base de tarification afin de permettre au Distributeur de récupérer sans perte les sommes qu'il doit déboursier aujourd'hui pour faire face à ses opérations et qui ne seront récupérées que plus tard, aux cours des années tarifaires ultérieures.

- La proposition de l'AQCIE/CIFQ d'utiliser un produit spécifique de type « marge de crédit » est inapplicable et irrecevable. La proposition de UC de ne pas appliquer d'intérêt, à l'exception d'un ajustement à l'inflation, l'est d'autant plus.

Si la Régie juge qu'il n'est pas dans l'intérêt public d'instaurer un compte d'étalement tarifaire, le Distributeur demande un ajustement de ses tarifs à la hauteur du revenu requis qui sera reconnu.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE ET APPROVISIONNEMENTS ÉNERGÉTIQUES

2.1 La prévision

Les prévisions ont été réalisées selon les paramètres disponibles au moment de la préparation de la preuve. Toute considération ultérieure à ces informations ou toute ré-évaluation, telle celle effectuée par SÉ, doit être rejetée.

Le contexte énergétique se définit par une grande volatilité des prix du gaz et du pétrole affectant la position concurrentielle de l'électricité et l'activité économique.

Face à ces risques : élaboration de scénarios d'encadrement dont l'écart pour 2006 est évalué à 6,4 TWh de ventes pour mieux apprécier l'impact du contexte énergétique sur la prévision de la demande.

2.2 Les approvisionnements énergétiques

Une gestion des approvisionnements pour 2005 qui s'est avérée probante et dont le Distributeur est prêt à rendre compte à la Régie, dans le cadre d'un suivi administratif, 60 jours après la fin d'une année complète. C'est une première étape de ce suivi qui sera complétée dans le cadre de la disposition du compte de *pass on* des approvisionnements dans les dossiers tarifaires.

C'est donc à l'occasion du prochain dossier tarifaire 2007-2008 que le Distributeur rendra compte de manière détaillée, en processus d'audience publique, de sa gestion des approvisionnements postpatrimoniaux pour 2005, à l'occasion de la disposition du compte de *pass on*.

Détermination d'indicateurs permettant d'évaluer les résultats des stratégies déployées par le Distributeur, non pas en terme de cibles, mais en terme d'encadrement et de référence (M. Bastien, N.S., vol. 2, p. 46).

- Coût unitaire moyen des approvisionnements post patrimoniaux.
- Prix de marché.
- Succès des appels d'offres, tel que mesuré par le nombre de soumissionnaires.
- Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et le recours à l'entente-cadre.

Le Distributeur n'a reçu aucun commentaire à ce jour sur les indicateurs proposés.

3. COÛT DU SERVICE ET EFFICIENCE

3.1 Coût du service

Une augmentation de 902 M\$ du coût de service entre 2004 et 2006 dont :

- 628 M\$ de coûts d'approvisionnements totaux, expliquant 70 % de l'augmentation du coût de service ;
- 274 M\$ de hausse des coûts de distribution et services à la clientèle, expliquant le 30 % restant

Une hausse de 274 M\$ qui s'explique à raison de 45 % par la croissance de la demande, de 40 % d'éléments sur lesquels le Distributeur a moins de contrôle, tel le coût de retraite, ainsi que pour 10 % à la mise en place de projets majeurs (SIC) dûment autorisés et suivis par la Régie.

Charges d'exploitation : une variation de 84,4 M\$ (2004-2006) marquée par des éléments ponctuels :

+ 70,5 M\$	Coût de retraite
+ 12,3 M\$	SIC autorisé et suivi par la Régie
+ 3,0 M\$	HydroSolution
+ 4,0 M\$	Schefferville (obligation de service)
+ 89,8 M\$	
- 5,4 M\$	(Écart résiduel) Réduction des charges d'exploitation propres au Distributeur

Autres charges

Augmentation de 114 M\$ des autres charges, essentiellement attribuable à l'amortissement :

- des investissements en croissance de la demande (qui sont directement liés à l'obligation d'assurer l'alimentation électrique à toute personne qui en fait la demande dans le territoire desservi ;
- des frais reportés du tarif BT débutant le 31 mars 2006 ;
- du PGEÉ ;
- des actifs incorporels (dont Dcartes).

Étude *lead-lag*

Le Distributeur, répondant à une demande dans le cadre du dossier du Transporteur (R-3549-2004, Phase 1), a soumis à l'examen de la Régie et des intervenants une preuve d'expert concernant la méthode relative à l'étude *lead-lag* (preuve Kathleen C. McShane, HQD-9, Document 3, Annexe 1).

Cette preuve n'a fait l'objet d'aucune question, ni d'aucun commentaire. Madame McShane conclut que le *statu quo* est à l'avantage des clients du Distributeur.

Nous demandons la reconnaissance de cette méthode autant pour le Distributeur que pour le Transporteur.

3.2 Efficience et balisage

Efficience

Cadre dans lequel s'inscrit l'efficience pour le Distributeur : s'améliorer sans pénaliser la qualité du service.

Des résultats globalement favorables.

Indicateurs	Croissance annuelle moyenne	
	2001 - 2006	2001 - 2004
Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	0,20%	-2,40%
Charges d'exploitation nettes Distribution et SALC (\$) par abonnement	-0,10%	-0,40%
Immobilisations en exploitation nettes (\$) par abonnement	0,30%	0,30%
Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	-0,90%	-3,30%
Coût total processus SALC (\$) par abonnement	1,20%	-1,50%
Coût total processus Distribution (\$) par abonnement	-0,80%	-3,10%
Inflation	2,20%	2,30%

HQD-15, Document 1, p. 13

Des résultats probants :

- Amélioration de 3 indicateurs sur la période 2001-2006.
- 3 indicateurs en légère croissance, mais de beaucoup inférieure à l'inflation moyenne.

Objectif global :

- Contenir l'évolution annuelle moyenne des indicateurs sous la barre de l'inflation.

Balisage

Le balisage est un outil parmi d'autres permettant de dégager les meilleures pratiques en vue d'améliorer l'efficience.

Pour les activités Clientèle : une performance Coût / Service dans la moyenne des entreprises comparables.

Pour les activités Réseau : une performance globale supérieure à la moyenne des participants.

Certaines pistes d'amélioration à explorer (réponse vocale interactive par exemple – HQD-15, Document 3.1, page 13).

L'analyse des nombreuses informations obtenues dans le cadre du balisage sera au cœur de l'élaboration d'un plan d'action comportant des mesures précises d'amélioration qui seront présentées à la Régie en temps opportun.

En matière d'investissements, pour les prochaines années, définition des besoins indispensables au maintien de la pérennité des actifs du réseau de distribution suite à un exercice de révision de l'ensemble des hypothèses portant sur les investissements.

4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CODE DE CONDUITE

4.1 Principes réglementaires

Le compte de nivellement

Proposition d'un mécanisme de nivellement des revenus de transport et de distribution en réponse aux préoccupations de la Régie (D-2005-34) et à l'intérieur du cadre fixé par la Régie dans le *pass-on* du service de transport (D-2003-93).

Un mécanisme reflétant tout impact des aléas climatiques sur le rendement global du Distributeur par un nivellement des revenus de transport et de distribution additionnels perçus des clients ou perçus en moins pour cause d'aléas climatiques.

Des impacts évalués en tenant compte des effets sur les volumes de chauffage et de climatisation.

La proposition de l'AQCIE/CIFQ de tenir compte des aléas de la demande et climatiques dans le compte de nivellement des revenus relatif à la portion transport, constitue une révision des modalités du *pass-on* sur les coûts de service de transport déjà autorisés par la Régie. Le Distributeur ne s'y oppose pas, bien que cette position ne semble pas conforme à la pratique réglementaire au Québec.

Le traitement des comptes de frais reportés hors base

Intégration de tous les comptes de frais reportés dans la base de tarification afin :

- d'assurer un traitement uniforme de tous les comptes de frais reportés ;
- de reconnaître que le report de la prise en compte de coûts dans les tarifs nécessite pour le Distributeur un financement qui génère des coûts additionnels ;
- de faciliter le calcul des coûts de financement du Distributeur associés à ce report (calcul selon la méthode des 13 soldes mensuels) ;
- de reconnaître le même coût de financement que celui appliqué au fonds de roulement réglementaire. Un coût de financement autre ne serait pas conforme à la structure de financement reconnue par la Régie, composée à 65 % de dette et 35 % d'avoir propre. Le Distributeur ne fait pas de financement à la pièce. La notion de financement spécifique est aussi inexistante pour Hydro-Québec. On ne saurait donc appliquer un taux spécifique de financement pour des postes différents, car le coût de financement du Distributeur ne varie pas en fonction de la nature des coûts visés. En d'autres termes, peu importe l'origine du report de coût (nature des coûts), pour le Distributeur il s'agit d'une seule réalité, soit un manque de fonds « temporaire » pour payer des coûts déjà encourus.

4.2 Code de conduite

Précision quant à l'application concurrente du Code de conduite et du Code d'éthique.

Demande de surseoir à l'application des articles 4.17 à 4.19.

Suivi et échéancier pour la mise en place des mesures correctrices dans le cadre du prochain dossier tarifaire. À ce titre, il est très clair que la plus grande part de la facturation de l'électricité aux entités affiliées est déjà effectuée et comptabilisée dans le coût de service du Distributeur. Il est également évident qu'entre la première demande tarifaire, où aucune facturation n'était faite, et aujourd'hui où la plus grande partie est facturée, le Distributeur a parcouru un grand chemin. Cependant, ce qu'il reste à facturer nécessite des efforts importants d'échantillonnage, d'évaluation de la pertinence d'installer des compteurs eu égard aux coûts et aux revenus de

facturation potentiellement générés et de mise en place des compteurs.

5. RÉPARTITION DES COÛTS ET INTERFINANCEMENT

5.1 La méthode de répartition des coûts

Coûts de fourniture postpatrimoniaux : la méthode globale

Une proposition en continuité avec la pratique, et ce pour toutes les composantes de coût.

- Les deux experts au dossier en conviennent, il n'y a pas normalement de distinction entre le « Old and New Supply » dans le domaine de la répartition des coûts. Ils ne peuvent citer aucun précédent à l'appui d'une méthode marginale.

Une proposition fidèle à la causalité des coûts, en tenant compte de l'évolution des ventes et de leurs caractéristiques.

- Les deux experts au dossier conviennent également, sur la base de la causalité des coûts, de la pertinence de l'application d'un traitement global pour répartir les coûts de fourniture.
- La Loi est précise quant à la méthode de répartition des coûts de fourniture, non seulement pour l'électricité patrimoniale, mais pour l'ensemble des coûts de fourniture patrimonial et postpatrimonial. Les coûts doivent être répartis entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation, soit les facteurs d'utilisation et les taux de pertes du réseau de transport et de distribution.
- Distinguer des blocs de consommation à des catégories de consommateurs, c'est également prétendre que la gestion de l'approvisionnement se fait distinctement, ce qui n'est pas le cas et cela amène des situations inexplicables qui ne peuvent pas être résolues techniquement. Comment expliquer une pointe de l'électricité postpatrimoniale en plein milieu de l'été, alors que le coût horaire le plus élevé serait coïncident avec la pointe du Distributeur en hiver ? Ces situations vont amener des répartitions de coûts qui techniquement sont possibles, mais sans grande valeur.

Une méthode plus stable eu égard à l'interfinancement.

- Le principe de causalité doit s'apprécier avec l'objectif de maintien de l'interfinancement, compte tenu que les deux notions se confrontent et qu'elles ne peuvent être défendues sans compromis d'un côté comme de l'autre.
- Dans un contexte de coûts croissants, l'application d'un traitement à la marge va amplifier cette considération. Pour chaque dollar de coût additionnel pour le tarif domestique, le Distributeur ne peut facturer que 80 sous, alors que chaque dollar de coût additionnel pour les tarifs généraux entraîne une facturation supérieure à 1,20 \$ pour maintenir l'interfinancement. La méthode de traitement global aura plutôt tendance à l'atténuer en reflétant plus graduellement et avec plus de stabilité, la progression des coûts.

Avec le dernier décret du gouvernement, les méthodes marginales ont une portée significativement réduite et limitée dans un contexte de révision des volumes patrimoniaux sur une base annuelle.

5.2 L'interfinancement

Les hausses uniformes et le maintien de l'interfinancement.

Méthode d'ajustement des indices d'interfinancement.

La Régie considère important d'exclure les effets des modifications des méthodes de répartition des coûts lorsque l'on compare l'indice d'interfinancement observé avec la balise de l'indice d'interfinancement de 2002 (D-2005-34, p. 123).

- L'approche progressive proposée par le Distributeur est la seule à faire une séparation précise entre l'effet « Méthodes » et l'effet « Prix/coûts/volumes ».
- L'écart entre deux années pour une même méthode donnée est un effet « Prix/Coût/Volume ». Les autres méthodes ne permettent pas une séparation adéquate des effets méthodes des effets « Prix/Coût/Volume ».
- L'expert Harper appuie la méthode proposée.

Que faire des approvisionnements postpatrimoniaux ?

- Tant l'AQCIE/CIFQ que FCEI/ASSQ proposent, à leur manière, de neutraliser l'interfinancement lorsqu'il s'agit des approvisionnements postpatrimoniaux.

L'obligation imposée par la Loi : ne pas corriger volontairement l'indice.

- Proposition de l'ACEF beaucoup trop restrictive, notamment à la lumière des propos de l'expert de OC qui suggère une fourchette entre 5 et 10 % (N.S., vol. 6, pp.50-51).

6. Les tarifs et conditions

6.1 Structures tarifaires proposées

La Régie est favorable aux modifications qui mèneront, sur une base graduelle, à un meilleur signal de prix et à un juste reflet des coûts (D-2005-34. p. 139).

Les modifications proposées par le Distributeur visent, entre autres, à améliorer le signal de prix et à assurer la continuité et la stabilité tarifaires.

Tarifs domestiques

Poursuite des orientations déjà approuvées.

Gel de redevance et augmentation de la prime de puissance.

- Seulement 2 % de la clientèle agricole est facturée en puissance (HQD-13, Document 1, p. 19). Il est donc trompeur d'affirmer qu'un producteur agricole moyen verra une hausse de 6 % (énergie et puissance), notamment quand la preuve révèle que seulement 0,1 % de la clientèle agricole aura un impact de l'ordre de 5 à 6 % (HQD-14, Doc. 13, p.9).

Amélioration du signal de prix avec une augmentation deux fois plus forte de la deuxième tranche.

- « Deux tiers (2/3) des clients, qui représentent surtout des petits consommateurs, auront des hausses inférieures à la moyenne de trois pour cent (3 %). » (NS 7 décembre, page 179).

L'expert Harper appuie les modifications proposées par le Distributeur.

UC et ACEF veulent maintenir un *statu quo* et entretiennent un discours paradoxal lorsque d'une part, ils élèvent en dogme le concept de causalité des coûts lorsqu'il s'agit de méthodes de répartition et d'autre part, nient l'application de ce concept lors de l'application des réformes aux structures tarifaires.

Concernant la proposition du ROEE de ne maintenir la deuxième tranche actuelle que pour les usages de chauffage et de facturer les usages autres que le chauffage au prix reflétant les coûts évités, le Distributeur soutient qu'aucune justification sur la base des coûts ne permet de retenir cette proposition. En effet, en plus d'introduire une tarification à l'usage qu'il vaut mieux éviter, il y aurait surtout une absence de progression du signal de prix pour les usages de chauffage.

- Protège le chauffage du vrai signal de prix.
- Crée un avantage permanent pour le chauffage.
- Favorise la conversion du combustible vers l'électricité.

Tarifs généraux

Tel que démontré dans la cause R-3541-2004, il existe actuellement un faible écart entre la structure des tarifs et celle des coûts.

Le Distributeur conclut de son analyse que pour les tarifs généraux, les proportions puissance/énergie des structures au 1^{er} avril 2004 sont très proches de celles des structures des coûts de service. La Régie est en accord avec cette conclusion pour ce qui est de l'état actuel des tarifs (D-2005-34, p. 147).

Avec l'augmentation de la part de la fourniture, le Distributeur propose une hausse progressive de la part de l'énergie dans les revenus totaux, tout en respectant la continuité entre les tarifs.

- Augmentation du prix de l'énergie de près de 4 % et du prix de la puissance de près de 2 %.
- La composante énergie augmente ainsi de l'ordre de deux fois en moyenne par rapport à la puissance.

Le Distributeur propose de faire passer le seuil de facturation de la puissance au tarif G de 45 kW à 50 kW, suite à la demande de la Régie dans la décision D-2005-34.

- L'UMQ a admis que ses craintes quant à l'impact sur les clients municipaux n'étaient pas fondées.

L'intervention de SCGM

Hydro-Québec reconnaît que la position concurrentielle favorable à l'électricité par rapport aux combustibles est susceptible d'entraîner un transfert de charge durant les périodes hors pointe, mais conteste l'ampleur de ce phénomène.

- Témoignage de Albert Chéhadé, N.S., vol. 3, pp. 203-207.
- En fait, Hydro-Québec Distribution estime au maximum le déplacement de consommation à environ 200 GWh, soit le tiers de l'estimation de SCGM.
- Ce déplacement découle du prix de la molécule de gaz comparativement à l'électron.

La structure du tarif M est conforme aux règles de l'art (voir balisage, dossier R-3541-2004, HQD-1, Doc. 6).

De plus, le Distributeur envoie le signal de l'accroissement de ses coûts en énergie en proposant de hausser deux fois plus le prix de la composante « énergie » que celui de la composante « puissance ».

Vu l'hétérogénéité des clients au tarif M, une diminution du prix de la 1^{re} tranche pour augmenter davantage le prix de la 2^e tranche entraînerait une détérioration du signal de prix.

- Une telle diminution du prix de la 1^{re} tranche détériorerait le signal de prix puisqu'elle pourrait occasionner une hausse de la consommation des clients facturés uniquement en 1^{re} tranche, soit 75 % de la clientèle, ce qui irait à l'inverse de l'objectif poursuivi par SCGM.

Tout en augmentant les impacts tarifaires, une hausse de 3 % entièrement en énergie n'augmenterait le prix de la 2^e tranche du tarif M que de 2,66 ¢/kWh à 2,69 ¢/kWh (même une hausse de 5,34 % en totalité en énergie ne porterait le prix de la 2^e tranche du tarif M qu'à 2,78 ¢/kWh).

Un scénario impliquant une baisse de la puissance enverrait le signal que le client peut utiliser davantage de puissance pour son chauffage, ce qui ne va pas dans le bon sens.

Un changement dans la structure ferait des gagnants et des perdants. Or, imposer un fardeau supplémentaire à certains, dans le but unique de diminuer le risque de migration chez SCGM, est difficilement justifiable.

Bien qu'elle affirme que les mesures ne sont pas sous son contrôle immédiat, SCGM dispose, ou pourrait disposer d'outils tarifaires pour minimiser les pertes associées au transfert de charge vers l'électricité en périodes hors pointe, comme le supplément pour service de pointe.

6.2 Abrogation de tarifs et nouvelles options tarifaires

Abrogation des tarifs LR et MR

Preuve exposant la faiblesse de l'option, l'absence d'intérêt des clients et du Distributeur. Aucune contestation.

Abrogation des tarifs LC et LP

Aucune contestation.

Introduction de l'option d'électricité additionnelle

Réponse à un besoin ciblé de la clientèle grande puissance.

L'option d'électricité additionnelle permet à un client de consommer une petite quantité d'électricité qu'il n'aurait pas consommée autrement.

Le Distributeur se réserve le droit d'interdire la consommation additionnelle (préavis de 3 heures) lorsque le coût d'approvisionnement est supérieur au prix de vente consenti au client. Cette disposition permettra au Distributeur de ne jamais encourir de perte en fonction de l'évolution du prix de marché. Cette même disposition sera appliquée dans le cas de problèmes de congestion sur le réseau.

Option interruptible

Une option destinée à la moyenne puissance et développée pour l'ensemble de ces clients.

La clientèle agricole, qui bénéficie déjà du tarif le plus avantageux (D), n'a jamais été visée par cette option et n'a d'ailleurs jamais démontré un intérêt.

Doit être conçue de manière à obtenir un gain en effacement pour le Distributeur et à rencontrer les besoins en pointe. Le crédit doit alors être établi en fonction de la qualité du service rendu et refléter le prix d'un service comparable offert sur les marchés.

L'idée de l'ASSQ d'exiger un crédit croissant en fonction de la charge interruptible par rapport à la charge de base du client, ne respecte pas la valeur économique du kW effacé : un kW effectif vaut un kW.

L'abolition de la majoration de la prime de puissance en hiver pour les abonnements de courte durée, telle que proposée par l'ASSQ, n'est pas justifiée.

- Cette majoration vise à compenser les coûts de puissance qui ne peuvent être récupérés sur les 12 mois de l'année, contrairement aux abonnements annuels.
- Le fait d'appeler un client dans le cadre d'une option interruptible ne le libère pas des modalités relatives à la puissance.

6.3 Réintroduction des modalités de rattrapage de 2 % pour les activités d'hiver et de 0,5 % aux réseaux municipaux

Aucune contestation concernant ces deux mesures.

6.4 Tarification en réseaux autonomes

Frais spéciaux de branchement et applications thermiques

Le tarif MA

Le tarif MA respecte le principe d'uniformité territoriale. Il s'agit d'un nouveau tarif applicable à une catégorie de consommateurs qui, avant l'adoption de la LRE et compte tenu de certaines caractéristiques particulières, ne pouvait être desservie qu'en vertu de modalités déterminées par contrats spéciaux.

6.5 La vigie sur les compteurs intelligents

Le Distributeur entend poursuivre sa vigie.

Le Distributeur n'entend pas mettre de l'avant un projet pilote pour l'instant et s'oppose à la création d'un groupe de travail.

Le Distributeur constate qu'il n'existe aucun résultat probant de déplacement de charge en hiver, même en Ontario. Les réponses du GRAME aux demandes de renseignements du Distributeur quant aux analyses de rentabilités qui auraient pu être réalisées en Ontario ou chez Milton Hydro, n'ont pas modifié cette conclusion.

Le Distributeur offre déjà de la tarification dynamique via les tarifs DT et DH. Le tarif DT, uniquement avec un compteur double registre, permet un effacement en pointe de l'ordre de 800 MW.

Ce sont les besoins du Distributeur (ou de ses clients, pris globalement) qui pourraient justifier l'installation de ces compteurs, si l'économique de la chose y est. Il ne s'agit pas d'installer des compteurs et de se demander ensuite ce qu'on en fait.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS

Montréal, le 19 décembre 2005

AFFAIRES JURIDIQUES HYDRO-QUÉBEC