

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-024

R-3644-2007

26 février 2008

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne
Richard Lassonde
Lucie Gervais
Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page 7

Décision

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
pour l'année tarifaire 2008-2009*

SOMMAIRE

La décision D-2008-024 porte sur la demande d'Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité (le **Distributeur**), de modifier ses tarifs et certaines conditions auxquelles l'électricité sera distribuée à compter du 1^{er} avril 2008.

Aux fins réglementaires, le Distributeur est une entité indépendante et distincte d'Hydro-Québec. La *Loi sur la Régie de l'énergie* lui permet de faire modifier ses tarifs pour récupérer ses coûts d'exploitation et de capital, dont un rendement raisonnable déterminé par la Régie sur la base de tarification, soit les actifs nécessaires à la distribution de l'électricité au Québec. La récupération de ces coûts est désignée, en réglementation, comme le « revenu requis » du Distributeur.

Pour l'année tarifaire 2008-2009, le Distributeur demande à la Régie d'autoriser un revenu requis de 10 540 M\$, ce qui représente une augmentation de 267 M\$ par rapport à l'année précédente. Ce montant additionnel sera récupéré à compter du 1^{er} avril en augmentant en moyenne de 2,9 % les tarifs.

Le revenu requis comprend :

- Charges d'approvisionnement : 4 978 M\$;
- Charges de transport : 2 727 M\$;
- Charges de distribution : 2 835 M\$.

Le Distributeur a annoncé une rationalisation de ses coûts. À la demande de la Régie, le Distributeur a déposé un plan intégré d'amélioration de l'efficacité. Ce plan prévoit des actions structurantes dans la gestion courante de ses activités qui généreront de façon récurrente des gains de 10 M\$ (1 % des coûts sous son contrôle) par année. Des mesures de resserrement ont également permis au Distributeur de réduire ses charges d'exploitation prévues d'un montant de 30 M\$ en 2008. L'ensemble de ces actions contribuera à atténuer l'augmentation des coûts découlant de la croissance des activités et des charges d'exploitation.

Pour établir le revenu requis de l'année tarifaire 2008-2009, la Régie a tenu compte des impacts importants des soldes des comptes de frais reportés (*CFR*) du Distributeur :

- Le « *CFR transport* » cumule les coûts de transport des années passées. Une partie de ces coûts de transport est incluse dans le revenu requis et a un impact sur la hausse tarifaire accordée. Le solde est dû au Distributeur par les consommateurs et porte intérêt tant qu'il n'est pas récupéré dans les tarifs.
- Le « *CFR coûts des approvisionnements* » a un solde créditeur en raison des coûts de fourniture d'électricité moins élevés que projetés en 2007. Ces sommes devraient être remises aux consommateurs en réduction de tarifs.

La Régie a également tenu compte de la diminution des coûts de transport découlant de la décision D-2008-019 et a réduit le solde du « *CFR transport* » en conséquence.

Comme l'a demandé le Distributeur, et en cohérence avec ses décisions antérieures, la Régie a choisi d'imputer prioritairement au paiement des coûts de transport des années passées, les sommes provenant du solde créditeur du « *CFR coûts des approvisionnements* » qu'elle aurait autrement appliquées en réduction des tarifs en 2008-2009. Les bonnes pratiques réglementaires veulent que les coûts — ici les coûts de transport de 2005 et 2006 — soient, dans la mesure du possible, facturés aux générations de consommateurs pour lesquels ils ont été encourus.

La Régie autorise la récupération tarifaire d'un revenu requis de 10 540 M\$ en 2008 en haussant les tarifs de distribution de 2,9 % en moyenne. La Régie estime que cette hausse représente une augmentation de 2,97 \$ par mois pour un client résidentiel moyen. Cette augmentation pourrait être absorbée ou compensée par l'application de mesures d'efficacité énergétique offertes par le Distributeur.

Taux de rendement

La Régie fixe à 7,81 % le taux de rendement sur la base de la tarification du Distributeur.

Structures tarifaires

La Régie juge que les propositions de réforme aux structures tarifaires soumises par le Distributeur répondent adéquatement aux objectifs fixés dans ses décisions antérieures et dans la Stratégie énergétique 2006-2015 du gouvernement du Québec. Ces réformes conduiront, à terme, à une amélioration du signal de prix.

La Régie approuve les modifications tarifaires proposées par le Distributeur. Elle autorise également le Distributeur à mettre en place de façon graduelle, à partir de 2009, certains éléments de la réforme des structures tarifaires des tarifs G et M. La réflexion sur la réforme des autres tarifs se poursuit.

De plus, la Régie autorise le Distributeur à mettre en place un projet pilote de tarification différenciée dans le temps afin de tester différents moyens incitant la clientèle domestique à modifier ses comportements de consommation d'électricité.

Stratégie tarifaire

La Régie autorise une hausse uniforme de tarifs cette année. Elle écarte, pour 2008-2009, un scénario de hausse différenciée par catégorie de consommateurs. En effet, plusieurs éléments empêchent d'établir avec précision les coûts de desserte propres aux différentes catégories de consommateurs. Entre autres éléments, la Régie retient le fait que l'examen des méthodes de répartition des coûts n'est pas complété, que les tarifs incluent des frais de transport de 2005 et 2006 et que la demande des grandes industries est en baisse. La Régie a également tenu compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées par le gouvernement du Québec au décret 1164-2007.

Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)

La Régie a examiné le PGEÉ du Distributeur en tenant compte des nouvelles responsabilités formulées par sa Loi et celles de l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec ainsi que du dépôt à venir du Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies.

La Régie approuve un budget de 252 M\$ pour la réalisation du PGEÉ 2008. L'objectif d'économie d'énergie pour 2008 est fixé à 745 GWh, soit une augmentation de 16 % par rapport à l'objectif prévu l'an dernier pour 2008. Le Distributeur maintient son objectif d'économie d'énergie à 4,7 TWh d'ici à 2010 et prévoit investir au total près de 1,3 milliard de dollars dans le PGEÉ.

Le Distributeur crée, pour la clientèle résidentielle, deux nouveaux programmes visant la géothermie, ainsi que la récupération des réfrigérateurs et congélateurs énergivores. Le Distributeur a également déposé une stratégie destinée à la clientèle des ménages à faible revenu qui vise notamment à améliorer la qualité des logements de ces clients. La clientèle Grandes entreprises bénéficie également de certaines modifications apportées aux programmes qui la concerne.

Investissements

La Régie autorise un montant de 640 M\$ au titre des investissements de moins de 10 M\$. Ces investissements s'ajoutent à des projets déjà autorisés. En tout, les investissements du Distributeur en 2008 se chiffrent à 733 M\$ et viseront principalement à entretenir et à améliorer le réseau.

INTERVENANTS :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Nation Naskapi de Kawawachikamach (NNK);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ);
- Union des producteurs agricoles (UPA).

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE.....	11
INTRODUCTION.....	13
1. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES.....	13
1.1 Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat de l'électricité.....	13
1.2 Coût de transport.....	17
1.3 Code de conduite – Application des conditions de service.....	19
2. MESURE DE L'EFFICIENCE ET BALISAGE DU DISTRIBUTEUR.....	20
2.1 Balisage interne du Distributeur.....	20
2.2 Balisage.....	27
2.3 Efficience des fournisseurs internes du Distributeur.....	30
3. COÛT DE SERVICE, BASE DE TARIFICATION ET REVENU REQUIS.....	32
3.1 Conventions, méthodes et pratiques comptables.....	32
3.2 Prévion de la demande.....	35
3.3 Coûts d'approvisionnement.....	37
3.4 Coûts de transport.....	44
3.5 Coûts de Distribution et de Service à la clientèle.....	47
3.6 Revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité.....	62
3.7 Base de tarification.....	63
3.8 Revenu requis.....	69
4. MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE.....	71
4.1 Modifications méthodologiques et nouveaux éléments.....	72
4.2 Transport.....	72
4.3 PGEÉ.....	75
4.4 Surplus d'électricité postpatrimoniale.....	79
5. PROPOSITION DE RÉFORME GÉNÉRALE DES TARIFS.....	79
5.1 Tarif D.....	80
5.2 Tarifs G et M.....	90
5.3 Tarif L.....	97
5.4 Projet pilote de tarification différenciée dans le temps.....	102

6.	STRUCTURES TARIFAIRES POUR 2008-2009	105
6.1	Hausses tarifaires 2008-2009	105
6.2	Fermeture du tarif DM aux nouveaux clients	109
6.3	Limitation de l'accès au tarif L pour les demandes de plus de 50 MW	109
6.4	Services Signature et VigieLigne pour la clientèle des tarifs généraux de grande puissance	110
6.5	Tarif de transition applicable au réseau autonome de Schefferville	111
6.6	Autres modifications tarifaires	112
6.7	Autres dispositions tarifaires	115
7.	STRATÉGIE TARIFAIRE.....	116
8.	PROGRAMMES ET ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	122
8.1	Ajustement des objectifs.....	122
8.2	Approbation du budget 2008.....	124
8.3	Autorisation de comptabiliser au compte de frais reportés les activités 2008	125
8.4	Comparaison des résultats aux objectifs.....	126
8.5	Modifications proposées aux programmes	127
8.6	Rentabilité des programmes.....	130
8.7	Coûts évités.....	130
8.8	Suivi et évaluation.....	131
9.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR POUR 2008	132
10.	SUVIS	135
	DISPOSITIF.....	135
	ANNEXE	141

LEXIQUE

Distributeur (Hydro-Québec dans ses activités de distribution);
Producteur (Hydro-Québec dans ses activités de production);
Régie (Régie de l'énergie);
Transporteur (Hydro-Québec dans ses activités de transport ou TransÉnergie).

1 PC (pointe coïncidente);
AEÉ (Agence de l'efficacité énergétique du Québec);
CFR (compte de frais reporté);
CSP (Centre de services partagés);
CI (commercial et institutionnel);
ETC (équivalent temps complet);
FU (facteur d'utilisation);
GE (Grandes entreprises);
GWh (gigawattheure 10^9 ou 1 000 000 000 Wh);
IDÉE (initiatives de démonstrations technologiques et d'expérimentation);
ICCA (Institut canadien des comptables agréés);
k (millier);
km (kilomètre);
kV (kilovolt);
kVA (kilovoltampère);
kW (kilowatt);
kWh (kilowattheure);
L2 (livraison 2);
L3 (livraison 3);
M (million);
MFR (ménages à faible revenu);
MW (mégawatt);
MWh (mégawattheure);
PADIGE (programme d'analyse et de démonstration industrielles – Grandes entreprises);
PAMUGE (programme d'amélioration majeure d'usine – Grandes entreprises);
PCGR (principes comptables généralement connus);
PEEÉNT (Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies);
PGEÉ (Plan global en efficacité énergétique);
PIIGE (programme d'initiatives industrielles – Grandes entreprises);
PISTE (projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces);
PRI (période de récupération de l'investissement);
SALC (Service à la clientèle);

SIC (système d'information clientèle);
TCTR (test du coût total en ressources);
TDT (tarification différenciée dans le temps);
TNT (test de neutralité tarifaire);
TP (test du participant);
TWh (térawattheure 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh).

INTRODUCTION

Le 3 août 2007, Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2008-2009, débutant le 1^{er} avril 2008. Le 14 août 2007, la Régie invite toute personne intéressée par la question à intervenir¹.

La Régie accorde le statut d'intervenant à 15 intéressés. La partie orale de l'audience se déroule du 4 au 13 décembre et les plaidoiries sont entendues du 17 au 19 décembre 2007.

1. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

1.1 COMPTE DE *PASS-ON* POUR L'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ

Le Distributeur comptabilise, depuis 2005, tous les écarts de prix et de volume entre les coûts d'approvisionnement réels et ceux prévus, dans un compte de frais reportés (le compte de *pass-on*).

1.1.1 SUIVI DES SÉANCES DE TRAVAIL SUR LE COMPTE DE *PASS-ON*

Les 17 mai et 19 juin 2007, en suivi de la décision D-2007-12, deux séances de travail portant sur le compte de *pass-on* ont eu lieu. Les objectifs poursuivis sont d'obtenir plus d'explications sur les raisons empêchant la distinction entre les aléas climatiques et les aléas de la demande, ainsi qu'explorer des solutions afin de protéger la clientèle des fluctuations importantes de ce compte, plus particulièrement celles dues aux aléas climatiques².

Distinction des aléas climatiques et de la demande

Le Distributeur affirme ne pouvoir distinguer les valeurs associées aux aléas climatiques de celles de la demande dans le compte de *pass-on*, principalement pour les raisons suivantes :

- Le Distributeur n'a pas de stratégie d'approvisionnement différente pour les besoins dus aux aléas économiques ou climatiques; en temps réel, il n'est pas en mesure de les identifier.

¹ Décision D-2007-96, dossier R-3644-2007, 14 août 2006.

² Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 18.

- Un exercice arithmétique de répartition des aléas par catégorie de consommateurs ne permet pas d'établir une valeur raisonnable des aléas climatiques et de la demande dans le compte de *pass-on*. Cet exercice illustre l'arbitraire et l'instabilité d'une telle répartition.

Le Distributeur a expliqué, lors des séances de travail, le problème relié à la répartition des deux aléas. L'**AIEQ**, **OC**, l'**UC** et **S.É./AQLPA** souscrivent à la position du Distributeur.

La Régie reconnaît que le Distributeur est dans l'impossibilité de distinguer les valeurs associées aux aléas climatiques de celles de la demande dans le compte de *pass-on*.

Décision : La Régie accepte la proposition du Distributeur de ne pas distinguer les écarts dus aux aléas climatiques et de la demande dans le compte de *pass-on*.

Mécanisme d'atténuation du compte de pass-on

Le Distributeur soumet qu'il n'y a pas lieu pour l'instant de statuer sur une proposition de mécanisme réglementaire spécifique permettant de protéger la clientèle d'éventuelles fluctuations importantes du compte de *pass-on* dues aux aléas climatiques, puisque le compte de *pass-on* afférent aux années 2005, 2006 et 2007 révèle un solde créditeur non significatif.

Le Distributeur a malgré tout procédé à l'examen de trois mécanismes qui permettraient d'atténuer les impacts des fluctuations du compte de *pass-on* :

- un mécanisme d'amortissement automatique du solde du compte sur une période fixe;
- un mécanisme d'amortissement du solde du compte en fonction d'un seuil (fixé en dollars ou en volume);
- un mécanisme d'amortissement du compte, si nécessaire et si requis, en fonction de l'ampleur du solde du compte de *pass-on* (soit une approche au cas par cas).

Le Distributeur conclut qu'une approche au cas par cas, englobant toutes les composantes du revenu requis doit, pour le moment, être privilégiée par rapport à tout mécanisme réglementaire qui priverait la Régie de la flexibilité dont elle dispose actuellement.

Cependant, les ajustements devraient être faits, dans la mesure du possible, dans un souci d'assurer la stabilité tarifaire et d'éviter le report inutile de coûts aux générations futures.

L'**AIEQ**, l'**AQCIE/CIFQ**, **OC** et l'**UMQ** recommandent aussi de privilégier une approche au cas par cas. L'**UC** est d'accord avec cette approche, mais croit que des propositions de mécanismes alternatifs pourront être étudiées lorsqu'un historique plus long sera disponible.

La **FCEI** considère que le compte de *pass-on* n'est pas un enjeu particulier cette année. Cela donne le temps au Distributeur d'évaluer la pertinence et la faisabilité d'un mécanisme d'ajustement mensuel des tarifs découlant d'un « suivi mobile 12 mois » pour aplanir les fluctuations du prix de la fourniture.

Le Distributeur affirme qu'il ne peut appliquer le mécanisme proposé par la **FCEI**. Selon lui, les obstacles majeurs à un tel mécanisme sont les suivants :

- ses tarifs ne sont pas dégroupés par composantes (fourniture, transport et distribution);
- les écarts du compte de *pass-on* ne peuvent être évalués que sur une base annuelle;
- le système de facturation des clients rend impossible un tel mécanisme;
- le principe d'ajuster les tarifs en cours d'année soulève d'importants problèmes d'acceptabilité sociale.

Dans le contexte actuel, la Régie rejette la proposition de la **FCEI**.

Décision : La Régie retient la position du Distributeur. Elle accepte l'approche au cas par cas pour l'amortissement du compte de *pass-on*.

1.1.2 AJUSTEMENTS AU CALCUL DU COMPTE DE *PASS-ON*

Le Distributeur soumet des ajustements au calcul du compte de *pass-on*.

Ajustement du facturé/livré

Les livraisons d'électricité d'une période donnée n'étant pas toutes facturées avant la fin de cette période, elles doivent par conséquent être estimées dans le cadre de l'exercice de préparation des états financiers.

Le Distributeur considère que pour une année donnée, deux ajustements du facturé/livré sont nécessaires. Un premier est connu au 31 décembre de l'année en question pour la période du 1^{er} janvier au 30 juin et un deuxième est connu uniquement vers la fin de l'année suivante et couvre la période du 1^{er} juillet au 31 décembre.

Afin de refléter les coûts réels d'approvisionnement de l'année 2005, l'ensemble des ajustements, y compris la portion du facturé/livré constatée en novembre 2006 et attribuable à 2005, doit être intégré dans le calcul du compte de *pass-on* de 2005. Le Distributeur inscrit donc dans son coût d'approvisionnement de 2008 l'ajustement du facturé/livré de -5,5 M\$.

Par ailleurs, le Distributeur examine la possibilité de réduire les délais d'ajustement et la complexité de l'ajustement du facturé/livré. Une fois le processus complété, il envisagera de revoir les modalités de calcul du compte de *pass-on* en vue de les simplifier³.

OC et l'UMQ souscrivent à la position du Distributeur.

La Régie est d'accord avec l'ajustement du facturé/livré proposé par le Distributeur. Cependant, elle n'est pas convaincue que la prise en compte de cet ajustement soit nécessaire, compte tenu du montant relativement peu important impliqué et du fait que cela porte le délai de récupération du compte de *pass-on* de deux ans à trois ans.

Décision : La Régie accepte la proposition du Distributeur et attend les résultats de l'examen du Distributeur avant de se prononcer sur cette question de façon définitive.

Ajustement du revenu unitaire

Le Distributeur indique que le revenu prévisionnel moyen de fourniture considéré dans le calcul du compte de *pass-on* de l'année 2007 doit prendre en compte la disposition des soldes du compte de *pass-on* des années 2005 et 2006. La disposition du compte de *pass-on* d'une année donnée a donc un impact sur le revenu unitaire de l'année suivante et, par conséquent, sur le calcul du compte de *pass-on* de cette même année. Il en va de même pour la disposition du compte de frais reportés pour l'option d'électricité interruptible, discuté à

³ Pièce B-8-HQD-15, partie A, document 1, page 66.

la prochaine section, laquelle affecte également le revenu unitaire de l'année suivante. L'ajustement du revenu unitaire relatif aux comptes de *pass-on* des années précédentes permet au Distributeur de recouvrer précisément l'ensemble de ses coûts réels d'approvisionnement.

OC et l'UMQ souscrivent à la position du Distributeur.

Décision : La Régie accepte l'ajustement du revenu unitaire proposé par le Distributeur. La Régie considère justifiée la prise en compte de cet ajustement dans le calcul du compte de *pass-on*.

Ajustement de l'option d'électricité interruptible

Dans le présent dossier, le Distributeur présente deux modifications relatives aux modalités de ce compte, soit le calcul des intérêts et la période de référence. Ces modifications ont pour but l'harmonisation avec le traitement du compte de *pass-on*. En considérant les modifications proposées, le compte de frais reportés pour l'option d'électricité interruptible se chiffre à 4,2 M\$.

OC et l'UMQ appuient la demande du Distributeur. Par ailleurs, OC propose une approche alternative, soit de fusionner le compte de frais reportés de l'option d'électricité interruptible et le compte de *pass-on*. Le Distributeur ne s'oppose pas à ce traitement conjoint puisque ces comptes obéissent aux mêmes règles. Il rappelle que l'option d'électricité interruptible est un moyen de gestion des approvisionnements mis à sa disposition.

Décision : Pour simplifier le calcul du compte de *pass-on* et pour traiter l'option d'électricité interruptible de la même façon que les autres outils de gestion des approvisionnements, la Régie demande au Distributeur de fusionner ces deux comptes.

1.2 COÛT DE TRANSPORT

1.2.1 AJUSTEMENT AU TITRE DES REVENUS RÉELS DE POINT À POINT DU TRANSPORTEUR

Dans sa décision D-2007-08⁴, la Régie ordonne à Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur ou TransÉnergie) d'établir, dès 2007, un compte d'écart relatif

⁴ Décision D-2007-08, dossier R-3605-2006, 20 février 2007, page 63.

aux revenus des services de transport de point à point de long terme et de court terme. Tout écart entre les prévisions de revenus de point à point reconnues par la Régie et les revenus réels est porté à ce compte. Les écarts sont ensuite répartis entre les clients de la charge locale et les clients du service de point à point de long terme.

Le Transporteur estime la portion de l'écart attribuable au Distributeur à 41,3 M\$⁵. Pour que la clientèle bénéficie de ce crédit dès 2008, le Distributeur propose de l'appliquer en réduction de son revenu requis 2008.

Le Distributeur demande à la Régie de constater, dans le revenu requis d'une année témoin donnée, l'ajustement au titre des revenus de point à point de l'année qui la précède, sur la base d'une estimation du Transporteur comprenant quatre mois de données réelles. Ce principe est cohérent avec la constatation du compte de *pass-on* demandée par le Distributeur dans sa demande R-3610-2006.

Il demande aussi que tout écart entre l'ajustement estimé sur cette base réelle/projetée et l'ajustement calculé sur la base des données réelles de l'année visée soit porté au compte de frais reportés de transport, qu'il porte intérêt au taux autorisé applicable à la base de tarification et qu'il soit pris en compte intégralement dans le revenu requis du deuxième exercice subséquent.

OC appuie la proposition du Distributeur parce qu'elle est en continuité avec la décision antérieure de la Régie.

La Régie est d'avis que la prise en compte des données de quatre mois réels et huit mois projetés contribue à un meilleur appariement des coûts aux bonnes générations de clients.

Décision : La Régie accepte les modalités de prise en compte de l'ajustement au titre des revenus réels de point à point du Transporteur.

1.2.2 PROVISION DE L'ANNÉE TÉMOIN

Dans l'éventualité où le tarif de transport est autorisé avant qu'une décision finale soit émise à l'égard de sa demande tarifaire, le Distributeur propose que la Régie reflète intégralement les coûts de transport découlant de cette décision dans ses tarifs applicables à compter

⁵ Dossier R-3640-2007, pièce B-1-HQT-4, document 3, page 11.

du 1^{er} avril de l'année tarifaire. Ce faisant, les coûts du Transporteur attribuables à la charge locale seraient récupérés dans l'année à laquelle ils se rapportent. À défaut, l'écart entre les coûts de transport projetés et ceux autorisés sera porté au compte de frais reportés et pris en compte dans le revenu requis de l'année suivante, additionné des intérêts.

Décision : La Régie accède à la demande du Distributeur. Par conséquent, dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur est rendue avant celle du Distributeur, tout ajustement de la facture de la charge locale sera reflété dans le revenu requis de l'année témoin du Distributeur. Ce principe s'applique également à l'ajustement au titre des revenus réels de point à point du Transporteur.

1.3 CODE DE CONDUITE – APPLICATION DES CONDITIONS DE SERVICE

En conformité avec la décision D-2006-34, la Régie accepte de surseoir à l'application des articles 4.17 à 4.19 du Code de conduite du Distributeur aussi longtemps qu'il ne sera pas en mesure d'appliquer les *Conditions de service d'électricité*⁶ à ses entités affiliées et lui demande de soumettre un plan et un échéancier des travaux.

Dans sa décision D-2007-12⁷, la Régie accepte le plan et l'échéancier soumis par le Distributeur pour l'implantation de la facturation de la consommation des entités affiliées et prend acte de la volonté du Distributeur de déposer un suivi à cet égard.

Le Distributeur vise à facturer d'ici 2009 la totalité de la consommation d'électricité de ses entités affiliées. Il soumet les résultats des deux premiers éléments du plan d'implantation.

Après avoir évalué la consommation d'électricité des centres de services et des résidences ainsi que les coûts d'installation du mesurage à ces endroits, le Distributeur conclut qu'il serait hasardeux d'extrapoler, à l'ensemble du Québec, les résultats de l'échantillon retenu. Il prévoit, pour le début de l'année 2008, analyser l'inventaire de ses bâtiments par catégorie

⁶ Conditions de service d'électricité prévues au *Règlement 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité*, (1996) 128 G.O. II, 2998, modifié par les décisions D-2001-60, D-2001-259, D-2002-07, D-2002-261, D-2003-23, D-2006-28, D-2007-12 et D-2007-129.

⁷ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 23.

et évaluer les coûts à la grandeur du Québec. À date, le Distributeur prévoit toujours être en mesure d'atteindre son objectif de facturer les bâtiments en question.

Le Distributeur prévoit pouvoir appliquer généralement, dès 2008, un tarif forfaitaire pour facturer la consommation d'électricité des tours de télécommunication.

Décision : La Régie accepte la proposition du Distributeur et lui demande de présenter le suivi de l'implantation de la facturation de la consommation d'électricité à ses entités affiliées lors des prochains dossiers tarifaires.

2. MESURE DE L'EFFICIENCE ET BALISAGE DU DISTRIBUTEUR

2.1 BALISAGE INTERNE DU DISTRIBUTEUR

Résultats des indicateurs d'efficience

Le Distributeur présente le suivi de 18 indicateurs d'efficience, mais concentre son analyse sur les huit qu'il privilégie. Il inclut maintenant, dans le calcul des indicateurs, l'ensemble des coûts des réseaux autonomes, autres que ceux du mazout, et il exclut le bénéfice net.

Sur la période 2004 à 2008, tous les indicateurs privilégiés ont connu une évolution annuelle moyenne égale ou supérieure à l'inflation. La Régie constate que le « Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement » a crû de 3,8 %, le « Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé » de 4,1 % et le « Coût total Distribution (\$) par abonnement » de 3,6 %.

Sur la période 2007-2008, six des huit indicateurs privilégiés par le Distributeur croissent à un taux supérieur à l'inflation, allant de 2,9 % pour les « Charges d'exploitation nettes Distribution et SALC (\$) par abonnement » à 9,3 % pour le « Coût total SALC (\$) par abonnement ».

TABLEAU 1
INDICATEURS D'EFFICIENCE INTERNE

<i>Description</i>	<i>2004 (réel)</i>	<i>2007 (D-2007-12)</i>	<i>2008 (projeté)</i>	<i>Croissance annuelle moyenne 2004-2008</i>	<i>Croissance annuelle 2007-2008</i>
Indicateurs globaux					
Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	492	548	567	3,8 %	3,5 %
Coût total Distribution et SALC (€) par kWh normalisé	1,10	1,21	1,28	4,1 %	5,8 %
CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	261	276	284	2,2 %	2,9 %
IEN (\$) par abonnement	2 126	2 207	2 239	1,3 %	1,4 %
CEN Distribution et SALC (€) par kWh normalisé	0,59	0,61	0,64	2,1 %	4,9 %
IEN (k\$) par km de réseau	73,3	77,2	78,8	1,9 %	2,1 %
IEN (€) par kWh normalisé transité par le réseau	7,21	7,65	7,53	1,1 %	(1,6 %)
Indicateurs du processus SALC					
Coût total SALC (\$) par abonnement	107	107	117	2,3 %	9,3 %
CEN SALC (\$) par abonnement	102	105	110	2,0 %	4,8 %
ETC SALC par 100 000 abonnements	65	65	63	(0,8 %)	(3,1 %)
Indicateurs du processus Distribution					
Coût total Distribution (\$) par abonnement	381	428	436	3,6 %	1,9 %
CEN Distribution (\$) par abonnement	158	170	173	2,4 %	1,8 %
Coût total Distribution (€) par kWh normalisé transité par le réseau	1,29	1,48	1,47	3,5 %	(0,7 %)
Coût total Distribution (k\$) par km de réseau	13,1	15,0	15,3	4,2 %	2,0 %
CEN Distribution (€) par kWh normalisé transité par le réseau	0,54	0,59	0,58	1,9 %	(1,7 %)
CEN Distribution (k\$) par km de réseau	5,4	5,9	6,1	3,2 %	3,4 %
ETC Distribution par 1 000 km de réseau	49	51	50	0,5 %	(2,0 %)
Abonnements au Québec	3 701 275	3 842 870	3 880 914	1,2 %	1,0 %
Inflation	2,0 %	2,0 %	2,0 %		

CEN : Charges d'exploitation nettes

IEN : Immobilisations en exploitation nettes

ETC : Équivalent temps complet

Source : Pièce B-8-HQD-15, document 1, partie A, page 52

Note : Les indicateurs en caractères gras sont ceux privilégiés par le Distributeur.

Le Distributeur explique ces résultats supérieurs à l'inflation par les coûts relatifs au déploiement et à la réalisation du projet Système d'information clientèle (SIC), qui s'échelonne de 2002 à 2008. Selon le Distributeur, si l'impact du projet SIC était retiré de l'ensemble des indicateurs, ceux-ci afficheraient une augmentation inférieure ou près de l'inflation⁸.

⁸ Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 9 : selon le Distributeur, le « Coût total Distribution et SALC par abonnement » passerait de 2,6 % sur la période 2003 à 2008 à 1,8 %, alors qu'il passerait de 3,6 % à 0,4 % sur la période 2007-2008.

Compte tenu de l'envergure des coûts du projet SIC et de son déploiement cette année, la Régie considère que la performance globale du Distributeur au niveau des indicateurs d'efficacité interne est acceptable.

Néanmoins, la Régie s'attend à ce que les effets structurants du projet SIC amènent des gains d'efficacité et des réductions de coûts. Cela devrait être capté par les différents indicateurs, qui devraient alors croître à un rythme plus près de celui de l'inflation.

Indicateurs de qualité de service

Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service sur la période 2001 à 2006, soit cinq années de croissance⁹. Dans sa décision D-2007-12, la Régie demande « *de présenter les résultats des indicateurs de qualité de service pour une période mobile de cinq ans, de façon cohérente avec les indicateurs d'efficacité interne* »¹⁰.

Décision : Tout comme pour la période d'évaluation des indicateurs d'efficacité interne traitée ci-après, la Régie demande au Distributeur d'utiliser une période mobile de cinq ans, soit quatre années de croissance.

Les indices de satisfaction des clients du Distributeur sont à la hausse en 2007 pour les clients résidentiels ainsi que pour les clients GE. Cependant, l'indice de continuité brut ne montre pas de tendance nette depuis 2001. De plus, l'indice de continuité normalisé pour les événements climatiques qualifiés de majeurs est relativement stable depuis 2001.

Selon l'UMQ, ces deux indices devraient afficher une amélioration étant donné l'importance des dépenses en contrôle de la végétation.

Du côté des indices de qualité de service, certains résultats dénotent une baisse de performance qui provient notamment de l'implantation de la livraison 2 (L2) du projet SIC. Le Distributeur met en place depuis 2006 des actions de redressement pour corriger la situation.

En matière de sécurité, à la demande la Régie¹¹, le Distributeur propose l'introduction d'un nouvel indicateur ayant trait à la sécurité des employés, soit le taux de fréquence des accidents.

⁹ Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 10.

¹⁰ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 30.

¹¹ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 27.

La Régie considère, dans l'ensemble, que les résultats sont satisfaisants, compte tenu des difficultés de déploiement et de mise en œuvre du projet SIC. Néanmoins, elle s'attend à ce que la mise en service complète de ce projet mène à une amélioration durable de la qualité de service au cours des prochaines années.

Décision : La Régie approuve l'introduction du taux de fréquence des accidents dans la liste des indicateurs de qualité de service.

Période d'évaluation des indicateurs

Le Distributeur présente l'évolution annuelle moyenne de ses indicateurs d'efficacité interne sur une période de cinq années de croissance (cinq écarts annuels), soit de 2003 à 2008, alors qu'en vertu de la décision D-2007-12 de la Régie, la période d'analyse devait plutôt être de 2004 à 2008 inclusivement.

Décision : La Régie maintient la position qu'elle avait prise dans le cadre de la décision D-2007-12 à l'égard de la période d'analyse à utiliser pour présenter l'évolution des indicateurs d'efficacité interne¹². Elle demande au Distributeur d'employer une période mobile de cinq ans.

Transfert de deux indicateurs

Le Distributeur demande à transférer les indicateurs « Charges d'exploitation nettes du processus service à la clientèle par abonnement » (« CEN SALC ») et « Charges d'exploitation nettes du processus distribution » (« CEN Distribution ») de la liste des indicateurs dits spécifiques vers le groupe des indicateurs privilégiés.

Le Distributeur justifie ce transfert en soulignant que les deux indicateurs sont complémentaires aux six autres indicateurs et qu'ils permettent de démontrer les efforts déployés pour améliorer l'efficacité des grands processus « Distribution » et « SALC ».

Décision : La Régie accepte la proposition du Distributeur de transférer ces deux indicateurs à sa liste d'indicateurs privilégiés.

¹² Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 28.

Nouvel indicateur CIM

Le Distributeur propose de remplacer l'indicateur « Immobilisations en exploitation nettes par abonnement » (« IEN »), qui inclut les valeurs comptables nettes des immobilisations et des actifs incorporels, par l'indicateur « Coûts des immobilisations par abonnement » (« CIM »).

Ce nouvel indicateur inclut les coûts des capitaux empruntés (sauf ceux du PGEÉ, des frais reportés du tarif BT, du transport et du compte de nivellement), la charge d'amortissement (exclusion faite du PGEÉ et des frais reportés du tarif BT) et la taxe sur le capital.

Le Distributeur justifie ce changement par le fait que l'indicateur « CIM » démontre davantage l'impact de ses décisions d'investissement et de mises en service sur le coût de service et donc sur les tarifs.

Décision : La Régie refuse la proposition du Distributeur de remplacer l'indicateur « IEN » par l'indicateur « CIM ». La valeur ajoutée de ce nouvel indicateur est relativement faible, d'autant plus que certains intrants sont hors du contrôle direct du Distributeur.

Suspension du suivi de 10 indicateurs d'efficience

Le Distributeur demande de suspendre le suivi des 10 indicateurs dits spécifiques à compter du prochain dossier tarifaire¹³. Il affirme qu'il vaut mieux se concentrer sur un nombre restreint d'indicateurs d'efficience. Ces indicateurs spécifiques seraient peu utilisés dans les analyses de la Régie et les mémoires des intervenants.

Il mentionne que, outre l'indicateur « ETC SALC par 100 000 abonnements », aucun des indicateurs spécifiques du processus « Distribution » n'est utilisé par la firme PA Consulting dans ses exercices de balisage.

L'ACEF de Québec et l'UMQ s'opposent à la suspension demandée. Elles considèrent que ces 10 indicateurs sont complémentaires aux indicateurs privilégiés par le Distributeur et captent l'évolution d'autres dimensions de la performance globale du Distributeur, notamment en ce qui a trait à l'efficience en fonction de l'étendue du réseau ou de l'énergie distribuée.

¹³ Pièce B-1-HQD-3, document 1, annexe 3, page 45.

La **FCEI** abonde dans ce sens. Elle souligne que même si les indicateurs par abonnement peuvent afficher une bonne performance, ceux en kWh peuvent témoigner d'une performance plus faible lorsque les ventes sont en baisse. Dans un tel contexte, une hausse des tarifs est probable si les coûts ne sont pas réduits.

Pour sa part, l'**AQCIE/CIFQ** est d'avis qu'il est prématuré de suspendre le suivi des indicateurs spécifiques tant et aussi longtemps qu'une réflexion plus approfondie n'a pas eu lieu à l'égard des besoins en balisage.

Dans le cadre du dossier R-3492-2002, phase 2, la Régie spécifie que la liste d'indicateurs établie à ce moment est préliminaire et que le balisage est un exercice progressif et évolutif. Elle entrevoit ainsi la possibilité de revoir cette liste lors de l'étude d'un dossier tarifaire ultérieur.

Décision : La Régie accepte, en partie, la demande du Distributeur de suspendre le suivi des 10 indicateurs spécifiques à compter du prochain dossier tarifaire. Elle accepte ainsi de suspendre le suivi des indicateurs suivants :

- **Coût total Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau;**
- **CEN Distribution (k\$) par km de réseau;**
- **ETC SALC par 100 000 abonnements;**
- **ETC Distribution par 1000 km de réseau;**
- **IEN (¢) par kWh normalisé transité par le réseau.**

Quant aux cinq autres indicateurs dont le suivi est maintenu, la Régie considère que ces indicateurs spécifiques viennent compléter la liste des indicateurs privilégiés. Ils permettent de dresser un portrait plus global de la performance du Distributeur.

Plan intégré d'amélioration de l'efficience

Dans la décision D-2007-12, la Régie demande un plan intégré d'amélioration de l'efficience comportant minimalement les informations suivantes¹⁴ :

- le mandat du comité d'efficience;
- les stratégies envisagées;
- les cibles;

¹⁴ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 50.

- les objectifs à atteindre;
- un échéancier multiannuel d'implantation.

Le plan déposé encadre l'implantation de mesures, moyens et actions pour améliorer l'efficacité. Il est élaboré de manière à concilier, selon le Distributeur, le maintien de la qualité du service, la satisfaction de la clientèle et l'évolution des besoins d'affaires.

Le comité d'efficacité a pour mandat d'analyser l'évolution des sous-processus d'affaires, d'établir un plan d'analyse, de déployer des pistes d'efficacité et d'envisager des mécanismes de suivi¹⁵.

Les stratégies envisagées concernent principalement deux types d'actions d'efficacité, soit les actions de gestion courante et les actions structurantes.

En ce qui concerne les actions de gestion courante, le Distributeur mentionne que les sous-processus devront, à compter de 2008, améliorer globalement leur efficacité de 1 % par année pour atténuer de façon récurrente l'augmentation de la croissance des activités et des charges d'exploitation. Cet objectif global équivaut à une réduction des charges d'exploitations nettes de l'ordre de 10,0 M\$ annuellement, soit plus de 2,50 \$/abonnement¹⁶.

De plus, le Distributeur est en mesure de réduire ses charges d'exploitation de 30,0 M\$ en 2008, ce qui contribue à maintenir la hausse des charges d'exploitation près de l'inflation.

Le Distributeur identifie trois actions structurantes d'envergure, outre le projet SIC : le recours à la radiofréquence pour effectuer la relève des compteurs, l'accroissement du libre service/réponse vocale interactive (RVI/Web) et l'implantation du système Répartition des équipes et activités assistée par ordinateur.

Au sujet de l'échéancier multiannuel d'implantation, le Distributeur décrit le niveau d'avancement des analyses de ses sous-processus d'affaires. Le diagnostic et les enjeux de neuf sous-processus sur 27 ont été élaborés, sans toutefois que des cibles aient été définies à ce jour.

¹⁵ Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 16, diagramme 1.

¹⁶ Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 17, lignes 11 à 17.

Quant aux objectifs visés, le Distributeur entend maintenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs portant sur les « Charges d'exploitation nettes » (« CEN ») sous l'inflation pour la période 2003 à 2008, tout en conservant le même niveau de qualité de service. Il entend faire de même pour les autres indicateurs d'efficacité sur la période 2001 à 2008.

Le Distributeur anticipe également des bénéfices de 20,0 M\$ générés annuellement à compter de 2009 par le projet SIC.

La Régie est satisfaite du plan intégré d'amélioration de l'efficacité présenté par le Distributeur. Dans ce cadre, elle note l'objectif du Distributeur de générer des gains annuels et récurrents de 1 % dans ses charges d'exploitation.

La Régie note l'engagement du Distributeur à maintenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs « CEN » sous l'inflation pour la période 2003 à 2008, ainsi que celle des autres indicateurs pour la période 2001 à 2008. Elle s'attend cependant à ce que le Distributeur formule à l'avenir ses engagements sur une période mobile de cinq ans.

Décision : La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du dépôt du prochain dossier tarifaire, une mise à jour du plan intégré d'amélioration de l'efficacité.

2.2 BALISAGE

En 2006, le Distributeur participait, pour la quatrième année consécutive, au programme de balisage de la firme américaine PA Consulting. Le Distributeur présente les résultats 2005 des exercices de balisage pour les processus « SALC » et « Distribution ».

Processus SALC

Cet exercice implique 25 participants. Le tableau ci-dessous indique que la performance globale du Distributeur est similaire à celle de l'année précédente. Il demeure dans le troisième quartile (Q3) et ses coûts par abonnement n'augmentent que de 0,33 \$US (ou 0,6 %).

Néanmoins, le Distributeur présente un coût total par abonnement supérieur de 5 % à celui de la moyenne des participants et de 31 % à celui des entreprises occupant le premier quartile (Q1). Le Distributeur attribue ces résultats à la hausse de plus de 7 % du dollar canadien sur la période étudiée.

Par ailleurs, la performance du Distributeur s'est améliorée puisque son coût total par abonnement a augmenté de 0,6 % tandis que celui de la moyenne des autres participants a augmenté de 3 %, sur la même période.

TABLEAU 2
COÛTS PAR ABONNEMENT – CLASSEMENT

<i>Coûts par abonnement (en \$US)</i>	<i>2004</i>			<i>2005</i>			
	<i>Moyenne</i>	<i>HQD</i>	<i>Rang HQD</i>	<i>Q1</i>	<i>Moyenne</i>	<i>HQD</i>	<i>Rang HQD</i>
Centre de contacts clients	9,56	14,92	Q4	7,31	9,62	14,13	Q4
Facturation	6,81	6,67	Q3	5,69	6,94	8,11	Q4
Encaissement	2,60	1,28	Q1	1,11	1,70	1,04	Q1
Relève	8,29	9,15	Q3	7,28	9,16	9,51	Q3
Activités terrain (mesurage)	8,46	3,34	Q1	2,53	6,50	3,13	Q2
Recouvrement	13,97	16,74	Q4	8,82	16,69	15,92	Q3
Subtilisation	0,62	0,78	Q4	0,36	0,70	0,62	Q3
Support	4,97	6,40	Q3	3,74	6,61	7,15	Q3
Total	55,14	59,28	Q3	45,62	56,78	59,61	Q3

Source : Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 23

Le Distributeur présente également les résultats de trois services liés au processus « SALC ». Sa performance et celle de la moyenne des participants sont similaires d'une année à l'autre.

La Régie note que le Distributeur participera au programme *Customer Service* de la firme PA Consulting en 2008, sur la base des résultats de 2007, ce qui respecte la fréquence de deux ans acceptée par la Régie dans sa dernière décision¹⁷.

Décision : Le Distributeur doit poursuivre ses efforts d'implantation de meilleures pratiques d'affaires pour réduire l'écart de performance qui persiste entre lui et les entreprises plus performantes.

¹⁷ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 27.

Processus Distribution

Les résultats du programme de balisage 2006 pour le processus « Distribution » utilisent des données de 2005. Un total de 27 participants ont pris part à cet exercice. PA Consulting a utilisé six indicateurs de coûts, sept indicateurs de continuité de service et quatre indicateurs de sécurité des travailleurs pour produire les résultats.

TABLEAU 3
RÉSULTATS GLOBAUX — PROCESSUS DISTRIBUTION

<i>Volets</i>	<i>2004</i>		<i>2005</i>	
	<i>Rang sur 27</i>	<i>Rang HQD</i>	<i>Rang sur 19</i>	<i>Rang HQD</i>
Coûts	13 - 15	entre Q2 et Q3	11 - 13	Q3+
Continuité de service	13 - 14	entre Q2 et Q3	12 - 14	Q3-
Sécurité au travail	22 - 23	Q4+	18	Q4-
Global	17	Q3+	17	Q4+

Source : Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 26

Les trois indicateurs de coûts par client utilisés montrent des baisses de coûts allant de 4 % à 14 % au cours de la période étudiée, sans toutefois permettre d'améliorer le classement par rapport aux autres entreprises, puisqu'il passe de la médiane au début du troisième quartile (Q3+).

La performance du Distributeur pour les indicateurs de continuité de service s'est détériorée de 2004 à 2005.

Au niveau de la sécurité au travail, sa performance s'est également détériorée. Cependant, ce classement est attribuable, entre autres, à un contexte réglementaire différent aux États-Unis.

Dans la décision D-2007-12, la Régie demande au Distributeur de faire rapport des divers moyens mis en oeuvre pour améliorer la sécurité au travail¹⁸. Le Distributeur précise donc

¹⁸ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 27.

qu'un audit de diligence raisonnable a été réalisé en 2006 en matière de santé et sécurité et qu'aucun élément non conforme n'a été trouvé. De plus, il introduira, au cours de la prochaine année, un programme cadre de prévention, basé sur une approche comportementale, et un plan quinquennal d'amélioration de 25 % du taux de fréquence des accidents.

Dans l'ensemble, le Distributeur a été moins performant en 2005 qu'en 2004, passant du début du troisième quartile (Q3) au début du quatrième quartile (Q4). Il doit donc poursuivre l'amélioration du processus « Distribution » en favorisant une hausse de la productivité et de la qualité, en dégagant davantage de gains d'efficience et en appliquant une gestion plus serrée des coûts.

Quant à la sécurité au travail, la Régie est satisfaite des moyens d'amélioration mis en œuvre par le Distributeur.

2.3 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

Centre de services partagés (CSP)

Les charges de services partagés par abonnement ont crû de 1,1 % entre 2004 et 2008, alors qu'elles ont augmenté de 5,3 % de 2007 à 2008. La tendance de court terme est ainsi moins favorable que la tendance de long terme en raison de la mise en service du projet SIC en 2008.

Le Distributeur présente également cinq indicateurs d'efficience spécifiques du CSP, établis sur la base de sa consommation et des coûts qui lui sont facturés. À l'exception du coût d'exploitation par mètre carré, l'ensemble des indicateurs spécifiques affiche une progression inférieure à l'inflation autant sur la période 2004 à 2008 que sur la période 2007-2008.

TABLEAU 4
INDICATEURS DE CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

<i>Indicateurs</i>	<i>2004 (réel)</i>	<i>2005 (réel)</i>	<i>2006 (réel)</i>	<i>2007 (D-2007-12)</i>	<i>2008 (projeté)</i>	<i>Croissance annuelle moyenne 2004-2008</i>	<i>Croissance annuelle 2007-2008</i>
Charges de services partagés (\$) par abonnement au Québec	100,13	97,77	95,70	99,33	104,64	1,1 %	5,3 %
Coût d'exploitation des services immobiliers (\$ / m ²)	90,30	90,20	96,70	101,60	104,20	3,8 %	2,6 %
Taux d'innoculation (%)	1,6	1,4	0,9	0,9	0,3	s. o.	s. o.
Coût d'entretien (\$) / Véhicules équivalents	2 872	2 871	2 980	3 081	3 019	1,3 %	(2,0 %)
Coût de gestion CSP (\$) / Matériel consommé	0,18	0,17	0,18	0,19	0,15	(4,2 %)	(21,1 %)
Coût moyen (\$) / Ordinateur	2 594	2 422	2 199	2 140	2 105	(4,7 %)	(1,6 %)

Source : Pièce B-1-HQD-3, document 2, pages 7 et 12

Compte tenu des résultats, et tel que mentionné précédemment, la Régie s'attend à ce que l'impact du projet SIC soit ponctuel et que, par la suite, le niveau des charges de services partagés par abonnement retrouve une croissance similaire, voire inférieure, à celle du taux d'inflation.

Groupe Technologie

Le Groupe Technologie assure une gestion et un suivi des activités de télécommunication, technologie et télécommunication spécialisée relevant auparavant de la division TransÉnergie.

De 2004 à 2008, la croissance annuelle moyenne de l'indicateur « Coût moyen (\$) / ligne téléphonique » est de 3,8 %. Le Distributeur attribue ce résultat à l'utilisation de technologies plus coûteuses afin de répondre aux besoins des centres d'appels en territoire et à l'augmentation de la charge de retraite.

Pour sa part, la croissance de 2007 à 2008 est inférieure à l'inflation, principalement à cause des augmentations de volume de lignes téléphoniques d'Hydro-Québec et d'une augmentation de la clientèle.

La Régie juge satisfaisants les résultats de l'indicateur d'efficience présentés par le Groupe Technologie.

Plan de balisage

En conformité avec la décision D-2007-12¹⁹, le Distributeur dépose le plan de balisage proposé par le CSP pour la période 2008 à 2011, accompagné d'un calendrier multiannuel de réalisation des exercices de balisage par domaine d'activités²⁰. Ce plan reflète les priorités d'amélioration des produits et services offerts et vise à intégrer de meilleures pratiques d'affaires afin d'accroître sa performance et la satisfaction de ses clients.

La Régie est satisfaite du plan de balisage déposé.

Décision : La Régie demande au Distributeur de déposer une mise à jour de ce plan lors du prochain dossier tarifaire.

Composantes des indicateurs

Décision : La Régie demande au Distributeur de fournir les composantes de tous les indicateurs d'efficience du CSP²¹, tel qu'il le fait dans le cadre de ses propres indicateurs internes²².

3. COÛT DE SERVICE, BASE DE TARIFICATION ET REVENU REQUIS

3.1 CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

Le Distributeur présente un sommaire des principes réglementaires et des conventions comptables qu'il juge pertinents à sa demande. En plus des conventions déjà reconnues par la Régie²³, il présente des ajouts et modifications aux conventions comptables, afin qu'elles reflètent les nouvelles normes de l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) et les demandes spécifiques de la Régie.

¹⁹ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, pages 33 et 34.

²⁰ Pièce B-1-HQD-3, document 2, pages 20 à 23.

²¹ Pièce B-1-HQD-12, document 2, page 12, tableau 1.

²² Pièce B-1-HQD-3, document 1, annexe 2, page 41.

²³ Pièce B-1-HQD-7, document 1, pages 5 et 6.

3.1.1 CONTRATS DE LOCATION

Depuis le 1^{er} janvier 2005, l'Abrégé des délibérations CPN-150 du Comité sur les problèmes nouveaux de l'ICCA détermine comment un accord est assorti d'un contrat de location.

L'application de cette nouvelle convention a un impact sur la présentation de la contribution visant à rembourser les coûts d'acquisition et d'installation des équipements du poste de départ et sur la présentation du contrat d'approvisionnement en électricité avec Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) pour alimenter les clients de Schefferville.

Décision : La Régie reconnaît l'application de cette nouvelle convention comptable, puisqu'elle est conforme aux principes comptables généralement reconnus (PCGR).

3.1.2 INSTRUMENTS FINANCIERS ET RELATIONS DE COUVERTURE

Depuis le 1^{er} janvier 2007, les chapitres 3855 et 3865 du Manuel de l'ICCA, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », et « Couvertures » sont en vigueur.

L'ICCA met également fin, avec effet rétroactif, aux règles transitoires de la NOC-13 portant sur le report de certains gains/pertes sur les instruments financiers utilisés dans des relations de couverture. Elle a aussi adopté les recommandations du chapitre 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation », et du chapitre 1530, « Résultat étendu ».

L'implantation de ces recommandations a pour effet de modifier certaines normes comptables, déjà approuvées par la Régie, qui affectent la dette à long terme, la conversion de devises, les instruments dérivés – swaps de devises, les instruments dérivés – swaps de taux d'intérêt ainsi que les relations de couvertures.

Le dossier du Distributeur résume les impacts des nouvelles normes concernant la comptabilisation des instruments financiers et relations de couverture sur les normes déjà approuvées par la Régie²⁴.

²⁴ Pièce-B-1-HQD-7, document 1, page 13.

Décision : La Régie reconnaît l'application, aux fins réglementaires, des nouvelles normes comptables relatives à la comptabilisation des instruments financiers et les relations de couverture. Les motifs de cette décision sont présentés à la section 3.5.3 portant sur le coût de la dette du Distributeur.

3.1.3 RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

Le Distributeur procède annuellement à la révision des durées de vie utile de ses immobilisations, tel que prévu à son plan quinquennal. En 2006, des modifications de durées de vie utile sont apportées pour les autocommutateurs du centre d'appels et pour le bâtiment administratif situé au 140 Crémazie, à Montréal.

La durée de vie des autocommutateurs est passée de huit ans à six ans, ce qui entraîne une baisse du revenu requis d'environ 2,0 M\$ pour 2008 et de 0,3 M\$ pour 2009.

En ce qui a trait au bâtiment administratif, la révision des durées de vie entraîne une baisse du revenu requis d'environ 0,6 M\$ pour 2008 et 2009.

Décision : La Régie reconnaît les modifications des durées de vie utile, telles que présentées par le Distributeur, pour les autocommutateurs du centre d'appels et pour le bâtiment administratif.

3.1.4 COÛTS NETS LIÉS AUX SORTIES D'ACTIFS

Dans sa décision D-2007-12²⁵, la Régie demande au Distributeur de soumettre, dans le cadre du dossier tarifaire 2008, une proposition sur la possibilité de raccourcir la période d'amortissement maximale, soit 10 ans, des actifs classés sous la rubrique « Coûts nets liés aux sorties d'immobilisation corporelles et d'actifs incorporels » et d'indiquer les impacts sur le revenu requis du Distributeur, le cas échéant.

Pour faire suite à la demande de la Régie, le Distributeur doit travailler avec le Transporteur afin d'analyser le bien-fondé du maintien de la pratique actuelle.

Le Distributeur présentera les résultats de ce travail lors du prochain dossier tarifaire.

²⁵ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, pages 58 et 59.

3.2 PRÉVISION DE LA DEMANDE

Pour l'année 2008, le Distributeur prévoit des ventes de 172,3 TWh, soit une diminution de 275 GWh par rapport à l'année 2007, auxquels s'ajoutent les pertes de transport et de distribution de 7,5 % pour des besoins prévus de 185,4 TWh.

En réponse à une demande de la Régie, le Distributeur précise la façon dont il calcule le taux de pertes. Ce taux est notamment utilisé dans le cadre de la prévision des besoins ainsi que pour le calcul du compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité postpatrimoniale :

« Pour déterminer le taux de pertes réel d'une année historique, le Distributeur calcule tout d'abord le volume de pertes en retirant des besoins réels en énergie (énergie reçue au niveau de l'approvisionnement) la consommation réelle de ses clients (ventes corrigées des ajustements comptables pertinents plus l'usage interne). En divisant ce volume de pertes réel par la consommation réelle, le Distributeur obtient le taux de pertes réel.

Pour déterminer le taux de pertes normalisé d'une année historique, le Distributeur fait de même en utilisant cependant des données de besoins en énergie et de consommation normalisés pour les conditions climatiques. »²⁶

Dans le cadre de la préparation des prévisions, les ventes réelles d'électricité sont ajustées pour les faire correspondre aux ventes selon des conditions climatiques normales. Ce mécanisme permet une meilleure appréciation de la prévision de la demande. Après normalisation des ventes de l'année de base 2007, la croissance prévue des ventes est de l'ordre de 559 GWh²⁷.

À compter de 2007, le Distributeur change son évaluation de la normale climatique, notamment en modifiant la considération du réchauffement climatique. Globalement, pour l'année 2007, la nouvelle normale climatique a un impact de -757 GWh sur la prévision des ventes et d'environ -340 MW sur la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver²⁸.

L'évolution anticipée des ventes pour l'année témoin 2008 est résumée ci-dessous²⁹.

²⁶ Pièce B-67-HQD-18, document 17, page 3.

²⁷ Pièce B-1-HQD-2, document 1, page 5; pièce B-8-HQD-15, document 1, partie A, page 5; Ventes normalisées de janvier à avril 2007.

²⁸ Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 17 à 21.

²⁹ Pièce B-1-HQD-2, document 1, pages 8 et 9.

Tarif D. La croissance des ventes prévues de 25 GWh (626 GWh après normalisation pour les conditions climatiques de 2007) résulte principalement des mises en chantier résidentielles. De plus, l'année bissextile ajoute des ventes de l'ordre de 250 GWh en 2008.

Tarifs G et M. La croissance prévue aux tarifs G et M est de 403 GWh (620 GWh après normalisation pour les conditions climatiques de 2007). Elle s'explique par l'évolution prévue des paramètres démographiques et économiques ainsi que par une légère amélioration de la position concurrentielle de l'électricité.

Tarif L. La baisse de 103 GWh anticipée (diminution de 63 GWh après normalisation pour les conditions climatiques de 2007) résulte essentiellement de la fermeture de l'usine de Norsk Hydro au printemps 2007. Cette baisse est atténuée par certains ajouts de capacité, notamment dans le secteur minier.

Contrats spéciaux. L'anticipation de livraisons plus faibles à Alcan en 2008 n'est que partiellement compensée par les ajouts de production prévus ailleurs, ce qui explique la diminution des ventes de 2008 (-643 GWh).

En audience, le Distributeur souligne qu'en raison de difficultés dans la grande industrie, l'évaluation de la prévision de la demande de 2008 est revue à la baisse en cours de dossier, sans que ce dernier soit modifié³⁰.

S.É./AQLPA et l'**UC** recommandent à la Régie d'approuver la nouvelle normale climatique présentée par le Distributeur. L'**UC** recommande également que le Distributeur poursuive l'amélioration de cette normale³¹.

La Régie prend note de l'utilisation d'une nouvelle normale climatique. Elle demande au Distributeur de présenter, dans les prochains dossiers tarifaires, tout changement significatif à la méthodologie ainsi que les impacts sur les prévisions.

Étant donné le caractère technique du calcul des taux de pertes, la Régie considère qu'un examen détaillé de ce sujet serait utile.

Décision : La Régie demande au Distributeur de prévoir, au printemps 2008, une présentation au personnel de la Régie portant sur le calcul des taux de pertes réel et

³⁰ Pièce A-21-1-Notes sténographiques (NS) du 4 décembre 2007, pages 193 à 198.

³¹ Pièce A-21-10-NS du 18 décembre 2007, pages 47, 48 et 120.

normalisé de même que l'utilisation des pertes dans le cadre du calcul du compte de *pass-on* et du coût des approvisionnements.

La Régie utilise les données de la prévision de la demande soumise par le Distributeur afin d'établir les tarifs pour l'année tarifaire 2008.

3.3 COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

Dans sa demande initiale, le Distributeur présente des coûts d'approvisionnement de 5 034,5 M\$. En audience, il demande de mettre à jour le compte de *pass-on* de l'année 2007 sur la base de neuf mois réels et trois projetés (-48,9 M\$) et d'ajuster les contrats spéciaux (-5,8 M\$).

Les coûts d'approvisionnement du Distributeur passent du montant autorisé de 4 893,8 M\$ en 2007 à 4 979,8 M\$, en 2008. Cette hausse survient malgré une diminution de plus de 100,0 M\$ des achats d'électricité postpatrimoniale. Elle s'explique principalement par la réduction du solde créditeur du compte de *pass-on* et, dans une moindre mesure, par la diminution de l'ajustement pour contrats spéciaux.

TABLEAU 5
COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

<i>(en M\$)</i>	<i>2006 (réel)</i>	<i>2007 (D-2007-12)</i>	<i>2007 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2008 (projeté)</i>	<i>Différence 2008-2007 (D-2007-12)</i>	
Électricité patrimoniale	4 548,9	4 603,5	4 607,4	4 603,5	0,0	
Électricité postpatrimoniale	238,1	663,9	642,8	555,9	(108,0)	(16,3 %)
Tarifs de gestion et énergie de secours	20,6	1,5	2,6	0,5	(1,0)	(66,7 %)
Ajustement des contrats spéciaux	(33,3)	(160,1)	(25,2)	(124,6)	35,5	(22,2 %)
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité postpatrimoniale	267,2	(215,0)	(222,4)	(59,7)	155,3	72,2 %
Compte de frais reportés pour l'électricité interruptible	(1,1)	0,0	(3,0)	4,2	4,2	
Total	5 040,4	4 893,8	5 002,2	4 979,8	86,0	(1,8 %)

Sources : Pièce B-1- HQD-7, document 2, page 3; pièce B-47-HQD-17, document 3, page 1; dossier R-3610-2006, pièce B-70-HQD-20, document 1, page 9

Décision : La Régie reconnaît, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les coûts d’approvisionnement, sous réserve d’une mise à jour à la rubrique « Ajustement des contrats spéciaux », tel que mentionné à la section 3.4 au tableau 9.

Solde du compte de pass-on et mise à jour sur la base de neuf mois réels et trois mois projetés

Dans sa demande initiale, le Distributeur demande à la Régie de refléter le solde créditeur de -10,8 M\$ du compte de *pass-on* 2005, 2006 et 2007 dans son revenu requis 2008, tel que détaillé au tableau suivant.

TABLEAU 6
DÉTAIL DU SOLDE DU COMPTE DE *PASS-ON* POUR L’ANNÉE TÉMOIN PROJETÉE

<i>(en M\$)</i>	<i>Compte de pass-on</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Intérêts</i>	<i>Total</i>
2005	0,0	(5,5)	(1,3)	(6,8)
2006	0,0	(10,7)	(0,8)	(11,5)
2007 ⁽¹⁾	7,5	0,0	0,0	7,5
Sous-total	7,5	(16,2)	(2,1)	(10,8)
Ajustement 2007 ⁽¹⁾	(48,9)	0,0	0,0	(48,9)
Total	(41,4)	(16,2)	(2,1)	(59,7)

Sources : Pièce B-1-HQD-4, document 2, page 32; pièce B-47-HQD-17, document 3, page 1

Note : ⁽¹⁾ En audience, le Distributeur établit le solde du compte de *pass-on* 2007 à -41,4 M\$.

Le Distributeur inscrit dans son coût d’approvisionnement de 2008 l’ajustement du facturé/livré du compte de *pass-on* 2005, pour un montant créditeur de -6,8 M\$ incluant les intérêts, ainsi que la différence entre l’écart net présenté au dossier R-3610-2006 du compte de *pass-on* 2006 et les données réelles au 31 décembre 2006, pour un montant de -11,5 M\$ incluant les intérêts. Il inscrit également le compte de *pass-on* prévu pour l’année 2007 sur la base de quatre mois d’écarts réels et huit mois d’écarts projetés, pour un montant de 7,5 M\$.

En audience³², le Distributeur propose une mise à jour du compte de *pass-on* de 2007 sur la base de neuf mois réels et trois mois projetés pour -41,4 M\$, soit un ajustement de -48,9 M\$

³² Pièce B-47-HQD-17, document 3, page 1.

par rapport à la preuve initiale. Selon le Distributeur, cette demande se justifie par une meilleure équité intergénérationnelle et est en lien avec la décision antérieure de la Régie.

Dans sa décision D-2007-12³³, la Régie accepte de façon permanente la modalité de transfert des écarts dans le compte de *pass-on* sur la base de quatre mois réels et huit mois projetés. Cependant, elle demande au Distributeur d'utiliser les données de neuf mois réels et trois mois projetés et juge qu'une mesure exceptionnelle est justifiée en raison de l'importance de la variation du solde créditeur. Elle souligne que dans le cas exceptionnel d'une augmentation rétroactive du coût de transport pour les années 2005 et 2006, il faut répondre par une mesure exceptionnelle pour la récupération du compte de frais reportés. De plus, elle considère que l'équité intergénérationnelle est un principe important visant à favoriser l'imputation des coûts encourus pour une année dans les tarifs de la même année.

L'ACEF de Québec, l'AIEQ, l'AQCIE/CIFQ, la FCEI, OC, S.É./AQLPA et l'UC sont d'accord avec la mise à jour sur la base de neuf mois réels et trois mois projetés du compte de *pass-on* 2007. L'utilisation du montant créditeur de -48,9 M\$ est examinée dans la section 3.4.

Décision : Considérant l'importance du solde créditeur et la possibilité d'une variation à la hausse de ce solde due à une diminution de la prévision de la demande du secteur industriel, la Régie juge qu'une mesure exceptionnelle est justifiée encore cette année. Elle accueille la demande du Distributeur d'utiliser les données de neuf mois réels et trois projetés dans l'établissement du compte de *pass-on* 2007 évalué à -41,4 M\$.

Indicateurs de suivi

Le Distributeur dépose en preuve les indicateurs de suivi de sa gestion des approvisionnements pour l'année 2006. À cet effet, la Régie note que le volume d'électricité patrimoniale inutilisée est de 1,9 TWh. Ce résultat est attribuable aux variations importantes de la demande (7,7 TWh), notamment en raison de l'aléa climatique.

Par ailleurs, un volume de 96 GWh est acquis en vertu de l'entente cadre conclue avec Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur).

Le coût unitaire moyen de l'énergie postpatrimoniale, pour l'année 2006 est de 11,4 ¢/kWh, soit un prix supérieur au prix de référence moyen basé sur le *Day Ahead Market* (DAM) de la zone M du *New York Independent System Operator* (NYISO) de 8,1 ¢/kWh. Ce prix de

³³ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, pages 16 et 17.

référence est calculé selon l'hypothèse que le Distributeur aurait réalisé au fur et à mesure tous ses achats sur le DAM de la zone M du NYISO en ajoutant au coût de l'énergie (7,5 ¢/kWh) les coûts de puissance, le coût d'intégration éolienne et de l'entente cadre. Deux facteurs expliquent l'écart entre le prix payé et le prix de référence.

Premièrement, le Distributeur a effectué une partie de ses achats pour l'année 2006 à la fin de l'année 2005, période où les anticipations du marché pour le prix de l'énergie en 2006 ont été plus élevées que les prix réels.

Deuxièmement, compte tenu des températures au-dessus des normales saisonnières, le Distributeur a dû exercer l'option de réduction des quantités associées à certains contrats de court terme.

Dans un contexte de prix dépréciés, le Distributeur a comblé, tel que prévu dans les contrats pour ce type de produit, le manque à gagner des fournisseurs afin d'exercer son option.

Décision : La Régie demande au Distributeur de poursuivre la présentation des indicateurs de suivi de gestion des approvisionnements postpatrimoniaux.

De plus, pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Distributeur de préciser sa comparaison du coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et du prix de marché. Ainsi, elle demande au Distributeur d'isoler la composante *court terme* de ses coûts d'approvisionnement et de la comparer au prix moyen du marché DAM de la zone M du NYISO, en justifiant tout écart significatif.

Revente 2007

En conformité avec la décision D-2007-13³⁴, le Distributeur fournit un rapport détaillé des activités de revente pour l'année 2007 incluant des données prévisionnelles pour les derniers mois de l'année. On peut y noter les éléments suivants :

- plus de 90 % des volumes d'énergie ont été vendus par appel d'offres de blocs de 50 MW, les volumes résiduels ayant été vendus par transactions bilatérales et sur le DAM;
- les trois appels d'offres effectués avant le mois d'avril, soit la revente de 65 % (1,96 TWh) des volumes offerts par appel d'offres par le Distributeur³⁵, ont conduit à de bons résultats en ce qui a trait aux prix obtenus et aux nombres de contreparties;

³⁴ Décision D-2007-13, dossier R-3624-2007, 26 février 2007.

³⁵ Pièce B-8-HQD-15, document 1, partie A, page 20, tableau R-11.2.

- une baisse d'intérêt marquée de la part des contreparties pour les appels d'offres effectués après le mois de mars;
- trois blocs de 50 MW, sur une possibilité de 10, ont été octroyés pour les deux appels d'offres émis en avril et mai; par la suite, seule Hydro-Québec Production s'est vue octroyer les blocs d'énergie offerts par le Distributeur au point de livraison HQT;
- le Distributeur a réduit l'énergie acquise en vertu du contrat cyclable avec Hydro-Québec Production pendant les mois de mai et de juin 2007.

Le regroupement **FCEI/OC/UC/RNCREQ** (le Regroupement) soumet un mémoire traitant de la revente des surplus du Distributeur dont les conclusions sont :

- la revente des surplus du Distributeur sur les marchés voisins a été une bonne décision et devrait être répétée dans les années à venir pour écouler les surplus futurs;
- les appels d'offres du Distributeur ont été bien exécutés malgré que certains aspects pourraient être améliorés, tels les délais et les coûts trop élevés associés au ré-aiguillage.

EBMI, pour sa part, mentionne que le Distributeur n'a fourni aucun détail quant à la justesse des choix effectués pour la gestion des surplus en 2007. De plus, elle estime que les résultats des appels d'offres effectués en mars pour la période de livraison couvrant le mois d'avril démontrent que l'injection de 600 MW résultant de la vente des surplus du Distributeur n'a pas occasionné de baisse de prix significative par rapport aux prix à terme ajusté du *basis* historique à la zone M du NYISO. EBMI estime que les mauvais résultats des appels d'offres effectués après le mois de mars sont attribuables à une chute de prix à la zone M du NYISO. Selon l'intervenante, il est plausible de prétendre que ce signal de prix est tributaire des événements liés à la plainte effectuée par DC Energy auprès de la (Federal Energy Regulatory Commission) (FERC) à l'égard des pratiques alléguées de congestion à la zone M contre HQ Energy Services, filiale d'Hydro-Québec. EBMI affirme qu'il s'agit d'une situation temporaire qui devrait en principe s'estomper à court terme après la décision de la FERC.

La Régie est satisfaite du fait que le Distributeur a effectué la grande majorité de ses transactions de revente par appel d'offres. De plus, la Régie note que le Distributeur n'a eu qu'un très court délai pour effectuer le premier appel d'offres pour revendre les surplus pendant la période de livraison du mois de mars, compte tenu que la décision D-2007-13 a été rendue le 26 février 2007.

Toutefois, la Régie constate que le Distributeur n'a pas contacté les participants des premiers appels d'offres pour comprendre les raisons pour lesquelles la participation aux appels d'offres subséquents a diminué.

La Régie favorise la communication entre le Distributeur et les contreparties. Cela est un élément essentiel d'une bonne stratégie de revente, puisqu'elle permet au Distributeur d'adapter sa stratégie de revente aux variations dans les conditions de marché.

La Régie note également que le Distributeur a imposé une restriction dans son deuxième et plus important appel d'offres de revente, tenu le 9 mars 2007, en limitant l'accès au point HQT à une seule contrepartie, soit Hydro-Québec Production.

La Régie est d'avis que, conformément aux dispositions des Tarifs et conditions des services de transport³⁶, l'accès au point HQT, au moment de procéder aux appels d'offres, aurait dû être offert à tous les clients point à point. Elle comprend que le point HQT est maintenant accessible à tous.

Finalement, la Régie note que l'examen des activités de revente 2007 ne pourra être complété que lors du prochain dossier tarifaire, puisque les données réelles n'ont pu être rendues disponibles au cours du présent dossier.

Décision : La Régie demande le dépôt du compte rendu complet des activités de revente, lors du prochain dossier tarifaire.

Revente 2008

En ce qui a trait aux activités de revente en 2008, le dossier tarifaire fait état de surplus de 3,9 TWh. Compte tenu de l'expérience de revente de 2007 et des volumes importants qui seront transigés sur les marchés de court terme en 2008, le Distributeur juge prudent de retenir un signal de prix de marché intégrant un écart à la baisse de l'ordre de 3,00 \$US/MWh par rapport aux prix à terme de référence pour la revente.

De plus, le Distributeur annonce, lors de l'audience, que les surplus pour l'année 2008 sont réajustés à 5,6 TWh. À ce montant, il ajoute l'impact de 1,0 TWh de la fermeture de l'usine de Bowater. Finalement, la suspension du contrat d'approvisionnement de TransCanada Energy Ltd (-4,3 TWh) aura un impact à la baisse sur les surplus. En tenant compte de

³⁶ Approuvés par la Régie de l'énergie conformément à la décision D-2007-34, dossier R-3605-2006, en date du 30 mars 2007.

l'information dévoilée au cours de l'audience, les surplus du Distributeur en 2008 seraient donc de 2,3 TWh au lieu des 3,9 TWh présentés au dossier.

Le **Regroupement** présente des recommandations sur le sujet :

- outre l'utilisation du processus d'appel d'offres pour la vente de produits énergétiques standards, une utilisation plus importante de ventes par transactions bilatérales offre une plus grande flexibilité quant aux produits offerts;
- les règles de fonctionnement de la revente, par appel d'offres ou par transactions bilatérales, devraient être mieux adaptées aux besoins et aux réalités de marché dans lesquels les acheteurs potentiels évoluent afin d'augmenter leur nombre;
- dans certaines circonstances, le Distributeur pourrait augmenter la valeur de la revente de ses surplus en ajoutant à la vente d'énergie, la vente de puissance et de crédits environnementaux associés à la production éolienne, qui sont des éléments de son portefeuille d'approvisionnement postpatrimonial.

EBMI considère injustifié l'ajustement de 3,00 \$US/MWh par rapport au prix à terme de référence pour la revente, puisque cet ajustement découle de l'expérience de revente en 2007 qui incorpore une baisse de prix à la zone M du NYISO résultant d'un événement circonstanciel qui n'a aucune raison de se reproduire. Elle recommande à la Régie de ne pas considérer cette marge de manœuvre dans l'évaluation des revenus potentiels de la revente en 2008.

Compte tenu des bons résultats obtenus lors des premiers appels d'offres, EBMI recommande que le Distributeur retienne l'appel d'offres comme premier outil de gestion de ses surplus postpatrimoniaux.

De plus, EBMI souligne le fait que quatre entités, pouvant être acheteurs pour les surplus du Distributeur en 2008, ont participé à un encan pour acheter 600 MW de transport ferme pour l'année 2008 sur le réseau de la Nouvelle-Angleterre, afin d'exporter de l'énergie en provenance du Québec vers le ISO New England, région où les prix sont historiquement plus élevés que ceux de la zone M du NYISO.

Décision : La Régie recommande au Distributeur de tenir compte des diverses suggestions apportées par les intervenants afin de bonifier les résultats attendus de la revente des surplus en 2008.

3.4 COÛTS DE TRANSPORT

Les coûts de transport présentés par le Distributeur sont évalués à 2 723,6 M\$ en 2008, tels qu'indiqués au tableau suivant.

TABLEAU 7
COÛTS DE TRANSPORT

<i>(en M\$)</i>	2006 <i>(réel)</i>	2007 <i>(D-2007-12)</i>	2007 <i>(réel 4/12 - budget 8/12)</i>	2008 <i>(projeté)</i>	Différence 2008-2007 <i>(D-2007-12)</i>	
Tarif de transport estimé	2 313,0	2 483,0	2 483,0	2 540,0	57,0	2,3 %
Amortissement des frais reportés 2005 et 2006		70,0	70,0	107,0	37,0	52,9 %
Prise en compte des frais reportés 2007				58,9	58,9	
Ajustement - revenus de point à point court terme 2007 du Transporteur				(41,3)	(41,3)	
Sous-total	2 313,0	2 553,0	2 553,0	2 664,6	111,6	4,4 %
Amortissement additionnel des frais reportés 2005 et 2006				59,0	59,0	
Total	2 313,0	2 553,0	2 553,0	2 723,6	170,6	6,7 %

Sources : Pièce B-1-HQD-4, document 3, page 11; pièce B-1-HQD-6, document 1, page 3; pièce B-47-HQD-17, document 3, page 1; dossier R-3610-2006, pièce B-70-HQD-20, document 1, page 9

Disposition du compte de frais reportés de transport pour les années 2005 et 2006

Dans sa décision D-2007-12³⁷, la Régie invite le Distributeur à adopter les mesures nécessaires pour récupérer le plus rapidement possible le solde du compte de frais reportés de transport pour les années 2005 et 2006 dans le coût de service 2008. La Régie demande au Distributeur d'appliquer, entre autres, tout solde créditeur du compte de *pass-on* lors du dépôt du dossier tarifaire 2008 prioritairement en réduction du solde débiteur du compte de frais reportés des coûts de transport.

Le Distributeur propose initialement d'amortir en 2008 une tranche de 107,0 M\$ du solde des frais reportés non amorti des années 2005 et 2006. Cet amortissement tient compte par ailleurs du solde créditeur net de 10,8 M\$ du compte de *pass-on*, disponible pour la récupération du solde de frais reportés de transport.

³⁷ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 20.

En audience, il propose une mise à jour du compte de *pass-on* sur la base de neuf mois réels et trois mois projetés et demande à la Régie d'utiliser le montant créditeur additionnel en réduction du solde des frais reportés de transport, tout en maintenant une hausse tarifaire de 2,9 %.

Le Distributeur confirme que le montant de la récupération du compte de frais reportés de transport est déterminé dans le but de limiter la hausse tarifaire à 2,9 %. Pour le Distributeur, un ajustement en deçà de 3 % apparaît raisonnable, en regard de l'évolution du coût de service, et assure une certaine stabilité tarifaire.

TABLEAU 8
MODIFICATIONS DEMANDÉES EN AUDIENCE PAR LE DISTRIBUTEUR

Revenu requis (en M\$)	Selon la demande initiale et la mise à jour du taux de rendement	10 540,0
Achats d'électricité	Intégration du compte de <i>pass-on</i> sur la base de 9 mois réels et 3 mois projetés	(48,9)
Achats d'électricité	Ajustement du rabais des contrats spéciaux relié à l'augmentation des coûts de transport	(5,8)
Coût du capital	Ajustement principalement relié à la diminution du solde du CFR de transport 2005-2006 de la base de tarification	(4,3)
Service de transport	Intégration d'un montant additionnel du CFR transport 2005-2006	59,0
Revenu requis ajusté	Selon la demande amendée et la mise à jour du taux de rendement	10 540,0

Sources : Pièce B-47-HQD-17, document 3, page 1; pièce B-74-HQD-10, document 3, page 7

Le solde de frais reportés de transport est donc réduit d'un montant de 59,0 M\$ et s'établit à 119,4 M\$. Le Distributeur mentionne que la décision d'amortir ce solde sur une ou deux années se fera en fonction de l'ensemble des composantes du revenu requis de l'année témoin 2009. Le Distributeur anticipe pour 2008 un solde créditeur important du compte de *pass-on* qui pourrait permettre de récupérer en 2009 le solde des frais reportés de transport.

L'AIEQ, la FCEI, le GRAME et S.É./AQLPA accueillent favorablement l'utilisation du montant additionnel de 59,0 M\$ pour réduire les frais reportés de transport. Ils encouragent le Distributeur à amortir le plus rapidement possible les frais reportés afin de réduire les

coûts de financement. L'ACEF de Québec, l'AQCIE/CIFQ, OC et l'UC sont en faveur de réduire la hausse tarifaire de 2,9 % à 2,4 %, pour s'assurer d'une certaine stabilité tarifaire.

Le Distributeur ne recommande pas de réduire la hausse de 2,9 % demandée. Il invoque la grande variabilité du compte de *pass-on*, le principe d'équité intergénérationnelle et le respect de la décision D-2007-12.

La Régie est d'avis que dans le cas exceptionnel d'une charge rétroactive de frais de transport pour les années 2005 et 2006, il est nécessaire et dans l'intérêt public de tenir compte des mises à jours du compte de *pass-on* qui permettent de récupérer le solde le plus rapidement possible et ainsi réduire les coûts de financement qui s'y rattachent.

Décision : Considérant l'importance du montant et son caractère exceptionnel, la Régie demande au Distributeur d'appliquer au compte de frais reportés de transport le montant créditeur de 59,0 M\$ découlant de la mise à jour du compte de *pass-on* 2007.

De plus, elle note la volonté du Distributeur d'accélérer le processus de récupération des coûts de transport conformément à la décision D-2007-12. Cette façon de faire respecte le principe d'allouer les coûts à la génération de clients pour laquelle ils ont été encourus et réduit les coûts de financement.

Provision de l'année témoin

Selon la décision D-2008-019³⁸, le coût de transport de la charge locale passe de 2 540,0 M\$ à 2 525,8 M\$, soit 14,2 M\$ de moins que prévu au dossier.

Conformément à la décision D-2007-12³⁹ et au principe établi à la section 1.2.2 de la présente décision, ce montant doit servir à réduire le solde du compte de frais reportés de transport, sans affecter la hausse tarifaire demandée.

Décision : La Régie demande au Distributeur d'imputer ce montant en réduction du solde de frais reportés de transport pour les années 2005 et 2006. Elle demande

³⁸ Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, 15 février 2008, page 91.

³⁹ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 20.

également de mettre à jour les composantes du revenu requis en considérant les modifications estimées par la Régie au tableau suivant.

TABLEAU 9
AJUSTEMENT ESTIMÉ DÉCOULANT DE LA DÉCISION D-2008-019 RELATIVE
À LA DEMANDE DU TRANSPORTEUR

Revenu requis (en M\$)	Selon la demande amendée du Distributeur et la mise à jour du taux de rendement	10 540,0
Service de transport	Tarif de transport ajusté selon la D-2008-019	(14,2)
Achats d'électricité	Ajustement du rabais des contrats spéciaux relié à l'augmentation des coûts de transport	(1,7)
Coût du capital	Ajustement principalement relié à la diminution du solde du CFR de transport 2005-2006 de la base de tarification	(1,2)
Service de transport	Intégration d'un montant additionnel du CFR transport 2005-2006	17,1
Revenu requis estimé		10 540,0

Le solde de frais reportés de transport pour les années 2005 et 2006 est donc réduit de 17,1 M\$ et s'établit à 102,3 M\$.

Décision : En conséquence, la Régie reconnaît les coûts de transport de 2 726,5 M\$.

3.5 COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE SERVICE À LA CLIENTÈLE

Les « Coûts de Distribution et de SALC » se composent des postes suivants :

- Charges d'exploitation;
- Autres charges;
- Coût du capital.

Ces charges totalisent 2 836,6 M\$ et sont en hausse de 148,6 M\$ (5,5 %) par rapport au montant autorisé pour 2007.

TABLEAU 10
COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE SALC

<i>(en M\$)</i>	<i>2006 (réel)</i>	<i>2007 (D-2007-12)</i>	<i>2007 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2008 (projeté)</i>	<i>Différence 2008-2007 (D-2007-12)</i>	
Charges d'exploitation	1 151,1	1 212,8	1 208,2	1 251,6	38,8	3,2 %
Autres charges	725,0	740,1	740,1	800,9	60,8	8,2 %
Coût du capital ⁽¹⁾	629,2	735,1	735,3	784,1	49,0	6,7 %
Total	2 505,3	2 688,0	2 683,6	2 836,6	148,6	5,5 %

Sources : Pièce B-1-HQD-7, document 1, page 3; pièce B-47-HQD-17, document 3, page 1; pièce B-74-HQD-10, document 3, page 7

Note : ⁽¹⁾ En audience, le Distributeur demande de modifier le coût en capital 2008 d'un montant de -4,3 M\$ à la suite de l'ajustement du compte de frais reportés de transport.

3.5.1 CHARGES D'EXPLOITATION

Les charges d'exploitation passent d'un montant autorisé de 1 212,8 M\$ en 2007 à 1 251,6 M\$ en 2008, soit une hausse de 38,8 M\$ (3,2 %).

TABLEAU 11
CHARGES D'EXPLOITATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2006 (réel)</i>	<i>2007 (D-2007-12)</i>	<i>2007 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2008 (projeté)</i>	<i>Différence 2008-2007 (D-2007-12)</i>	
Charges brutes directes	1 082,1	1 126,4	1 129,7	1 138,0	11,6	1,0 %
Masse salariale	763,7	784,2	788,4	783,2	(1,0)	(0,1 %)
Autres charges directes	318,4	342,2	341,3	354,8	12,6	3,7 %
Charges de services partagés	371,4	391,0	389,7	412,6	21,6	5,5 %
Coûts capitalisés	(336,7)	(344,1)	(350,7)	(339,9)	4,2	(1,2 %)
Frais corporatifs	34,3	39,5	39,5	40,9	1,4	3,5 %
Total	1 151,1	1 212,8	1 208,2	1 251,6	38,8	3,2 %

Source : Pièce B-1-HQD-7, document 3, page 4

Selon le Distributeur, cette croissance de 38,8 M\$ est attribuable, d'une part, à la hausse des activités excluant les éléments spécifiques pour un montant de 23,2 M\$ (2,1 %), soit un

niveau équivalent à l'inflation et, d'autre part, à des éléments spécifiques qui progressent de 15,6 M\$ (12,1 %) et qui sont hors de son contrôle ou ponctuels⁴⁰.

Pour arriver à contenir la progression des charges à un niveau de 2,1 %, le Distributeur prévoit déployer les actions suivantes :

- la mise en place de mesure d'efficacité de gestion courante générant des gains de l'ordre de 1 % de ses charges d'exploitation, soit environ 10,0 M\$ par année;
- pour 2008, un resserrement additionnel et ponctuel de ses charges d'exploitation et du processus de comblement ou de création de postes permanents ou temporaires pour une contribution de 30,0 M\$;
- l'examen critique des projets sous le contrôle du Distributeur et leur incidence sur ses opérations, compte tenu de l'évolution ciblée des coûts totaux.

Le Distributeur soumet des éléments spécifiques et ponctuels⁴¹, tels que :

- Coût de retraite (-12,7 M\$);
- Automatisation du réseau (3,3 M\$);
- Alimentation des clients de la région de Schefferville (0,2 M\$);
- Maîtrise de la végétation (6,2 M\$);
- Stabilisation du projet SIC (10,0 M\$);
- Projet pilote TDT (5,8 M\$);
- Stratégie pour la clientèle faible revenu (2,8 M\$).

La Régie analyse l'évolution des charges d'exploitation dans une perspective globale, tout en accordant une attention particulière aux justifications spécifiques présentées à l'appui de la croissance des charges d'exploitation entre le montant autorisé en 2007 et celui demandé pour 2008.

Charges brutes directes

Les charges brutes directes se composent de la masse salariale et des autres charges directes.

⁴⁰ Pièce B-1-HQD-7, document 3, page 6.

⁴¹ Pièce B-1-HQD-7, document 3, page 7.

Masse salariale

La masse salariale s'établit à 783,2 M\$, en baisse de 1,0 M\$ (-0,1 %) par rapport au montant autorisé pour 2007. Cette baisse s'explique par une diminution des charges relatives aux avantages sociaux (-13,5 M\$) atténuée principalement par l'augmentation des salaires de base (8,2 M\$) et des primes et revenus divers (4,1 M\$).

Les charges relatives aux avantages sociaux passent de 197,2 M\$ autorisés en 2007 à 183,7 M\$ en 2008, soit une baisse de 6,8 %. Le Distributeur rappelle que le coût de retraite d'Hydro-Québec s'appuie sur des évaluations actuarielles et qu'il n'a aucun contrôle sur la prévision de ces coûts.

En ce qui a trait aux salaires de base, ils passent d'un montant autorisé de 501,9 M\$ en 2007 à 510,1 M\$ en 2008, soit une hausse de 1,6 %. Cette croissance découle principalement des augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail en vigueur (2 %) et de la progression salariale des employés (moyenne de 1 %). La hausse des salaires de base est toutefois atténuée par la décroissance de l'effectif du Distributeur.

À cet égard, le nombre d'équivalent temps complet (ETC) passe de 8 264 ETC autorisés en 2007 à 8 190 ETC en 2008, soit une baisse de 74 ETC. En vue de limiter la croissance de ses charges d'exploitation (excluant les éléments spécifiques) à un niveau équivalant à l'inflation, le Distributeur met en place des mesures de resserrement de son processus visant à combler ou créer des postes permanents ou temporaires. L'objectif visé par le Distributeur consiste à réduire ses ETC de 58 en 2007 et de 100 en 2008. Le Distributeur indique que ces mesures, considérées comme exceptionnelles et ponctuelles, ne s'appliquent pas au comblement des postes prioritaires de 70 ETC pour la stabilisation post SIC et des effectifs supplémentaires pour la capacité de réalisation des travaux du réseau de distribution.

L'**ACEF de Québec** s'oppose au budget additionnel demandé par le Distributeur pour la stabilisation post SIC.

Le Distributeur affirme que si la stabilisation du projet SIC se déroule comme prévu, les 205 ETC reliés à la stabilisation devraient être mis à pied d'ici la fin 2008.

Pour leur part, les primes et revenus divers s'élèvent à 41,7 M\$ comparativement à un montant autorisé de 37,6 M\$ en 2007, soit une hausse de 4,1 M\$ (10,9 %). Cette progression provient principalement de l'augmentation du budget des autres primes (primes d'éloignement, primes de quart de travail, etc.).

Le Distributeur ajoute que, conformément à la décision D-2005-34⁴², il a convenu avec le syndicat des spécialistes de modifier les paramètres du régime d'intéressement pour qu'ils aient un lien plus direct avec les objectifs d'affaires propres au Distributeur⁴³. Le Distributeur proposera les mêmes modifications aux autres syndicats, lors des négociations collectives prévues en 2009 et 2010.

L'**ACEF de Québec** recommande une réduction de 8,3 M\$ liée principalement aux régimes d'intéressement corporatif visant le personnel régi par des conventions collectives.

Autres charges directes

Les autres charges directes atteignent 354,8 M\$ par rapport au montant autorisé de 342,2 M\$ en 2007. L'augmentation de 12,6 M\$ (3,7 %) provient des services externes et ressources financières (4,5 M\$) et des stocks, achats de biens, location et autres (9,3 M\$).

En ce qui a trait aux services externes, les services professionnels sont en baisse et compensent entièrement l'augmentation de 6,2 M\$ consacrés à la maîtrise de la végétation. Ainsi le budget 2008 de cette activité, totalisant 54,8 M\$, permettra de poursuivre le redressement amorcé en 2007. Le Distributeur mentionne toutefois que pour atteindre un cycle normal de contrôle de la végétation de cinq ans, le budget devrait se situer à 59,0 M\$. L'**UC** et l'**UMQ** appuient la demande du Distributeur.

La hausse des charges reliées aux ressources financières est attribuable à un niveau supérieur des mauvaises créances. Le Distributeur indique que les coûts de stabilisation post SIC incluent un montant de 6,0 M\$ pour des mauvaises créances pendant la période de transition, compte tenu de la courbe d'apprentissage du personnel et du traitement d'un nombre accru d'appels anticipés. L'**AIEQ** appuie la demande du Distributeur et l'**UMQ** s'y oppose.

De plus, un montant de 2,0 M\$ est prévu pour le soutien au paiement de facture des clients à faible revenu ayant conclu des ententes personnalisées.

Par ailleurs, la rubrique « Ressources financières » inclut une provision pour aléas d'exploitation pour un montant de 8,0 M\$ en 2008. Le montant autorisé était de 8,6 M\$ en 2007. Le Distributeur souligne que des événements uniques, telles une panne locale ou

⁴² Décision D-2005-34, dossier R-3541-2004, 24 février 2005, page 73.

⁴³ Ce changement de paramètre n'affecte pas les charges et le revenu requis, car les hypothèses sous-jacentes aux montants projetés (degré d'atteinte multiplié par les pourcentages de bonis) sont les mêmes.

régionale importante ou la faillite d'un client GE, constituent des phénomènes récurrents, quoique imprévisibles, qui affectent ses activités courantes d'exploitation.

L'AIEQ accueille favorablement la demande du Distributeur. L'UMQ est plutôt d'avis que la provision pour aléas d'exploitation devrait être rejetée. Elle soulève que ce budget est discrétionnaire et qu'il n'existe aucun moyen de connaître subséquemment la nature, la pertinence et la justification des dépenses ainsi provisionnées.

Finalement, l'augmentation de 9,3 M\$ des stocks, achats de biens, location et autres s'explique par l'inclusion en 2008 d'un montant de 5,8 M\$ pour le projet pilote de tarification différenciée dans le temps (TDT). L'UC accueille favorablement le budget 2008 du projet TDT et l'**ACEF de Québec** s'y oppose.

Charges de services partagés

Les produits et services facturés par des fournisseurs internes, soit le CSP, les unités corporatives et le Groupe Technologie, représentent plus de 97 % des charges de services partagés du Distributeur.

Les charges de services partagés totalisent 412,6 M\$ en 2008 par rapport au montant autorisé de 391,0 M\$ en 2007. Cette croissance de 21,6 M\$ (5,5 %) découle principalement de la mise en service du projet SIC en 2008.

Le Distributeur explique que la répartition de la facturation totale du CSP entre les charges du Distributeur et les investissements a été modifiée afin de tenir compte de la mise en service du projet SIC. Ainsi, l'effet en 2008 comparativement à 2007, selon la décision D-2007-12, se traduit, d'une part, par l'augmentation des montants imputés aux charges de 20,3 M\$ et, d'autre part, par la réduction des montants imputés aux investissements de 22,1 M\$.

La quote-part du Distributeur dans le chiffre d'affaires du CSP se maintient aux environs de 45 % pour la période 2006 à 2008.

L'UMQ accueille favorablement le budget demandé de 412,6 M\$ par le Distributeur. Toutefois, cette intervenante et l'**ACEF de Québec** recommandent qu'il soit mieux justifié.

Coûts capitalisés

Les coûts capitalisés sont déduits des charges du Distributeur, portés aux coûts des activités de construction et de développement, et ajoutés à la base de tarification lorsque les projets auxquels ils se rapportent sont mis en exploitation.

Les coûts capitalisés passent d'un montant autorisé de 344,1 M\$ en 2007 à 339,9 M\$ en 2008, soit une baisse de 4,2 M\$ (-1,2 %). Le Distributeur souligne un coût de retraite inférieur et une baisse du nombre d'heures prévu aux investissements attribuable à la fin du projet SIC.

Frais corporatifs

Les frais corporatifs correspondent aux coûts de fonctionnement engagés par les unités corporatives dans le cadre d'activités dont l'objectif n'est pas de desservir une ou des unités d'affaires en particulier, mais les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble.

Ils s'élèvent à 40,9 M\$ en 2008 comparativement à un montant autorisé de 39,5 M\$ en 2007. La hausse de 1,4 M\$ (3,5 %) est due aux frais corporatifs des groupes Finances et Affaires corporatives et secrétariat général. Le ratio des frais corporatifs du Distributeur sur ceux d'Hydro-Québec dans son ensemble est demeuré aux environs de 32 % sur la période 2006 à 2008. L'UMQ recommande l'acceptation du budget demandé par le Distributeur.

Perspective globale

Le Distributeur présente des charges d'exploitation en hausse de 38,8 M\$ (3,2 %) par rapport au montant autorisé en 2007. Il souligne que, n'eût été des éléments spécifiques et ponctuels, les charges d'exploitation auraient été en hausse de 2,1 %, soit un niveau équivalant à l'inflation.

L'AIEQ, l'AQCIE/CIFQ, la FCEI, le GRAME et l'UC considèrent cette hausse raisonnable. L'AIEQ et le GRAME recommandent, de plus, d'allouer un montant additionnel de 6,0 M\$ pour accélérer la maintenance du réseau.

Pour leur part, l'ACEF de Québec et l'UMQ recommandent des réductions spécifiques à certaines charges d'exploitation, respectivement de 43,2 M\$ et de 14,0 M\$.

En effet, l'ACEF de Québec propose les réductions suivantes : stabilisation post SIC (25,0 M\$), régime d'intéressement (8,3 M\$), projet TDT (5,8 M\$) et une coupure globale

(4,1 M\$). Quant à l'UMQ, elle s'oppose à la pertinence de la provision des aléas d'exploitation (8,0 M\$) et au budget additionnel des mauvaises créances dû à l'implantation du projet SIC (6,0 M\$).

Bien que le coût total du projet SIC soit élevé, la Régie considère que les sommes allouées à la stabilisation post SIC sont justifiées. La Régie est d'avis que les effectifs pour la formation du personnel et pour le traitement d'un nombre accru d'appels sont nécessaires au maintien de la qualité de service. De plus, elle partage l'avis du Distributeur voulant que les mauvaises créances soient plus importantes pendant la période de transition, compte tenu de la courbe d'apprentissage du personnel. Le Distributeur tient compte dans ses prévisions budgétaires de l'expérience vécue lors de la L2 du projet SIC.

Par ailleurs, la Régie estime, tout comme le Distributeur, qu'il faut lui laisser le temps de considérer les enjeux liés aux paramètres des régimes d'intéressement au moment du renouvellement des conventions collectives prévues en 2009 et 2010.

La Régie rappelle que la mise en œuvre d'un projet pilote de TDT répond à la Stratégie énergétique 2006-2015 du gouvernement du Québec et de la décision D-2007-12 de la Régie (voir section 5.4).

Étant donné que la provision pour aléas d'exploitation se situe un peu en deçà du montant autorisé en 2007, la Régie reconnaît le budget de 8,0 M\$ en 2008, tel que présenté par le Distributeur.

Décision : La Régie demande au Distributeur de fournir le détail de l'utilisation réelle de la provision pour aléas d'exploitation dans son rapport annuel.

La Régie ne retient pas les réductions de charges proposées par l'ACEF de Québec et l'UMQ. Elle considère que la mise en place des mesures d'efficacité de gestion courante générant des gains de l'ordre de 10,0 M\$ et le resserrement de ses charges d'exploitation pour 30,0 M\$ témoignent d'un souci du Distributeur de contenir les charges d'exploitation à un niveau raisonnable, tout en maintenant la qualité de service.

Décision : La Régie approuve les charges d'exploitation d'un montant de 1 251,6 M\$ pour l'année témoin 2008, telles que présentées par le Distributeur. Elle demande au Distributeur, pour le prochain dossier tarifaire, de présenter un suivi des éléments suivants :

- gains d'efficacité de 1 % des charges d'exploitation, soit environ 10,0 M\$ par année;

- **bénéfices escomptés de 20,0 M\$ annuellement à compter de 2009 générés par le projet SIC;**
- **mise à pied de 205 ETC d'ici la fin 2008, si la stabilisation du projet SIC se déroule comme prévu.**

3.5.2 AUTRES CHARGES

Les autres charges sont en hausse de 60,8 M\$ (8,2 %), passant d'un montant autorisé de 740,1 M\$ en 2007 à 800,9 M\$ en 2008.

TABLEAU 12
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2006 (réel)</i>	<i>2007 (D-2007-12)</i>	<i>2007 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2008 (projeté)</i>	<i>Différence 2008-2007 (D-2007-12)</i>	
Achats de combustible	58,7	69,1	69,0	75,2	6,1	8,8 %
Amortissement et déclassement	569,8	572,8	576,7	640,3	67,5	11,8 %
Taxes	96,5	98,2	94,4	85,4	(12,8)	(13,0 %)
Total	725,0	740,1	740,1	800,9	60,8	8,2 %

Source : Pièce B-1-HQD-7, document 9, page 3

Outre l'augmentation de la consommation et des prix des combustibles, la croissance de la charge d'amortissement pour un montant de 67,5 M\$ explique entièrement la hausse des autres charges.

Cette croissance est principalement attribuable à trois facteurs :

- La hausse de 28,1 M\$ de l'amortissement des immobilisations est principalement attribuable aux lignes aériennes et souterraines du réseau de distribution. Cette hausse découle principalement des investissements en croissance au cours des dernières années.
- La hausse de 18,9 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels provient, d'une part, de la mise en service, en janvier 2008, du projet SIC (38,9 M\$) et, d'autre part, de la fin de l'amortissement du projet Dcartes (-20,1 M\$).

- La hausse de 20,1 M\$ de l'amortissement des frais reportés est due essentiellement au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), en lien avec les investissements croissants réalisés au cours des dernières années dans différents programmes.

La charge d'amortissement est en lien avec les montants des investissements dûment autorisés.

Par ailleurs, la baisse progressive du taux de la taxe sur le capital, annoncée par le ministre des Finances du Québec lors du dépôt du budget du 21 avril 2005, a pour effet de réduire le coût de service du Distributeur.

Décision : La Régie reconnaît les autres charges, telles que présentées par le Distributeur.

3.5.3 COÛT DU CAPITAL

Les principaux paramètres financiers utilisés pour le calcul du coût moyen pondéré du capital applicable à la base de tarification du Distributeur sont :

- la structure de capital présumée;
- le taux de rendement sur l'avoir propre;
- le coût de la dette.

Structure de capital présumée et taux de rendement sur l'avoir propre

La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est la même que celle approuvée par la Régie en 2007, soit 35 % de capitaux propres et 65 % de dette.

En ce qui concerne la détermination du taux de rendement sur l'avoir propre, le Distributeur propose :

- le maintien de la méthode utilisée dans le dossier tarifaire 2007 pour évaluer le rendement sur l'avoir propre, soit la résultante de la somme du taux sans risque et de la prime de risque spécifique au Distributeur;

- un taux sans risque de 4,40 % selon les prévisions du *Consensus Forecasts* de mai 2007;
- le maintien de la prime de risque spécifique au Distributeur approuvée par la Régie dans le dossier tarifaire 2007, soit un taux de 3,405 %.

Le taux de rendement sur l'avoir propre proposé pour 2008, selon ces paramètres, s'élève à 7,80 %. Après mise à jour du taux sans risque basée sur la prévision du *Consensus Forecasts* de janvier 2008, le rendement sur l'avoir propre s'établit à 7,74 %⁴⁴.

Décision : La Régie accepte la proposition du Distributeur de maintenir inchangée la structure de capital présumée établie dans la décision D-2003-93. Elle accepte également le maintien de la méthodologie utilisée pour la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre.

Compte tenu de ce qui précède, la Régie autorise un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,74 %.

Coût de la dette

Le Distributeur utilise comme coût de la dette présumé le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec conformément aux décisions antérieures de la Régie.

Il y apporte certains ajustements réglementaires qui ont été définis dans la décision D-2004-47⁴⁵. Tout changement comptable qui affecte le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec affecte l'estimateur du coût de la dette du Distributeur.

Le Distributeur projette, pour l'année témoin 2008, un coût de la dette de 7,84 %. En 2007, la Régie a approuvé un taux de 7,90 %.

Comme mentionné à la section 3.1.2, le Distributeur présente les modifications aux conventions et pratiques comptables implantées à compter du 1^{er} janvier 2007, soit l'abolition de la règle transitoire de la NOC-13, la comptabilisation de l'inefficacité des

⁴⁴ Pièce B-74-HQD-10, document 3, page 4.

⁴⁵ Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002, phase 2, 26 février 2004, pages 88 à 100.

relations de couverture, l'application de la méthode d'amortissement au taux effectif et la désignation des intérêts sur dette en relation de couverture des ventes d'électricité.

L'application de l'ensemble des modifications découlant des nouvelles normes se traduit par une augmentation du coût de la dette présumée de 0,11 % en 2007 et de 0,067 % en 2008. Les revenus requis additionnels correspondants se chiffrent respectivement à 7,0 M\$ et 4,4 M\$. L'impact cumulatif sur le revenu requis du Distributeur après 2008 est estimé à 37,0 M\$ d'ici 2030.

Le Distributeur propose, au présent dossier, une adaptation réglementaire afin d'ajuster le dénominateur servant au calcul du taux de la dette pour l'ensemble des radiations de gains aux bénéficiaires non répartis effectuées au 1^{er} janvier 2007⁴⁶.

Le Distributeur présente également les modifications requises de la définition de la dette pour le prochain dossier tarifaire⁴⁷, les financements réalisés en 2006 et 2007 et ceux projetés pour 2008, lesquels tiennent compte d'une modification de la composition de financement cible⁴⁸. En 2008, une pondération plus élevée est accordée aux obligations à échéance de 30 ans à taux fixe.

L'**ACEF de Québec** se questionne sur la pertinence d'appliquer les nouvelles normes comptables du présent dossier et celles du dossier tarifaire R-3610-2006, soit le reclassement de la couverture sur les revenus en dollars américains pour l'année tarifaire 2008. Selon l'intervenante, le modèle de projection du coût de la dette n'est pas encore adapté aux nouvelles normes comptables. Elle propose de conserver le taux de la dette intégrée tant qu'il n'y aura pas d'évaluation sérieuse de l'impact des activités non réglementées d'Hydro-Québec sur le taux de la dette. De plus, elle affirme que la Régie a la discrétion d'appliquer les règles comptables d'Hydro-Québec aux divisions réglementées.

La Régie possède en effet la discrétion d'appliquer ou non les règles comptables d'Hydro-Québec aux divisions réglementées. Depuis la décision D-2002-95, la Régie s'est prononcée sur chacune des propositions du Distributeur quant aux règles à utiliser aux fins réglementaires.

⁴⁶ Pièce B-8-HQD-15, document 1, partie A, page 95.

⁴⁷ Pièce B-1-HQD-10, document 1, page 45.

⁴⁸ Pièce B-1-HQD-10, document 1, page 40.

La Régie acceptait, dans cette première décision, la proposition d'Hydro-Québec qui était basée sur le principe selon lequel le calcul du coût de la dette présumée repose sur les données financières de l'entreprise établies, conformément aux principes généralement reconnus édictés par l'ICCA. Des ajustements ont ensuite été apportés pour le calcul du coût de la dette aux fins réglementaires.

Dans le présent dossier, la Régie se prononce sur les modifications des PCGR prenant effet à compter du 1^{er} janvier 2007.

À l'exception de la désignation des intérêts sur dette en relation de couverture dont l'impact sur le coût de la dette est minime, les autres modifications des normes comptables se traduisent par des radiations de gains aux bénéficiaires non répartis, dont la plus importante découle de l'abolition des règles transitoires de la NOC-13.

Les impacts, sur le coût de la dette présumée, des radiations de gains aux bénéficiaires non répartis effectuées au 1^{er} janvier 2007 sont de même nature que ceux découlant de l'implantation de la norme 1650 en 2002. Les radiations au 1^{er} janvier 2007 agissent toutefois dans le sens inverse, soit une augmentation du coût de la dette présumée, car il s'agit de gains et non de pertes.

Décision : La Régie accepte l'adaptation réglementaire proposée pour l'ensemble des radiations de gains effectuées au 1^{er} janvier 2007.

Un ajustement de même nature a déjà été accepté antérieurement par la Régie lors de l'implantation de la norme 1650. L'adaptation proposée est cohérente avec la définition fondamentale du dénominateur du coût de la dette, lequel doit correspondre aux montants associés à la dette susceptibles d'avoir financé les actifs.

Décision : La Régie accepte l'application, aux fins réglementaires, des nouvelles normes et pratiques comptables traitant de la comptabilisation et de l'évaluation des instruments financiers énumérées précédemment et soumises pour approbation à la pièce HQD-7, document 1, section 2. Cependant, la Régie demande au Distributeur, lors du prochain dossier tarifaire, de présenter l'effet des radiations de gain de change de 325,0 M\$ au dénominateur sur une ligne séparée et d'ajouter une annexe détaillant cet ajustement et les montants qui seront retranchés annuellement.

Pour ce qui est de la comptabilisation de l'inefficacité des relations de couverture, une adaptation réglementaire additionnelle est requise. En effet, le Distributeur propose d'exclure du calcul du coût de la dette présumée les variations annuelles et de n'inclure que la composante qui ne se somme pas à zéro sur la durée des relations de couverture et dont l'impact cumulatif est de 34,0 M\$ d'ici 2030. L'impact sur le revenu requis en 2008 est de 0,26 M\$.

Décision : La Régie accueille la proposition du Distributeur de simplifier le calcul annuel des montants d'inefficacité des relations de couverture.

Par ailleurs, dans la préparation du présent dossier, Hydro-Québec fait face à une contrainte de nature technique. En raison de la complexité associée aux systèmes permettant la comptabilisation selon les nouvelles normes, les délais d'implantation sont plus longs que prévus. Le modèle qui permet de projeter le coût de la dette présumée n'est pas encore adapté à la projection des éléments du bilan selon les nouvelles normes.

Dans le cadre du dossier tarifaire 2009, le Distributeur soumettra une définition de la dette adaptée aux nouvelles rubriques comptables ainsi qu'une cédule de l'ajustement permettant d'éliminer l'impact de la radiation de gains au 1^{er} janvier 2007. Cet ajustement s'ajoutera à celui qui découle de l'implantation de la norme 1650 et qui n'est pas modifié par l'implantation des nouvelles normes.

Selon le Distributeur, l'utilisation du modèle reflétant les anciennes normes pour projeter le dénominateur du coût de la dette induit une imprécision de 0,01 % sur le coût de la dette⁴⁹. Compte tenu de ce faible impact, le modèle basé sur les anciennes normes donne, en pratique, le même résultat qu'un modèle qui serait conforme aux nouvelles normes.

Décision : La Régie prend note des raisons pour lesquelles le Distributeur n'a pu soumettre une nouvelle définition de la dette réglementaire adaptée aux nouvelles rubriques comptables. Elle accepte l'engagement du Distributeur de soumettre, lors du prochain dossier tarifaire, les explications détaillées relatives à cette définition, de manière à toujours bien traduire la définition fondamentale.

Composition de financement

Lors d'un financement, les choix effectués relativement à l'échéance du titre ou au type de taux utilisé, soit fixe ou variable, ont une influence sur la stabilité et le niveau moyen du

⁴⁹ Pièce B-8-HQD-15, document 1, partie A, page 108.

coût de la dette de l'entreprise. Les principaux risques à considérer dans l'élaboration de la stratégie de financement sont :

- l'échéance de refinancement, c'est-à-dire la concentration des échéances qui peut exposer l'entreprise à un risque de refinancement;
- l'appariement entre la durée de vie des actifs et celle de la dette, et;
- le taux d'intérêt.

Compte tenu de ces risques et de la conjoncture qui prévalait, Hydro-Québec proposait, lors du dépôt du dossier tarifaire 2004 du Distributeur, la composition cible suivante pour son financement :

- obligations à taux variable : 20 %;
- obligations à taux fixe (terme initial de cinq ans) : 25 %;
- obligations à taux fixe (terme initial de 30 ans ou plus) : 55 %.

À cette époque, la structure du taux d'intérêts entrevue pour les divers instruments de financement s'avérait cohérente avec celle habituellement observée sur de longues périodes : taux des obligations d'Hydro-Québec à long terme (6,47 %) nettement supérieur au taux cinq ans (5,10 %) et au taux des acceptations bancaires à trois mois (4,48 %). Ce contexte favorisait la composition diversifiée du financement entre les divers types d'instruments.

Hydro-Québec avait mentionné que la composition cible préconisée ne constituait pas une règle inflexible et universelle. Il existe périodiquement des contraintes ou opportunités de marché qui justifient de s'en écarter. Selon Hydro-Québec, la conjoncture actuelle s'avère exceptionnellement favorable pour les taux d'intérêt à long terme : taux inférieurs à 5 % en 2006 et 2007.

Compte tenu de ce contexte, Hydro-Québec privilégiait fortement, en 2006, l'émission d'obligations à taux fixe ayant une maturité initiale de 30 ans ou plus. Cette orientation s'appliquait également en 2007.

Les perspectives pour 2008, notamment le faible écart entre le taux des obligations à taux fixe de cinq ans et de 30 ans, incitent Hydro-Québec à recommander la composition suivante pour les nouvelles émissions : 80 % en obligations à taux fixe 30 ans et 20 % en obligations à taux variable.

La Régie prend acte des orientations retenues pour 2008 en matière de composition cible pour les nouvelles émissions de dette.

Décision : La Régie retient un coût de la dette du Distributeur pour l'année témoin 2008 de 7,84 %.

Taux de rendement sur la base de tarification

Le Distributeur demande un taux de rendement sur la base de tarification de 7,81 %. Ce taux correspond à la somme pondérée d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,74 % et d'un coût de la dette de 7,84 %.

Décision : Compte tenu de ce qui précède, la Régie autorise un taux de rendement de 7,81 % sur la base de tarification du Distributeur.

Coût du capital prospectif

Le Distributeur demande à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif.

À la suite de la mise à jour du rendement sur l'avoir propre qui s'établit à 7,74 %, ce taux diminue à 6,45 %⁵⁰ par rapport à 6,47 % lors du dépôt du dossier initial.

Décision : La Régie autorise pour l'année témoin 2008 le taux moyen du coût du capital prospectif de 6,45 %.

3.6 REVENUS AUTRES QUE CEUX PROVENANT DE LA VENTE D'ÉLECTRICITÉ

Les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité, qui réduisent les revenus additionnels requis du Distributeur, augmentent de 4,0 M\$ (2,6 %), passant d'un montant autorisé de 153,2 M\$ en 2007 à 157,2 M\$ en 2008.

⁵⁰ Pièce B-74-HQD-10, document 3, page 6.

TABLEAU 13
REVENUS AUTRES QUE CEUX PROVENANT DE LA VENTE D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2006 (réel)</i>	<i>2007 (D-2007-12)</i>	<i>2007 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2008 (projeté)</i>	<i>Différence 2008-2007 (D-2007-12)</i>	
Facturation externe émise	68,5	61,3	75,9	68,9	7,6	12,4 %
Facturation interne émise	55,3	55,0	50,9	51,2	(3,8)	(6,9 %)
Récupération des coûts	39,5	33,7	33,3	34,3	0,6	1,8 %
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	3,6	3,2	3,2	2,8	(0,4)	(12,5 %)
Total	166,9	153,2	163,3	157,2	4,0	2,6 %

Source : Pièce B-1-HQD-5, document 1, page 3

La facturation externe émise est en hausse de 7,6 M\$ (12,4 %) en raison des frais d'administration facturés aux abonnés. Ces frais d'administration tiennent compte d'un impact favorable de l'ordre de 6,0 M\$ causé par l'implantation du projet SIC qui permet de facturer ces frais plus rapidement dans le processus de recouvrement.

Cette augmentation est partiellement compensée par une baisse de 3,8 M\$ (-6,9 %) attribuable à la facturation interne émise. Cette baisse s'explique par une révision à la baisse du budget d'expertise et autres, sur la base des données budgétaires de l'année de base 2007.

Décision : La Régie reconnaît les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité, tels que présentés par le Distributeur.

3.7 BASE DE TARIFICATION

Le Distributeur demande à la Régie d'établir la base de tarification pour l'année témoin 2008 en tenant compte de la juste valeur des actifs qu'il estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁵¹ (la Loi).

⁵¹ L.R.Q., c. R-6.01.

Dans sa demande initiale, le Distributeur présente une base de tarification selon la moyenne des 13 soldes de 10 095,6 M\$. En audience, il demande de tenir compte d'un amortissement additionnel applicable au compte de frais reportés de transport (voir section 3.4, tableau 8). La base de tarification 2008 se chiffre donc à 10 041,1 M\$, tel qu'illustré au tableau suivant.

TABLEAU 14
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2006</i> <i>(réel)</i>	<i>2007</i> <i>(D-2007-12)</i>	<i>2007</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i>	<i>2008</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2008-2007</i> <i>(D-2007-12)</i>	
Immobilisations						
Immobilisations en exploitation	7 673 068	7 881 300	7 825 268	8 033 723	152 423	1,9 %
Contrats de location-acquisition	0	0	0	33 890	33 890	
Actifs incorporels en exploitation	80 695	83 113	63 303	429 637	346 524	416,9 %
Total	7 753 763	7 964 413	7 888 571	8 497 250	532 837	6,7 %
Frais reportés						
Programmes commerciaux	5 960	4 083	3 934	3 127	(956)	(23,4 %)
Plan global en efficacité énergétique	127 988	268 952	246 150	404 227	135 275	50,3 %
Frais reportés du tarif BT	148 438	159 820	157 054	114 806	(45 014)	(28,2 %)
Actif au titre des prestations constituées	350 489	371 503	323 321	282 044	(89 459)	(24,1 %)
Contributions à des projets de raccordement	5 847	0	76 879	93 953	93 953	
Frais de développement	1 332	0	2 595	1 954	1 954	
Frais reportés - Compte de nivellement	0	0	0	131 945	131 945	
Frais reportés de transport ⁽¹⁾	27 341	290 813	290 814	132 198	(158 615)	(54,5 %)
Frais d'entretien - Postes de départ privés	98	0	1 358	2 696	2 696	
Mesures de réduction de l'effectif	4	0	0	0	0	
Total	667 497	1 095 171	1 102 105	1 166 950	71 779	6,6 %
Coûts liés aux sorties d'actifs	141 010	110 622	119 720	94 679	(15 943)	(14,4 %)
Remboursement gouvernemental	50 918	45 757	45 756	40 221	(5 536)	(12,1 %)
Avantages complémentaires de retraite	(173 270)	(200 010)	(192 436)	(215 507)	(15 497)	7,7 %
Fonds de roulement						
Encaisse	322 357	325 591	322 239	330 978	5 387	1,7 %
Matériaux, combustibles et fournitures	112 256	100 002	122 570	126 556	26 554	26,6 %
Total	434 613	425 593	444 809	457 534	31 941	7,5 %
Total	8 874 531	9 441 546	9 408 525	10 041 127	599 581	6,4 %

Sources : Pièce B-1- HQD-8, document 1; pièce B-47-HQD-17, document 3, page 1; dossier R-3610-2006, pièce B-70-HQD-20, document 1, page 11

Note : ⁽¹⁾En audience, le Distributeur demande un amortissement additionnel de 59 000 k\$ au compte de frais reportés de transport. La moyenne des 13 soldes se chiffre à 54 462 k\$ en 2008.

La base de tarification 2008 est en hausse de 599,6 M\$ (6,4 %), par rapport au montant autorisé 2007 et cette hausse s'explique par les éléments suivants :

- mise en exploitation des immobilisations qui proviennent des investissements autorisés;

- mise en exploitation des dépenses admissibles au compte de frais reportés du PGEÉ;
- mise en exploitation en janvier 2008 du projet SIC;
- première intégration du compte de nivellement de la température au 1^{er} janvier 2008, conformément à la décision D-2006-34;
- intégration de nouveaux comptes, tels que les contrats de location-acquisition (conformément à la nouvelle norme comptable CPN-150), les contributions à des projets de raccordement, les frais de développement et les frais d'entretien des postes de départ privés;
- récupération du compte de frais reportés de transport (voir section 3.4).

Projet SIC

La base de tarification reflète, à partir de janvier 2008, la mise en exploitation du projet SIC représentant l'addition d'un montant de 423,3 M\$. Les investissements n'ont d'impact sur la base de tarification qu'au moment de leur mise en exploitation.

En conformité avec la décision D-2007-12⁵², le Distributeur présente le détail du coût de la livraison 3 (L3) du projet SIC ainsi que les explications des écarts par rapport aux coûts autorisés dans la décision D-2002-280. Le tableau suivant présente l'évolution du projet SIC.

TABLEAU 15
ÉVOLUTION DU PROJET SIC

<i>Rapport d'avancement (en M\$)</i>	<i>D-2002-280</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>R-3610-2006</i>	<i>Coût d'étalement</i>
Dépenses capitalisées	212,5	262,4	290,8	350,8	60,0
Frais d'emprunt capitalisés	52,5	52,9	45,9	74,9	29,0
Total des investissements	265,0	315,3	336,7	425,7	89,0
Charges	55,0	54,9	33,5	43,5	10,0
Total des charges et des investissements	320,0	370,2	370,2	469,2	99,0

Source : Pièce B-1-HQD-13, document 2, page 7

⁵² Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, pages 57 et 58.

Le Distributeur fait le point sur l'évolution des coûts du projet. L'autorisation initiale du projet SIC par la Régie en 2002 était basé sur un coût 320,0 M\$. Le rapport d'avancement déposé en décembre 2004 faisait état des modifications aux pratiques comptables qui menaient à la capitalisation des coûts d'exploitation de 50,2 M\$ et portait la valeur globale du projet à 370,2 M\$. Finalement, la décision du Distributeur, à l'automne 2006, d'étaler sur 15 mois l'implantation de la L3, basée sur l'expérience vécue pour la L2, a également généré des coûts additionnels.

Cette décision a un impact à la hausse de 99,0 M\$ attribuable à des dépenses de nature capitalisable de 60,0 M\$, à des charges d'exploitations supplémentaires de 10,0 M\$ et à des coûts de financement capitalisés de 29,0 M\$. Le Distributeur prévoit compléter le projet à l'intérieur de l'enveloppe de 469,2 M\$.

Le Distributeur considère avoir été prudent dans sa décision de reporter l'implantation de la L3 à janvier 2008, car la conversion de données touche environ 2 800 000 clients, soit 15 fois plus que la clientèle visée par la L2 (environ 150 000 clients). De plus le nombre d'employés formés et fortement touchés est trois fois plus grand que dans le cadre de la L2 (1 200 comparativement à 400 employés). Il conclut que le report de la L3 est essentiel au maintien de la qualité de service.

L'**ACEF de Québec** est d'avis que les coûts liés au report de la L3 relèvent directement de la responsabilité du Distributeur qui aurait dû mieux planifier les différentes phases du projet et la formation de son personnel en simplifiant le fonctionnement de son système informatique.

S.É./AQLPA accueille favorablement la demande du Distributeur. L'intervenant est satisfait de la façon dont le Distributeur a géré les risques qui se sont concrétisés lors de l'implantation du projet SIC.

Dans sa décision D-2002-280⁵³, la Régie a autorisé le projet SIC et était satisfaite de l'analyse de risques du Distributeur ainsi que des mesures envisagées pour les minimiser. De plus, elle prenait acte du fait qu'en cas de difficultés majeures, le Distributeur pourrait abandonner certaines fonctionnalités pour limiter les coûts.

⁵³ Décision D-2002-280, dossier R-3491-2002, 12 décembre 2002, page 17.

La Régie est d'avis que le Distributeur a bien géré les risques du projet SIC et que le report de la L3 est une décision de saine gestion, considérant l'impact sur la qualité de service auprès d'environ 2 800 000 clients résidentiels. Quant à la possibilité d'abandonner des fonctionnalités pour réduire les coûts, la Régie comprend qu'il était trop tard dans le processus, puisque le report de la L3 visait principalement à minimiser les impacts sur la clientèle et non à régler les problèmes techniques.

Décision : Pour ces motifs, la Régie autorise l'inclusion dans la base de tarification du projet SIC au montant de 423,3 M\$.

Compte de nivellement de la température

Le compte de nivellement de la température de 131,9 M\$⁵⁴ est inclus à la base de tarification pour la première fois en 2008.

Dans sa décision D-2006-34⁵⁵, la Régie a accepté le mécanisme de nivellement des revenus de transport et de distribution pour aléas climatiques, applicable à compter du 1^{er} janvier 2006. Le montant est intégré à la base de tarification au 1^{er} janvier 2008, soit au début de la deuxième année témoin suivant celle visée par les écarts, selon les modalités relatives à l'établissement du compte de nivellement.

Dans sa décision D-2007-12⁵⁶, la Régie a pris acte des éléments composant le compte de nivellement, dont le calcul du revenu unitaire de transport et de distribution basé sur le revenu unitaire moyen.

Dans le présent dossier, le Distributeur revoit son calcul du revenu unitaire et établit des revenus unitaires spécifiques à la période d'hiver et à la période d'été.

Compte tenu que le revenu unitaire ne correspond pas à un calcul sur une base moyenne, mais qu'il est plutôt le résultat de simulations, le détail ne peut être présenté sous une forme équivalente au dossier précédent.

⁵⁴ Selon le rapport annuel 2006, au 31 décembre 2006, le solde de ce compte hors base totalise 122,4 M\$ incluant des intérêts de 4,6 M\$. L'ajout des intérêts de 9,5 M\$ pour l'année 2007 donne 131,9 M\$.

⁵⁵ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, pages 19 et 20.

⁵⁶ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 22.

Décision : La Régie accueille favorablement cette modification du calcul du revenu unitaire. Cependant, elle demande au Distributeur de fournir davantage de détails sur l'établissement du revenu unitaire lors d'une présentation au personnel de la Régie qui devra avoir lieu avant le dépôt du prochain dossier tarifaire.

Autorisation relative aux mises en exploitation

Le Distributeur présente un tableau des mises en exploitation des immobilisations et des actifs incorporels par source d'autorisation.

La Régie constate que deux projets d'investissement de plus de 10,0 M\$ non autorisés sont inclus dans sa base de tarification, soit le projet de lecture à distance de la consommation et le projet de contrôle asservi de la tension. L'inclusion pour la première année de chacun de ces projets représente respectivement 10,0 M\$ et 1,0 M\$.

La Régie reconnaît qu'en principe, la base de tarification est établie sur une base de projection pour l'année témoin. Toutefois, ses projections devraient tenir compte du fait que les projets d'investissement de plus de 10,0 M\$ doivent être autorisés par la Régie (article 73 de la Loi) avant d'être inclus à la base de tarification.

Décision : Compte tenu du fait que les montants sont relativement modestes, la Régie ne demande pas au Distributeur de mettre à jour la base de tarification 2008. Elle demande de n'inclure que les projets préalablement autorisés dans la base de tarification, lors des prochains dossiers tarifaires.

Comptes de frais reportés hors base

Le Distributeur possède les comptes de frais reportés hors base suivants :

- Programme PAMUGE;
- Compte de *pass-on*;
- Option d'électricité interruptible;
- Compte de nivellement.

Conformément à la décision D-2006-56⁵⁷, l'aide financière versée aux participants du programme PAMUGE ne sera amortie qu'à partir du moment où les économies d'énergie se matérialiseront. En conséquence, les montants de 9,1 M\$ en 2007 et de 12,9 M\$ en 2008 (incluant les intérêts), dûment autorisés dans les décisions précédentes, sont inscrits à titre de frais reportés hors base de tarification.

Décision : La Régie reconnaît le solde de 2008 des frais reportés hors base du programme PAMUGE, tel que présenté par le Distributeur.

Les soldes des comptes de *pass-on* des années 2005, 2006 et 2007, totalisant -59,7 M\$ dans sa demande amendée (-10,8 M\$ dans sa demande initiale), sont intégrés au revenu requis 2008 (voir section 3.3).

Le solde 2007 du compte de frais reportés de l'option d'électricité interruptible pour un montant de 4,2 M\$ est intégré au revenu requis de 2008 (voir section 1.1.2).

Décision : La Régie approuve le solde de la base de tarification 2008, sous réserve de l'ajout d'un montant d'amortissement additionnel de 76,1 M\$ relatifs au compte de frais reportés de transport⁵⁸ (voir section 3.4, tableaux 8 et 9).

Elle demande donc au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification et de la déposer à la Régie au plus tard le 4 mars 2008, à 12 h.

3.8 REVENU REQUIS

Le Distributeur présente un revenu requis de 10 540,0 M\$, détaillé ci-dessous et expliqué aux sections précédentes. Il importe de préciser que certaines données sont révisées en fonction de la demande amendée du Distributeur en audience (voir section 3.4, tableau 8).

⁵⁷ Décision D-2006-56, dossier R-3584-2005, 30 mars 2006, page 16.

⁵⁸ Ce montant provient de la demande amendée du Distributeur (59,0 M\$) et de l'ajustement découlant de la décision D-2008-019 (17,1 M\$).

TABLEAU 16
REVENU REQUIS

<i>(en M\$)</i>	<i>2006 (réel)</i>	<i>2007 (D-2007-12)</i>	<i>2007 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2008 (projeté)</i>	<i>Différence 2008-2007 (D-2007-12)</i>	
Achats d'électricité	5 040,4	4 893,8	5 002,2	4 979,8	86,0	1,8 %
Service de transport	2 313,0	2 553,0	2 553,0	2 723,6	170,6	6,7 %
Distribution						
Charges brutes directes	1 082,1	1 126,4	1 129,7	1 138,0	11,6	1,0 %
Charges de services partagés	371,4	391,0	389,7	412,6	21,6	5,5 %
Coûts capitalisés	(336,7)	(344,1)	(350,7)	(339,9)	4,2	(1,2 %)
Frais corporatifs	34,3	39,5	39,5	40,9	1,4	3,5 %
Charges d'exploitation	1 151,1	1 212,8	1 208,2	1 251,6	38,8	3,2 %
Achats de combustible	58,7	69,1	69,0	75,2	6,1	8,8 %
Amortissement et déclassement	569,8	572,8	576,7	640,3	67,5	11,8 %
Taxes	96,5	98,2	94,4	85,4	(12,8)	(13,0 %)
Autres charges	725,0	740,1	740,1	800,9	60,8	8,2 %
Rendement sur la base de tarification	629,2	735,1	735,3	784,1	49,0	6,7 %
Total Distribution	2 505,3	2 688,0	2 683,6	2 836,6	148,6	5,5 %
Total	9 858,7	10 134,8	10 238,8	10 540,0	405,2	4,0 %

Sources : Pièce B-1-HQD-6, document 1, page 3; pièce B-47-HQD-17, document 3, page 1; pièce B-74-HQD-10, document 3, page 7

Le revenu requis pour l'année témoin 2008 est en hausse de 405,2 M\$ (4,0 %) par rapport à celui autorisé par la Régie pour l'année 2007. Cette hausse est attribuable à l'augmentation du coût des achats d'électricité pour un montant de 86,0 M\$ (1,8 %), de la facture du transport pour un montant de 170,6 M\$ (6,7 %) et des coûts de « Distribution » pour un montant de 148,6 M\$ (5,5 %).

Décision : La Régie autorise le Distributeur à soumettre des tarifs lui permettant de percevoir un revenu requis estimé de 10 540,0 M\$ pour l'année témoin 2008. Elle lui demande de mettre à jour les différentes composantes du revenu requis en tenant compte des dispositions de la présente décision telles que présentées au tableau suivant et de déposer le détail du revenu requis ainsi ajusté, au plus tard le 4 mars 2008, à 12 h.

TABLEAU 17
AJUSTEMENT ESTIMÉ DU REVENU REQUIS

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Ajustement estimé découlant de la décision D-2008-019 relative à la demande du Transporteur			
Tarif de transport		(14,2)	
Ajustement des contrats spéciaux		(1,7)	
Rendement sur la base de tarification		(1,2)	
Amortissement additionnel des frais reportés de transport 2005-2006		17,1	
Revenu requis	10 540,0	0,0	10 540,0

4. MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

Le Distributeur présente l'étude de répartition de son coût de service par catégorie de consommateurs pour l'année témoin 2008. Cette répartition est réalisée conformément aux méthodes approuvées par la Régie dans ses décisions précédentes.

En réponse aux demandes de la Régie⁵⁹, le Distributeur traite des méthodes de répartition des coûts de transport et du PGEÉ.

Par ailleurs, le Distributeur présente d'autres modifications mineures à la méthode de répartition des coûts. Ces modifications concernent :

- la composante transport de l'encaisse du fonds de roulement;
- l'actualisation des règles de classement par fonction et l'actualisation des facteurs de répartition.

De plus, il présente trois nouvelles catégories de coûts qui doivent s'intégrer aux méthodes de répartition.

La Régie considère que les sujets traités par le Distributeur correspondent aux attentes exprimées dans la décision D-2007-12.

⁵⁹ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, pages 74 à 77.

4.1 MODIFICATIONS MÉTHODOLOGIQUES ET NOUVEAUX ÉLÉMENTS

Conformément à la décision D-2003-93, le Distributeur estime approprié d'intégrer cinq nouveaux éléments d'ordre technique ayant des répercussions sur la répartition des coûts, lesquels sont plus amplement décrits à la pièce HQD-11, document 1, page 15.

Ces éléments sont les suivants :

- le réseau d'alimentation de Schefferville;
- le compte de nivellement de la température;
- les frais de recherche et de développement;
- la composante de l'encaisse du fonds de roulement;
- l'actualisation des règles de classement par fonction des facteurs de répartition.

La Régie est satisfaite des modifications méthodologiques apportées par le Distributeur. Elle considère important que le Distributeur continue d'améliorer ses méthodes, lorsque les données sont disponibles. En ce qui concerne les méthodes de répartition des coûts des nouveaux éléments, la Régie juge que les propositions du Distributeur sont adéquates et en continuité avec les méthodes approuvées dans les décisions précédentes.

Décision : La Régie approuve donc les demandes du Distributeur pour les cinq nouveaux éléments présentés.

4.2 TRANSPORT

Dans sa décision D-2007-12, la Régie ne retenait pas les arguments soumis par le Distributeur pour justifier l'utilisation de la méthode de répartition des coûts de transport basée sur la pointe coïncidente (1 PC). Compte tenu des sommes à répartir (environ 2,5 milliards de dollars) et du nombre limité d'intervenants ayant abordé la méthode de répartition par fonction, la Régie jugeait que ce sujet devait faire l'objet d'un débat plus approfondi avant qu'elle prenne une décision finale. Dans l'attente de ce débat, elle demandait au Distributeur d'utiliser, pour le présent dossier, la méthode de répartition par fonction qu'elle avait approuvée dans le dossier tarifaire du Transporteur.

Méthode de répartition par fonction

Dans sa preuve, le Distributeur présente la méthode de répartition par fonction. Il ne soumet pas de méthode alternative. Celle qu'il retient pour transposer la méthode de répartition des coûts du Transporteur à sa réalité a été présentée pour la première fois en séance de travail au printemps 2006. Dans le présent dossier, le Distributeur utilise la même approche, ajustée pour tenir compte des données soumises dans le dossier tarifaire 2008 du Transporteur. Cette approche intègre deux particularités permettant son application par le Distributeur.

Pour l'année témoin 2008, la facture de la charge locale s'établit à 2 540,0 M\$ alors que la méthode de répartition des coûts du Transporteur attribue un coût de 2 706,0 M\$. La réduction nécessaire de 166,0 M\$ correspond à l'ajustement de la facture de la charge locale, pour tenir compte des revenus du service point à point de court terme, et est répartie sur la base des coûts de chacune des fonctions. La première particularité résulte de ce que le Distributeur ajuste proportionnellement le classement par fonction et par composante présenté dans le dossier du Transporteur pour le faire correspondre à la facture de la charge locale.

La deuxième particularité se rapporte à la fonction « Raccordements des clients ». Dans un premier temps, le Distributeur fait la distinction entre les équipements servant aux clients en moyenne et basse tension et ceux servant aux clients en haute tension. Ensuite, les coûts respectifs de ces deux sous-fonctions sont répartis aux clientèles visées, en utilisant les pointes non coïncidentes (1 PNC), comme suggéré dans le dossier tarifaire 2007.

Nouveaux éléments

Les trois nouveaux éléments « Frais reportés de transport », « Compte d'écart de point à point du Transporteur » et « Projets de raccordement » doivent faire l'objet d'une méthode de répartition.

Les « Frais reportés de transport » correspondent au solde non récupéré des coûts de transport relatifs aux années 2005, 2006 et 2007. Compte tenu qu'il s'agit du coût de transport se rapportant aux années précédentes, le Distributeur propose d'en faire la répartition sur la même base que la méthode par fonction soumise pour répartir la charge locale de transport du Distributeur pour l'année courante.

Le « Compte d'écart de point à point du Transporteur » permet au Distributeur de récupérer tout écart de revenus entre les prévisions de revenus de point à point du Transporteur et les revenus réels. Le Distributeur propose d'appliquer le même traitement à ce compte d'écart qu'au compte de frais reportés.

Quant aux projets de raccordement, il s'agit du projet de Waskaganish ainsi que des postes Arthabaska-Kingsey, Marie-Victorin, Mgr-Émard, Sainte-Thérèse, Chénier, Normétal, Baie-des-Sables, Saint-Ulric/Anse-à-Valleau et Carleton/Cartier. Le Distributeur propose de faire la répartition de ce compte en distinguant les différentes fonctions qui le composent pour appliquer les facteurs de répartition spécifiques déjà prévus pour chacune de ces fonctions.

L'**AQCIE/CIFQ** et la **FCEI** soumettent que la méthode de répartition des coûts devrait refléter le mode de facturation du Distributeur et recommandent l'utilisation de la 1 PC. L'**AQCIE/CIFQ** mentionne cependant que, dans la mesure où la Régie ne retient pas cette méthode, il accepte la proposition de répartition par fonction présentée par le Distributeur.

L'**ACEF de Québec, OC**, le **RNCREQ**, l'**UC** et l'**UMQ** appuient la méthode de répartition par fonction.

Pour sa part, le **RNCREQ** propose un traitement différent de l'ajustement de la facture locale pour tenir compte du crédit de point à point de court terme. De l'avis de l'intervenant, le traitement proposé par le Distributeur a pour conséquence de réduire les coûts de certaines fonctions, notamment le raccordement des clients, de manière injustifiée. Le problème résulte du fait que la méthode de répartition des coûts du Transporteur, approuvée par la Régie dans sa décision D-2006-66, n'inclut que les coûts du service point à point de long terme. De l'avis de l'intervenant, cet élément a pour effet d'attribuer à la charge locale l'ensemble des coûts reliés au service point à point de court terme. Il recommande d'exclure de la charge locale les revenus anticipés du point à point de court terme. L'**ACEF de Québec** considère que la proposition du **RNCREQ** pourrait être étudiée.

Par ailleurs, **OC** soutient que les sommes versées au compte de frais reportés de transport de même que les sommes reliées au compte d'écart de transport devraient être réparties selon la méthode de répartition en vigueur au moment où ces montants ont été encourus.

La Régie note que dans le présent dossier, outre la méthode 1 PC, seule la répartition par fonction est présentée par les participants. La Régie, ayant déjà statué sur la méthode 1 PC dans la décision D-2007-12, se prononce ici sur la méthode de répartition par fonction.

La Régie est satisfaite de la preuve présentée par le Distributeur et de la transposition effectuée de la méthode de répartition des coûts du Transporteur à sa réalité de distributeur. Elle considère que, bien que la méthode de répartition par fonction ne reflète pas le mode de facturation du Distributeur, cette méthode reflète davantage la causalité des coûts et est cohérente avec ce qui se fait dans le dossier du Transporteur.

Décision : La Régie accepte la proposition de répartition des coûts de transport du Distributeur.

En ce qui concerne la répartition du crédit de la facture de la charge locale pour le service point à point du Transporteur, la Régie ne peut retenir la proposition du RNCREQ. Elle juge que cette proposition constitue une modification de la méthode de répartition du service point à point établie dans le dossier du Transporteur. La Régie considère que le présent dossier ne constitue pas le bon forum pour débattre d'une telle question.

Toutefois, la Régie partage l'avis du RNCREQ selon lequel la proposition du Distributeur a pour conséquence d'allouer une partie du crédit de la charge locale à différentes fonctions qui n'ont pas de lien avec le service de point à point du Transporteur, comme par exemple aux raccordements des clients. La Régie juge que le Distributeur pourrait refléter davantage la causalité des coûts et améliorer sa proposition.

Décision : La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une analyse traitant de la répartition du compte d'écart du service point à point et de l'ajustement de la facture de la charge locale, qui exclut les fonctions faisant l'objet d'une allocation directe au Distributeur.

La Régie reçoit les représentations d'OC qui souhaite que les sommes provenant des années précédentes soient réparties en fonction des facteurs de répartition en vigueur au moment où elles ont été encourues. Cependant, dans la mesure où il n'y a pas de changements majeurs aux facteurs de répartition d'une année à l'autre, la Régie doute de l'importance relative d'une telle modification. Faute de preuve suffisante, elle ne retient pas la proposition de l'intervenante.

4.3 PGEÉ

Le Distributeur propose une méthode de répartition des coûts du PGEÉ sur la base de l'ensemble des coûts évités, à savoir le coût évité de fourniture/transport de l'électricité postpatrimoniale, le coût évité du transport/charge locale et le coût évité de distribution. Il

s'agit des coûts à la marge servant à l'évaluation de la rentabilité des programmes en efficacité énergétique.

Le Distributeur prend en compte les volumes économisés cumulés et implantés pour l'année 2007 de chaque catégorie de consommateurs et découlant de la mise en place des programmes en efficacité énergétique. De l'avis du Distributeur, en utilisant les volumes de consommation économisés, les coûts des programmes sont répartis aux catégories de consommateurs en fonction des kWh économisés qu'ils génèrent.

Parallèlement, le Distributeur présente une méthode alternative, soit la répartition directe des coûts à chacune des catégories de consommateurs. Il mentionne que même si plusieurs données du PGEÉ (budget, amortissement et compte de frais reportés) sont disponibles par grande catégorie de clients (domestique, petite puissance, moyenne puissance et grande puissance), elles ne sont pas nécessairement disponibles par catégorie de consommateurs (tarifs D, G M, L, etc.). Toutefois, des règles de correspondance, comme le nombre d'abonnements, permettent une répartition raisonnable de ces coûts par catégorie de consommateurs.

Le Distributeur mentionne qu'une répartition directe présente le principe de causalité des coûts sous un angle différent, puisque chaque catégorie se voit attribuer les charges qui lui sont spécifiques. Une répartition directe des coûts du PGEÉ revient à traiter l'efficacité énergétique comme un autre programme commercial, sans prendre en compte son impact relatif sur la réduction du coût de service, qui est à l'origine de la justification du PGEÉ. La différence entre les deux méthodes porte sur la valeur du kWh économisé de chacun des programmes attribuée aux différentes catégories de consommateurs. Le Distributeur mentionne que l'objectif initial de ces programmes est de réduire les coûts de l'ensemble de la clientèle. Le Distributeur croit donc approprié de répartir les coûts sur la base des coûts évités, soit la juste mesure des bénéfices anticipés.

Le Distributeur soutient que, sur le plan économique, la méthode des coûts évités est celle qui reflète le mieux la causalité des coûts et qui est la plus équitable pour l'ensemble de la clientèle. Il en recommande donc l'application.

L'**UMQ** recommande l'utilisation de la méthode des coûts évités, telle que présentée par le Distributeur.

OC partage l'avis du Distributeur quant à l'utilisation d'une méthode basée sur les coûts évités. Elle considère qu'elle reflète mieux la causalité des coûts et est plus équitable pour l'ensemble des clients. Toutefois, l'intervenante propose une autre méthode pour évaluer les

coûts évités. Elle suggère d'utiliser les économies d'énergie cumulatives et les coûts évités associés à chacune des fonctions (« Fourniture », « Transport » et « Distribution ») pour ensuite les répartir entre les catégories de clients, selon la méthode propre à chacune des fonctions.

Par ailleurs, OC présente une simulation illustrant l'impact d'une réduction des consommations qui pourrait être attribuable au PGEÉ sur la répartition des coûts entre différentes catégories tarifaires. La Régie questionne le réalisme de l'exemple présenté par l'intervenante, alors que la presque totalité de la consommation patrimoniale est éliminée.

L'ACEF de Québec, l'AQCIE/CIFQ et l'UC recommandent plutôt la répartition directe des coûts du PGEÉ.

L'ACEF de Québec mentionne que dans la mesure où le Distributeur dispose des outils et données nécessaires pour effectuer une allocation directe des dépenses, il est préférable, plus équitable et plus respectueux du principe de causalité d'allouer directement les dépenses à chacune des clientèles.

L'AQCIE/CIFQ recommande la répartition directe, notamment parce qu'elle évalue que ce sont les consommateurs participant au PGEÉ qui retirent les plus grands bénéfices attribuables à la réduction des consommations. Les clients des autres tarifs se voient imputer une réduction de leurs coûts, mais dans une moindre proportion. L'intervenant en conclut que d'un point de vue logique, les catégories de consommateurs qui implantent la mesure devraient en supporter les coûts.

Cet intervenant mentionne, par ailleurs, que la méthode proposée par le Distributeur aurait pour conséquence qu'une catégorie tarifaire, pour laquelle la rentabilité du PGEÉ serait plus grande, interfinancerait le PGEÉ d'une autre catégorie tarifaire, pour laquelle la rentabilité du PGEÉ serait moindre. Finalement, il mentionne que la répartition directe est plus simple d'application et ne nécessite pas le recours à des méthodes d'évaluation plus subjectives.

L'UC recommande d'adopter la méthode de répartition directe de façon provisoire. Elle considère que la méthode des coûts évités proposée par le Distributeur présente des faiblesses. D'une part, les coûts évités de transport du tarif L sont nuls. D'autre part, l'intervenante souligne que la méthode tient compte des volumes économisés cumulés à l'horizon 2007, alors que les investissements relatifs au PGEÉ sont évalués sur la durée de vie des mesures.

De l'avis de l'intervenante, l'utilisation de la répartition directe ne présente pas d'obstacle pour le Distributeur et évite le problème relié à la précision des coûts évités unitaires et au volume d'énergie économisé.

Considérant l'importance du choix d'une méthode de répartition des coûts du PGEÉ, l'UC recommande de réviser les calculs relatifs à la méthode de répartition basée sur les coûts évités pour l'année 2008 et d'évaluer les impacts à long terme de l'application éventuelle de chacune des deux méthodes. À la lumière de ces données supplémentaires, la Régie pourra décider de façon définitive de la méthode à utiliser pour répartir les coûts du PGEÉ entre les catégories de consommateurs.

La Régie considère que la méthode de répartition basée sur les coûts évités, telle que présentée par le Distributeur, comporte des lacunes importantes. D'une part, de l'avis même du Distributeur, les coûts évités de transport et de distribution présentés dans le présent dossier doivent faire l'objet d'une analyse plus approfondie pour tenir compte des investissements soutenus anticipés dans les prochaines années⁶⁰.

D'autre part, la Régie partage les préoccupations d'OC et de l'UC concernant l'utilisation des GWh évités cumulatifs qui ne couvrent pas la durée de vie des mesures du PGEÉ. La Régie considère que, puisque la rentabilité du PGEÉ est évaluée sur la durée de vie des mesures, la méthode de répartition devrait utiliser le même paramètre.

La Régie estime qu'il est possible de remédier à ces lacunes, comme l'ont souligné OC et l'UC.

La Régie reconnaît que le contexte énergétique québécois permet de redistribuer à chaque année l'électricité patrimoniale entre les différentes catégories tarifaires selon leur part relative de la consommation totale. Avec une telle redistribution, une réduction de consommation d'une catégorie tarifaire peut avoir un impact sur les coûts alloués aux autres catégories tarifaires. La simulation de l'AQCIE/CIFQ, qui permet d'identifier la part de réduction des coûts allouée à la catégorie tarifaire qui a implanté la mesure et la part de réduction des coûts répartie aux autres catégories, l'illustre bien.

Bien que l'ensemble des clients puisse bénéficier de réductions de coûts découlant des économies d'énergie, la Régie conclut qu'elles demeurent relativement faibles par rapport à la réduction des coûts dont bénéficie la catégorie qui implante la mesure. Selon cette analyse, le PGEÉ doit davantage être traité, pour la répartition des coûts, comme un autre

⁶⁰ Pièce B-1-HQD-14, document 3, pages 90 et 91.

programme commercial, dans la mesure où la plus grande partie du bénéfice est retirée par la catégorie tarifaire.

De plus, la Régie note que la méthode de répartition directe est simple d'application et ne nécessite pas le recours aux coûts évités qui peuvent, pour leur part, faire l'objet de débats plus controversés.

Décision : La Régie demande au Distributeur d'utiliser la méthode de répartition directe pour allouer les coûts du PGEÉ.

4.4 SURPLUS D'ÉLECTRICITÉ POSTPATRIMONIALE

Conformément à la décision D-2007-12, le Distributeur alloue les coûts de l'électricité postpatrimoniale selon la méthode horaire. Par ailleurs, la Régie note que le Distributeur devient plus actif au niveau de la revente. Lors de l'examen de la méthode de répartition des coûts de fourniture postpatrimoniale, la revente des surplus d'électricité n'a pas fait l'objet d'un examen approfondi.

Décision : La Régie demande que le traitement de la revente dans l'établissement de la répartition des coûts de l'électricité postpatrimoniale, selon la méthode horaire, soit examiné plus en détail en séance d'information.

5. PROPOSITION DE RÉFORME GÉNÉRALE DES TARIFS

À plusieurs reprises, la Régie a mentionné l'importance du signal de prix pour inciter les clients du Distributeur à adopter un comportement rationnel et efficace en matière de consommation d'électricité. Dans sa décision D-2006-34, elle affirmait qu'il est primordial et dans l'intérêt public que la structure tarifaire du Distributeur reflète mieux les coûts marginaux de long terme. Selon la Régie, les modifications des structures tarifaires proposées par le Distributeur permettaient « *d'amorcer graduellement et avec prudence la réforme des structures tarifaires menant à un meilleur signal de prix* »⁶¹.

⁶¹ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, page 73.

Dans la décision D-2007-12, la Régie réitérait le caractère prioritaire de la modification des structures tarifaires en ce sens. Elle demandait au Distributeur de présenter, dans le dossier tarifaire 2008, des propositions de réforme tarifaire tenant compte de l'importance des coûts marginaux de long terme et de la mise en oeuvre de la stratégie énergétique du gouvernement⁶².

Par ailleurs, la stratégie énergétique demande au Distributeur d'accroître la progressivité de la tarification des clients résidentiels et d'implanter graduellement une tarification horosaisonnaire auprès de ces derniers.

5.1 TARIF D

Dans le cadre de la réforme des structures tarifaires, le Distributeur présente son analyse de la redevance d'abonnement, des deux tranches de consommation d'énergie et de la prime de puissance.

Redevance d'abonnement

La redevance d'abonnement couvre les coûts fixes encourus (frais de service à la clientèle, frais de mesurage, facturation, etc.) pour desservir chaque client. Ce montant est donc indépendant de la consommation d'énergie.

Dans le cadre de la réforme présentée, le Distributeur propose de reconduire le gel de la redevance en vigueur depuis le 1^{er} avril 2005. Il précise qu'un client doit payer les coûts encourus pour le desservir, qu'il consomme de l'énergie ou non.

Certains intervenants s'opposent à cette proposition. D'une part, le **RNCREQ** estime que la redevance d'abonnement est trop élevée, car elle inclut certains coûts de service à la clientèle et de recouvrement qui découlent de l'usage direct d'un client, plutôt que de la nécessité de desservir ce dernier. D'autre part, sans s'opposer directement au gel de la redevance, l'**UC** considère que le Distributeur devrait évaluer la possibilité de réduire cette dernière afin de refléter avec justesse la causalité des coûts.

⁶² Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 84.

Étant donné les interrogations soulevées par les intervenants et considérant que le montant de la redevance n'a pas été réévalué depuis le dossier R-3541-2004⁶³, la Régie juge opportun de revoir les coûts inclus dans la redevance, afin de s'assurer que le montant qui lui est attribué reflète avec justesse les coûts fixes réellement encourus par le Distributeur pour desservir chaque client.

Décision : La Régie demande au Distributeur d'analyser la composition et le niveau de la redevance d'abonnement dans le cadre du prochain dossier tarifaire et de lui présenter préalablement les résultats en séance de travail.

Première tranche d'énergie

La première tranche d'énergie se rapporte à la consommation qualifiée d'usage de base, soit l'utilisation des électroménagers, l'éclairage et la chauffe de l'eau. Cet usage de base est quantifié à 30 kWh/jour.

Le Distributeur propose de maintenir le seuil de la première tranche à 30 kWh/jour, étant donné le caractère inélastique de la demande d'énergie associée à cette tranche d'énergie⁶⁴.

Le Distributeur estime préférable de modifier le prix de la deuxième tranche d'énergie plutôt que de modifier le seuil de la première tranche pour favoriser l'envoi d'un signal de prix accru aux clients du tarif D. Il mentionne qu'une modification du seuil de la première tranche ne permettrait pas de refléter la réalité des coûts marginaux de long terme de la fourniture d'électricité.

OC, S.É./AQLPA et l'**UC** sont d'accord, dans l'ensemble, avec la proposition du Distributeur.

La Régie estime que le seuil actuel de la première tranche d'énergie, établi à 30 kWh/jour, reflète la consommation moyenne annuelle associée aux usages de base pour l'ensemble des ménages⁶⁵. De plus, elle est d'avis que la progression du signal de prix du tarif D doit avant tout passer par un accroissement du prix de la deuxième tranche d'énergie, plutôt que par un ajustement du seuil de la première tranche.

⁶³ Dossier R-3541-2004, pièce HQD-14, document 7, page 10.

⁶⁴ Pièce B-1-HQD-12, document 3, page 18, tableau 4.

⁶⁵ Pièce B-1-HQD-12, document 3, page 19, tableau 5.

Décision : La Régie retient la proposition du Distributeur de maintenir le seuil de la première tranche d'énergie du tarif D à 30 kWh/jour jusqu'à l'appariement avec le coût marginal de long terme.

Deuxième tranche d'énergie

La seconde tranche couvre les autres usages et, principalement, le chauffage des locaux. L'écart de prix entre la première tranche et la seconde est établi en se basant sur la différence entre le coût moyen des usages de base et de celui des autres usages, dont le chauffage.

Le Distributeur propose de poursuivre sa stratégie tarifaire et d'augmenter le prix de la deuxième tranche deux fois plus que le prix de la première.

Il vise ainsi à accroître le signal de prix pour affecter la consommation à la marge associée à la seconde tranche, afin de favoriser l'efficacité énergétique dans un contexte de croissance de la demande et de préoccupations environnementales.

Le Distributeur écarte le scénario d'une hausse tarifaire entièrement appliquée à la seconde tranche. Selon ses calculs, ce scénario n'amènerait aucune amélioration du signal de prix pour plus de la moitié de la consommation associée au tarif D, et ce, dans un contexte où la hausse des coûts d'approvisionnement affecte l'ensemble de la consommation⁶⁶.

S.É./AQLPA précise que le fait de répartir les hausses tarifaires davantage sur la seconde tranche d'énergie que sur la première contribue à améliorer le signal de prix sur la partie plus élastique de la demande et à rapprocher les prix de ces deux tranches de leurs coûts réels.

La Régie considère que la proposition d'augmenter le prix de la deuxième tranche deux fois plus que le prix de la première respecte la stratégie tarifaire amorcée lors du dossier tarifaire R-3541-2004 et reconnue par la Régie dans ses décisions D-2005-34, D-2006-34 et D-2007-12. Dans la mesure où l'écart entre les prix de la première et de la deuxième tranches n'a pas encore atteint le niveau souhaitable, elle juge que la poursuite de cette stratégie est toujours pertinente.

⁶⁶ Pièce B-1-HQD-12, document 3, page 42.

Cependant, tout comme le Distributeur, la Régie constate que la hausse des coûts d'approvisionnement affecte l'ensemble de la consommation. Elle détermine donc qu'une partie de la hausse tarifaire doit porter sur la première tranche.

Décision : La Régie retient la proposition du Distributeur de poursuivre l'application de la stratégie visant à augmenter le prix de la deuxième tranche d'énergie deux fois plus que le prix de la première.

Introduction d'une troisième tranche d'énergie

La stratégie énergétique du gouvernement du Québec mentionne la possibilité d'introduire une troisième tranche d'énergie afin d'accroître le signal de prix du tarif D et de faire supporter aux plus grands consommateurs d'électricité une part plus importante du revenu requis du Distributeur.

Le Distributeur propose néanmoins de maintenir la structure tarifaire actuelle du tarif D, composée de deux tranches d'énergie. Il estime que l'introduction d'une tranche additionnelle comporte plus d'inconvénients que d'avantages.

Le Distributeur analyse trois scénarios d'introduction d'une troisième tranche d'énergie, avec des seuils respectifs de 60 kWh/jour, 100 kWh/jour et 150 kWh/jour. Il constate que l'introduction d'une troisième tranche ralentit la progression du prix de la seconde tranche, atténuant ainsi le signal de prix pour 43 %, 69 % ou 91 % des clients, selon le scénario étudié⁶⁷.

Le Distributeur précise que l'introduction d'une troisième tranche ne permet pas d'appliquer un prix suffisamment élevé sur un volume significatif de kWh pour un nombre important de clients⁶⁸.

OC et S.É./AQLPA s'opposent à l'introduction d'une troisième tranche d'énergie étant donné le signal de prix moindre qu'envoie une telle structure pour de nombreux consommateurs.

Le Distributeur souligne que l'application d'une prime de puissance au tarif D joue déjà un rôle similaire à celui d'une troisième tranche d'énergie, mais sans les inconvénients associés à cette dernière.

⁶⁷ Pièce B-1-HQD-12, document 3, pages 51 et 52.

⁶⁸ Pièce B-1-HQD-12, document 3, page 54, tableau 35.

Selon le Distributeur, la seule façon d'introduire de manière efficace une tranche de consommation additionnelle serait de subdiviser la deuxième tranche. Le **RNCREQ** propose une telle structure.

Cet intervenant propose de subdiviser en deux la seconde tranche du tarif D afin d'introduire une troisième tranche d'énergie, qui remplacerait cette seconde tranche.

Il recommande donc d'établir un seuil à 20 kWh/jour pour la première tranche, qui correspond, selon ses calculs, à la consommation associée à l'éclairage et aux électroménagers. Une seconde tranche, délimitée entre 20 kWh/jour et 30 kWh/jour, serait associée à l'usage de l'eau chaude. Enfin, une troisième tranche correspondrait à tous les autres usages, dont le chauffage.

De plus, afin que cette nouvelle structure tarifaire génère des revenus égaux à ceux de l'actuel tarif D, le RNCREQ propose d'abaisser le prix de la redevance de 40,64 ¢/jour à 25 ¢/jour.

La proposition du RNCREQ implique donc une redevance plus basse, un prix de la première tranche d'énergie plus bas et un prix de la troisième tranche plus élevé que celui de l'actuelle seconde tranche⁶⁹.

Le RNCREQ stipule que sa proposition vise à accroître davantage le signal de prix du tarif D afin qu'il reflète plus rapidement les coûts marginaux de long terme de la fourniture d'électricité. Les petits consommateurs d'électricité, notamment les clients résidentiels qui ne chauffent pas à l'électricité, seraient favorisés au détriment des plus gros consommateurs d'électricité.

L'analyse du RNCREQ démontre que 30 % des abonnés au tarif D, soit environ 800 000 clients qui consomment 60 kWh et plus par jour, connaîtraient des hausses tarifaires allant de 4,8 % à 10,3 %⁷⁰.

La Régie constate que cette proposition favorise les clients qui ne consomment pas régulièrement d'électricité sur une base annuelle, comme les propriétaires de chalets et ceux qui disposent d'une autre source d'énergie pour le chauffage.

⁶⁹ Pièce C-9-13-RNCREQ, page 24, tableau 11.

⁷⁰ Pièce C-9-13-RNCREQ, page 25, tableau 12.

Elle juge que l'intégration d'une troisième tranche, bien qu'elle accélère l'atteinte des coûts marginaux de long terme et qu'elle envoie un signal de prix plus fort que la proposition du Distributeur, crée des impacts tarifaires importants pour une large part des consommateurs d'électricité⁷¹.

La Régie souligne également le fait que les différents facteurs d'utilisation (chauffage de l'eau, chauffage des locaux et autres usages) utilisés par le RNCREQ ne reflètent pas la réalité du contexte énergétique québécois et les habitudes de consommation des clients du tarif D⁷².

Décision : Pour ces motifs, la Régie rejette la proposition du RNCREQ.

Quant aux autres scénarios du Distributeur, qui comprennent une troisième tranche d'énergie dont le seuil se situe au-delà de la seconde, la Régie est d'avis qu'une telle tranche introduit un seuil arbitraire qui ne peut être associé à aucun usage précis. De plus, la Régie partage l'avis du Distributeur voulant qu'une structure à deux tranches d'énergie, à laquelle on ajoute une prime de puissance, joue un rôle équivalent à celui d'une structure à trois tranches.

Elle rappelle que la structure actuelle du tarif D permet depuis trois ans d'améliorer significativement le signal de prix, et ce, de manière progressive.

Décision : La Régie retient la proposition du Distributeur de ne pas inclure une troisième tranche d'énergie au tarif D.

Tarifification saisonnière

Dans ses dernières décisions tarifaires, la Régie demande au Distributeur d'examiner l'opportunité d'établir une tarification saisonnière au tarif domestique. Le Distributeur analyse deux scénarios de tarification saisonnière qui s'inspirent des tarifs en vigueur en Ontario :

- la réduction du seuil de la première tranche à 25 kWh/jour en été;
- l'augmentation du seuil de la première tranche à 35 kWh/jour en hiver.

⁷¹ Pièce B-59-HQD-18, document 12.

⁷² Pièce B-61-HQD-18, document 14, page 3.

Le Distributeur présente, pour cette clientèle, la répartition mensuelle des besoins de base, excluant la climatisation. La moyenne est de 25 kWh/jour pour les mois d'été (d'avril à novembre) et de 31 kWh/jour pour les mois d'hiver (de décembre à mars).

Le Distributeur considère que la hausse du seuil de la première tranche en hiver à 35 kWh/jour diluerait le signal de prix, ce qui est contraire à l'un des objectifs fixés par la Régie dans sa décision D-2006-34 et par le gouvernement dans sa stratégie énergétique.

La hausse du seuil d'énergie en hiver à 35 kWh/jour a pour effet de facturer 5 % plus de kWh en première tranche qu'à un seuil annuel de 30 kWh/jour. Par le fait même, le nombre de clients qui ne sont facturés qu'en première tranche augmente de 10 %. Ainsi, moins de clients ont accès au signal de prix de la deuxième tranche. En revanche, les grands consommateurs subissent une hausse de facture plus importante uniquement parce que la hausse de la consommation admissible en première tranche n'est pas suffisamment importante pour compenser la hausse du prix de la deuxième tranche.

Par ailleurs, en s'appuyant sur la répartition mensuelle des besoins de base, le Distributeur mentionne qu'il peut être justifié de réduire le seuil de la première tranche en été, c'est-à-dire du 1^{er} avril au 30 novembre. Cependant, on constate que les usages de base des mois d'avril, mai et novembre sont supérieurs à 25 kWh/jour. Par conséquent, de l'avis du Distributeur, un seuil d'énergie fixé à 25 kWh/jour en été présente le risque de facturer en deuxième tranche des usages de base inélastiques.

Le **GRAME** est d'avis que la possibilité de l'application d'une tarification saisonnière doit être examinée, même si les profils de consommation de l'électricité au Québec sont plus importants en hiver contrairement à l'Ontario où les profils sont plus importants en été.

OC recommande de hausser le seuil de la première tranche en hiver à 35 kWh/jour. Elle considère que cette option présente l'avantage d'augmenter le prix de la seconde tranche du tarif dans une période critique de consommation, soit l'hiver. Ainsi, plus de consommateurs verront la portion plus inélastique de leur consommation facturée au taux de la première tranche.

S.É./AQLPA partage l'avis du Distributeur de ne pas hausser le seuil de la première tranche du tarif D en hiver, ni de réduire ce seuil en été.

L'UC mentionne qu'augmenter le seuil de la première tranche en hiver et maintenir le seuil actuel de 30 kWh/jour en été serait envisageable, en autant que des mesures de mitigation des effets pervers, chez certains consommateurs à faible revenu, soient implantées rapidement.

Les demandes réitérées de la Régie visant à modifier les structures tarifaires afin de mieux refléter les signaux de prix de long terme découlent principalement du fait que le coût de l'électricité postpatrimoniale est trois fois plus élevé que celui de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur a recours à de l'électricité postpatrimoniale tout au long de l'année, autant en été qu'en hiver. Puisqu'il procède par appel d'offres pour s'approvisionner, les prix qui en résultent sont ceux du marché du Nord-Est américain. En période de pointe, ces prix peuvent être aussi élevés en été qu'en hiver. La Régie considère qu'il y a un avantage économique important à modifier la structure tarifaire afin d'inciter à réduire la consommation postpatrimoniale, en été comme en hiver.

La Régie juge que la réduction du seuil de la première tranche du tarif D à 25 kWh/jour en été pourrait permettre de mieux refléter le profil des consommations mensuelles de base des clients, à condition que cette modification soit accompagnée d'un changement de définition de la période d'été de mai à octobre, et ce, seulement lorsque le Distributeur aura mis en place une infrastructure de mesurage lui permettant de lire les consommations de tous les clients résidentiels au premier jour de chaque changement de saison.

En l'absence d'une telle infrastructure, le Distributeur devra recourir à la règle du prorata trois fois par année (1^{er} avril, 1^{er} mai et 1^{er} novembre), ce qui diluerait l'impact souhaité et pourrait créer beaucoup de confusion chez la clientèle.

Néanmoins, la Régie partage l'avis du Distributeur voulant qu'il soit préférable de ne pas entreprendre plusieurs changements à la fois au tarif D. En conséquence, il est souhaitable, dans un premier temps, de poursuivre l'appariement du prix de la deuxième tranche au coût marginal de long terme. La Régie estime que le réexamen de cette question pourrait être envisagé lorsque le Distributeur disposera de l'infrastructure de mesurage nécessaire.

Décision : Pour ces motifs, la Régie juge prématuré d'implanter une telle modification à la structure tarifaire du tarif domestique. Lorsque le Distributeur disposera de l'infrastructure de mesurage nécessaire, il pourra réexaminer la question et présenter une proposition à la Régie.

Facturation de la puissance

L'application d'une prime de puissance pour les appels excédant 50 kW en hiver permet d'ajouter un signal de prix en puissance pour les clients qui ont la capacité de gérer leur pointe en hiver. Cette prime affecte surtout les quelque 2 600 clients qui consomment plus de 130 000 kWh par année, mais elle a également un impact sur l'ensemble de la clientèle du tarif D qui est facturé pour l'ajout de capacité en puissance par le Distributeur sur son réseau.

Le Distributeur propose la réforme suivante de la facturation de la puissance :

- facturation annuelle de la puissance et non seulement en hiver;
- introduction, à compter du 1^{er} avril 2009, d'une prime de puissance de 0,63 \$/kW applicable en été (augmentation annuelle de 0,63 \$/kW jusqu'à ce la prime d'été atteigne la prime d'hiver);
- gel de la prime d'hiver à son prix au 1^{er} avril 2008 (6,21 \$/kW);
- introduction à partir du 1^{er} avril 2009 de la facturation de la puissance apparente exprimée en kVA pour les clients dont le facteur de puissance est inférieur à 90 %.

Le Distributeur mentionne que la facturation actuelle de la puissance uniquement en hiver n'offre aux clients aucun incitatif à gérer leurs appels de puissance en période d'été, dans un contexte où il n'existe qu'un très faible écart entre les coûts marginaux de long terme d'été et ceux d'hiver.

Il souligne également que les clients du tarif domestique dont le facteur de puissance est inférieur à 90 % disposent d'un avantage indu par rapport aux clients des autres tarifs (G, M et L), puisqu'ils n'ont aucun incitatif à installer des condensateurs pour améliorer leur facteur de puissance. Or, un plus faible facteur de puissance augmente les pertes sur le réseau et occasionne des fluctuations de tension sur les lignes électriques, ce qui oblige le Distributeur à installer des condensateurs aux frais de l'ensemble des clients.

La Régie considère qu'une prime de puissance annuelle envoie un meilleur signal de prix en reflétant adéquatement les coûts évités en puissance et incite les clients à mieux gérer leurs appels de puissance en tout temps. Elle juge également que les impacts tarifaires d'une telle réforme sont acceptables.

Décision : La Régie retient la proposition de réforme de la facturation de la puissance du Distributeur.

Facturation de la puissance au tarif DM

Étant donné que le tarif DM prévoit une structure similaire à celle du tarif D et que leurs tranches d'énergie croissent au même rythme, le Distributeur mentionne que le taux de facturation de la puissance au tarif DM devrait être égal à celui du tarif D.

Le Distributeur propose donc :

- de hausser, le 1^{er} avril 2009, la prime de puissance au niveau de celle du tarif D;
- d'appliquer les éléments de la réforme de la puissance proposée au tarif D, soit la facturation annuelle de la puissance, l'introduction d'un mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale et la facturation de la puissance apparente.

Le Distributeur mentionne vouloir inciter les immeubles collectifs à une meilleure gestion de la puissance en accroissant le signal de prix. Il précise que la réforme de la facturation de la puissance affecte surtout les immeubles de 12 logements et moins, dont les appels de puissance sont très importants.

Afin de limiter l'impact tarifaire de la proposition et de s'assurer que la neutralité tarifaire soit respectée, le Distributeur propose d'établir un seuil de facturation de la puissance par logement s'appliquant sur l'excédent du maximum entre 50 kW et le produit du seuil par logement (4 kW) et du multiplicateur⁷³.

Décision : La Régie retient la proposition du Distributeur relative à la réforme de la facturation de la puissance au tarif DM. La Régie est d'avis que l'impact tarifaire de la hausse de la prime de puissance demeure relativement faible, étant donné que seulement 2,5 % des clients du tarif DM verront leur facture augmenter de plus de 3 %⁷⁴.

⁷³ Le seuil de 4 kW a été établi de manière à ce que l'actuelle prime de puissance au tarif DM appliquée sur l'excédent de 50 kW génère les mêmes revenus en puissance qu'une prime de puissance équivalente à celle du tarif D appliquée sur l'excédent du maximum entre 50 kW et le produit d'un seuil par logement et du nombre de logements.

⁷⁴ Pièce B-1-HQD-12, document 3, page 64, tableau 40.

Quant à l'application au tarif DM des éléments de la réforme de la puissance proposée au tarif D, la Régie approuve la proposition du Distributeur.

Synthèse de la proposition de réforme

La Régie est satisfaite de l'évolution de la réforme des tarifs D et DM. Cette réforme, amorcée depuis 2004⁷⁵, permet de manière graduelle et prudente d'inciter les clients du Distributeur à optimiser leur consommation d'électricité par un meilleur signal de prix.

Cette réforme mène à un rapprochement progressif des tarifs domestiques vers les coûts marginaux de long terme, afin que les consommateurs d'électricité favorisent davantage l'efficacité énergétique.

Décision : Le Distributeur n'ayant présenté aucune réforme du tarif DT, la Régie lui demande, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une analyse de la structure du tarif DT en considérant le contexte énergétique québécois actuel en matière de coût d'approvisionnement postpatrimonial.

Un projet pilote de TDT au tarif D sera prochainement réalisé dans le but de tester différents moyens d'accroître et d'améliorer le signal de prix envoyé aux consommateurs. Les résultats de ce projet permettront de poursuivre la réforme générale des tarifs D et DM.

5.2 TARIFS G ET M

Les structures des tarifs G et M sont dégressives et contiennent deux prix en énergie.

Tarif G

Le Distributeur propose d'éliminer la deuxième tranche du tarif G en augmentant plus rapidement son prix par rapport au prix de la première tranche sur une période de quatre à six ans. Les clients qui consomment en deuxième tranche subiraient cependant des impacts tarifaires importants. Ces impacts seraient toutefois atténués par un transfert des clients au tarif M ou au tarif G-9. Pour ce faire, le domaine d'application du tarif M devra être modifié.

⁷⁵ Dossier R-3541-2004.

Afin de limiter les impacts pour les clients dépassant occasionnellement, ou par un faible écart, le seuil de 50 kW, le Distributeur propose, pour l'instant, de conserver la prime de puissance au tarif G. Cette prime de puissance jouerait un rôle de tranche progressive visant à assurer une continuité plus harmonieuse avec les tarifs M et G-9.

Dorénavant, le tarif M serait ouvert à tout client dont l'appel de puissance est supérieur à 50 kW, mais il ne serait plus obligatoire. Puisqu'il n'y aurait plus de règle automatique de passage du tarif G au tarif M, la responsabilité de choisir le tarif le plus avantageux incomberait au client, comme c'est le cas actuellement pour le passage du tarif G au tarif G-9. À ce sujet, le Distributeur mentionne qu'il développera des indicateurs qui permettront d'identifier les clients qui auraient avantage à changer de tarif. L'approche commerciale ainsi que les moyens mis en oeuvre pour informer la clientèle seront développés pour l'introduction de la réforme.

Quant aux règles de passage du tarif G au tarif G-9, elles resteront les mêmes. Actuellement, le tarif G-9 est plus intéressant lorsque l'appel de puissance du client est supérieur à 66 kW. Le Distributeur propose toutefois de hausser graduellement la prime de puissance du tarif G pour faire en sorte que ce seuil de passage atteigne 60 kW, soit un niveau raisonnable pour démarquer les clients de moyenne puissance des clients de petite puissance.

En modifiant le seuil d'application du tarif M, près de 8 000 clients du tarif G auraient avantage à transférer immédiatement leur abonnement au tarif M. D'autres clients passeraient au tarif M au fur et à mesure de la hausse du prix de la deuxième tranche et de la prime de puissance. Aux termes de l'élimination de la deuxième tranche et de l'ajustement de la prime de puissance au tarif G, le Distributeur évalue que près de 70 % de la clientèle facturée en puissance, actuellement au tarif G, transférerait leur abonnement au tarif M et seulement 12 % au tarif G-9. Il y aurait encore près de 20 % des clients facturés en puissance qui demeureraient au tarif G, soit environ 3 800 clients.

De l'avis du Distributeur, l'élimination de la deuxième tranche d'énergie au tarif G permet de simplifier la tarification actuelle et de clarifier le signal de prix. Elle permet également l'introduction d'autres types de tarification qui ne sont pas possibles avec la structure dégressive actuelle des prix de l'énergie.

Tarif M

Les modifications proposées par le Distributeur pour le tarif M concernent le domaine d'application, le mécanisme de facturation de la puissance et l'élimination de la dégressivité.

Afin de permettre au plus grand nombre de clients de plus de 50 kW d'avoir accès à un tarif en puissance et en énergie, le tarif M devra dorénavant s'appliquer à des abonnements dont la puissance maximale appelée est supérieure à 50 kW au moins une fois au cours des 12 derniers mois.

Le transfert des clients de plus de 50 kW du tarif G au tarif M nécessite de revoir le mécanisme de fixation de la puissance à facturer minimale actuellement en vigueur au tarif M. L'application du mécanisme de la puissance souscrite aux 13 800 nouveaux petits clients en plus des 12 600 clients actuels n'est pas envisageable, compte tenu du nombre de clients à traiter. Par conséquent, le Distributeur propose d'adopter le mécanisme automatique actuellement utilisé au tarif G et d'établir la puissance à facturer minimale à partir d'un taux de 65 % de la puissance maximale appelée de la période d'hiver.

L'instauration d'un mécanisme automatique de fixation de la puissance à facturer minimale résout en grande partie les problèmes d'application soulevés précédemment, sans avoir recours à l'ajout d'autres modalités qui complexifieraient davantage le mécanisme de la puissance souscrite.

Le Distributeur propose, afin de limiter les impacts, d'introduire le mécanisme automatique de façon graduelle, sur deux ans.

L'amélioration du signal de prix passe également par l'élimination de la dégressivité en remplaçant les deux prix actuels par un seul. Pour ce faire, le Distributeur privilégie une hausse du prix de l'énergie de la deuxième tranche qui permettra de mieux moduler les impacts de la hausse dans le temps. Après l'élimination de la deuxième tranche, le Distributeur mentionne qu'il faudra minimiser les écarts entre les prix des deux tarifs en n'accroissant pas indûment l'écart entre les prix de l'énergie, d'une part, et les prix de puissance, d'autre part. Le Distributeur envisage l'élimination de la dégressivité sur une période d'environ cinq ans.

Les deux propositions de refonte du tarif M, soit la suppression de la deuxième tranche et l'introduction d'un mécanisme de fixation automatique de la puissance à facturer minimale, ont des impacts différents selon les groupes de clients. La suppression de la deuxième tranche aura des impacts plus importants chez les clients de plus grande taille caractérisés par un fort facteur d'utilisation (FU), tandis que l'introduction du mécanisme automatique augmentera davantage la facture des clients saisonniers. C'est pourquoi les clients pénalisés simultanément par les deux propositions sont rares.

Le Distributeur a introduit deux options pour cette clientèle : l'électricité interruptible et l'utilisation des groupes électrogènes de secours. Il mentionne qu'il devra faire le point, lors des prochains dossiers tarifaires, sur les résultats au chapitre de l'adhésion et sur les facteurs pouvant limiter la clientèle à participer à ces options. Cette analyse permettra de mieux établir la pertinence de cette approche et de voir si cette clientèle a réellement un potentiel pour gérer sa consommation sur une base horaire.

Tarif G-9

Les modifications proposées aux tarifs G et M impliquent que certaines modalités tarifaires du tarif G-9 devront être revues, notamment le pourcentage qui sert à déterminer la puissance à facturer minimale. Afin de s'assurer que ces différences sont nécessaires, une analyse devra valider que l'application du seuil de 75 % de la puissance maximale appelée, plutôt qu'un seuil de 65 %, est toujours requise à la suite de la refonte tarifaire. Pour l'instant, le Distributeur croit que le seuil de 75 % est justifié au tarif G-9 par rapport au seuil de 65 % proposé pour le tarif M.

Le Distributeur envisage également d'uniformiser le critère de sélection des périodes de consommation retenues pour le calcul de la puissance à facturer minimale. Au tarif G-9, les périodes de consommation retenues sont celles se terminant durant une période d'hiver. Au tarif G, seules les périodes de consommation situées à l'intérieur des limites de la période d'hiver sont retenues.

Cette définition est moins contraignante pour la clientèle. En adoptant la définition actuelle du tarif G pour le tarif G-9, le Distributeur faciliterait la compréhension des mécanismes de facturation de la puissance, tout spécialement pour ceux qui transfèrent leur abonnement d'un tarif à l'autre ou pour les clients disposant de plusieurs abonnements à différents tarifs.

Synthèse des modifications aux tarifs de petite et moyenne puissance

Le tableau suivant résume les propositions du Distributeur relatives aux tarifs des clients de petite et moyenne puissance.

TABLEAU 18
RÉSUMÉ DES PROPOSITIONS AUX TARIFS DE PETITE ET MOYENNE PUISSANCE

	<i>Tarif au 1^{er} avril 2007</i>	<i>Structure proposée</i>
Tarif G		
Domaine d'application	- Puissance à facturer minimale < 100 kW	- S'applique généralement lorsque la PMA est toujours < 50 kW
Structure	- 1 redevance - 2 prix d'énergie - 1 prix de puissance, excédent de 50 kW	- 1 redevance - 1 prix d'énergie - 1 prix de puissance, excédent de 50 kW
Facturation de la puissance	- Mécanisme automatique 65 %	- Mécanisme automatique 65 %
Tarif M		
Domaine d'application	- Puissance à facturer minimale \geq 100 kW	- S'applique lorsque la PMA est \geq 50 kW au cours d'une des 12 dernières périodes de consommation
Structure	- 2 prix d'énergie - 1 prix de puissance	- 1 prix d'énergie - 1 prix de puissance
Facturation de la puissance	- Puissance souscrite	- Mécanisme automatique 65 %
Tarif G-9		
Domaine d'application	- Facteur d'utilisation de la puissance à facturer \leq 30 % - Ne s'applique pas lorsque la PMA est toujours < 65 kW pendant les 12 dernières périodes de consommation	- Facteur d'utilisation de la puissance à facturer \leq 30 % - Ne s'applique pas lorsque la PMA est toujours < 60 kW pendant les 12 dernières périodes de consommation
Structure	- 1 prix d'énergie - 1 prix de puissance	- 1 prix d'énergie - 1 prix de puissance
Facturation de la puissance	- Mécanisme automatique 75 %	- Mécanisme automatique 75 %

Source : Pièce B-1-HQD-12, document 4, page 35

La FCEI n'est pas convaincue que les réformes tarifaires proposées par le Distributeur tiendront bien compte des différentes caractéristiques de consommation que l'on retrouve

chez ses membres. Elle remarque que les propositions du Distributeur tendent vers une simplification accrue des tarifs. L'intervenante se demande si cette simplification n'est pas trop grande.

Elle note que les propositions du Distributeur ont pour conséquence que le taux unitaire qui sera facturé aux clients d'un même tarif sera fonction seulement de son FU et indépendant du volume consommé par le client.

L'intervenante mentionne :

« Pour un même FU, un “petit” client M paiera plus cher qu’un “gros” client L ; mais, pour un même FU, un “petit” client M paiera le même prix qu’un “gros” client M. La FCEI est donc préoccupée par le fait que, pour un même FU, les coûts justifieraient de distinguer selon leur “grosseur” les clients L des clients M, mais qu’ils ne justifieraient pas de distinguer le client M de 4 000 kW du client M de 50 kW. »⁷⁶

Par ailleurs, la FCEI n'est pas d'accord avec la proposition du Distributeur voulant que le client ait la responsabilité de déterminer le tarif le plus avantageux pour lui. La FCEI propose plutôt que le Distributeur s'assure, à intervalle régulier, que ses clients sont bien facturés au tarif qui leur convient le mieux.

La FCEI recommande que l'implantation de la structure tarifaire proposée par le Distributeur demeure progressive et ne s'accélère pas. Elle recommande qu'une ou deux autres réunions techniques aient lieu sur les structures tarifaires réformées pour permettre des échanges de fond.

Le **GRAME**, **S.É./AQLPA** et l'**UMQ** appuient les propositions du Distributeur. Cependant, l'**UMQ** recommande que le Distributeur :

- s'assure d'informer adéquatement tous les clients des changements à venir;
- fournisse l'impact de la réforme pour les clients selon leur secteur d'activité ainsi que leur consommation;
- mette en place, advenant l'approbation par la Régie, un mécanisme de suivi afin de retracer l'impact pour la clientèle au fur et à mesure de son implantation.

⁷⁶ Pièce C-6-6-FCEI, page 35.

Le **RNCREQ** propose l'implantation d'une structure tarifaire à paliers, mais élabore peu sa position.

Le Régie note qu'aucun intervenant ne s'objecte totalement aux modifications proposées par le Distributeur concernant les structures tarifaires des tarifs G et M. La Régie juge que la proposition du Distributeur, en permettant d'éliminer progressivement la dégressivité des tarifs G et M, simplifie la tarification actuelle et clarifie le signal de prix. Ces modifications rendent également possible l'introduction d'autres types de tarification qui ne sont pas possibles avec la structure dégressive actuelle. De plus, la Régie partage l'avis du Distributeur selon lequel les modifications apportées au tarif M inciteront les clients à gérer leur consommation, plutôt que leur facture.

Décision : La Régie retient les propositions de modifications tarifaires des tarifs G et M.

La Régie constate qu'à terme, les plus grands consommateurs du tarif G devraient naturellement migrer vers le tarif M, lequel regrouperait des clients ayant des caractéristiques de coûts plus similaires aux leurs, qu'à celles des petits clients du tarif G.

Cependant, le nombre de clients du tarif M doublera pour passer de 12 600 à environ 26 300 et regroupera à terme des petits clients (50 kW) et de très grands clients (plus de 4 000 kW). Comme le souligne la FCEI, dans cette nouvelle structure tarifaire, des clients de même FU se verront facturer le même coût unitaire indépendamment de leur consommation annuelle en énergie. La Régie est préoccupée par cette problématique.

Décision : La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une analyse de la segmentation de la clientèle des tarifs généraux G, M et L. Cette présentation devra préalablement faire l'objet d'une séance de travail avec les intervenants et le personnel technique de la Régie.

Cette analyse devra établir le lien entre les caractéristiques de consommation des clients, notamment le FU et le volume de consommation annuelle, ainsi que les caractéristiques de coûts des clients, notamment les facteurs inducteurs de coûts en puissance, en énergie et en abonnement.

En ce qui concerne la responsabilité des clients de choisir le tarif le plus avantageux, la Régie retient la proposition du Distributeur de développer des indicateurs qui permettront d'identifier les clients qui auraient avantage à changer de tarif. Elle note que l'approche commerciale ainsi que les moyens mis en oeuvre pour informer la clientèle seront développés à temps pour l'introduction de la réforme.

5.3 TARIF L

Proposition du Distributeur

Le Distributeur propose de maintenir le tarif L actuel sans aucune modification de structure. Parallèlement au maintien et au développement de mesures en efficacité énergétique adaptées à la clientèle de grande puissance, le Distributeur entend poursuivre l'application des hausses tarifaires davantage sur la composante énergie du tarif L, afin de refléter la structure des coûts marginaux. L'utilisation d'options tarifaires répondant tant aux besoins du Distributeur que ceux de la clientèle sera également poursuivie.

Selon le Distributeur, la structure actuelle du tarif L, avec un prix de l'énergie et un prix de la puissance, offre déjà un signal de prix clair. À son avis, l'orientation de faire porter les hausses tarifaires davantage sur la composante énergie que sur la composante puissance permet par ailleurs, d'année en année, de mieux refléter le signal des coûts marginaux dans le tarif.

Le Distributeur mentionne qu'au tarif L, la principale avenue pour améliorer le signal de prix serait l'introduction d'une structure progressive en énergie (tarif à paliers ou *Stepped rate*). Le Distributeur a partagé ses réflexions à cet égard avec les représentants des clients de grande puissance et a considéré leurs préoccupations et leurs commentaires dans sa proposition.

Tarif à paliers chez BC Hydro

À la demande du gouvernement de la Colombie-Britannique, BC Hydro applique depuis avril 2006 un tarif à paliers à sa clientèle de haute tension (60 kV et plus). Ce tarif s'inscrit en conformité avec les orientations de la stratégie énergétique adoptée par le gouvernement de cette province en 2002, soit ouvrir le marché de détail pour les grands clients, encourager l'autoproduction et favoriser l'efficacité énergétique.

Le tarif de BC Hydro est progressif pour la composante énergie seulement, le prix de la puissance étant le même que celui du tarif régulier. Les prix des deux paliers sont calibrés en fonction du prix de l'énergie de 2,725 ¢/kWh du tarif régulier, assurant ainsi un impact neutre sur les revenus. Le prix du premier palier est fixé à 2,43 ¢/kWh et s'applique à 90 % de la consommation de référence alors que le prix du deuxième palier s'applique au reste de la consommation. Le prix du deuxième palier de 5,4 ¢/kWh correspond au prix moyen des appels d'offres de 2002 pour des projets d'énergie renouvelable.

Selon le Distributeur, dans la mesure où l'ouverture du marché de détail n'est pas envisagée au Québec, l'introduction d'un tarif à paliers viserait essentiellement à inciter les clients à mettre en place et à financer eux-mêmes des mesures en efficacité énergétique en retour d'une rémunération au coût marginal. Un tel tarif ne serait donc justifié que s'il apportait une contribution additionnelle significative en sus des programmes en efficacité énergétique actuels, tout en étant neutre sur les tarifs.

Le Distributeur considère que les programmes en efficacité énergétique s'avèrent un outil plus efficace qu'un tarif à paliers pour atteindre les objectifs d'économie d'énergie. À son avis, ils lui permettent de mieux cibler les mesures en fonction de critères précis alors qu'avec le tarif à paliers, toute réduction de la consommation est rémunérée au coût marginal, quelle qu'elle soit. De plus, les programmes permettent de donner une aide financière en lien direct avec la valeur économique des économies réalisées, à l'avantage de l'ensemble de la clientèle. À l'opposé, le tarif à paliers accorde la même valeur à toutes les mesures d'économie d'énergie. Ainsi, les mesures les moins coûteuses sont rémunérées à la pleine valeur du coût évité.

Le Distributeur mentionne que la gestion des consommations de référence pourrait être lourde et complexe, puisque la tarification à paliers impliquerait l'établissement et la gestion d'environ 300 consommations de référence.

Compte tenu de ces constats, le Distributeur ne recommande pas l'introduction d'une tarification à paliers pour la clientèle de grande puissance. Ce type de tarif ferait supporter des risques trop importants aux grands clients industriels et au Distributeur en contrepartie d'un apport additionnel négligeable en efficacité énergétique.

Finalement le Distributeur mentionne que ce n'est qu'en 2009 que des résultats plus précis sur l'expérience du tarif à paliers chez BC Hydro seront connus, puisque la British-Columbia Utilities Commission (BCUC) devra alors produire un rapport complet au gouvernement à ce sujet. Ce rapport permettra, entre autres, de vérifier si les objectifs de la

stratégie énergétique du gouvernement de la Colombie-Britannique ont été atteints et si le tarif a entraîné des transferts de coûts entre catégories tarifaires.

Tarifification différenciée dans le temps

La clientèle de grande puissance utilise l'électricité de façon relativement stable pendant l'année. De l'avis du Distributeur, les activités de cette clientèle n'offrent que peu de potentiel pour un déplacement de charges de l'hiver à l'été. Par ailleurs, la structure du tarif L intègre déjà des éléments pour inciter le client à gérer ses appels de puissance en période d'hiver, soit le mécanisme de puissance souscrite et la prime de dépassement applicable en période d'hiver.

Le Distributeur favorise l'utilisation d'options tarifaires par rapport à une modification des structures des tarifs de base pour répondre à des besoins particuliers du réseau et des clients. Le Distributeur mentionne qu'il offre aux clients disposant d'un potentiel d'effacement la possibilité de participer aux options d'électricité interruptible, l'utilisation des groupes électrogènes de secours et l'obtention en contrepartie d'un crédit sur leur facture.

L'**AQCIE/CIFQ** souscrit aux conclusions du Distributeur. Concernant le tarif à paliers, l'intervenant soumet que la structure du marché québécois et le manque d'intérêt des parties impliquées ne permettent pas l'implantation d'un tarif à paliers, sans compter les complications administratives qui y sont associées et les difficultés reliées à la méthode d'allocation des coûts patrimoniaux et postpatrimoniaux. Il souligne également que lorsque le rapport de la BCUC faisant état de l'expérience du tarif à paliers de BC Hydro sera publié, et dans la mesure où ce rapport permettra d'évacuer une partie importante des désavantages de ce tarif, il sera alors possible de revoir cette question.

Par ailleurs, l'**AQCIE/CIFQ** ajoute qu'il existe un intrafinancement entre les clients de faible et de fort FU au tarif L. Il souligne que le Distributeur accentue cette situation d'intrafinancement en faisant porter davantage la hausse tarifaire sur la portion énergie du tarif, plutôt que sur la portion puissance. L'intervenant propose de faire porter la hausse tarifaire davantage sur la portion puissance ou d'établir un groupe de travail afin d'examiner et de déterminer la segmentation la plus optimale des clients du tarif L.

Le **RNCREQ** propose l'implantation d'une structure tarifaire à paliers, mais élabore peu sa position.

Le **ROEE** demande à la Régie de procéder à l'implantation de manière ordonnée d'un tarif à paliers pour les grands consommateurs du tarif L. L'intervenant considère que l'expérience de la Colombie-Britannique a permis de fournir un signal de prix aux grands consommateurs. Il évalue à environ 5 % la réduction de consommation attribuable à ce tarif. Il mentionne que l'ouverture des marchés de détail s'avère non pertinente au succès d'un tarif à paliers et que, par conséquent, son implantation au Québec permettrait la mise en place de stratégies pour réduire la consommation. Il partage l'avis du Distributeur voulant que la tarification à paliers soit la seule façon d'obtenir un tarif progressif pour les tarifs généraux, compte tenu de l'hétérogénéité de la clientèle. De l'avis de l'intervenant, la proposition du Distributeur équivaut à un refus d'aller au-delà du PGEE et à des hausses plus importantes sur la portion énergie.

Selon le ROEE, les programmes en efficacité énergétique ne peuvent remplacer le tarif à paliers. Au contraire, les approches des programmes en efficacité énergétique et du tarif à paliers ont toutes deux leur raison d'être et ont des rôles différents. Il note que les objectifs visés par le tarif à paliers vont au-delà de ceux visés par les programmes en efficacité énergétique, comme par exemple un bon signal de prix pour les choix de production industrielle.

S.É./AQLPA recommande à la Régie de ne pas introduire de tarification à paliers comparable au modèle de BC Hydro et de ne pas réintroduire de tarification différenciée dans le temps.

Les structures tarifaires du tarif L sont étroitement reliées à celles des tarifs G et M. Le Distributeur amorcera dès 2009 une réforme tarifaire importante pour ces deux derniers tarifs, réforme échelonnée sur quelques années. La Régie réitère l'objectif à la base de la demande de réforme des structures tarifaires, soit l'introduction d'une tarification qui reflète davantage les coûts marginaux de long terme afin d'inciter la clientèle à adopter un comportement rationnel et efficace en matière de consommation d'électricité.

À cet égard, la Régie note que la composante énergie du tarif L est de 2,91 ¢/kWh, tandis que le coût moyen de l'électricité postpatrimoniale est de 9,21 ¢/kWh⁷⁷. L'écart entre ces deux composantes est important. Le tarif L, dans sa structure actuelle, transmet un signal de prix en énergie qui se rapproche davantage de son coût moyen de court terme que de son coût marginal de long terme. La Régie comprend que la proposition du Distributeur de faire porter davantage les hausses tarifaires sur la composante énergie du tarif a pour effet de

⁷⁷ Pièce B-1 HQD-11, document 3, page 15.

rapprocher le tarif du signal de prix des coûts marginaux de long terme. Cependant, elle constate que tant que le volume d'électricité patrimoniale constituera une portion importante de l'approvisionnement des clients du tarif L et que la composante énergie du tarif reflétera le coût moyen d'approvisionnement, elle demeurera éloignée des coûts marginaux de long terme.

Par ailleurs, la Régie retient des preuves du Distributeur et du ROEÉ que, contrairement au tarif G et M, la principale avenue pour l'amélioration du signal de prix au tarif L passe par l'introduction d'une structure tarifaire progressive en énergie. C'est dans cette optique que le Distributeur a exploré l'option offerte par BC Hydro à sa clientèle industrielle.

La Régie retient que la BCUC doit déposer un rapport faisant état de l'expérience des tarifs à paliers en Colombie-Britannique. La Régie reconnaît que le contexte énergétique québécois est différent, notamment en regard de l'ouverture des marchés de détail et de la fixation des coûts de l'électricité patrimoniale. Compte tenu des preuves présentées en audience, elle considère qu'il n'est pas opportun pour le moment de se prononcer sur l'introduction d'un tel tarif.

Décision : La Régie demande au Distributeur de déposer et commenter le rapport qui sera publié par la BCUC dans le dossier tarifaire suivant son dépôt.

Pour motiver sa proposition de ne pas modifier la structure tarifaire du tarif L, l'un des arguments du Distributeur porte sur l'effet du PGEÉ. Les preuves des participants sur les rôles réciproques du PGEÉ et de la tarification à paliers constituent l'amorce d'une réflexion importante dans le contexte du processus de modification de structures tarifaires. La Régie considère cependant que le sujet doit être examiné plus en profondeur.

Décision : La Régie demande au Distributeur de présenter une analyse détaillée relative à chacune des approches, lors du prochain dossier tarifaire. Elle demande également au Distributeur de présenter préalablement ces résultats en séance de travail. La Régie considère qu'il serait prématuré d'amorcer dès 2009 une réforme tarifaire pour le tarif L.

Coûts marginaux de long terme

Par ailleurs, à plusieurs reprises dans cette section traitant de réformes tarifaires il est fait mention de l'importance du signal de prix à transmettre aux clients et de l'importance que celui-ci reflète les coûts marginaux de long terme. Or, la Régie constate que si les coûts

moyens de desserte et les coûts marginaux de court terme sont bien connus, il n'en va pas de même pour les coûts marginaux de long terme.

Hydro-Québec doit présenter au gouvernement, au cours de l'année, son plan stratégique. Le Distributeur a déposé l'automne dernier son plan d'approvisionnement.

Décision : La Régie demande au Distributeur, dans ce contexte, de conduire une étude sur ses coûts marginaux de long terme et de lui en présenter les résultats lors du dossier tarifaire 2010 ou dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.

5.4 PROJET PILOTE DE TARIFICATION DIFFÉRENCIÉE DANS LE TEMPS

La TDT ou tarification horosaisonnaire implique que le prix de l'énergie varie en fonction de différentes périodes de temps (saison, mois, jour et heure) afin de refléter la variabilité des coûts d'approvisionnement selon les capacités du réseau et les prix de marché.

Pour répondre aux directives émises dans la Stratégie énergétique 2006-2015 du gouvernement du Québec⁷⁸ et à la décision D-2007-12 de la Régie⁷⁹, le Distributeur propose de tester deux tarifs expérimentaux calibrés à partir du tarif D, les tarifs DA et DB⁸⁰.

Le tarif DA est fonction à la fois des plages horaires, des saisons et des heures dites critiques. Vingt-cinq blocs d'heures critiques d'une durée de quatre heures (100 heures critiques) pourront avoir lieu entre 7 h et 11 h et entre 17 h et 21 h. Un préavis sera envoyé au client, la veille, avant 15 h. Le prix en heures critiques est basé sur le prix de pointe de la deuxième tranche du tarif D, auquel on a ajouté 10,0 ¢/kWh afin qu'il reflète un signal de prix en puissance durant ces heures.

En saison estivale, la structure du tarif inclut un écart annuel de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et ceux hors pointe, qui est basé sur le prix des approvisionnements offerts sur le marché de New York.

⁷⁸ Stratégie énergétique 2006-2015, page 57.

⁷⁹ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 84.

⁸⁰ Le Distributeur testera également différents compteurs avec mesure par intervalles qui permettent d'obtenir une lecture horaire de la consommation : voir pièce B-1-HQD-12, document 5, pages 30 à 32.

TABLEAU 19
STRUCTURE PROPOSÉE DU TARIF DA

<i>(en ¢/kWh)</i>	<i>Hiver</i>		<i>Été</i>	
	<i>Pointe</i>	<i>Hors pointe</i>	<i>Pointe</i>	<i>Hors pointe</i>
Première tranche	6,01	3,33	6,01	4,51
Deuxième tranche	7,80	5,12	7,80	6,30
Heures critiques	17,80			

Source : Pièce B-1-HQD-12, document 5, page 25

Selon le Distributeur, en supposant des déplacements de 20 % à 30 % des kWh normalement consommés en pointe vers les périodes hors pointe, les clients pourraient économiser entre 3 % et 5 % de leur facture annuelle.

Le tarif DB implique des prix prédéterminés selon des périodes définies de consommation. Il est construit à partir des heures de pointe d'hiver et des heures hors pointe d'été du tarif DA, soit les deux ensembles de prix les plus élevés de ce tarif. Sa structure inclut également un écart annuel de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et ceux hors pointe.

TABLEAU 20
STRUCTURE PROPOSÉE DU TARIF DB

<i>(en ¢/kWh)</i>	<i>Hiver</i>		<i>Été</i>	
	<i>Pointe</i>	<i>Hors pointe</i>	<i>Pointe</i>	<i>Hors pointe</i>
Première tranche	6,01	4,51	6,01	4,51
Deuxième tranche	7,80	6,30	7,80	6,30

Source : Pièce B-9-HQD-15, partie B, document 1, page 30

D'après le Distributeur, en utilisant les mêmes hypothèses de déplacement de consommation, le tarif DB devrait générer les mêmes économies pour les clients participants que le tarif DA.

Les tarifs DA et DB seraient offerts à tous les clients résidentiels, sauf aux 4 500 clients résidentiels facturés en puissance. Le Distributeur estime que 3 % de la clientèle domestique, soit environ 100 000 clients, serait intéressée à s'abonner à l'un des deux tarifs horosaisonniers proposés.

Les deux tarifs seront testés auprès d'un échantillon de 2 100 participants répartis entre groupes expérimentaux et groupes contrôle, ce qui permettra de mesurer les déplacements de charge des participants des heures de pointe vers les heures hors pointe, ainsi qu'au cours des heures critiques. Le Distributeur évaluera également l'effet de différents facteurs sur l'effacement en période de pointe, notamment la température, l'inclusion d'un indicateur d'heures critiques, la combinaison avec les programmes en efficacité énergétique et l'impact sur les clients à faible revenu⁸¹.

Le projet pilote s'échelonne de octobre 2008 à mars 2010. Un rapport intérimaire sur les recommandations quant au lancement d'options tarifaires dynamiques sera présenté à la Régie au moment du dépôt du dossier tarifaire 2010. Le coût total du projet pilote est estimé à 5,8 M\$⁸².

Le **GRAME, OC, S.É./AQLPA** et l'**UC** appuient le projet pilote, car il permettra d'évaluer, entre autres, les effets croisés de la tarification dynamique et des programmes en efficacité énergétique, le taux de déplacement de la consommation, les profils de charge de la clientèle résidentielle et les avantages complémentaires des compteurs avancés. Toutefois, le GRAME est d'avis que l'écart de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe retenu pour calibrer les tarifs DA et DB est insuffisant en tant qu'incitatif financier pour stimuler un changement d'habitudes de consommation d'électricité auprès des clients résidentiels.

La stratégie énergétique vise à ce que l'implantation d'une tarification selon la saison et l'heure d'usage, donne des outils au consommateur pour mieux contrôler sa facture d'électricité.

Le projet pilote soumis par le Distributeur respecte les orientations énoncées dans la stratégie énergétique et dans la décision D-2007-12. La Régie juge que les tarifs choisis, les intrants retenus et les paramètres du projet, dont les coûts, sont pour la plupart raisonnables et permettront de tester plusieurs hypothèses.

Décision : La Régie autorise le Distributeur à mener à terme le projet de TDT.

Néanmoins, la Régie considère que certaines modifications doivent être apportées au projet pilote pour améliorer les résultats.

⁸¹ Pièce B-1-HQD-12, document 5, page 45, tableau 15.

⁸² Pièce B-1-HQD-12, document 5, page 49, tableau 16.

Le Distributeur affirme ne pas être en mesure d'identifier une stratégie qui permet autant aux clients participants qu'à l'ensemble de sa clientèle de bénéficier d'une TDT. Selon ce dernier, le coût des compteurs, la faible différenciation de prix pointe/hors pointe et les contraintes liées au déplacement de charges en hiver sont les principaux écueils.

Tout d'abord, la Régie estime que l'écart de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe retenu pour structurer les tarifs DA et DB envoie un signal de prix insuffisant pour amener un changement de comportement durable.

Décision : La Régie demande au Distributeur d'utiliser la version alternative du tarif DB soumise en réponse à une question de la Régie. Ce tarif présente un écart de 2,2 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe en hiver⁸³.

La Régie est d'avis qu'un tarif qui comporte un écart de prix pointe/hors pointe plus important peut inciter davantage les clients résidentiels à modifier de manière durable leurs habitudes de consommation, ce qui est souhaitable au plan de l'intérêt public.

De plus, l'accès du consommateur à des informations pertinentes, détaillées, explicites et compréhensibles améliorera les chances de succès de ce projet pilote.

Ainsi, la Régie estime qu'il serait intéressant, dans le cadre du projet pilote, de permettre à un échantillon des clients du tarif D de voir, en direct, par l'utilisation d'un afficheur, les impacts de leurs choix de consommation sur leur facture d'électricité.

À cette fin, le Distributeur est autorisé à récupérer les sommes supplémentaires engagées dans un compte de frais reportés.

6. STRUCTURES TARIFAIRES POUR 2008-2009

6.1 HAUSSES TARIFAIRES 2008-2009

En conformité avec les dossiers tarifaires précédents, le Distributeur présente les structures tarifaires relatives à l'année 2008-2009.

⁸³ Ce tarif répartit le coût en puissance sur les 1 376 heures de pointe en hiver : voir pièce B-9-HQD-15, document 1, partie B, page 28.

Tarifs domestiques

Le tarif D, auquel plus de 2 600 000 clients sont abonnés, sert de base aux trois autres tarifs domestiques, soit le DM, le DT et le DH.

Les tarifs D et DM s'appliquent à un abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée pour un usage domestique ou agricole, soit à des fins exclusives d'habitation et à des fins de culture des végétaux et d'élevage des animaux.

Le tarif D s'applique à un logement dont l'électricité est mesurée distinctement, alors que le tarif DM est adapté au mesurage collectif : la redevance et le seuil de la première tranche de consommation au tarif DM sont multipliés par le nombre de logements dans l'immeuble.

TABLEAU 21
STRUCTURE DU TARIF D AU 1^{ER} AVRIL 2007

	<i>1^{er} avril 2007</i>
Redevance quotidienne (¢/jour)	40,64
Les 30 premiers kWh/jour (¢/kWh)	5,29
Le reste de l'énergie (¢/kWh)	7,03
Prime de puissance en hiver, excédent de 50 kW (\$/kW)	5,46

Source : Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 18

Pour l'année tarifaire 2008-2009, le Distributeur propose de poursuivre la stratégie tarifaire amorcée lors du dossier R-3541-2004, et reconnue par la Régie dans ses décisions D-2005-34, D-2006-34 et D-2007-12, soit :

- geler la redevance;
- majorer le prix de la deuxième tranche deux fois plus que le prix de la première tranche;
- augmenter la prime de puissance de 75 ¢/kW pour les tarifs à mesurage individuel et de 18 ¢/kW pour ceux à mesurage collectif.

Décision : La Régie retient la proposition du Distributeur relative aux modifications proposées aux tarifs domestiques.

Elle considère que la stratégie amorcée au cours des précédents dossiers est encore valable dans le contexte actuel, où un meilleur signal de prix doit être capté par l'ensemble des clients afin qu'ils modifient graduellement leurs habitudes de consommation.

Le tarif DT, qui compte environ 121 000 clients, s'applique à tout client admissible aux tarifs D ou DM utilisant, principalement à des fins d'habitation, un système de chauffage bi-énergie. Outre la redevance quotidienne d'abonnement, le tarif DT comporte deux prix pour l'énergie, selon la température extérieure : un prix plus bas lorsque la température est égale ou supérieure à -12°C ou -15°C , selon la zone climatique, et un prix beaucoup plus élevé lorsque la température est inférieure à ce seuil⁸⁴.

Le prix en pointe est fixé de manière à obtenir la neutralité entre le tarif DT et le tarif D dans le cas-type d'une maison unifamiliale moyenne tout à l'électricité lors d'une année à température normale. Ce prix se veut dissuasif afin d'inciter le client à utiliser une autre source d'énergie pour se chauffer durant certaines heures données.

Pour le tarif DT, le Distributeur propose que la hausse soit entièrement appliquée sur le prix hors pointe. Il justifie cette stratégie en soulignant que le prix de l'énergie en pointe est déjà fort élevé, qu'il ne s'applique que rarement dans le cas d'un client qui optimise la gestion de sa consommation et que tous les kWh consommés sont sujets à la croissance des coûts marginaux de long terme.

Décision : La Régie accueille la proposition du Distributeur pour le présent dossier tarifaire.

Tarifs généraux

Les tarifs généraux comprennent les tarifs de petite puissance (tarifs G, G-9 et éclairage Sentinelle), de moyenne puissance (tarif M) et de grande puissance (tarifs L et H).

⁸⁴ Pour le tarif DT, au 1^{er} avril 2007, le prix de l'énergie hors pointe est de 4,08 ¢/kWh et le prix de l'énergie en pointe est de 17,55 ¢/kWh : voir pièce B-1-HQD-12, document 5, page 11, tableau 5.

Dans le contexte où les structures tarifaires doivent s'inspirer davantage des coûts marginaux de long terme, le Distributeur propose de poursuivre sa stratégie tarifaire, soit de hausser davantage la composante énergie que la composante puissance.

Le tarif G, de type dégressif, s'adresse aux clients de petite puissance dont la puissance à facturer minimale est inférieure à 100 kW.

Le tarif M, également de type dégressif, s'adresse aux clients de moyenne puissance dont la puissance à facturer minimale est d'au moins 100 kW, mais inférieure à 5 000 kW.

Le tarif L s'adresse aux clients de grande puissance dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kW ou plus.

TABLEAU 22
STRUCTURES DES TARIFS GÉNÉRAUX AU 1^{ER} AVRIL 2007

	1 ^{er} avril 2007
Tarif G	
Redevance mensuelle (\$)	12,33
15 090 premiers kWh/mois (¢/kWh)	8,47
Reste de l'énergie (¢/kWh)	4,31
Prime de puissance (\$/kW)	15,18
Tarif M	
210 000 premiers kWh/mois (¢/kWh)	4,31
Reste de l'énergie (¢/kWh)	2,81
Prime de puissance (\$/kW)	13,23
Tarif L	
Prix de l'énergie (¢/kWh)	2,81
Prime de puissance (\$/kW)	11,97

Source : Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 34

Décision : La Régie accueille l'ensemble des propositions du Distributeur relatives aux tarifs généraux.

La Régie considère que la stratégie amorcée au cours des années précédentes doit être poursuivie et qu'il est justifié de favoriser le signal de prix en énergie, sans toutefois diminuer l'importance du signal de prix en puissance.

6.2 FERMETURE DU TARIF DM AUX NOUVEAUX CLIENTS

Le tarif DM, introduit en 1975, s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée pour un usage domestique et destinée à un immeuble collectif d'habitation ou à une résidence communautaire comprenant des logements dont le mesurage est collectif.

Le Distributeur propose de fermer le tarif DM aux nouveaux abonnements à compter du 1^{er} avril 2008. Les quelques 200 000 clients qui y sont présentement abonnés conservent leur accès à ce tarif.

Le Distributeur souligne qu'un client qui dispose d'un compteur individuel reçoit un signal de prix adéquat, car il peut réduire le montant de sa facture en optimisant sa consommation ou en adoptant des mesures en efficacité énergétique. Toutefois, un client à mesurage collectif ne dispose d'aucun incitatif pécuniaire direct à réduire sa consommation d'électricité.

Le **GRAME**, **OC** et **S.É./AQLPA** appuient la proposition de fermeture du tarif DM tout comme le **ROÉÉ**, qui suggère de mettre en place un incitatif pour faciliter la migration des clients DM actuels vers le tarif D, sans toutefois préciser quel pourrait être cet incitatif.

Dans un contexte où le signal de prix de l'énergie consommée est moins significatif lorsque le mesurage est collectif, la Régie juge que la fermeture du tarif DM aux nouveaux clients se justifie aux plans économique et environnemental.

Décision : La Régie autorise la fermeture du tarif DM aux nouveaux clients.

6.3 LIMITATION DE L'ACCÈS AU TARIF L POUR LES DEMANDES DE PLUS DE 50 MW

En 2005, la Régie indiquait dans son *Avis sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels* (A-2005-01) qu'il devenait nécessaire de mieux baliser l'utilisation de la limite de 175 MW intégrée au texte des Tarifs et conditions du Distributeur en raison, notamment, des pressions à la hausse sur les coûts

d'approvisionnement. En 2006, la stratégie énergétique soulignait l'importance de minimiser les impacts tarifaires de l'octroi de grands blocs d'électricité par l'imposition de certaines règles, dont celle de ramener de 175 MW à 50 MW la limite en deçà de laquelle le Distributeur est soumis à une obligation de desservir au tarif L.

Le Distributeur propose de modifier le 2^e alinéa de l'article 10.6 du texte des Tarifs et conditions du Distributeur⁸⁵ afin de ne plus être dans l'obligation de desservir au tarif L toute nouvelle demande ou charge additionnelle de plus de 50 MW⁸⁶. Le Distributeur précise que très peu de clients sont visés par la nouvelle règle.

S.É./AQLPA recommande à la Régie d'approuver cette modification afin d'éviter que les raccordements imprévus de grands consommateurs industriels, qui doivent être desservis par le Distributeur, ne viennent perturber l'équilibre tarifaire.

Décision : La Régie autorise la modification du 2^e alinéa de l'article 10.6 des Tarifs et conditions du Distributeur.

6.4 SERVICES SIGNATURE ET VIGIELIGNE POUR LA CLIENTÈLE DES TARIFS GÉNÉRAUX DE GRANDE PUISSANCE

Le Distributeur demande l'approbation des tarifs de deux services distincts pour la clientèle des tarifs généraux de grande puissance.

Le service Signature est un service personnalisé d'analyse et de diagnostic de la qualité de l'électricité. Il s'adresse aux clients Grandes entreprises (GE) préoccupés par la sensibilité de leurs équipements à la qualité de l'alimentation électrique. Il est offert sous forme d'abonnement annuel (12 mois). Le tarif annuel proposé est de 15 000,00 \$ pour le premier point de mesure et de 10 000,00 \$ pour chaque point de mesure additionnel.

Le service VigieLigne permet l'accès, le suivi et l'analyse des données de consommation de même que la simulation de la facture d'électricité, et ce, en temps réel. Il s'adresse aux clients GE dont les coûts reliés à l'électricité sont un intrant important dans leur budget d'exploitation. Le service est offert sous forme d'abonnement annuel (12 mois). Le tarif annuel proposé est de 2 400,00 \$ pour une licence, de 600,00 \$ pour les deuxième et troisième licences et de 120,00 \$ par licence additionnelle.

⁸⁵ En vigueur le 1^{er} avril 2007 et approuvés par la Régie de l'énergie conformément à la décision D-2007-22.

⁸⁶ Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 60.

S.É./AQLPA recommande à la Régie d'approuver la demande du Distributeur afin, notamment, d'apparier les services offerts aux vrais coûts correspondants et de favoriser l'efficacité énergétique.

Décision : La Régie approuve les tarifs des services Signature et VigieLigne.

6.5 TARIF DE TRANSITION APPLICABLE AU RÉSEAU AUTONOME DE SCHEFFERVILLE

La décision D-2006-123 autorise le Distributeur à prendre en charge les clients du réseau autonome de Schefferville situé au nord du 53^e parallèle. Le prix actuel facturé à ces clients, 2,0 ¢/kWh, est nettement inférieur à celui facturé aux clients du réseau intégré du Distributeur⁸⁷.

Afin que le tarif d'électricité de Schefferville rejoigne celui du réseau intégré sans créer de choc tarifaire, le Distributeur propose d'y introduire, à compter du 1^{er} avril 2008, un tarif de transition en appliquant, sur une période de cinq ans, un rabais dégressif sur les tarifs en vigueur au sud du 53^e parallèle.

Le Distributeur propose également de modifier le texte des Tarifs et conditions du Distributeur afin de ne pas appliquer la tarification dissuasive en vigueur au nord du 53^e parallèle aux clients du réseau de Schefferville. Il propose pour ce réseau les tarifs et conditions de service applicables au sud du 53^e parallèle⁸⁸.

Le Distributeur confirme que les tarifs et conditions de service applicables au sud du 53^e parallèle ne sont actuellement appliqués à aucune communauté en réseau autonome située au nord du 53^e parallèle. Néanmoins, ils sont appliqués aux clients des communautés situées au nord du 53^e parallèle qui sont reliées au réseau intégré, telles Wemindji, Waskaganish et Radisson⁸⁹.

S.É./AQLPA appuie la proposition du Distributeur de ne pas appliquer la tarification dissuasive en vigueur au nord du 53^e parallèle à Schefferville. Il recommande à la Régie d'approuver le principe d'une période de transition, mais ne se prononce pas sur la durée optimale de cette période.

⁸⁷ Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 54.

⁸⁸ Comme pour tous les réseaux autonomes, le tarif DT ne serait pas applicable et le tarif MA serait applicable à un client de plus de 900 kW raccordé au réseau autonome de Schefferville.

⁸⁹ Pièce B-9-HQD-15, document 1, partie B, pages 15 et 16, question 56.2.

Décision : La Régie accepte la proposition du Distributeur quant à l'introduction d'un tarif de transition pour les clients du réseau autonome de Schefferville. Toutefois, elle ne se prononce pas, dans la présente décision, sur le choix du tarif à appliquer à ce réseau.

Elle demande au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une étude des coûts du réseau de Schefferville afin d'examiner l'opportunité d'introduire une tarification spécifique pour les clients de ce réseau.

6.6 AUTRES MODIFICATIONS TARIFAIRES

6.6.1 TARIF D'ÉCLAIRAGE PUBLIC ET SENTINELLE

Le service général d'éclairage public comprend l'alimentation électrique aux installations d'éclairage public, alors que le service complet comprend la fourniture, l'exploitation, l'entretien et l'alimentation électrique des luminaires.

Le service d'éclairage Sentinelle, fermé à tout nouvel abonnement depuis le 1^{er} avril 2007⁹⁰, comprend la fourniture, l'exploitation et l'alimentation électrique des luminaires à cellules photoélectriques de type Sentinelle. Ces luminaires sont la propriété du Distributeur et servent à l'éclairage extérieur, exception faite de l'éclairage public.

Dans le cadre du présent dossier tarifaire, le Distributeur fait les demandes suivantes :

- retirer, à compter du 1^{er} avril 2008, les luminaires à vapeur de sodium haute pression de 3600 lumens de l'article 9.10 du texte des Tarifs et conditions du Distributeur;
- retirer, à compter du 1^{er} avril 2008, les luminaires non normalisés de l'article 9.11 du texte des Tarifs et conditions du Distributeur;
- introduire l'équivalence en watts pour les lumens inscrits au texte des Tarifs et conditions du Distributeur (articles 9.10, 9.14 et 9.15).

⁹⁰ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 87.

Les deux premières demandes résultent du fait qu'aucun client n'est facturé pour ces services, alors que la troisième demande vise à informer les clients sur la consommation des luminaires⁹¹.

Décision : La Régie autorise les modifications aux articles 9.10, 9.11, 9.14 et 9.15 des Tarifs et conditions du Distributeur.

6.6.2 MODALITÉS DU TARIF DT

Le Distributeur propose les modifications suivantes à apporter aux modalités du tarif DT :

- article 2.20 : précision du domaine d'application du tarif DT, soit l'ensemble de la consommation et non seulement une portion de la charge;
- article 2.24 : reformulation des modalités de la facturation de la puissance selon le type de mesurage (collectif ou individuel);
- article 2.30 : précision du droit du Distributeur de mettre fin à un abonnement lorsqu'un client entrave de quelque façon le fonctionnement du système bi-énergie.

Décision : La Régie autorise les modifications aux articles 2.20, 2.24 et 2.30 des Tarifs et conditions du Distributeur.

6.6.3 OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE

En ce qui concerne les options d'électricité interruptible pour la moyenne puissance et l'utilisation des groupes électrogènes de secours, le Distributeur propose de modifier la définition de la puissance interruptible effective aux articles 4.42 et 4.50 afin de corriger la sous-estimation de la contribution réelle d'un client, qui provient de l'emploi de la puissance moyenne des heures du mois. Pour remédier à cette situation, le Distributeur propose d'utiliser la moyenne des cinq puissances horaires moyennes les plus élevées de la période de consommation.

Quant à l'option d'électricité interruptible pour la clientèle GE, le Distributeur propose d'ajouter l'article 6.16 afin de limiter les quantités de puissance interruptible aux besoins de gestion du réseau et de fixer une règle (proportionnalité) pour réduire les quantités de puissance interruptible offertes en cas de dépassement.

⁹¹ Par exemple, deux luminaires peuvent produire la même intensité lumineuse (le même nombre de lumens), alors qu'ils ne nécessitent pas la même puissance électrique (le nombre de watts). Or, plus le nombre de watts est élevé, plus la consommation électrique est grande.

Décision : La Régie autorise les modifications aux articles 4.42 et 4.50 et l'ajout de l'article 6.16 aux Tarifs et conditions du Distributeur.

6.6.4 TARIFS APPLICABLES AUX RÉSEAUX AUTONOMES

Le Distributeur propose les modifications suivantes aux tarifs et aux modalités d'application des tarifs des réseaux autonomes :

- modification du libellé de la tarification dissuasive applicable au nord du 53^e parallèle pour permettre l'exclusion de la ville de Schefferville;
- introduction d'un tarif de transition pour les clients du réseau de Schefferville;
- modification à l'article 7.4 pour limiter l'utilisation de la climatisation pour le confort des occupants dans le cas des tarifs G, G-9, M ou MA.

Le tarif de transition permettra d'atteindre le niveau des tarifs réguliers du Distributeur sur une période de cinq ans. L'utilisation de la climatisation serait limitée à un usage domestique, une autre source d'énergie devant alimenter la climatisation pour usage commercial.

Décision : La Régie autorise les modifications aux tarifs applicables aux réseaux autonomes, telles que proposées par le Distributeur. Elle autorise également la modification de l'article 7.4 des Tarifs et conditions du Distributeur.

6.6.5 MISE À JOUR DES FRAIS LIÉS AU SERVICE D'ÉLECTRICITÉ DU CHAPITRE 12 DES TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur présente la mise à jour des prix, composantes et allocations monétaires liés au service d'électricité applicables au 1^{er} avril 2008. Elle découle des nouvelles conditions de service élaborées et établies dans le cadre du dossier R-3535-2004. La Régie n'expose ici que les principaux frais de cette mise à jour.

Les frais de mise sous tension sont établis à 220,00 \$ au 1^{er} avril 2008. Ces frais découlent de frais initiaux de 200,00 \$ auxquels sont ajoutés 20,00 \$ par année pour réduire l'écart, sur une période de cinq ans, entre le montant des frais chargés initialement aux clients et le coût réellement encouru par le Distributeur, qui est de 301,00 \$ en 2007.

Les frais d'interruption de service au point de livraison demeurent à 50,00 \$. Les frais d'interruption de service ailleurs qu'au point de livraison s'établissent à 220,00 \$ au 1^{er} avril 2008 et augmenteront annuellement selon les mêmes modalités appliquées aux frais de mise sous tension.

Les frais de déplacement sans mise sous tension se situent à 146,00 \$ sur la base, en 2007, du coût moyen de déplacement d'une équipe pour se rendre sur les lieux.

L'allocation pour usage domestique est de 3 080,00 \$ par unité de logement, soit un montant qui correspond au produit de l'allocation pour usage autre que domestique (soit 385,00 \$/kW) et de 8 kW.

L'allocation pour usage autre que domestique est de 385,00 \$/kW, ce qui correspond à la valeur actualisée nette sur 30 ans de l'annuité des coûts de distribution en moyenne tension.

La prime d'ajustement de l'allocation pour usage autre que domestique est de 77,00 \$/kW et correspond à la division par cinq de l'allocation pour usage autre que domestique (385,00 \$).

Le crédit pour usage en commun correspond à l'écart entre le coût d'une ligne avec usage en commun et son coût sans usage en commun. Il s'établit à 11,50 \$ le mètre, que ce soit pour une ligne monophasée (43,50 \$ vs 55,00 \$) ou pour une ligne triphasée (56,50 \$ vs 68,00 \$).

Décision : La Régie autorise la mise à jour des frais liés au service d'électricité du chapitre 12 des Tarifs et conditions du Distributeur. L'ensemble des nouveaux frais liés au service d'électricité est conforme au texte de la décision D-2007-81⁹².

6.7 AUTRES DISPOSITIONS TARIFAIRES

À l'article 2.48 des Tarifs et conditions du Distributeur, la Régie constate que la description du « 6,30 ¢ » n'est pas la même en anglais que celle en français. À l'article 7.8, la description en anglais du tarif de transition pour le réseau de Schefferville devrait faire référence à un seul tarif, plutôt qu'à plusieurs au même moment. À l'article 10.6, la Régie est d'avis que la formulation proposée du texte en anglais n'est pas conforme à celle du texte en français.

⁹² Décision D-2007-81, dossier R-3535-2004, 13 juillet 2007.

Décision : La Régie demande au Distributeur de revoir la formulation anglaise de ces articles.

De plus, la Régie constate que le Distributeur n'a pas soumis de version anglaise du chapitre 12 des Tarifs et conditions du Distributeur.

Décision : La Régie demande au Distributeur de soumettre la version anglaise de ce chapitre.

7. STRATÉGIE TARIFAIRE

Répartition de la hausse tarifaire

Le Distributeur prévoit un revenu additionnel requis de 267,0 M\$. Il propose de récupérer ce revenu additionnel requis par une hausse uniforme de 2,9 % des tarifs.

Le Distributeur fournit néanmoins à la Régie des données indiquant que les coûts de desserte des différentes catégories tarifaires n'ont pas progressé uniformément de 2007 à 2008. Ces données indiquent que, si la Régie prenait en compte uniquement les coûts additionnels de desserte des différentes catégories tarifaires pour fixer les tarifs en 2008, les augmentations de tarif seraient les suivantes :

**TABLEAU 23
INTERFINANCEMENT 2008**

<i>(en %)</i>	<i>Hausse tarifaire 2008</i>	<i>Interfinancement 2008</i>	
		<i>Avant hausse</i>	<i>Après hausse</i>
Domestique	4,4	82,6	83,8
Petite puissance	0,9	124,6	122,2
Moyenne puissance	2,6	127,4	127,0
Grande puissance	1,4	112,8	111,1
Total	2,9	100,0	100,0

Source : Pièce B-1-HQD-12, document 1, page 17

Selon l'**ACEF de Québec**, la Régie se doit de maintenir la protection de l'interfinancement en faveur de la clientèle résidentielle en appliquant une hausse uniforme pour les différentes catégories tarifaires. Les hausses différenciées pénaliseraient la clientèle résidentielle.

L'**AQCIE/CIFQ** favorise les hausses différenciées. Par contre, il considère que les hausses différenciées doivent être établies de manière à préserver l'interfinancement qui prévalait en 2006, soit l'année précédant la décision de la Régie concernant la possibilité d'appliquer des hausses tarifaires différenciées. Il mentionne par ailleurs que, compte tenu du contexte économique difficile que connaissent les grandes entreprises, il est encore moins justifié d'adopter des hausses tarifaires uniformes et ainsi faire supporter une portion plus importante de la hausse tarifaire aux clients du tarif L.

La **FCEI** prône le principe d'utilisateur payeur et favorise les hausses différenciées. Cependant, l'intervenante considère qu'il demeure de grandes préoccupations à l'égard des méthodes de répartition des coûts et, en ce sens, soulève qu'il n'est peut-être pas opportun d'appliquer des hausses différenciées cette année. L'intervenante demande donc que, dans la mesure où la Régie adopte une hausse uniforme, la détérioration de l'interfinancement soumise en 2008 soit corrigée lors du ou des dossiers tarifaires subséquents.

Le **GRAMÉ** recommande une hausse uniforme des tarifs. Il considère qu'il existe un doute sérieux, dans le présent dossier, sur la répartition des coûts proposée par le Distributeur. Les fluctuations imprévisibles de la demande des grands consommateurs industriels impliquent clairement des coûts non pris en compte dans la méthode de répartition du Distributeur.

OC recommande à la Régie d'appliquer des hausses uniformes pour l'ensemble des tarifs. Elle mentionne qu'un débat devrait avoir lieu sur ce qui devrait être inclus ou non dans les hausses différenciées.

S.É./AQLPA recommande à la Régie d'accepter, de façon exceptionnelle, une hausse tarifaire uniforme en 2008.

L'**UC** considère comme inadéquate et insuffisante la démonstration du Distributeur à l'égard des hausses différenciées par catégorie de consommateurs. Elle recommande que la Régie tienne compte de ce fait dans sa décision. De plus, de l'avis de l'intervenante, le contexte actuel n'est pas propice à une hausse tarifaire différenciée dans la mesure où la hausse de 4,4 % pour la catégorie domestique ne reflète pas uniquement la hausse des coûts attribuables à la desserte de cette catégorie, mais aussi un aléa du coût associé à la baisse de la demande des clients industriels.

Le décret numéro 1164-2007

Le 19 décembre 2007, comme le permet le paragraphe 10 du 1^{er} alinéa de l'article 49 de la Loi, le gouvernement a adopté le décret 1164-2007 pour indiquer à la Régie ses préoccupations socio-économiques. En substance, le décret mentionne :

« QUE soit indiqué à la Régie de l'énergie la préoccupation économique, sociale et environnementale suivante afin de favoriser une évolution équilibrée des tarifs d'électricité entre catégories de consommateurs :

Que lors de la fixation des tarifs d'électricité, les ajustements tarifaires entre les catégories de consommateurs soient répartis de manière à assurer une stabilité dans l'évolution des tarifs entre les catégories de consommateurs. »⁹³

Le **GRAMÉ**, **OC** et l'**UC**, qui supportent une hausse uniforme des tarifs, réitèrent leur demande en s'appuyant sur le décret.

L'**ACEF de Québec**, pour sa part, bien que favorable à une hausse uniforme pour l'année 2008, suggère à la Régie de tenir compte du décret lors du prochain dossier tarifaire.

L'**AQCIE/CIFQ**, la **FCEI** et le **ROÉÉ** plaident que le décret ne limite pas la discrétion de la Régie et ne constitue qu'un des éléments à prendre en compte selon la Loi (article 49) pour modifier les tarifs. Le **ROÉÉ** pour sa part, mentionne que dans la mesure où le décret a été déposé après la prise en délibéré de la Régie, il ne doit être applicable que lors du prochain dossier tarifaire.

S.É./AQLPA souligne que les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées par le gouvernement ne sont pas des directives imposées à la Régie et ne constituent qu'un des nombreux éléments énumérés aux articles 49 et 52.1 de la Loi dont la Régie n'a pour seule obligation que de « *tenir compte* » lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif d'électricité, un domaine qui reste de sa compétence exclusive⁹⁴.

L'intervenant ajoute que :

« Le Décret D. 1164-2007 n'interdit pas à la Régie d'adopter des hausses tarifaires différenciées selon les catégories de consommateurs, en autant que celle-ci tienne

⁹³ Décret 1164-2007 *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie afin de favoriser une évolution équilibrée des tarifs d'électricité entre catégories de consommateurs*, (2008) 140 G. O. II, 347.

⁹⁴ Pièce C-11-15-SE-AQLPA, page 12.

[compte] de tous les critères prévus par la Loi ou par la jurisprudence, incluant la préoccupation gouvernementale énoncée au Décret, incluant l'évitement du choc tarifaire, incluant le caractère juste et raisonnable des tarifs, incluant l'intérêt public du Québec, incluant la bonne gestion de la ressource, incluant l'amélioration des signaux de prix, incluant la protection des consommateurs et incluant la protection de la structure industrielle du Québec. »⁹⁵

Tel que souligné par certains intervenants, la Régie considère que les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées par le gouvernement ne constituent qu'un des nombreux éléments énumérés à la Loi qu'elle doit prendre en compte ou dont elle doit « tenir compte ».

C'est d'ailleurs ce qui se dégage de la décision D-2007-12 rendue dans le cadre du dossier précédent, alors qu'elle faisait une relecture des dispositions de la Loi concernant l'interfinancement pour conclure comme suit :

« La Régie réitère qu'elle vise à s'assurer, par le biais des tarifs, de la vérité des coûts et de l'équité entre les catégories de consommateurs. Dans le contexte où les coûts de desserte des différentes catégories de consommateurs n'évolueraient pas uniformément, la Régie n'est pas empêchée de procéder à des ajustements tarifaires différenciés d'une catégorie de consommateurs à l'autre. Interpréter la Loi autrement priverait de ses effets plusieurs de ses dispositions, et ce ne serait pas sain des points de vue de l'équité, de la rigueur économique ou environnementale, autant d'éléments dont la Régie doit tenir compte en exerçant ses pouvoirs "dans une perspective de développement durable" [article 5 de la Loi].

Conséquemment, le Distributeur devra faire la preuve, chaque fois qu'il demande une modification des tarifs d'une catégorie de consommateurs que l'ajustement est en relation causale avec la variation des coûts de desserte de cette catégorie.

À compter de la demande tarifaire 2008, le Distributeur pourra proposer des ajustements tarifaires différenciés par catégorie de consommateurs, chacun d'eux reflétant l'évolution des coûts attribuables à la catégorie correspondante.

Lorsqu'elle fixera les tarifs du Distributeur, la Régie jugera du caractère juste et raisonnable des hausses tarifaires demandées en prenant en compte l'ensemble des articles de la Loi qui s'appliquent dans ce cas, dont celui d'interfinancement en faveur de la clientèle domestique. » (nous soulignons)

⁹⁵ Pièce C-11-15-SE-AQLPA, page 15.

Selon la Régie, le décret n'empêche pas de procéder à une modification différenciée des tarifs de façon à donner le bon signal de prix. Il invite la Régie à ne pas le faire de façon brusque et déséquilibrée.

Pour l'année tarifaire 2008-2009, la Régie accueille la demande du Distributeur d'appliquer une hausse uniforme des tarifs pour les raisons suivantes :

- la Régie n'a pas complété son exercice d'examen de l'ensemble des méthodes de répartition des coûts. Elle doit encore trancher dans le présent dossier certaines questions reliées à la répartition des coûts de transport et du PGEÉ;
- lorsque cet exercice sera complété, la Régie disposera de repères plus fiables et plus stables pour établir des hausses tarifaires différenciées et, par conséquent, des indices d'interfinancement utiles à la détermination des structures tarifaires;
- la demande tarifaire de 2008-2009 est caractérisée par une baisse de la consommation dans le secteur industriel qui aura un impact sur les coûts de l'ensemble des consommateurs;
- la répartition des coûts échoués provenant de la clientèle industrielle pourrait poser un problème d'équité si on appliquait une hausse différenciée;
- la disposition du compte de frais reportés de transport est un autre élément contextuel ne favorisant pas une hausse différenciée.

Décision : La Régie demande au Distributeur d'appliquer une hausse uniforme de 2,9 % sur l'ensemble des tarifs. De plus, elle demande au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, différents scénarios de hausses différenciées.

La hausse accordée représente une augmentation de 2,97 \$ par mois pour le client résidentiel moyen.

La Régie présente, au tableau suivant, une synthèse du revenu additionnel requis, telle qu'elle l'évalue dans le présent dossier, en comparaison avec celui proposé par le Distributeur.

TABLEAU 24
ESTIMÉ DE LA HAUSSE TARIFAIRE AUTORISÉE

<i>(en M\$)</i>	<i>Reconnu</i>
Revenu requis	10 540
Contrats spéciaux ⁽¹⁾⁽²⁾	(894)
Revenu requis excluant les contrats spéciaux	9 646
Autres revenus	(157)
Provision réglementaire de l'année précédente	54
	9 543
Revenus prévus selon les tarifs antérieurs excluant les contrats spéciaux	9 276
Revenu additionnel requis	267
Hausse tarifaire demandée et estimation de la hausse requise	2,9 %
Provision réglementaire estimée <i>(à récupérer dans l'année suivante)</i>	84

Sources : Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 14; pièce B-74-HQD-10, document 3, page 7; pièce B-1-HQD-11, document 3, page 7; pièce B-47-HQD-17, document 3, page 1

Notes : ⁽¹⁾ Incluant un ajustement de -5,8 M\$ demandé en audience.

⁽²⁾ Incluant un ajustement estimé à -1,7 M\$ découlant de l'impact de la décision D-2008-019.

Décision : La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 4 mars 2008, à 12 h, les documents suivants :

- **le calcul de la provision réglementaire 2008;**
- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision, selon le format de la pièce B-1-HQD-12, document 8;**
- **un tableau correspondant à la nouvelle grille tarifaire, selon le format de la pièce B-1-HQD-12, document 9;**
- **une mise à jour des Tarifs et conditions du Distributeur incorporant les modifications contenues dans la présente décision.**

8. PROGRAMMES ET ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Depuis 2003, l'objectif d'économie d'énergie associé au PGEÉ du Distributeur est passé de 750 GWh à 4,7 TWh pour toute la période 2003 à 2010. Les programmes du PGEÉ sont destinés à l'ensemble de la clientèle d'Hydro-Québec et tiennent compte de diverses réalités. C'est pourquoi les approches du Distributeur en matière d'efficacité énergétique sont variées.

Les modifications apportées à la Loi en 2007 et l'implication de l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec (AEÉ) qui doit déposer son Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies (PEEÉNT) sont les principaux éléments contextuels entourant l'appréciation que fait la Régie des objectifs et du budget 2008 du PGEÉ.

8.1 AJUSTEMENT DES OBJECTIFS

Le Distributeur maintient son objectif d'économie d'énergie à 4,7 TWh au terme de 2010⁹⁶. Pour ce faire, l'objectif pour 2008 est fixé à 745 GWh qui s'ajoutent aux résultats antérieurs. Il s'agit d'une augmentation de 16 % par rapport à l'objectif prévu pour 2008 dans le dossier R-3610-2006⁹⁷. Les objectifs globaux du PGEÉ sont conformes aux prévisions antérieures et aux objectifs de la stratégie énergétique.

Le tableau suivant présente les nouvelles cibles annuelles ainsi que les résultats déjà obtenus par le PGEÉ, par programme ou activité. La Régie constate que la proportion des économies d'énergie prévue par marché pour toute la durée d'application du PGEÉ diffère de ce qui était envisagé dans le cadre du dossier R-3610-2006. En tenant compte des activités conjointes avec l'AEÉ, la proportion des économies d'énergie prévue pour la période 2003 à 2010 pour la clientèle résidentielle est de 45 %, alors qu'elle était de 38 % dans le dossier R-3610-2006. Pour la clientèle GE, cette proportion est de 26 %, comparativement à 30 % dans le dossier R-3610-2006⁹⁸.

⁹⁶ Cet objectif prend en compte les programmes conjoints avec l'AEÉ.

⁹⁷ Dossier R-3610-2006, pièce B-1-HQD-15, document 1, annexe A, page 9 [(745 GWh-640 GWh)/640 GWh = 16 %].

⁹⁸ Pièce B-40-HQD-15, document 1.1, page 37 [(résidentielle : (1 786 GWh + 344 GWh)/ 4 738 GWh = 45 %, GE : 1 221 GWh/ 4 738 GWh = 26 %)]; décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 97 [(résidentielle : 1 791 GWh/ 4 659 GWh = 38 %, GE : 1 375/ 4 659 GWh = 30 %)].

TABLEAU 25
IMPACT ÉNERGÉTIQUE ANNUEL DU PGEÉ

<i>Programmes / activités du Distributeur (impact en GWh ajoutés)</i>	<i>2003R⁽¹⁾</i>	<i>2004R</i>	<i>2005R</i>	<i>2006R</i>	<i>2007A⁽²⁾</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2003-2010</i>
Clientèle résidentielle	0	209	228	245	204	297	301	302	1 786
Diagnostic résidentiel	0	109	81	70	12	64	93	93	521
Mieux consommer	0	100	146	174	183	167	112	110	993
Rénovation énergétique - MFR	0	0	0	0	8	20	20	23	71
Récupération des frigos et congélos énergivores	0	0	0	0	0	40	70	70	180
Géothermie	0	0	0	0	1	3	5	7	16
Réseaux autonomes	0	0	0	0	1	2	2	0	5
Clientèle affaire	0	18	73	187	222	246	255	271	1 271
Produits efficaces	0	1	11	20	32	50	47	49	210
Initiatives-bâtiments	0	5	18	85	88	93	115	130	534
Initiatives-systèmes industriels	0	10	27	52	67	76	76	76	384
PIBGE	0	1	18	30	35	25	15	15	140
Réseaux autonomes	0	0	0	0	0	1	1	1	3
Clientèle GE	0	24	123	167	172	142	496	96	1 221
PIIGE	0	21	113	152	166	136	90	90	769
PADIGE - analyses	0	3	10	15	6	6	6	6	52
PAMUGE	0	0	0	0	0	0	400	0	400
Innovations technologiques	0	0	7	5	13	9	9	9	50
LTÉ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IDÉE	0	0	0	0	0	0	0	0	1
PISTE	0	0	0	5	9	5	5	5	29
PADIGE - démonstration	0	0	7	0	3	3	3	3	20
Total⁽³⁾	0	250	431	604	611	693	1 061	678	4 328
<i>Programmes / activités conjointes avec l'AEÉ (impact en GWh ajoutés)</i>	<i>2003R</i>	<i>2004R</i>	<i>2005R</i>	<i>2006R</i>	<i>2007A</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2003-2010</i>
Clientèle résidentielle	6	16	23	39	42	50	61	107	344
ÉconoLogis	2	4	7	8	11	16	19	21	88
Novoclimat	2	4	11	14	20	21	21	1	92
Rénoclimat	2	7	6	17	11	14	21	28	106
Réglementation	0	0	0	0	0	0	0	58	58
Clientèle affaire	0	2	2	1	1	2	3	56	65
Petits commerces	0	2	2	1	1	2	3	4	14
Réglementation	0	0	0	0	0	0	0	51	51
Total⁽³⁾	6	18	25	39	43	52	64	163	410
Grand total⁽³⁾	6	268	456	643	654	745	1 125	841	4 738

Source : Pièce B-40-HQD-15, document 1.1, page 38

Notes : ⁽¹⁾ R = Réel.

⁽²⁾ A = Anticipé.

⁽³⁾ Les totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondissement.

8.2 APPROBATION DU BUDGET 2008

Pour atteindre son objectif de 4,7 TWh d'économie d'énergie en 2010, le Distributeur prévoit investir près de 1,3 milliard de dollars dans le PGEÉ, dont 252,0 M\$ en 2008. Ce montant inclut 38,0 M\$ pour les programmes et activités conjoints avec l'AEÉ, ainsi que pour le fonctionnement de cette dernière. Le tableau suivant présente les investissements annuels prévus par le Distributeur pour la période 2003 à 2010.

TABLEAU 26
BUDGET ANNUEL DU PGEÉ – INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR

<i>Programmes / activités du Distributeur (budget en M\$)</i>	<i>2003R^{(1) (2)}</i>	<i>2004R</i>	<i>2005R</i>	<i>2006R</i>	<i>2007A⁽³⁾</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2003-2010</i>
Clientèle résidentielle	3	15	20	28	48	81	78	79	352
Clientèle affaire	3	9	29	59	64	65	69	75	372
Clientèle GE	0	2	11	20	30	21	18	21	122
Innovations technologiques	0	0	1	3	6	10	12	12	45
Tronc commun	2	9	15	18	17	19	20	20	119
Total des activités du Distributeur⁽⁴⁾	8	36	75	127	165	196	197	207	1 010
<i>Programmes / activités conjoints avec l'AEÉ (budget en M\$)</i>	<i>2003R</i>	<i>2004R</i>	<i>2005R</i>	<i>2006R</i>	<i>2007A</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2003-2010</i>
Clientèle résidentielle	1	4	14	19	34	35	38	32	176
Clientèle affaire	1	1	0	0	2	1	1	1	7
Total des activités conjointes avec l'AEÉ⁽⁴⁾	2	5	14	19	35	36	39	33	184
Fonctionnement AEÉ	0	0	0	0	2	2	2	2	7
Contingences	0	0	0	0	9	10	10	10	39
FEC	0	1	2	3	7	9	9	9	39
Grand total^{(4) (5)}	11	41	91	150	218	252	256	261	1 280

Source : Pièce B-40-HQD-15, document 1.1, page 35

Notes : ⁽¹⁾ R = Réel.

⁽²⁾ L'année 2003 inclut les dépenses de 2002.

⁽³⁾ A = Anticipé.

⁽⁴⁾ Les totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondissement.

⁽⁵⁾ Le grand total représente la somme des montants des activités du Distributeur, des activités conjointes avec l'AEÉ, du fonctionnement AEÉ, des contingences et du FEC.

En considérant les dépenses et l'impact énergétique sur la période 2008 à 2010, l'impact tarifaire maximal du PGEÉ s'élève à 22,8 M\$ et se produit en 2011. Cet impact, évalué à la marge, représente 0,25 % des revenus prévus du Distributeur pour l'année 2007. Cela signifie que le PGEÉ, dans son ensemble, crée une pression à la hausse sur le revenu requis du Distributeur à compter de 2009, mais que les économies d'énergie réalisées font globalement baisser le revenu requis à partir de 2012.

Décision : Compte tenu que l'objectif d'efficacité énergétique du Distributeur pour 2008 augmente de 16 % par rapport aux projections du dossier R-3610-2006 et que le budget demandé pour 2008 n'est que de 8 % supérieur aux projections du dossier R-3610-2006⁹⁹, la Régie autorise le budget 2008 du PGEÉ, à l'exclusion des frais de fonctionnement de l'AEÉ. La décision relative à la quote-part du Distributeur aux frais de fonctionnement de l'AEÉ est reportée au dossier tarifaire suivant le dépôt du PEEÉNT.

La Régie autorise également la modification du taux de contingence prévu pour 2008, qui passe de 10 % à 5 % du budget total du PGEÉ, ce qui est inférieur au taux autorisé par la Régie pour les dossiers antérieurs.

8.3 AUTORISATION DE COMPTABILISER AU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS LES ACTIVITÉS 2008

Programmes et activités du Distributeur

Décision : La Régie permet au Distributeur de comptabiliser l'ensemble des dépenses effectuées dans le cadre du budget 2008 des programmes et activités du PGEÉ qui lui sont propres à même le compte de frais reportés créé à cette fin et selon les modalités d'amortissement approuvées¹⁰⁰.

Frais de fonctionnement de l'AEÉ

La décision relative à l'inclusion de la quote-part du Distributeur aux frais de fonctionnement de l'AEÉ au compte de frais reportés est reportée au dossier tarifaire suivant le dépôt du PEEÉNT.

⁹⁹ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 98 [(252,0 M\$-234,0 M\$)/234,0 M\$ = 8 %].

¹⁰⁰ Décision D-2002-25, dossier R-3473-2001, 8 février 2002, pages 12 et 13; décision D-2006-56, dossier R-3584-2005, 30 mars 2006, page 21.

Programmes et activités conjoints avec l'AEÉ

Les conditions d'inclusion des dépenses d'un programme ou d'une activité au compte de frais reportés créé aux fins du PGEÉ impliquent un examen par la Régie de toute modification apportée à un programme afin d'apprécier l'impact financier de ces modifications. Or, le Distributeur « *se limite dans la présente demande à expliquer les résultats des programmes dont il a l'entière responsabilité et à fournir les justifications à l'appui de sa demande budgétaire. Dans le cadre de son PEEÉNT, l'AEÉ et non le Distributeur fera état des résultats obtenus et des modifications apportées à ses programmes et activités, notamment ceux pour lesquels le Distributeur contribue financièrement. L'AEÉ doit présenter également dans le PEEÉNT les nouvelles interventions dont elle a la responsabilité* »¹⁰¹.

Décision : La Régie demande au Distributeur de comptabiliser les dépenses effectuées dans le cadre du budget 2008 pour les programmes et activités conjoints avec l'AEÉ dans un compte de frais reportés hors base. L'inclusion éventuelle de ces dépenses au compte de frais reportés créé aux fins du PGEÉ sera examinée dans le cadre du PEEÉNT ou de la demande d'autorisation du budget 2009 du PGEÉ, le cas échéant.

8.4 COMPARAISON DES RÉSULTATS AUX OBJECTIFS

Le résultat anticipé pour 2007 s'élève à 654 GWh, soit 6 GWh (ou 1 %) de moins que prévu dans le dossier R-3610-2006¹⁰². Pour leur part, les dépenses anticipées associées au PGEÉ 2007 sont inférieures au budget de 245,0 M\$ approuvé dans ce même dossier¹⁰³.

Les résultats antérieurs à 2007 sont également revus. Pour 2006, il ne s'agit pas d'un redressement, mais plutôt d'un écart entre la prévision du dossier R-3610-2006 et la réalité.

De plus, le Distributeur justifie le niveau des dépenses réelles de 2006 par la non-utilisation de la contingence prévue. Les économies d'énergie de 2004 et 2005 sont revues, quant à elles, pour tenir compte des taux d'opportunisme et des gains unitaires révisés à la suite de certains exercices d'évaluation de programmes. Le Distributeur spécifie en outre qu'une erreur dans le dossier R-3610-2006 justifie la correction apportée aux dépenses du PGEÉ pour 2004 et 2005.

¹⁰¹ Pièce B-9-HQD-15, document 1, partie B, page 57.

¹⁰² Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 97 [(2 035 GWh-1 375 GWh = 660 GWh); (660 GWh-654 GWh)/654 GWh = 1 %].

¹⁰³ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 98.

Compte tenu de l'ampleur des économies d'énergie qui doivent être réalisées entre 2007 et 2010 et des sommes impliquées, la fiabilité des résultats et la justification des écarts budgétaires observés sont importantes. Malgré la flexibilité budgétaire applicable aux dépenses du PGEÉ, il importe notamment que toute différence importante entre la répartition budgétaire par programme et les dépenses réelles soit justifiée¹⁰⁴.

8.5 MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX PROGRAMMES

La Régie examine les modifications proposées par le Distributeur dans les sections qui suivent.

Clientèle résidentielle

Décision : La Régie approuve les modifications apportées aux programmes résidentiels du réseau intégré ainsi que la création des programmes « Récupération de réfrigérateurs et congélateurs éconergivores » et « Géothermie ». La Régie demande également au Distributeur de déposer, dès la demande de budget 2009 du PGEÉ, les résultats d'évaluation des programmes « Diagnostic résidentiel » et « Mieux consommer », présentement en cours.

Stratégie à l'égard de la clientèle à faible revenu

Afin d'orienter ses interventions destinées à atténuer la hausse des tarifs résidentiels d'électricité auprès des ménages à faible revenu (MFR), le Distributeur a procédé à une enquête auprès de ce segment de sa clientèle et a constitué un groupe de travail regroupant différents intervenants représentant surtout les consommateurs. Il en a résulté 23 pistes de solutions destinées à rendre l'électricité et les services du Distributeur plus accessibles et abordables et à optimiser l'efficacité énergétique et le confort des MFR. Ainsi, 26 % des investissements du PGEÉ du Distributeur consacrés au secteur résidentiel, soit 30,0 M\$ seront destinés spécifiquement à la clientèle des MFR qui générera 11 % d'économie d'énergie prévue dans le secteur résidentiel. Le Distributeur dépose sa stratégie destinée à la clientèle des MFR.

¹⁰⁴ Décision D-2004-60, dossier R-3519-2003, 17 mars 2004, page 25.

Pour évaluer l'impact de ses interventions en efficacité énergétique auprès de la clientèle des MFR, le Distributeur se base sur des études techniques ainsi que sur des taux de participation établis en collaboration avec ses partenaires. Le Distributeur compte également évaluer l'opportunité de procéder à des analyses de facturation avant et après implantation des programmes en efficacité énergétique destinés à la clientèle des MFR. Cela rejoint en partie une préoccupation de l'ACEF de Québec, qui s'interroge sur l'impact réel des mesures en efficacité énergétique auprès des MFR.

Décision : La Régie demande au Distributeur de différencier dans ses analyses de facturation, dans la mesure du possible, l'impact des mesures en efficacité énergétique implantées, selon que les occupants sont responsables ou non de la facture d'électricité du logement.

Réseau autonome

Le Distributeur a obtenu jusqu'à présent des résultats modestes en réseau autonome, car il offre, dans un souci d'équité, les mêmes programmes en réseau autonome qu'en réseau intégré. Toutefois, la marge de manœuvre due aux coûts évités plus importants en réseau autonome, permet au Distributeur d'adapter ses interventions ou de prévoir des mesures particulières avec des partenaires des communautés.

Des efforts additionnels sont requis en réseau autonome pour adapter l'offre de services du Distributeur. Par exemple, des échanges entre le Distributeur et l'AEÉ ont permis d'offrir le programme « ÉconoLogis » dès 2008 en Haute-Mauricie et de le déployer progressivement dans d'autres réseaux autonomes. La Régie invite le Distributeur à poursuivre ses démarches dans ce sens.

Clientèle affaire

Décision : La Régie approuve les modifications apportées aux programmes destinés à la clientèle affaire dont, notamment le programme « Produits efficaces ». La Régie demande par ailleurs au Distributeur de déposer, lors de la demande de budget 2009 du PGEÉ, le rapport sur le potentiel technico-économique du secteur commercial et institutionnel (CI) de la clientèle GE dont la révision est prévue pour 2008.

Clientèle GE

Décision : La Régie autorise le Distributeur à rehausser le plafond de l'aide financière du programme « PIIGE » à 8,0 M\$ par client, de manière à encourager les premiers participants à poursuivre leurs efforts en matière d'efficacité énergétique. Les plafonds d'aide financière par projet demeurent inchangés.

La Régie autorise également le Distributeur à modifier deux des quatre critères du programme « PAMUGE ». Ainsi, le plafond de l'aide financière passe à 75 % des investissements admissibles ou à 10,0 ¢/kWh annuel économisé. Les deux autres critères demeurent inchangés¹⁰⁵.

Ces deux modifications sont justifiées par le fait que les critères initiaux du programme limitaient la période de récupération des investissements (PRI) des projets à huit ans, après aide financière du Distributeur, ce qui ne répond pas aux critères d'investissement des GE visées.

L'AQCIE/CIFQ propose une modification de l'article 5.7 des Tarifs et conditions du Distributeur permettant aux participants aux programmes du PGEÉ de réduire leur puissance souscrite moins de 12 mois après la dernière modification de leur contrat, pour la portion de consommation affectée par ladite participation au PGEÉ. Compte tenu que le processus d'implantation des mesures du PGEÉ en GE peut excéder 12 mois et que la clientèle participante peut, en conséquence, tenir compte de sa puissance souscrite projetée au moment d'établir un contrat à cette fin avec le Distributeur, la Régie ne retient pas cette proposition de l'AQCIE/CIFQ.

Par ailleurs, l'AQCIE/CIFQ propose, pour l'ensemble des programmes destinés à la clientèle GE, d'inclure au calcul d'analyse des PRI, le salaire du personnel interne des clients participants nécessaire à la réalisation des travaux.

Décision : La Régie demande au Distributeur de considérer cette proposition et de faire rapport dans le cadre de la demande d'autorisation du budget 2009 du PGEÉ.

¹⁰⁵ Abaissement de la PRI globale à 3 ans et plafond de 30,0 M\$ par projet.

8.6 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES

Le PGEÉ 2008 s'avère rentable tant pour les participants que pour les non-participants et pour le Distributeur¹⁰⁶. Ainsi, le test du coût total en ressources (TCTR) et le test du participant (TP) font respectivement état d'une rentabilité de 1 100,0 M\$ actualisés de 2008 et de 930,0 M\$ actualisés de 2008.

Cependant, la Régie observe que les résultats de ces tests de rentabilité sont inférieurs d'environ 30 % à ceux qui ont été présentés dans le cadre du dossier tarifaire 2007¹⁰⁷. Bien que consciente du fait que le PGEÉ soit, à chaque année, analysé sur un horizon plus court, la Régie rappelle au Distributeur que les variations de rentabilité du PGEÉ doivent être justifiées à chaque demande de budget annuel. Plus particulièrement, le Distributeur doit identifier les programmes dont le TCTR ou le TP sont négatifs et justifier leur maintien dans son portefeuille d'interventions.

8.7 COÛTS ÉVITÉS

Décision : La Régie accepte le niveau des coûts évités applicables au réseau intégré et aux réseaux autonomes.

Ces coûts reflètent essentiellement ceux établis antérieurement au dossier R-3610-2006. Le Distributeur a cependant mis à jour certains paramètres économiques retenus dans le cadre du présent dossier.

En ce qui a trait au coût évité de fourniture-transport, le signal de coût (en dollars de 2008) pour l'énergie garantie sur une base annuelle est de 8,47 ¢/kWh et celui de la puissance est de 10,40 \$/kW-hiver. La différenciation pointe et hors pointe applicable au prix de l'énergie augmente, pour sa part, à 1,5 ¢/kWh, soit un accroissement de 0,5 ¢/kWh par rapport au précédent signal.

Le coût évité de transport de la charge locale (en dollars de 2008) est de 33,77 \$/kW-an et le coût évité de distribution est de 12,96 \$/kW-an.

¹⁰⁶ Incluant les programmes et activités du Distributeur ainsi que les programmes et activités conjoints avec l'AEÉ.

¹⁰⁷ Décision D-2007-12, dossier R-3610-2006, 27 février 2007, page 99 (TCTR = 1 598,0 M\$ et TP = 1 306,0 M\$, en dollars actualisés de 2007).

L'évaluation des coûts évités implique plusieurs éléments. Avant de modifier les composantes de ces coûts, le Distributeur souhaite notamment compléter certaines analyses portant sur les impacts des changements en ce qui a trait aux investissements planifiés du Transporteur et leurs conséquences sur les coûts évités en transport et distribution. Le cas échéant, le Distributeur réévaluera le signal de coût évité de long terme, incluant le coût de l'intégration éolienne en fonction de l'appel d'offres visant à acquérir 2 000 MW d'énergie éolienne.

La validité des coûts évités est indispensable à une bonne évaluation des tests économiques du PGEÉ (TCTR, TP et TNT). Or, dans le dossier actuel, le Distributeur ne met pas à jour toutes les composantes des coûts évités, ce qui rend difficile l'appréciation de la performance économique du PGEÉ.

Décision : La Régie demande au Distributeur de faire le point sur la question des coûts évités et les ajustements qui pourraient s'imposer lorsqu'il présentera sa prochaine demande d'autorisation du budget du PGEÉ.

La Régie demande au Distributeur, lors de chaque demande d'autorisation du budget annuel du PGEÉ, de présenter les composantes du coût évité et d'en justifier les variations, le cas échéant, ainsi que de présenter les impacts sur le réseau intégré ou les réseaux autonomes, selon le cas.

8.8 SUIVI ET ÉVALUATION

Suivi du PGEÉ et des dossiers antérieurs

La Régie est satisfaite du suivi effectué par le Distributeur relativement aux décisions antérieures.

Le Distributeur fait état des ajustements apportés à la composition des tables de consultation lui permettant de valider ses orientations en matière d'efficacité énergétique et d'informer les consommateurs, les associations concernées ou le milieu des affaires des différents programmes existants ou à venir. Dorénavant, le Distributeur offre une tribune distincte pour les secteurs de la santé et de l'éducation (table santé et éducation) et traite le secteur municipal séparément (table municipale).

Évaluation

Le Distributeur fait état des types d'évaluation mis de l'avant dans le cadre du PGEÉ. Ainsi, selon la nature du programme, l'état d'avancement, le taux de participation ou les dépenses qui y sont associées, le Distributeur évalue le processus, le marché ou l'impact énergétique.

Le Distributeur dépose les rapports d'évaluation des programmes « Appui aux initiatives – Optimisation des bâtiments », « Appui aux initiatives – Systèmes industriels », « Produits efficaces, volets Moteurs (phase 1) » et « Éclairage (phase 1) ». Il prévoit qu'outre l'évaluation du programme « Diagnostic résidentiel » présentement en cours, les programmes et volets lancés en 2006 et 2007 seront évalués en 2008. De plus, les programmes du marché affaire évalués en 2006 doivent être évalués de nouveau au plan des modifications apportées en 2006 et 2007. Le dépôt de ces rapports ainsi que la planification des activités d'évaluation à venir sont conformes au calendrier d'évaluation déposé dans les dossiers antérieurs du PGEÉ.

Cependant, la Régie constate que l'examen détaillé des résultats d'évaluation du PGEÉ peut difficilement se faire dans le cadre d'un dossier tarifaire où les enjeux sont multiples et la date de tombée fixe. Après six ans d'activité, des dépenses de plus de $\frac{3}{4}$ de milliard de dollars¹⁰⁸ et des objectifs de 2,7 TWh d'économie d'énergie pour le PGEÉ 2003-2008, la Régie doit s'assurer d'une plus grande maîtrise du processus d'évaluation, en raison notamment des nouvelles dispositions de la Loi¹⁰⁹. Compte tenu que le dossier tarifaire n'est pas un forum approprié pour examiner cette question, la Régie déterminera ultérieurement les modalités à mettre en place pour ce faire.

9. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS DU DISTRIBUTEUR POUR 2008

Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application.

¹⁰⁸ Dépenses cumulées prévues de 763,0 M\$.

¹⁰⁹ Article 85.30 : *Lorsqu'elle approuve le financement des programmes et des interventions concernant l'efficacité énergétique ou les nouvelles technologies énergétiques, la Régie doit notamment s'assurer de l'atteinte des objectifs visés par les programmes et interventions.*

Le budget d'investissement demandé se compose de quatre grandes catégories, dont seule la « Croissance de la demande » génère des revenus additionnels.

Le Distributeur présente les investissements proposés au tableau suivant.

TABLEAU 27
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS

Catégories (en M\$)	Investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73	Autorisation spécifique Projets majeurs > 10M\$		Demande d'autorisation Autres investissements < 10 M\$			Grand Total
		Déjà autorisés	À autoriser	Réseau intégré	Réseaux autonomes	Total	
Maintien des actifs	0,0	10,8	17,9	283,3	17,6	300,9	329,6
Réseau de distribution			3,0	163,3	2,4	165,7	168,7
Centrales de production			4,3		13,1	13,1	17,4
Réseau de transport			0,6		1,6	1,6	2,2
Mesurage et relève			10,0	18,4		18,4	28,4
Bâtiments administratifs		10,8		24,4		24,4	35,2
Matériel roulant				39,8		39,8	39,8
Autres actifs de soutien				37,4	0,5	37,9	37,9
Amélioration de la qualité	0,0	37,0	3,2	26,2	0,0	26,2	66,4
Croissance de la demande	0,0	0,0	6,0	256,6	17,9	274,5	280,5
Respect des exigences	18,0	0,0	0,0	37,9	0,5	38,4	56,4
Total	18,0	47,8	27,1	604,0	36,0	640,0	732,9

Source : Pièce B-1-HQD-13, document 1, page 6

Les investissements de moins de 10,0 M\$ totalisent 640,0 M\$ et représentent une diminution de 14,7 M\$, soit 2,2 % de moins que l'autorisation donnée en 2007. À ce montant s'ajoutent les investissements déjà autorisés et les sommes associées à des projets majeurs de plus de 10,0 M\$. Le total des investissements prévus en 2008 s'élève alors à 732,9 M\$.

Décision : La Régie autorise les investissements de moins de 10,0 M\$ pour un montant de 640,0 M\$, tel que proposé par le Distributeur.

Méthodologie proposée pour évaluer les besoins d'investissement en pérennité

Lors de la précédente demande d'autorisation, le Distributeur proposait une méthodologie pour déterminer le niveau des investissements requis pour le maintien du réseau de distribution.

Les avantages de cette méthodologie sont nombreux. En effet, elle permet de systématiser la préparation et la présentation des budgets d'investissement, car elle tient compte de l'effet sur la pérennité des investissements dans les autres catégories d'investissement (« Maintien », « Amélioration », « Croissance » et « Respect »).

La Régie demandait, dans sa décision D-2007-12, d'associer à la nouvelle méthodologie une évaluation qui pourrait s'appuyer sur l'évolution de l'indice de continuité ou sur un autre indicateur plus approprié qui devrait contribuer à quantifier le risque de ne pas faire les investissements requis.

La Régie demandait également au Distributeur de proposer une variante ou une autre méthode qui permettrait de mieux prendre en compte les investissements en « Maintien des actifs » hors réseau.

La Régie considère que les approches présentées par le Distributeur pour déterminer les investissements requis en pérennité pour les actifs hors réseau répondent aux préoccupations exprimées dans sa décision D-2007-12.

Le Distributeur entend poursuivre l'analyse des options possibles afin de répondre aux préoccupations de la Régie quant à la quantification du risque.

Projets de plus de 10,0 M\$

Le Distributeur informe la Régie qu'à partir de 2008, les sommes nécessaires à la réalisation des avant-projets seront présentées dans les projets plus petits que 10,0 M\$, selon la catégorie à laquelle ils se rapportent.

L'UMQ indique que l'approbation partielle en bloc des avant-projets et leur inclusion dans les budgets d'investissement inférieurs à 10,0 M\$ pourrait à la rigueur être interprétée comme un feu vert donné à un projet dont les spécificités ne sont pas encore explicitées¹¹⁰.

¹¹⁰ Pièce C-14-3-UMQ, document 1, pages 21 et 22.

La Régie considère que l'autorisation donnée au Distributeur pour réaliser un avant-projet nécessaire à la préparation d'un projet de plus de 10,0 M\$ ne se traduit pas automatiquement par une inscription du montant de l'avant-projet à la base de tarification. Cette opération régularise le processus budgétaire et permet au Distributeur d'avancer dans la préparation de son dossier. Le mécanisme prévu pour l'inclusion des actifs à la base de tarification est conséquent à cette première autorisation, mais n'est pas automatique. La Régie considère adéquat le traitement retenu pour les coûts des avant-projets.

10. SUIVIS

Données à présenter dans le rapport annuel à la Régie

En vertu de la présente décision, l'information additionnelle suivante devra être présentée dans le rapport annuel :

- Fournir le détail de l'utilisation réelle de la provision pour aléas d'exploitation (section 3.5.1).

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande du Distributeur;

APPROUVE partiellement les modifications et les ajouts apportés aux principes réglementaires soumis à la pièce B-1-HQD-4, documents 2 et 3;

PERMET exceptionnellement pour cette année, d'utiliser les données de neuf mois réels et trois mois projetés dans l'établissement du compte de *pass-on*;

PERMET au Distributeur d'amortir un montant de 183,1 M\$ du compte de frais reportés de transport pour les années 2005 et 2006;

DEMANDE d'intégrer l'ajustement du tarif de la charge locale du Transporteur, autorisé dans la décision D-2008-019;

AUTORISE les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 10,0 M\$ destinés à la distribution d'électricité et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi, et ce, jusqu'à concurrence de 640,0 M\$;

ÉTABLIT la base de tarification du Distributeur pour l'année témoin 2008 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi;

AUTORISE un taux de rendement de 7,81 % sur la base de tarification 2008 du Distributeur, incluant un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,74 % et un coût de la dette à 7,84 %;

PERMET l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 6,45 %;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, la détermination des montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires à la prestation de service pour l'année témoin 2008, le revenu requis pour l'année témoin 2008 et la modification des tarifs applicables au 1^{er} avril 2008, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **4 mars 2008, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

APPROUVE, en partie, les modifications et les ajouts apportés à la méthode de répartition des coûts soumise à la pièce B-1-HQD-11, document 1;

MODIFIE les Tarifs et conditions du Distributeur conformément au texte proposé à la pièce B-1-HQD-12, documents 10 et 11;

MODIFIE les frais liés au service d'électricité du chapitre 12 des Tarifs et conditions du Distributeur, le tout conformément à la grille soumise à la pièce B-1-HQD-12, document 8;

DEMANDE au Distributeur de déposer, au plus tard le **4 mars 2008, à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision sous le format de la pièce B-1-HQD-12, document 8;

DEMANDE au Distributeur de mettre à jour le texte des Tarifs et conditions du Distributeur et de lui déposer ce document, pour approbation, au plus tard 30 jours après l'approbation de la nouvelle grille tarifaire;

APPROUVE le budget 2008 des programmes et activités en efficacité énergétique;

PERMET au Distributeur de comptabiliser au compte de frais reportés, créé en vertu de la décision D-2002-25 et dont la période d'amortissement a été modifiée dans la décision D-2006-56, toutes les dépenses réalisées dans le cadre du budget 2008 de son PGEE, à l'exclusion des programmes et activités réalisés conjointement avec l'Agence de l'efficacité énergétique;

PERMET au Distributeur de comptabiliser, dans un compte de frais reportés hors base, tous les programmes et activités réalisés conjointement avec l'Agence de l'efficacité énergétique, à l'exclusion des sommes additionnelles qu'il pourrait être requis de payer à la suite des décisions relatives au Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies de l'Agence de l'efficacité énergétique;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, selon les délais fixés.

Gilles Boulianne
Régisseur

Richard Lassonde
Régisseur

Lucie Gervais
Régisseur

REPRÉSENTANTS :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jean-François Samray;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Serge Cormier;
- Énergie Brookfield Marketing inc. (EBMI) représentée par M^e Paule Hamelin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^e Éric Fraser;
- Nation Naskapi de Kawawachikamach (NNK) représentée par M. John Mameamskum et M. Paul F. Wilkinson;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Mathieu Drolet;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin;
- Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M^e Marie-Andrée Hotte.

ANNEXE

Annexe (3 pages)

G. B. _____

R. L. _____

L. G. _____

LISTE DES SUIVIS REQUIS PAR LA PRÉSENTE DÉCISION

La Régie demande que les éléments suivants soient déposés par le Distributeur lors du prochain dossier tarifaire :

1. Présenter le suivi de l'implantation de la facturation de la consommation des entités affiliées dans les prochains dossiers tarifaires (section 1.3).
2. Présenter la mise à jour du plan intégré d'amélioration de l'efficacité interne (section 2.1) et du CSP (section 2.3).
3. Fournir les composantes de tous les indicateurs d'efficacité du CSP, tel qu'il le fait dans le cadre de ses propres indicateurs internes (section 2.3).
4. Présenter les résultats de l'analyse du bien-fondé du maintien de la pratique actuelle des actifs classés sous la rubrique « Coûts nets liés aux sorties d'immobilisation corporelles et d'actifs incorporels » (section 3.1.4).
5. Présenter tout changement significatif à la méthodologie des prévisions de la demande ainsi que ses impacts (section 3.2).
6. Prévoir une présentation pour le personnel de la Régie sur le calcul des taux de pertes (section 3.2).
7. Présenter un indicateur plus précis comparant la composante court terme des approvisionnements postpatrimoniaux et le prix de marché (section 3.3).
8. Présenter un compte-rendu complet des activités de revente 2007 (section 3.3).
9. Présenter un suivi de l'implantation du projet SIC portant sur les éléments suivants :
 - gains d'efficacité de 1 % des charges d'exploitation, soit environ 10,0 M\$ par année;
 - bénéfices escomptés de 20,0 M\$ annuellement à compter de 2009;
 - mise à pied de 205 ETC d'ici la fin 2008 si la stabilisation du projet SIC se déroule comme prévu (section 3.5.1).

10. Présenter l'effet des radiations de gain de change de 325,0 M\$ au dénominateur sur une ligne séparée ainsi qu'une annexe détaillant cet ajustement et les montants qui seront retranchés annuellement (section 3.5.3).
11. Fournir les explications détaillées de la modification à la définition du coût de la dette réglementaire de manière à toujours bien traduire la définition fondamentale (section 3.5.3).
12. Fournir davantage de détails sur l'établissement du revenu unitaire du compte de nivellement de la température lors d'une présentation au personnel de la Régie avant le dépôt du prochain dossier tarifaire (section 3.7).
13. Présenter une analyse traitant de la répartition du compte d'écart du service point à point de même que l'ajustement de la facture de la charge locale qui exclut les fonctions faisant l'objet d'une allocation directe du Distributeur (section 4.2).
14. Prévoir une séance d'information pour expliquer en détail le traitement de la revente dans l'établissement de la répartition des coûts postpatrimoniaux, selon la méthode horaire (section 4.4).
15. Analyser la composition et le niveau de la redevance d'abonnement du tarif D et présenter préalablement les résultats en séance de travail (section 5.1).
16. Présenter une analyse de la structure du tarif DT (section 5.1).
17. Présenter une analyse approfondie sur la segmentation de la clientèle des tarifs généraux G, M et L. Présenter les résultats en séance de travail et, le cas échéant, proposer des modifications dans le cadre du prochain dossier tarifaire (section 5.2).
18. Présenter une analyse détaillée sur les rôles réciproques du PGEÉ et de la tarification à paliers et en présenter préalablement les résultats en séance de travail (section 5.3).
19. Présenter une étude des coûts du réseau de Schefferville afin d'examiner l'opportunité d'introduire une tarification spécifique pour les clients de ce réseau (section 6.5).
20. Déposer les résultats d'évaluation des programmes « Diagnostic résidentiel » et « Mieux consommer » (section 8.5).

21. Différencier, dans ses analyses de facturation, les mesures en efficacité énergétique implantées, selon que les occupants sont responsables ou non de la facture d'électricité du logement. Déposer ces analyses (section 8.5).
22. Déposer le potentiel technico-économique du secteur CI de la clientèle GE (section 8.5).
23. Présenter l'état d'avancement des réflexions relatives à la proposition de l'AQCIE/CIFQ ayant trait à l'inclusion des salaires du personnel interne des clients participants au calcul d'analyse des PRI pour les programmes destinés à la clientèle GE (section 8.5).
24. Justifier les variations de rentabilité du PGEÉ, identifier les programmes dont le TCTR ou le TP sont négatifs et justifier le maintien de ces derniers au PGEÉ (section 8.6).
25. Faire le point sur la méthode d'établissement des coûts évités (section 8.7).
26. Présenter les composantes du coût évité et la justification des variations (section 8.7).