

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2011-028

R-3740-2010

9 mars 2011

PRÉSENTS :

Lise Duquette

Michel Hardy

Lucie Gervais

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision

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

SOMMAIRE

Pour l'année tarifaire 2011-2012, la Régie autorise Hydro-Québec Distribution à récupérer un revenu requis estimé à 10 702,7 M\$ pour l'année témoin 2011. En conséquence, la Régie ordonne une baisse uniforme des tarifs estimée à 0,4 % à compter du 1^{er} avril 2011.

La demande du Distributeur

Le Distributeur demande à la Régie de maintenir les tarifs actuels. Pour atteindre cet objectif, il lui demande de verser aux revenus requis de l'année 2011 un montant de 33,2 M\$ afin de devancer l'amortissement du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques 2010, ainsi que tout montant supplémentaire éventuel ou de créer un compte temporaire de maintien des tarifs.

Baisse des tarifs autorisée

La Régie accueille la proposition du Distributeur de verser exceptionnellement aux revenus requis de l'année témoin 2011 le montant de 33,2 M\$, mais refuse d'y verser tout montant supplémentaire et refuse la création d'un compte temporaire de maintien des tarifs.

En tenant compte de la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre du Distributeur et des modifications apportées à ses charges d'exploitation, la Régie l'autorise à récupérer un revenu requis estimé à 10 702,7 M\$ pour l'année témoin 2011 soit 39,1 M\$ de moins que sa demande.

En conséquence, la Régie ordonne une baisse uniforme des tarifs estimée à 0,4 %.

Afin de maintenir le signal de prix à la marge, la Régie demande au Distributeur d'appliquer cette baisse sur le prix de la première tranche d'énergie pour les tarifs résidentiel et généraux, tout en maintenant le prix de la redevance et celui de la puissance.

Efficienc e et performance

La Régie examine la performance globale du Distributeur et la croissance de ses charges d'exploitation au moyen de balisages interne et externe depuis plusieurs années. Elle constate que l'objectif de performance du Distributeur de maintenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficience sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans n'est pas atteint.

Charges d'exploitation

Tenant compte de l'analyse de l'efficience du Distributeur et de l'étude spécifique de ses charges d'exploitation, la Régie approuve un montant de 1 331,5 M\$ pour les charges d'exploitation de l'année témoin 2011, ce qui correspond à une réduction de 20,9 M\$ par rapport à sa demande. Cette réduction est liée aux charges d'exploitation pour ses activités de base pour un montant de 17,5 M\$ ainsi qu'aux frais corporatifs.

Taux de rendement

La Régie autorise un taux de rendement de 7,264 % sur la base de tarification 2011 du Distributeur, incluant un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,320 %.

La mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre révisé selon la prévision du *Consensus Forecasts* de janvier 2011 a pour effet de réduire le revenu requis de 18,2 M\$.

Ventes et approvisionnements

La prévision des ventes pour l'année 2011 est supérieure de 0,6 TWh aux ventes normalisées prévues pour 2010. La hausse est principalement due à une croissance des ventes au secteur résidentiel d'environ 1,0 TWh.

Les besoins du Distributeur en approvisionnement d'électricité postpatrimoniale sont de 6,2 TWh en 2011 comparativement à 2,4 TWh en 2010, et ce, malgré des surplus en énergie, puisque les besoins se concentrent en période hivernale. Les coûts totaux de ces approvisionnements passent de 373,0 M\$ en 2010 à 576,4 M\$ en 2011.

Investissements

La Régie autorise des investissements de moins de 10 M\$ jusqu'à concurrence de 654,2 M\$. Ces investissements s'ajoutent à des projets majeurs déjà autorisés et à venir. Au total, les investissements du Distributeur en 2011 se chiffrent à 861,5 M\$ et visent principalement le maintien des actifs et la croissance de la demande.

Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)

Le Distributeur présente, en plus de sa demande budgétaire 2011, un aperçu budgétaire et énergétique de son PGEÉ à l'horizon 2015. Le PGEÉ du Distributeur s'inscrit dans la cible de 11 TWh fixée pour l'électricité par la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*.

La Régie autorise un budget de 261 M\$ pour les programmes et activités du PGEÉ en 2011. Ce montant est inférieur à la demande de 333 M\$ du Distributeur, mais supérieur aux dépenses de 229 M\$ anticipées pour 2010.

Dans le marché résidentiel, la Régie considère que, vu le niveau élevé de ses gains unitaires, la géothermie devrait être encouragée dans les segments de marché où elle est rentable, et ce, dès à présent. Elle demande aussi au Distributeur de procéder à un projet pilote pour les pompes à chaleur efficaces et les pompes à chaleur pour climat froid.

Dans les programmes du marché affaires, la Régie autorise un budget maximal de 121 M\$ plutôt que les 193 M\$ demandés. Elle demande au Distributeur de considérer le surcoût des mesures de tous les volets des programmes d'offre intégrée (*OIEÉB* et *OIEÉSI*), comme base de référence pour le calcul de l'aide financière. De même, pour le programme de l'*Approche clés en main*, le Distributeur doit considérer le surcoût des mesures promues par rapport aux standards du marché.

Enfin, la Régie retient les motifs fournis par le Distributeur en ce qui a trait à l'exclusion des titulaires de contrats spéciaux de certains programmes du PGEÉ, notamment l'*OIEÉB* et l'*OIEÉSI*.

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO);
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Conseil de la Nation Innu Matimekush-Lac John (CNIMLJ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES TABLEAUX.....	10
LEXIQUE	11
INTRODUCTION.....	13
1. CONTEXTE ET ORIENTATIONS DE LA DEMANDE TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR 2011-2012.....	14
2. PRÉVISIONS DES VENTES	15
3. PARAMÈTRES FINANCIERS.....	18
3.1 Structure de capital présumée et taux de rendement sur l'avoir propre.....	18
3.2 Coût de la dette.....	20
3.3 Taux de rendement sur la base de tarification	21
3.4 Coût du capital prospectif.....	21
4. COÛTS ÉVITÉS	22
4.1 Coûts évités sur le réseau intégré	22
4.2 Coûts évités en réseaux autonomes.....	26
5. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES.....	27
5.1 Conventions, méthodes et pratiques comptables	27
5.1.1 Programme d'achat d'électricité provenant de petites centrales hydroélectriques.....	27
5.1.2 Résultats de l'exercice de révision des durées de vie utile.....	29
5.2 Compte de nivellement pour aléas climatiques et compte temporaire de maintien des tarifs	30
5.3 Coût de retraite	36
6. APPROVISIONNEMENTS.....	42
6.1 Approvisionnements en électricité.....	42
6.2 Achats d'électricité.....	47
7. SERVICE DE TRANSPORT	50
8. EFFICIENCE ET PERFORMANCE	52
8.1 Balisage interne du Distributeur.....	52
8.2 Balisage externe	57
8.2.1 Résultats des indicateurs de coûts	58
8.2.2 Résultats des indicateurs de continuité de service.....	59
8.2.3 Proposition de participation aux exercices de balisage externe	61
8.3 Efficience des fournisseurs internes du Distributeur.....	61

8.4	Efficienc e du Centre de services partagés	62
8.5	Efficienc e du groupe Technologie	63
8.6	Conclusion sur l'efficienc e et la performanc e.....	64
9.	COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE	65
9.1	Charg es d'exploitac ion	65
9.1.1	Charg es brutes directes	67
9.1.2	Charg es de services partagés	70
9.1.3	Coûts capitalisés	70
9.1.4	Frais corporatifs	71
9.1.5	Approche globale.....	73
9.1.6	Conclusions sur les charg es d'exploitac ion	92
9.2	Autres charg es	92
9.2.1	Achats de combustib le.....	93
9.2.2	Amortissement.....	94
9.2.3	Taxes.....	96
9.3	Coût du capital.....	96
10.	BASE DE TARIFICATION	97
11.	AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2011.....	100
12.	PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE – BUDGET 2011.....	102
12.1	Résultats 2009 et 2010	102
12.2	Objectifs d'économ ie d'énerg ie 2003-2015	103
12.3	Demande budgétair e 2011	106
12.4	Modificac ions proposées aux programmes et intervenc ions	107
12.4.1	Marché résidentiel	107
12.4.2	Marché affaires	111
12.4.3	Innovac ions technologiques et commerciales	119
12.4.4	PGEÉ en réseaux autonom es.....	120
12.4.5	Gestion de la consommat ion	123
12.4.6	Tronc commun.....	124
12.5	Rentabilit é des programmes et impact tarifair e.....	125
12.6	Strat ég ie relat iv e à la bi-énerg ie	127
13.	REVENU REQUIS	129
14.	REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ.....	131
15.	RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE.....	133
16.	CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ	133
16.1	Modificac ions aux <i>Conditions de service d'élect ricité</i>	133

16.2	Base d'établissement des prix, coûts et frais liés à l'alimentation électrique	134
17.	TARIFS DE DISTRIBUTION.....	135
17.1	Suivi du Projet tarifaire Heure Juste.....	135
17.2	Suivi du rapport de la <i>British Columbia Utilities Commission</i> (BCUC) sur le tarif à paliers de BC Hydro (le rapport).....	137
17.3	Tarifs Domestiques	137
17.3.1	Tarif DH	138
17.3.2	Tarif DT	139
17.4	Tarifs généraux.....	141
17.4.1	Suivi de la réforme des tarifs généraux	142
17.4.2	Modification des seuils des tarifs généraux au 1 ^{er} avril 2011	142
17.4.3	Autres modifications	144
17.5	Réseau de Schefferville.....	146
17.6	Modifications apportées au texte des <i>Tarifs et conditions du distributeur</i>	150
18.	STRATÉGIE TARIFAIRE.....	150
19.	BAISSE TARIFAIRE AUTORISÉE	151
	DISPOSITIF	152

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Évolution du coût de retraite sur la période 2004-2011.....	36
Tableau 2	Besoins en énergie	43
Tableau 3	Besoins en puissance.....	44
Tableau 4	Coûts des approvisionnements postpatrimoniaux.....	44
Tableau 5	Achats d'électricité	48
Tableau 6	Détail du solde du compte de <i>pass-on</i> pour l'année témoin 2011	48
Tableau 7	Service de transport.....	50
Tableau 8	Coût total par abonnement	58
Tableau 9	Dépenses en exploitation par abonnement.....	59
Tableau 10	Continuité de service – Indice brut (minutes).....	60
Tableau 11	Continuité de service – Indice redressé (minutes).....	60
Tableau 12	Coûts de Distribution et SALC	65
Tableau 13	Charges d'exploitation	66
Tableau 14	Évolution des frais corporatifs sur la période 2005-2009	72
Tableau 15	Activités du Distributeur et éléments spécifiques.....	73
Tableau 16	Éléments spécifiques des charges d'exploitation.....	81
Tableau 17	Éléments spécifiques reclassés en 2011	87
Tableau 18	Autres charges.....	93
Tableau 19	Base de tarification	97
Tableau 20	Sommaire des investissements 2011.....	101
Tableau 21	Impacts énergétiques 2003-2015	105
Tableau 22	Budgets et dépenses annuels 2003-2015	106
Tableau 23	Évolution des paramètres du programme de géothermie.....	109
Tableau 24	Revenu requis.....	130
Tableau 25	Estimé du revenu requis de 2011	131
Tableau 26	Revenus autres que les ventes d'électricité.....	132
Tableau 27	Estimé de la baisse tarifaire autorisée 2011	151

LEXIQUE

BCUC	<i>British Columbia Utilities Commission</i>
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i> (normes internationales d'information financière)
NYISO	<i>New York Independant System Operator</i>
PADIGE	Programme d'analyse et de démonstration industrielle – grandes entreprises
PIB	Produit intérieur brut
PIBGE	Programme d'initiatives des bâtiments – grandes entreprises
SIC	Système d'information clientèle
TCE	TransCanada Energy Ltd
UCAP	<i>Unforced Capacity</i>
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>

Abréviations et signes conventionnels

\$	dollar(s) canadien(s)
GWh	gigawattheure 10^9 ou 1 000 000 000 Wh
k	kilo (mille) - placé devant une unité, la multiplie par 10^3
kW	kilowatt
kWh	kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh
M	méga (million) - placé devant une unité, la multiplie par 10^6
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure - 10^6 ou 1 000 000 Wh
TWh	térawattheure - 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh

INTRODUCTION

[1] Le 2 août 2010, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (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 2011-2012, débutant le 1^{er} avril 2011. Cette demande est par la suite amendée par le Distributeur en vue d'obtenir l'approbation de la Régie pour prolonger, pour l'année 2011, l'entente d'intégration éolienne qu'il a conclue avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur).

[2] Le 4 août 2010, la Régie rend sa décision procédurale D-2010-108. Elle demande au Distributeur de faire publier dans certains quotidiens un avis donnant aux intéressés les instructions préliminaires relatives à l'audience qu'elle tiendra pour l'examen de cette demande.

[3] La Régie accorde le statut d'intervenant à 13 intéressés et précise les enjeux à débattre dans le cadre de la présente audience¹.

[4] Le 22 octobre 2010, OC et le ROEE font part à la Régie de leur décision de mettre fin à leur intervention et ont déposé leurs conclusions.

[5] L'audience a lieu du 7 au 21 décembre 2010 au terme de laquelle la Régie prend le dossier en délibéré.

[6] Le 18 janvier 2011, le Distributeur dépose sa mise à jour du taux de rendement sans risque². Le 4 février 2011, la Régie demande au Distributeur de déposer une nouvelle mise à jour de son taux de rendement en utilisant les taux à une décimale, sur la base du *Consensus Forecasts*³. Cette mise à jour est déposée par le Distributeur le 8 février 2011⁴.

[7] Le 3 février 2011, la Régie rend sa décision D-2011-012, par laquelle elle approuve la prolongation de l'entente d'intégration éolienne jusqu'au 31 décembre 2011.

¹ Décision D-2010-122, dossier R-3740-2010.

² Pièce B-58, HQD-2, document 3.3.

³ Pièce A-45.

⁴ Pièce B-62, HQD-2, document 3.3 révisé.

[8] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande du Distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2011-2012.

1. CONTEXTE ET ORIENTATIONS DE LA DEMANDE TARIFAIRE DU DISTRIBUTEUR 2011-2012

[9] Le Distributeur propose le maintien des tarifs actuels, ceux-ci permettant la récupération des revenus requis pour l'année tarifaire 2011-2012.

[10] Outre le maintien des tarifs, le dossier tarifaire R-3740-2010 est caractérisé par un contexte économique exerçant une pression sur les charges d'exploitation et sur les coûts des approvisionnements en électricité.

Allégement réglementaire

[11] Dans le cadre de sa réflexion sur ses orientations quant à l'allégement réglementaire et à la suite d'une recommandation de la Régie dans sa décision D-2010-022, le Distributeur dit avoir concentré ses efforts sur les deux grands thèmes qui sont au cœur des dossiers tarifaires : les coûts de distribution et de services à la clientèle (SALC) et les tarifs.

[12] Dans un objectif d'allégement réglementaire, le Distributeur a proposé la tenue d'une séance de travail avant la période des demandes de renseignements sur le « Projet Tarifaire Heure Juste » (*PTHJ*). Cette séance de travail a eu lieu le 16 septembre 2010.

[13] La Régie considère qu'il y a effectivement une possibilité d'allégement avec la tenue de séances de travail permettant des éclaircissements sur certains sujets précis avant l'envoi des demandes de renseignements. Les gains d'efficacité ne se concrétiseront cependant qu'à la condition que tous les participants soient bien préparés et prêts à formuler au besoin des demandes d'engagements claires en vue de compléter la preuve au dossier tout en réduisant les demandes de renseignements écrites. **La Régie encourage la tenue de telles rencontres en tenant compte de ses commentaires afin d'assurer un examen efficace du dossier.**

[14] Pour ce qui est des coûts de distribution et de SALC, le Distributeur s'est concentré sur son modèle paramétrique d'établissement de son enveloppe de charges d'exploitation. La Régie examine le modèle paramétrique proposé par le Distributeur dans la section des charges d'exploitation (section 9.1.5.1) de la présente décision.

2. PRÉVISIONS DES VENTES

[15] Pour l'année 2011, la prévision des ventes⁵ est établie par le Distributeur à 171,7 TWh, comparativement à 171,1 TWh pour 2010 (ventes normalisées). L'écart entre ces volumes s'explique ainsi :

- **Tarifs D et DM** : Le Distributeur prévoit une croissance des ventes de 954 GWh qui s'explique principalement par une hausse du revenu personnel disponible de 1,5 %⁶ et des mises en chantier de 44 000 unités, dont la consommation annuelle moyenne de chacune est estimée à 20 000 kWh. Cette croissance intègre le déploiement d'économies d'énergie additionnelles de 300 GWh.
- **Tarifs G et M** : Le Distributeur prévoit une augmentation des ventes de 475 GWh qui provient en majeure partie de la croissance de l'activité économique prévue du secteur industriel et du secteur général et institutionnel. Pour 2010, le Distributeur estime que le PIB manufacturier provincial s'établit à 3,0 % et que le PIB tertiaire est de 2,5 % pour l'ensemble du territoire.
- **Tarif L** : Le Distributeur prévoit une décroissance de 1 150 GWh provenant de fermetures complètes ou partielles d'usines œuvrant dans les secteurs des pâtes et papiers et de la pétrochimie. Cette décroissance est cependant freinée par des ventes additionnelles au client Rio Tinto Alcan.
- **Contrats spéciaux** : Le Distributeur prévoit une croissance de 371 GWh générée par une reprise de la demande mondiale pour les produits du secteur de la fonte et de l'affinage.

⁵ Prévision des ventes de mai 2010.

⁶ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 10 : Une hausse de 1,0 % du revenu personnel disponible correspond à une croissance de la demande de 200 GWh.

[16] Quant aux variations entre les ventes normalisées 2010 et les ventes autorisées 2010, elles peuvent être qualifiées d'importantes, atteignant 4,9 TWh. Le Distributeur explique ces écarts de prévisions comme suit :

- **Tarif D** : L'écart positif de 1 540 GWh provient de ventes plus élevées que prévues, d'un nombre accru de mises en chantier et d'une croissance du revenu personnel disponible de 1,2 %, plutôt qu'une décroissance prévue de 2,5 %.
- **Tarif L** : L'écart positif de 823 GWh résulte de ventes supplémentaires au client Rio Tinto Alcan en raison de la faible hydraulité sur son réseau.
- **Contrats spéciaux** : L'écart positif de 2 313 GWh découle des ventes supplémentaires au client Rio Tinto Alcan en raison de la faible hydraulité qu'il a connue sur son réseau⁷.

[17] Le Distributeur intègre à ses prévisions des ventes des provisions génériques par secteur d'activité, accompagnées des justifications correspondantes⁸. La Régie juge que cette présentation respecte la demande qu'elle avait formulée dans sa décision D-2010-022⁹, mais que, dans le futur, les justifications devront être plus élaborées.

[18] La FCEI et S.É./AQLPA considèrent que les ventes au tarif D sont sous-estimées de manière récurrente depuis quelques années, ce qui a, entre autres, pour effet d'induire à la hausse ledit tarif. Ces intervenants expriment leurs doutes sur les observations et les hypothèses du Distributeur. Notamment, S.É./AQLPA estime que les écarts de prévisions proviennent principalement d'évaluations biaisées du nombre de mises en chantier¹⁰.

[19] Le Distributeur souligne, pour sa part, qu'il a évalué ses prévisions de la demande de 1990 à 2009 à l'aide de différents tests statistiques et qu'il ne peut conclure à un biais statistiquement significatif.

⁷ Le client Rio Tinto Alcan est assujéti tant au tarif L qu'aux contrats spéciaux.

⁸ Pièce B-1, HQD-2, document 2, page 8.

⁹ Dossier R-3708-2009, page 23.

¹⁰ Pièce C-11-4-S.É./AQLPA-1, document 1, pages 8 et 9.

[20] Cependant, même si un tel biais n'existe pas, la Régie considère que la prévision des ventes peut être améliorée, notamment pour le tarif D. À la lumière des écarts entre les ventes normalisées 2010 et les ventes autorisées 2010, ainsi qu'à la suite d'une analyse comparative des ventes réelles et des ventes prévues sur la période 2003-2010, la Régie estime qu'il faut revoir ou modifier les données et les paramètres du modèle prévisionnel du Distributeur.

[21] La Régie autorise l'utilisation des données de la prévision de la demande aux fins d'établissement des tarifs pour l'année tarifaire 2011-2012. Elle demande au Distributeur de mettre à jour ses modèles de prévision des différents secteurs de clientèles pour la prochaine demande tarifaire.

[22] Par ailleurs, la FCEI recommande que le Distributeur fournisse davantage d'informations et d'explications sur les écarts entre, d'une part, la prévision de l'année de base et celle de l'année de base du dossier tarifaire précédent et, d'autre part, entre l'année de base et l'année historique, et ce, afin de mieux cerner les variations dans les prévisions¹¹.

[23] La Régie croit que ces informations permettront une meilleure appréciation de la prévision de la demande pour l'année témoin 2011. Elle considère que l'ajout d'explications relatives aux écarts entre l'année de base normalisée et l'année historique permettra de mieux discerner et comprendre les tendances des ventes qui se dessinent pour chacune des catégories de consommateurs.

[24] La Régie croit également que les sensibilités des paramètres économiques utilisés par le Distributeur dans son modèle économétrique pourraient être quantifiées et présentées comme elles l'ont été à une de ses demandes de renseignements¹². Le Distributeur pourrait ainsi mieux expliquer les variations entre la prévision de l'année de base normalisée et celle de l'année témoin du dossier tarifaire précédent.

[25] La Régie demande au Distributeur de déposer, pour les prochains dossiers tarifaires, les données de l'année historique et les explications quant aux écarts entre celle-ci et l'année de base normalisée.

¹¹ Pièce C-12-3-FCEI, pages 5 et 6.

¹² Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 7, 10 et 15.

[26] Elle demande aussi au Distributeur de fournir les sensibilités des paramètres utilisés dans son modèle économétrique de prévision des ventes, de la manière utilisée pour les réponses aux questions 3.2, 4.1, 5.5 et 5.6 de la pièce B-9, HQD-13, document 1.

3. PARAMÈTRES FINANCIERS

[27] Les principaux paramètres financiers utilisés pour le calcul du coût moyen pondéré du capital du Distributeur sont :

- la structure de capital présumée et le taux de rendement sur l'avoir propre;
- le coût de la dette;
- le taux de rendement sur la base de tarification;
- le coût du capital prospectif.

[28] L'évaluation de ces paramètres financiers repose sur les méthodologies approuvées par la Régie, notamment dans ses décisions D-2010-022¹³, D-2009-016¹⁴ et D-2008-024¹⁵.

3.1 STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE ET TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE

[29] La structure de capital présumée proposée par le Distributeur est celle approuvée précédemment par la Régie dans sa décision D-2003-93¹⁶, soit de 35 % de capitaux propres et de 65 % de dette.

¹³ Dossier R-3708-2009.

¹⁴ Dossier R-3677-2008.

¹⁵ Dossier R-3644-2007.

¹⁶ Dossier R-3492-2002 Phase 1, page 51.

[30] En ce qui a trait à la détermination du taux de rendement sur l'avoir propre, le Distributeur propose :

- le maintien de la méthode utilisée 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;
- le taux sans risque de 4,418 % tel que publié par le *Consensus Forecasts* de mai 2010;
- le maintien de la prime de risque spécifique au Distributeur à 3,405 %.

[31] Le taux de rendement sur l'avoir propre proposé pour 2011 dans la demande déposée le 2 août 2010, selon ces paramètres, s'élève à 7,823 %.

[32] Le 18 janvier 2011, le Distributeur dépose la mise à jour du rendement sur l'avoir propre et du rendement sur la base de tarification. La Régie constate alors l'impossibilité de concilier certaines des données utilisées pour la mise à jour avec celles apparaissant aux données publiques du *Consensus Forecasts* de janvier 2011.

[33] Le 28 janvier 2011, le Distributeur transmet sa réponse à la demande de renseignements n° 3 de la Régie¹⁷, et dépose sous pli confidentiel le fichier Excel du *Consensus Forecasts* duquel étaient tirées les données de la mise à jour déposée le 18 janvier 2011.

[34] La Régie constate alors que les données de ce fichier Excel diffèrent des résultats présentés dans la publication du *Consensus Forecasts*¹⁸ de janvier 2011. Par ailleurs, les prévisions contenues dans le fichier Excel ont des niveaux de précision qui diffèrent entre elles. Certaines de ces prévisions affichent une précision de l'ordre du dixième alors que d'autres affichent une précision de l'ordre du millième. Or, en vertu de la règle du nombre de chiffres significatifs, le résultat d'une opération mathématique ne peut contenir plus de chiffres significatifs que la donnée qui en a le moins.

¹⁷ Pièce B-60, HQD-13, document 1.2.

¹⁸ ISSN : 0957-0950.

[35] Par ailleurs, la Régie est d'avis que l'utilisation de la publication du *Consensus Forecasts* comme référence pour le calcul du taux de rendement sans risque, plutôt que le fichier Excel confidentiel offert par le même organisme, facilite l'accès aux données et assure la transparence.

[36] En conséquence, le 4 février 2011¹⁹, la Régie retourne au Distributeur les documents déposés sous pli confidentiel et demande au Distributeur de déposer une nouvelle mise à jour de la pièce HQD-2, document 3.3 en utilisant un taux moyen des obligations du Canada (10 ans) à une décimale, sur la base des données à une décimale de la publication du *Consensus Forecasts* de janvier 2011. Cette mise à jour est déposée par le Distributeur le 8 février 2011²⁰.

[37] Après la mise à jour du taux sans risque basée sur la prévision de la publication du *Consensus Forecasts* de janvier 2010, le rendement sur l'avoir propre s'établit à 7,320 %.

[38] **La Régie accepte la proposition du Distributeur de maintenir inchangée la structure de capital présumée établie dans la décision D-2003-93²¹. Elle accepte également le maintien de la méthodologie utilisée pour la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre basée sur la publication de janvier du *Consensus Forecasts*.**

[39] **La Régie autorise un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,320 %.**

3.2 COÛT DE LA DETTE

[40] Dans le cadre de la présente demande tarifaire, le coût de la dette présumée de 2010 et 2011 du Distributeur est calculé selon l'approche approuvée par la Régie dans sa décision D-2010-022.

[41] Le Distributeur projette, pour l'année témoin 2011, un coût moyen de la dette de 7,234 % soit une diminution de 0,142 % par rapport au taux de 7,376 % approuvé pour 2010.

¹⁹ Pièce A-45.

²⁰ Pièce B-62, HQD-2, document 3.3 révisé.

²¹ Dossier R-3492-2002 Phase 1.

[42] **La Régie retient un coût moyen de la dette du Distributeur pour l'année témoin 2011 de 7,234 %.**

3.3 TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

[43] Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser un taux de rendement sur la base de tarification de 7,264 %. Ce taux correspond à la somme pondérée selon la structure du capital du taux de rendement sur l'avoir propre de 7,320 % et du coût moyen de la dette de 7,234 %.

[44] **La Régie autorise pour l'année témoin 2011 un taux de rendement de 7,264 % sur la base de tarification du Distributeur.**

3.4 COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

[45] Le Distributeur demande à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif applicable à l'évaluation des projets d'investissements du Distributeur.

[46] À la suite de la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre s'établissant à 7,320 %, le taux moyen du coût du capital prospectif diminue à 6,099 %²² par rapport au taux du coût du capital prospectif de 6,275 % initialement proposé dans la demande déposée le 2 août 2010.

[47] **La Régie autorise pour l'année témoin 2011 le taux moyen du coût du capital prospectif de 6,099 %.**

²² Pièce B-62, HQD-2, document 3.3 révisé, page 7.

4. COÛTS ÉVITÉS

4.1 COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

Coût évité de court terme en énergie

[48] La mise à jour du coût évité de court terme en énergie se caractérise dans le présent dossier par un changement important au niveau des coûts d'opportunité considérés pour établir la valeur de ce coût.

[49] Le Distributeur prévoit demeurer dans un contexte global de surplus d'énergie pour la période 2011-2022. Toutefois, compte tenu des profils de consommation de sa clientèle et des moyens d'approvisionnements dont il dispose à ce jour, le Distributeur indique qu'il fait face à une situation où il doit faire des achats d'énergie en hiver et en revendre le reste de l'année²³.

[50] Il propose donc d'utiliser, d'une part, le coût moyen anticipé des achats sur les marchés voisins pour la période hivernale, soit 5,4 ¢/kWh (\$ 2010) et, d'autre part, le revenu net moyen anticipé des reventes, soit 3,4 ¢/kWh (\$ 2010), pour les autres périodes de l'année. Ces valeurs sont indexées à l'inflation pour la période 2011-2022²⁴.

[51] La Régie juge que le prix à terme utilisé par le Distributeur pour calculer le coût moyen anticipé des achats et le revenu net moyen anticipé des reventes sur la période 2011-2022 sont raisonnables. Les valeurs reflètent celles du marché à ce jour et tiennent compte du présent contexte général des approvisionnements et des situations différentes en hiver et durant le reste de l'année.

[52] La Régie est d'avis que la proposition du Distributeur relative au coût évité de court terme en énergie est justifiée dans les présentes circonstances. Elle accepte les valeurs proposées par le Distributeur pour la période 2011-2022.

²³ Hiver : décembre à mars inclusivement.

²⁴ Pièce B-1, HQD-2, document 4, page 5.

Coût évité de long terme en énergie

[53] Le Distributeur maintient l'utilisation du prix du second appel d'offres d'énergie éolienne, qui est de 10,5 ¢/kWh (\$ 2007), en tant que coût évité de long terme en énergie²⁵. Par contre, la période à laquelle ce coût est appliqué constitue un changement significatif.

[54] En effet, dans le dossier R-3677-2008, le Distributeur prévoyait que le coût évité de long terme en énergie serait pris en compte à partir de 2012. Au dossier R-3708-2009, cette date était reportée à 2016, compte tenu de l'accumulation de surplus énergétiques. Or, au présent dossier tarifaire, la date de prise en compte proposée est de nouveau reportée à 2023. Le Distributeur justifie ce changement en mentionnant que la situation des surplus en énergie perdurera de 2011 à 2022 inclusivement.

[55] L'ACEFO s'oppose à l'utilisation du prix du second appel d'offres d'énergie éolienne comme coût évité de long terme en énergie. L'intervenante affirme que ce prix ne peut être utilisé puisque ce type d'approvisionnements découle d'une directive politique pour développer cette filière énergétique²⁶. Selon elle, ce coût ne peut donc être évité. L'ACEFO appuie cette position.

[56] L'ACEFO propose plutôt d'utiliser un prix pondéré composé de différentes sources d'approvisionnements de long terme, dont les contrats de base et cyclable conclus entre le Distributeur et le Producteur, afin de mieux refléter la structure des coûts évités de long terme du Distributeur²⁷. L'utilisation d'un prix pondéré aurait également pour conséquence de diminuer le coût évité de long terme en énergie.

[57] La Régie considère que le coût évité de long terme en énergie doit être représentatif de la réalité économique dans laquelle opère le Distributeur, des ressources à sa disposition, des contraintes qu'il doit respecter et des options qui s'offrent à lui. Puisque le Distributeur est en situation générale de surplus d'énergie à long terme, que la majorité de ses approvisionnements postpatrimoniaux en énergie proviennent de contrats conclus avec le Producteur et que les prix *Futures* sur les marchés sont relativement bas, la Régie est d'avis qu'il est légitime de vouloir redéfinir le coût évité de long terme en énergie.

²⁵ Pièce B-1, HQD-2, document 4, page 5.

²⁶ Pièce C-8-5-ACEFO, pages 9 et 10.

²⁷ Pièce C-8-5-ACEFO, pages 11 et 12.

[58] Cependant, la Régie tient compte du fait que les derniers approvisionnements postpatrimoniaux de long terme du Distributeur sont principalement constitués d'énergie éolienne obtenus à la suite d'appels d'offres. Ainsi, les coûts provenant des approvisionnements en énergie éolienne correspondent vraisemblablement aux dernières unités d'énergie additionnelles qu'achète le Distributeur pour boucler son bilan énergétique.

[59] La Régie accepte l'indicateur du coût évité de long terme en énergie proposé par le Distributeur. Néanmoins, elle souligne que la discussion sur les stratégies de long terme pour répondre aux besoins en énergie se poursuivra dans le cadre de l'examen du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur²⁸.

Coûts évités en puissance

[60] Le Distributeur propose de maintenir les valeurs du coût évité en puissance utilisées dans le cadre du dossier tarifaire précédent²⁹, tout en mettant à jour l'année de base des indicateurs utilisés pour l'année 2010. Le Distributeur justifie le maintien des valeurs et le changement de l'année de base en évoquant la stabilité de ses besoins en puissance et celle des prix de court et de long termes qu'on retrouve sur le marché de New York (UCAP) pour la saison hivernale.

[61] Le coût évité en puissance est ainsi de 10 \$/kW-hiver jusqu'à l'hiver 2012-2013 inclusivement. Il croît linéairement par la suite pour atteindre 40 \$/kW-hiver (\$ 2010, annuité croissante à l'inflation) à l'hiver 2015-2016 et est maintenu à cette valeur pour les hivers suivants³⁰.

[62] Le coût évité de 40 \$/kW-hiver utilisé par le Distributeur au dossier R-3677-2008 était basé sur le coût d'une nouvelle turbine à gaz estimé à 80 \$/kW-an, ainsi que sur l'hypothèse que 50 % de la production de l'installation lui serait dédiée alors que l'autre moitié le serait aux marchés voisins qui ont une pointe en été, tels que New York et la Nouvelle-Angleterre³¹.

²⁸ Dossier R-3748-2010.

²⁹ Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-2, document 5, page 6.

³⁰ Pièce B-1, HQD-2, document 4, page 6.

³¹ Dossier R-3677-2008, pièce B-1, HQD-14, document 1, annexe D, pages 45 et 46.

[63] L'ACEFO et l'ACEFQ sont d'avis que le coût évité en puissance établi par le Distributeur est trop élevé. En effet, ces intervenantes évaluent que la puissance peut être achetée à plus bas prix sur le marché UCAP et qu'une nouvelle turbine à gaz, qui serait construite pour répondre aux besoins additionnels en puissance du Distributeur, verrait sa production être dédiée à 33 % aux besoins du Distributeur plutôt qu'à 50 %³².

[64] **La Régie accepte les coûts évités en puissance proposés par le Distributeur.**

[65] **Cependant, la Régie juge que le coût évité en puissance de 40 \$/kW-hiver doit être mis à jour à la suite des débats qui se tiendront sur les besoins en puissance à long terme du Distributeur, ainsi que sur les moyens optimaux pour les combler, dans le cadre de l'examen du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur.**

Structure du coût évité de la fourniture-transport

[66] Le Distributeur propose de maintenir l'écart de 1,5 ¢/kWh entre les coûts d'énergie en heures de pointe et ceux en heures hors pointe. Il justifie ce maintien en soulignant que l'écart reflète la structure du marché de référence sur lequel la valeur de l'énergie est transigée et assure une certaine stabilité du signal de prix. Le Distributeur calcule que la moyenne est de 1,65 ¢/kWh sur la période 2000-2009, confirmant le maintien de l'écart présentement utilisé³³.

[67] L'ACEFO propose, pour sa part, d'utiliser un écart calculé à partir d'une moyenne mobile sur cinq ans, afin de mieux refléter les tendances du marché. Elle estime que cette façon de faire donnerait un écart de 1,31 ¢/kWh au présent dossier tarifaire, ce qui serait davantage en ligne avec la baisse des prix enregistrée en 2009 et 2010 sur les marchés et avec la récente convergence des prix en pointe et hors pointe³⁴.

[68] La Régie constate que le calcul que fait le Distributeur de l'écart moyen des prix pointe/hors pointe devient de plus en plus dilué et a une signification de moins en moins pertinente puisqu'il utilise à chaque dossier tarifaire la même année de base tout en y ajoutant une année de données. La Régie juge opportune la proposition de l'ACEFO en ce qui a trait à la moyenne mobile.

³² Pièce C-8-5-ACEFO, pages 5 et 13.

³³ Pièce B-1, HQD-2, document 4, page 7.

³⁴ Pièce C-8-5-ACEFO, page 14.

[69] **La Régie demande au Distributeur d'utiliser un écart calculé à partir d'une moyenne mobile sur cinq ans lors des prochains dossiers tarifaires, afin de refléter des tendances plus actuelles des marchés relatives aux différences entre les prix de l'énergie en pointe et hors pointe.**

4.2 COÛTS ÉVITÉS EN RÉSEAUX AUTONOMES

[70] Le Distributeur propose de maintenir, au taux d'inflation près³⁵, les indicateurs de coûts évités présentés au dossier R-3708-2009, à l'exception de ceux du réseau de Schefferville, qui ont été mis à jour pour refléter le bilan offre-demande de ce réseau³⁶.

[71] Le Distributeur établit les coûts évités de puissance de chaque réseau autonome (RA) en \$/kW/an sur la base des équipements à y installer pour répondre à la croissance de la demande à la pointe³⁷. Le Distributeur convertit les coûts évités de puissance en coûts par unité d'énergie (¢/kWh) en utilisant un facteur d'utilisation (FU) établi, non pas à partir de la capacité installée, mais plutôt à partir de la puissance maximale appelée pour l'année en cours résultant des différents usages de l'électricité sur le RA³⁸.

[72] Le RNCREQ³⁹ souligne que la puissance des groupes électrogènes à installer est en lien direct avec le coût unitaire de la puissance et donc avec les coûts évités en puissance. L'intervenant explique que la conversion des coûts évités de puissance par unité d'énergie dépend du facteur d'utilisation utilisé et peut conduire à surestimer les bénéfices de mesures d'économies d'énergie et à sous-estimer la valeur de mesures de gestion de puissance.

[73] La comparaison du tableau des équipements en RA⁴⁰ à son équivalent du précédent plan d'approvisionnement⁴¹ montre que chaque kW de demande additionnelle se traduit par l'installation d'environ deux kW de capacité additionnelle. Ce constat est le résultat de l'application du critère de puissance garantie et des incréments de puissance qui sont installés en pratique pour répondre à la croissance des besoins de chacun des RA.

³⁵ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 31.

³⁶ Pièce B-1, HQD-12, document 5.

³⁷ Pièce A-35-2, pages 71 à 73.

³⁸ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 33.

³⁹ Pièce C-6-8-RNCREQ, pages 16 à 18.

⁴⁰ Dossier R-3748-2010, HQD-2, document 2, page 17, tableau A-3.1.

⁴¹ R-3648-2007, HQD-2, document 2, page 11.

[74] Dans l'établissement des coûts évités, la Régie est d'avis qu'il y a donc lieu de distinguer la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe, côté réseau, du coût unitaire de la capacité à installer à la marge, côté production. La Régie veut s'assurer que la méthode utilisée pour répartir les coûts évités de puissance par unité d'énergie consommée à la marge permet effectivement d'intégrer les coûts de la capacité additionnelle que le Distributeur doit prévoir dans son plan d'équipement pour chaque kW de demande à la marge sur le réseau.

[75] La Régie accepte les coûts évités proposés par le Distributeur dans le présent dossier tarifaire pour les réseaux autonomes.

[76] Elle demande cependant au Distributeur de clarifier, dans le prochain dossier tarifaire, la méthode de répartition des coûts évités de puissance par unité d'énergie et d'expliquer comment il distingue la valeur de chaque kW de puissance effacée à la pointe du réseau autonome, par exemple au moyen de mesures de gestion de la demande, de celle de l'ajout de chaque kW de capacité de production.

5. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

5.1 CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES

5.1.1 PROGRAMME D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ PROVENANT DE PETITES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

[77] Dans sa décision D-2009-094⁴², la Régie a approuvé la comptabilisation de la totalité de la contribution du Distributeur au financement des coûts d'intégration des projets de petites centrales hydroélectriques au compte de frais reportés du service de transport reconnu au Distributeur par la décision D-2003-93.

⁴² Dossier R-3700-2009, page 18.

[78] Dans le présent dossier, le Distributeur demande à la Régie d'approuver un changement à la comptabilisation de sa contribution, afin que celle-ci soit incluse dans sa base de tarification et amortie, plutôt que traitée en utilisant le compte de frais reportés du service de transport.

[79] Cette demande a pour effet d'éviter une disparité de traitement dans le temps des coûts rattachés à ce programme selon qu'ils proviennent du Distributeur ou d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur). En effet, en vertu de la décision D-2009-094, le Distributeur comptabilise la contribution dans le compte de frais reportés du service de transport jusqu'à son intégration en totalité dans son coût de service lors de la demande tarifaire subséquente. Quant au Transporteur, il comptabilise ses coûts d'intégration et de raccordement dans sa base de tarification pour les amortir sur la durée de vie utile des actifs, avec pour conséquence que le Distributeur les assumera via la charge locale de transport sur la période équivalente à la durée de l'amortissement des actifs du Transporteur.

[80] Le Distributeur indique également que sa contribution pour le programme d'achat d'électricité vise des travaux d'intégration et par le fait même s'apparente aux contributions versées dans le cadre de projets de raccordement, contributions qui sont incluses dans sa base de tarification pour être amorties sur la durée de vie utile des équipements visés.

[81] En conséquence, le Distributeur demande à la Régie d'autoriser que sa contribution au financement des coûts d'intégration des projets de petites centrales hydroélectriques soit comptabilisée dans sa base de tarification à titre de frais reportés et amortie sur 20 ans, soit la durée des contrats d'achat d'électricité pour les projets retenus. Un rendement serait calculé sur le solde non amorti au taux applicable sur la base de tarification.

[82] Le Distributeur a, dans la présente demande tarifaire, comptabilisé pour l'année témoin 2011 des coûts d'intégration de l'ordre de 0,3 M\$ dans le compte de frais reportés « Contributions à des projets de raccordement ».

[83] OC et l'UMQ appuient la proposition du Distributeur.

[84] L'ACEFQ s'oppose au changement à la comptabilisation puisque les montants en cause ne sont pas importants et que cela impliquerait une hausse du coût de financement.

[85] Bien que l'effet annuel du changement soit peu significatif⁴³, la Régie est d'avis que le traitement proposé permet un meilleur appariement de la contribution du Distributeur avec les coûts d'intégration et de raccordement du Transporteur.

[86] La Régie accepte que la contribution du Distributeur au financement des coûts d'intégration des projets de petites centrales hydroélectriques soit comptabilisée dans sa base de tarification à titre de frais reportés et amortie sur 20 ans, soit la durée des contrats d'achat d'électricité pour les projets retenus.

5.1.2 RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

[87] Le Distributeur procède annuellement à la révision des durées de vie utile de ses immobilisations, tel que prévu à son plan quinquennal. Les résultats de cette révision sont connus à l'automne de chaque année, après la date de dépôt de la demande tarifaire.

[88] En 2009, le résultat de l'exercice avait mené à des modifications de durées de vie utile des immobilisations corporelles et incorporelles pour les catégories « Antennes et guide d'onde » et « Systèmes d'alimentation auxiliaires ». L'impact sur le revenu requis de ces révisions est négligeable, soit de 10 k\$ en 2011.

[89] La Régie accepte les modifications effectuées par le Distributeur aux durées de vie utile de ses immobilisations dès l'année témoin 2011.

[90] Selon le plan quinquennal de révision des durées de vie utile, le Distributeur procédait, au cours de l'année 2010, aux travaux relatifs à la révision de celle des poteaux. En date du dépôt de la demande, les analyses démontraient que la durée de vie utile des poteaux se rapprocherait de 40 ans, alors que la durée de vie actuelle est établie à 30 ans.

⁴³ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 40.

[91] En réponse à une demande de renseignements, il explique que l'évaluation de la durée de vie utile des poteaux est effectuée à partir de modèles statistiques qui considèrent les différentes causes de retraits possibles tels le vieillissement, le renouvellement, le déplacement ou l'enfouissement des poteaux. Des informations obtenues des exercices de balisage et d'autres facteurs d'importance, comme les conditions d'utilisation, la localisation géographique ou les contraintes légales, sont également pris en compte dans cette évaluation. Les résultats les plus récents découlant de la poursuite des analyses et du travail de validation comptable basé sur l'inspection des poteaux vétustes et sur la prise en compte des autres causes de retrait justifieraient l'utilisation d'une durée de vie utile se rapprochant plutôt de 40 ans⁴⁴.

[92] Le Distributeur estime que l'augmentation de la durée de vie des poteaux entraînerait un impact à la baisse sur la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 30 M\$. Il en a d'ailleurs tenu compte dans l'établissement de la prévision de sa charge d'amortissement de l'année témoin 2011 (voir section 9.2.2) de la présente décision.

[93] L'UMQ appuie la proposition du Distributeur.

[94] Considérant l'avancement des travaux et l'importance monétaire de la révision de la durée de vie utile des poteaux, la Régie approuve l'impact à la baisse de 30 M\$ sur la charge d'amortissement de l'année témoin 2011. Elle demande cependant au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, les résultats finaux des travaux d'analyse relatifs à la révision de la durée de vie utile des poteaux.

5.2 COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES ET COMPTE TEMPORAIRE DE MAINTIEN DES TARIFS

[95] Lors de l'audience⁴⁵, le Distributeur demande qu'il y ait un maintien des tarifs, peu importe les conclusions de la Régie quant au revenu requis. Pour justifier cette proposition, il rappelle qu'il doit rencontrer des objectifs d'économies d'énergie ambitieux et qu'à cette fin, la tarification est un outil indispensable. Il soutient qu'une baisse tarifaire viendrait modifier le signal de prix, qui est un des moyens pour encourager les économies d'énergie. De plus, selon lui, il est préférable d'amortir les comptes de frais

⁴⁴ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 41.

⁴⁵ Pièce A-35-1, pages 40 à 43; pièce A-35-1, page 107; pièce A-35-7, pages 12 à 15.

reportés, notamment le compte de nivellement de 2010, afin d'éviter des coûts de financement et ainsi éliminer un passif dans le contexte de hausses tarifaires à prévoir au cours des prochaines années, plus spécifiquement avec la hausse prévue du prix de l'électricité patrimoniale.

[96] Il propose donc de considérer toute réduction supplémentaire, en particulier le résultat de la mise à jour du taux de rendement (au montant de 18,2 M\$⁴⁶), selon les deux alternatives suivantes :

- amortir exceptionnellement le compte de nivellement pour aléas climatiques, dont le solde au 30 novembre 2010 s'élève à 144,4 M\$⁴⁷ (incluant les intérêts); ou,
- créer un compte temporaire de maintien des tarifs (compte *ad hoc*), lequel permettrait d'atteindre le même objectif de maintien des tarifs en captant les montants du revenu requis nécessaire pour maintenir les tarifs.

Compte de nivellement pour aléas climatiques

[97] Dans sa preuve initiale, le Distributeur demande un traitement particulier de l'écart des revenus pour aléas climatiques constaté pour la période de janvier à avril 2010.

[98] Le Distributeur établit à 133,2 M\$ le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques (excluant les intérêts) au 30 avril 2010. Ce résultat découle d'une situation exceptionnelle jamais observée dans le suivi des aléas climatiques effectué par le Distributeur depuis 1971 et, selon le Distributeur, la probabilité que cela se reproduise est pratiquement nulle.

[99] Selon la méthode présentement utilisée, l'écart en 2010 de 133,2 M\$ devrait normalement demeurer hors base de tarification jusqu'à son intégration à cette dernière au début de 2012 (année correspondant à la 2^e année témoin suivant celle visée par les écarts), pour être amorti à compter de cette date sur une période de cinq ans.

⁴⁶ Pièce B-62, HQD-2, document 3.3 révisé, page 3.

⁴⁷ Pièce B-43, HQD-15, document 14, page 5.

[100] Le Distributeur propose plutôt, dans le présent dossier, de verser immédiatement aux revenus requis de son année témoin projetée 2011 l'excédent de l'écart constaté dépassant 100,0 M\$, soit 33,2 M\$. Le solde projeté du compte au 31 décembre 2010, incluant les intérêts, demeurerait pour sa part hors base de tarification jusqu'à son intégration normale en 2012. Ce traitement particulier permettrait de réduire le coût de financement applicable aux soldes versés au compte de frais reportés.

[101] Le Distributeur rappelle que, dans la décision D-2007-12⁴⁸, en raison, d'une part, des montants en jeu et, d'autre part, sur la base de l'équité intergénérationnelle, la Régie avait approuvé une mesure exceptionnelle pour le compte de *pass-on* 2006.

[102] Le Distributeur précise que, dans le présent dossier, sa demande repose sur le caractère exceptionnel de la situation et sur l'ampleur des montants en cause. La demande doit également s'apprécier dans un contexte de maintien des tarifs existants.

[103] L'UMQ et OC appuient le traitement exceptionnel du compte de nivellement dans un contexte de maintien des tarifs existants.

[104] S.É./AQLPA appuie également la proposition du Distributeur d'amortir le compte de nivellement 2010 pour un montant de 33,2 M\$. Il s'oppose cependant à la création d'un compte temporaire de maintien des tarifs.

[105] L'ACEFQ est en désaccord avec la proposition d'amortir exceptionnellement le compte de nivellement 2010 pour un montant de 33,2 M\$. Selon l'intervenante, la situation rencontrée à l'hiver 2010 n'est pas véritablement exceptionnelle puisqu'elle a été observée en 2006.

[106] L'AQCIE/CIFQ et l'UC s'opposent à l'amortissement prématuré du compte de nivellement et à la création du compte temporaire de maintien des tarifs. Ils demandent que les consommateurs bénéficient de toute baisse des tarifs qui résulterait des décisions de la Régie relativement aux divers éléments du revenu requis de l'année témoin 2011.

[107] L'AQCIE/CIFQ souligne de plus que l'entorse proposée à la règle établie pour le traitement des écarts du compte de nivellement a pour but de prévenir toute réduction tarifaire, ce qui lui paraît un objectif d'autant moins louable que cette proposition survient

⁴⁸ Dossier R-3610-2006, page 17.

dans un contexte où les tarifs ont été récemment augmentés, non pas en raison de l'accroissement des besoins réels du Distributeur, mais à la suite de l'implantation de nouvelles méthodes comptables⁴⁹.

[108] La Régie considère que le solde du compte de nivellement de 144,4 M\$ au 30 novembre 2010 traduit une situation exceptionnelle. Bien qu'elle tienne au respect des principes réglementaires, elle est d'avis que dans un cas exceptionnel, et pour un montant de cette importance, il est dans l'intérêt public de réduire le compte de nivellement et d'ainsi diminuer le coût de financement qui s'y rattache.

[109] La Régie accueille la proposition initiale du Distributeur de verser immédiatement aux revenus requis de l'année témoin projetée 2011 un montant de 33,2 M\$ provenant du compte de nivellement de 2010. Elle refuse cependant d'y verser tout montant supplémentaire provenant de ce compte. Le solde de ce compte sera traité selon le principe réglementaire autorisé dans la décision D-2009-016⁵⁰ et amorti sur une période de cinq ans.

Modèle de la normale climatique

[110] En raison du montant exceptionnel du compte de nivellement pour aléas climatiques, S.É./AQLPA recommande que la Régie demande au Distributeur d'évaluer si le modèle de la normale climatique actuellement utilisé demeure adéquat et, notamment de vérifier si l'impact du réchauffement climatique n'est pas sous-évalué et de lui faire rapport à ce sujet d'ici le prochain dossier tarifaire⁵¹.

[111] La Régie constate que le solde a été particulièrement élevé à deux reprises depuis l'introduction du compte de nivellement, soit en 2006 (122,4 M\$⁵²) et en 2010 (144,4 M\$).

⁴⁹ Pièce C-4-7, pages 7 et 8.

⁵⁰ Dossier R-3677-2008, page 14.

⁵¹ Pièce A-35-8, pages 12 et 13.

⁵² Rapport annuel 2006, pièce HQD-4, document 3, page 16.

[112] La Régie note que le mode d'établissement du compte de nivellement de 2006 n'est pas comparable à celui de 2010 puisque ce dernier est établi selon la nouvelle normale climatique. Celle-ci a, en effet, été révisée en 2007 pour tenir compte du réchauffement climatique et un ajustement de 62,0 M\$⁵³ a été apporté au solde du compte de nivellement dans le revenu requis 2009.

[113] La Régie juge prématurée la révision de la normale climatique. Il y aura lieu de revoir la normale climatique si cette situation exceptionnelle se reproduisait dans les prochaines années.

Compte temporaire de maintien des tarifs

[114] L'AQCIE/CIFQ soumet qu'il serait contraire à la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁵⁴ (la Loi) de mettre en place un compte temporaire de maintien des tarifs. Il réfère, à cet égard, à la prescription énoncée à l'article 51, auquel réfère l'article 52.3, à l'effet qu'un tarif de distribution d'électricité ne puisse prévoir « *des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité [...] [du Distributeur] et le développement normal de [son] réseau, ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification*⁵⁵ ». De même, l'UC est d'avis que la création d'un tel compte *ad hoc* serait contraire à l'esprit et à la lettre des articles 49 à 52.3 de la Loi⁵⁶.

[115] Par ailleurs, S.É./AQLPA est d'avis que la création d'un compte temporaire de maintien des tarifs, en tant que compte de frais reportés, n'est pas contraire aux articles 51, 52.1 et 52.3 de la Loi, contrairement à ce que prétendent l'AQCIE/CIFQ et l'UC. S.É./AQLPA s'objecte toutefois à la création d'un tel compte, car il estime qu'il n'est pas opportun, sur le plan des principes, de constituer un compte de frais reportés à des seules fins de stabilisation tarifaire⁵⁷.

[116] En réplique à l'AQCIE/CIFQ, le Distributeur conteste l'interprétation de la portée de l'article 51 de la Loi que propose cet intervenant. Il soumet qu'une telle interprétation ferait en sorte que tous les comptes de frais reportés et les comptes d'écart seraient interdits. Or, selon le Distributeur, de tels comptes visent des objectifs réglementaires

⁵³ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, pages 12 et 13.

⁵⁴ L.R.Q., c. R-6.01.

⁵⁵ Pièce A-35-7, pages 131 et 132.

⁵⁶ Pièce C-7-12-UC, page 3.

⁵⁷ Pièce A-35-8, pages 42 à 46.

compatibles avec ceux de l'article 51, en ce qu'ils permettent de respecter le principe des tarifs justes et raisonnables. Dans le cas présent, il note que l'objectif réglementaire visé par le compte de maintien des tarifs est de maintenir le bon signal de prix à l'attention de ses clients.

[117] La Régie ne retient pas l'interprétation restrictive de la Loi que l'AQCIE/CIFQ et l'UC proposent pour conclure à l'absence de pouvoir de la Régie d'autoriser la création d'un compte de maintien des tarifs. La Régie est d'avis que l'article 51 doit être lu dans le contexte où il est inscrit, soit celui de l'article 52.3 qui prévoit également que les revenus requis du Distributeur sont établis en tenant compte, notamment, des dispositions des paragraphes 1^o à 10^o du premier alinéa de l'article 49. Or le paragraphe 7^o dudit alinéa stipule que la Régie doit « *s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables* ». L'objectif réglementaire visé par l'article 51 doit donc être concilié avec les objectifs réglementaires visés par les autres dispositions de la Loi auxquelles l'article 52.3 réfère, dont celui visé par ledit paragraphe 7^o.

[118] La Régie juge que, dans ce contexte, elle a le pouvoir d'autoriser la création de tout compte réglementaire visant à permettre de rencontrer les objectifs de la Loi, tels qu'un compte de frais reportés, un compte d'écart ou un compte de maintien des tarifs tel que celui proposé par le Distributeur.

[119] Cependant, après analyse, la Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu d'autoriser la création d'un compte temporaire de maintien des tarifs dans le présent dossier.

[120] En effet, la Régie ne retient pas certains des arguments du Distributeur pour justifier le compte de maintien des tarifs. Dans la décision D-2006-34⁵⁸, la Régie a refusé le compte d'étalement tarifaire demandé par le Distributeur afin d'atténuer une hausse tarifaire anticipée. Plusieurs motifs justifiaient ce refus. D'une part, cet étalement tarifaire faussait le signal de prix en permettant aux clients de consommer l'électricité sous le prix coûtant, ce qui était jugé non souhaitable, car cela permettrait aux clients de consommer à crédit, entraînant des coûts additionnels de financement. D'autre part, le compte d'étalement tarifaire allait à l'encontre du principe réglementaire qui prévoit une allocation des coûts encourus pour une année aux tarifs de la même année. Cette pratique vise à associer les coûts encourus à la génération d'abonnés qui fait l'usage de cette énergie.

⁵⁸ Dossier R-3579-2005, pages 15 à 19.

[121] La Régie considère que l'argument selon lequel une baisse des tarifs découragerait la participation aux programmes d'efficacité énergétique ne peut être retenu. Pour que le consommateur puisse prendre une décision libre et éclairée sur ses habitudes de consommation, les coûts réels, selon les principes réglementaires applicables, doivent lui être présentés, car il est le mieux placé pour décider de l'allocation de ses ressources.

[122] Enfin, il serait injuste pour la présente génération d'abonnés de soutenir un revenu requis plus élevé que nécessaire aux fins de prévenir une hausse potentielle au cours des prochaines années.

5.3 COÛT DE RETRAITE

[123] Le Distributeur évalue le coût de retraite à 67,3 M\$ en 2011. Il indique que ce coût s'appuie sur des évaluations actuarielles réalisées périodiquement par une firme externe d'actuaire-conseils. Les hypothèses actuarielles sont celles retenues par le groupe de travail composé de représentants d'Hydro-Québec ainsi que des représentants de la firme d'actuaire-conseils. Ces hypothèses sont celles jugées les plus probables par la direction d'Hydro-Québec⁵⁹.

TABLEAU 1
ÉVOLUTION DU COÛT DE RETRAITE SUR LA PÉRIODE 2004-2011

<i>(en M\$)</i>	<i>Année témoin (autorisé)</i>	<i>Année de base (réel 4/12- budget 8/12)</i>	<i>Année historique (réel)</i>
2004	(18,2)	0,0	0,0
2005	18,2	48,7	47,8
2006	70,5	96,8	87,9
2007	96,8	90,5	98,3
2008	78,2	62,8	50,4
2009	57,2	25,4	25,7
2010	55,6	17,8	
2011	67,3		

Source : Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 69

⁵⁹ Pièce B-15, HQD-13, document 4.1, annexe A, en liasse, page 14.

[124] Le Distributeur explique que la baisse de 37,8 M\$ (-68 %) entre le montant autorisé pour l'année 2010 et celui de l'année de base 2010 provient en grande partie des rendements élevés de la caisse de retraite en 2009, ainsi que de la révision à la hausse du rendement prévu à long terme⁶⁰.

[125] Il indique aussi que la hausse de 49,5 M\$ (278 %) en 2011 par rapport au montant de l'année de base 2010 est attribuable principalement à la baisse du taux d'actualisation et à la révision des hypothèses de mortalité et de retraite. La hausse du rendement des actifs vient par ailleurs réduire le coût de retraite⁶¹.

[126] Certains intervenants soulignent que le coût de retraite est hautement volatil et soumettent les recommandations suivantes.

[127] L'ACEFQ propose de réévaluer le coût de retraite de l'année témoin, au début de l'année témoin, et de réajuster le coût de retraite effectif pour le Distributeur, le Transporteur et le centre de services partagés (CSP) en tenant compte de l'information la plus récente. Subsidiairement, elle propose de créer un compte d'écarts où les écarts seraient comptabilisés puis amortis sur une période variant de une à trois années selon l'importance de l'écart, ou d'appliquer un mécanisme de lissage du coût de retraite sur une moyenne mobile sur trois ans ou cinq ans.

[128] L'AQCIE/CIFQ recommande de mettre en place un compte d'écarts, et ce, dès 2010. Selon l'expert de cet intervenant, trois éléments l'incitent à faire cette recommandation, soit :

- Le coût impliqué n'est pas sous le contrôle du Distributeur, puisqu'il est la résultante d'hypothèses actuarielles, notamment les taux de rendement des actifs et le taux d'actualisation basé sur les taux d'intérêt des obligations corporatives AA.
- Les résultats à ce jour suffisent à démontrer que le coût de retraite est difficilement prévisible.
- Les coûts impliqués sont importants.

⁶⁰ Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 13.

⁶¹ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 37.

[129] Cet expert est d'avis que l'avenue visant à mettre à jour l'estimation du coût de retraite au début de l'année témoin ne réglerait pas le problème, sans compter les difficultés d'application. Il prétend que la seule solution efficace et praticable demeure la mise en place d'un compte d'écarts, solution retenue dans plusieurs juridictions⁶².

[130] L'UMQ demande que les coûts de retraite soient traités par l'entremise d'un compte de frais reportés. Ce traitement protégerait tant les intérêts de la clientèle que ceux du Distributeur, particulièrement dans un contexte d'instabilité des marchés financiers.

[131] L'UMQ soumet aussi qu'à la lumière de la surévaluation des projections depuis 2008, le montant du coût de retraite projeté pour l'année témoin 2011 devrait être ramené de 67,3 M\$ à 55,6 M\$, soit le montant approuvé dans la décision D-2010-022.

[132] En ce qui a trait à la création d'un compte d'écarts, le Distributeur mentionne qu'il n'a pas présenté de preuve à ce sujet parce qu'il croyait que ce sujet était réglé par la décision D-2009-016⁶³ par laquelle la Régie avait refusé une telle proposition, ainsi que par la décision D-2009-117⁶⁴. Il s'objecte par ailleurs à la mise en place d'un compte d'écarts dès 2010, car cela constituerait, selon lui, de la réglementation rétroactive⁶⁵.

[133] Quant à l'enjeu lui-même, le Distributeur reconnaît la variabilité des données budgétaires par rapport aux données réelles du coût de retraite⁶⁶. Il reconnaît également que l'élément spécifique du coût de retraite est un élément hors de son contrôle⁶⁷.

[134] Le Distributeur considère cependant que l'établissement d'un compte d'écarts qui capterait les écarts de prévision des coûts de retraite ne constitue pas le mécanisme le plus approprié pour se prémunir contre la variabilité de ces coûts. Il tient à rappeler que la somme cumulative des écarts entre les montants autorisés et les montants réels pour les six années pour lesquelles des données complètes sont disponibles, soit 2004 à 2009, est de l'ordre de 7 M\$, défavorable à son égard.

⁶² Pièce C-4-18-AQCIE/CIFQ, pages 10 à 12.

⁶³ Dossier R-3677-2008, page 56.

⁶⁴ Dossier R-3708-2009, pages 6 et 7.

⁶⁵ Pièce A-35-7, pages 40 et 41.

⁶⁶ Pièce A-35-7, page 41.

⁶⁷ Pièce B-9, HQD-13, document 5, page 7.

[135] Le Distributeur explique que le coût de retraite relève en partie de la gestion de sa masse salariale. Il souligne que, dans sa décision D-2009-016, la Régie n'a pas retenu la proposition des intervenants de créer un compte de frais reportés pour les coûts de retraite et qu'elle a précisé que les variations positives ou négatives des prévisions budgétaires relatives au coût de retraite faisaient partie des aléas et risques du Distributeur.

[136] De plus, le Distributeur soumet que la création d'un compte de frais reportés irait à l'encontre du principe de l'harmonisation des états financiers réglementaires à ceux à vocation générale, car il amènerait une disparité réglementaire/statutaire additionnelle, particulièrement dans le contexte du passage aux normes internationales (IFRS) le 1^{er} janvier 2012. La compréhension actuelle du Distributeur est que les actifs/passifs réglementaires ne seront plus reconnus en vertu des IFRS.

[137] Par ailleurs, le Distributeur serait prêt à explorer des pistes pour réduire la volatilité, incluant une mise à jour potentielle de la prévision du coût de retraite comme celle relative au taux de rendement, et ce, même si elle constitue une entorse au principe réglementaire de limiter les mises à jour en cours de dossier tarifaire⁶⁸. Cependant, le Distributeur estime qu'il s'agit d'une avenue qui doit être évaluée à sa juste valeur, en tenant compte des délais et des contraintes pour opérationnaliser une telle mise à jour, puisque plusieurs composantes des revenus requis seraient affectées, contrairement à la mise à jour du taux de rendement⁶⁹. Le Distributeur considère que l'exercice de révision devrait, le cas échéant, être effectué avant le mois de février pour qu'il puisse déposer à la Régie une mise à jour en temps opportun pour la révision de ses tarifs au 1^{er} avril de chaque année⁷⁰.

[138] Le Distributeur rappelle que le régime de retraite étant un régime corporatif, la variabilité du coût de retraite affecte tant le Distributeur que le Transporteur. Bien que la décision procédurale D-2010-124⁷¹ du dossier tarifaire du Transporteur mentionne que le coût de retraite sera examiné dans le cadre du présent dossier, le Distributeur souhaite que les deux entités réglementées puissent présenter une proposition dans un dossier conjoint. Le dossier sur les IFRS pourrait constituer un forum approprié selon lui⁷².

⁶⁸ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 62.

⁶⁹ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, pages 43 et 44.

⁷⁰ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 46.

⁷¹ Dossier R-3738-2010, page 21.

⁷² Pièce A-35-7, pages 43 et 44.

[139] La Régie juge utile de rappeler que l'enjeu relatif au traitement du coût de retraite a été annoncé par certains intervenants dans leurs demandes d'intervention et a été retenu par la Régie comme sujet à débattre dans le cadre du présent dossier, dans sa décision D-2010-122⁷³. Cette décision a été rendue le 15 septembre 2010, soit plus de deux mois avant le début de l'audience. Également, dans sa décision procédurale D-2010-124 relative au dossier tarifaire 2011 du Transporteur, la Régie a pris acte du fait que l'enjeu relatif aux variations entre les montants prévus et les montants réels du coût de retraite serait examiné dans le présent dossier.

[140] Par ailleurs, la régulation économique étant de nature évolutive, particulièrement lorsqu'il s'agit d'établir des tarifs sur la base d'une année témoin projetée, la Régie peut être appelée à reconsidérer des sujets dont elle a traité antérieurement, lorsque les circonstances ou les faits allégués le justifient. Le Distributeur a donc été informé de cet enjeu en temps utile pour se préparer adéquatement et il ne devait pas présumer de la décision éventuelle sur cet enjeu uniquement sur la base de décisions antérieures de la Régie à ce sujet.

[141] La Régie a le pouvoir de déterminer les méthodes comptables qui sont applicables aux fins de fixation des tarifs, conformément au paragraphe 3.1 de l'article 32 de la Loi. Les conventions comptables acceptées par la Régie sont basées sur les principes comptables généralement reconnus (PCGR) et sur certains principes réglementaires qui ont été jugés nécessaires au fil des ans pour fixer des tarifs justes et raisonnables.

[142] En vertu des PCGR canadiens en vigueur, les écarts constatés entre l'application des PCGR et l'application des principes réglementaires déterminés par les autorités de réglementation compétentes peuvent être comptabilisés et être reconnus à titre d'actifs ou de passifs réglementaires dans les états financiers statutaires. Or, la notion d'activités à tarifs réglementés n'existe pas en vertu des IFRS, contrairement aux PCGR présentement en vigueur.

[143] La Régie considère important de poursuivre la ligne directrice établie dans ses décisions antérieures et de maintenir, comme assise première, la compatibilité des méthodes comptables utilisées pour la fixation des tarifs avec les conventions comptables reconnues. Toutefois, en conformité avec les pouvoirs qui lui sont dévolus en vertu de la Loi, des adaptations ou modifications de ces règles peuvent être retenues si elle le juge nécessaire aux fins d'établir des tarifs justes et raisonnables.

⁷³ Dossier R-3740-2010, pages 7 et 8.

[144] La Régie note que depuis 2008, le coût de retraite attribué au Distributeur est inférieur au montant autorisé, soit un écart cumulatif, qui lui est favorable, de l'ordre de 97 M\$ sur la période 2008-2010. À la lumière de ces nouvelles données, la Régie constate que le coût de retraite est difficile à prévoir, notamment pour le taux d'actualisation et pour le taux de rendement des actifs, et qu'il est hors du contrôle du Distributeur. Dans ce contexte, **la Régie juge opportun de mettre en place un mécanisme qui permettra de protéger le Distributeur et les consommateurs contre l'évolution à la hausse ou à la baisse du coût de retraite, particulièrement dans un contexte d'instabilité des marchés financiers.**

[145] Après examen des mécanismes proposés au présent dossier, la Régie ne retient pas la mise à jour de la prévision du coût de retraite au début de l'année témoin comme celle relative au taux de rendement. La Régie est d'avis que le problème de volatilité du coût de retraite ne serait pas réglé avec une projection mise à jour au début de l'année témoin, sans compter les difficultés d'application énumérées par le Distributeur. De plus, l'examen de la mise à jour de la prévision du coût de retraite va à l'encontre de l'objectif d'allègement réglementaire, puisque le mécanisme de mise à jour du coût de retraite est plus complexe que le mécanisme de mise à jour du taux de rendement.

[146] Considérant que le coût de retraite est plutôt volatil et difficile à prévoir et que les montants impliqués sont significatifs, la Régie opte pour la création d'un compte d'écarts qui captera les écarts de prévision des coûts de retraite pour protéger le Distributeur et les consommateurs à l'égard de la variabilité de ces coûts.

[147] Cependant, la Régie ne retient pas la proposition de l'AQCIE/CIFQ quant à la mise en application du compte d'écarts dès 2010 plutôt qu'en 2011. Cette proposition n'est pas recevable, car elle équivaut à un appel non permis de la décision D-2010-022 rendue sur cet enjeu pour l'année tarifaire 2010-2011. Cette décision donnait effet à la décision procédurale D-2009-117 rendue dans le même dossier, par laquelle la Régie avait jugé qu'il n'y avait alors pas lieu de réexaminer la proposition de l'AQCIE/CIFQ visant la création d'un compte d'écarts relatif aux coûts de retraite qui avait été rejetée par la Régie par sa décision D-2009-016 rendue dans le dossier tarifaire précédent.

[148] **La Régie demande au Distributeur de créer un compte d'écarts et d'y porter la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés pour le coût de retraite, à compter de l'année témoin 2011. La Régie lui demande de présenter les composantes et les modalités de disposition de ce compte lors du prochain dossier tarifaire.**

[149] Afin de mieux comprendre la variabilité des prévisions du coût de retraite, la Régie demande au Distributeur d'inclure dorénavant, lors du dépôt de sa preuve initiale au soutien de son dossier tarifaire, la mise à jour des tableaux suivants :

- le tableau sur les hypothèses actuarielles⁷⁴;
- le tableau sur les composantes du coût de retraite⁷⁵;
- le tableau sur les composantes de l'actif au titre des prestations constituées (ATPC)⁷⁶.

6. APPROVISIONNEMENTS

6.1 APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ

[150] Pour l'année tarifaire 2011-2012, les besoins projetés en énergie s'élèvent à 184,8 TWh, comparativement à 179,7 TWh pour l'année de base 2010. Les besoins postpatrimoniaux en énergie passent ainsi de 2,4 TWh à 6,2 TWh.

⁷⁴ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 67, tableau R-26.3.

⁷⁵ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 39, tableau R-18.4.

⁷⁶ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 113, tableau R-47.1.

TABLEAU 2
BESOINS EN ÉNERGIE

<i>(En TWh)</i>	<i>2009</i> <i>Année historique</i>	<i>2010</i> <i>Année de base</i>	<i>2011</i> <i>Année témoin</i>
Prévision des ventes	165,1	167,6	171,7
<i>plus usage interne</i>	0,6	0,6	0,7
<i>plus électricité interruptible</i>	0,1	0,0	
<i>moins consommation hors réseau intégré</i>	0,4	0,4	0,4
Consommation prévue	165,4	167,9	171,9
<i>plus pertes de distribution et de transport</i>	12,3	11,8	12,9
Besoins prévus	177,8	179,7	184,8
<i>moins électricité patrimoniale</i>	178,9	178,9	178,9
<i>plus électricité patrimoniale inutilisée</i>	3,9	1,5	0,2
Besoins postpatrimoniaux	2,9	2,4	6,2

Source : Pièce B-1, HQD-5, document 5, page 9

[151] Par rapport aux données approuvées dans la décision D-2010-022, les besoins postpatrimoniaux ont augmenté de 0,9 TWh en 2010⁷⁷. Cet écart provient de reventes de surplus énergétiques plus faibles que prévues sur les marchés de court terme.

[152] Le Distributeur explique qu'il a choisi de ne pas revendre autant de surplus que prévus en 2010 puisque le prix sur les marchés de court terme était à maintes occasions inférieur à celui de l'électricité patrimoniale. Dans ces circonstances, il précise qu'il est plus avantageux de réduire l'utilisation de l'électricité patrimoniale que de revendre sur les marchés.

[153] En ce qui a trait aux besoins projetés en puissance, le Distributeur prévoit que la pointe d'hiver 2010-2011 atteindra 36 625 MW, soit 575 MW de plus que la pointe normalisée de l'hiver 2009-2010⁷⁸. Les besoins postpatrimoniaux en puissance passent donc de 1 190 MW à 2 810 MW.

⁷⁷ Pièce B-1, HQD-5, document 1, page 5.

⁷⁸ Donnée de l'hiver 2009-2010 mise à jour au présent dossier tarifaire.

TABLEAU 3
BESOINS EN PUISSANCE

	<i>Années témoins (MW)</i>	
	<i>Hiver 2009-2010</i>	<i>Hiver 2010-2011</i>
Besoins réguliers	35 353	36 625
plus Réserve	3 279	3 627
<i>Taux de réserve</i>	9,3 %	9,9 %
moins puissance pat.	37 442	37 442
Besoins postpatrimoniaux	1 190	2 810

Sources : Pièce B-1, HQD-5, document 5, page 9 et dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-5, document 1, page 6.

[154] Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux prévus pour 2011 est de 576,4 M\$, comparativement à 373,0 M\$ pour l'année de base 2010. Le Distributeur indique que le coût total inclut notamment les coûts fixes associés à la centrale de TCE, les frais de suspension des livraisons provenant de celle-ci, un montant de 4,3 M\$ associé à la garantie de puissance des rappels d'énergie et un montant de 8,9 M\$ relatif à l'intégration de la production éolienne.

TABLEAU 4
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	<i>2009</i> <i>Année historique</i>			<i>2010</i> <i>Année de base</i>			<i>2011</i> <i>Année témoin</i>		
	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>	<i>TWh</i>	<i>M\$</i>	<i>\$/MWh</i>
Long terme	2,3	305,8	132,8	3,0	379,8	124,6	5,8	549,1	95,1
Court terme	0,6	79,3	142,3	(0,7)	(6,8)	9,7	0,4	27,3	68,1
Achats d'énergie	1,2	92,2	79,5	0,1	8,9	77,9	0,4	19,4	48,3
Reventes d'énergie	(0,6)	(19,0)	31,6	(0,8)	(23,6)	29,0	0,0	0,0	28,0
Achats de puissance	s.o.	6,2		s.o.	7,9		s.o.	7,9	
Service de transport		4,7			0,0				
Total	2,9	389,9	136,3	2,4	373,0	158,7	6,2	576,4	93,4

Source : Pièce B-1, HQD-5, document 5, page 15

[155] Le Distributeur prévoit une diminution générale de la demande sur la période 2010-2027, faisant en sorte que le solde du compte d'énergie différée atteindrait 26 TWh à l'échéance des conventions amendées. Il tente donc de réduire ce solde au minimum, notamment en vendant davantage sur les marchés et en ne différant plus d'énergie provenant des contrats de base et cyclable conclus avec le Producteur.

[156] Malgré d'importants surplus à écouler chaque année, le Distributeur a néanmoins des besoins en énergie et en puissance en période hivernale, compte tenu du profil de consommation de sa clientèle.

[157] Pour l'année témoin 2011, le Distributeur prévoit des besoins postpatrimoniaux en énergie de 6,2 TWh, alors qu'il dispose de 11,3 TWh d'approvisionnements de long terme. Il se retrouve donc avec des surplus énergétiques de 5,1 TWh.

[158] Les principaux moyens que préconise le Distributeur pour rétablir l'équilibre offre-demande en 2011 sont les suivants⁷⁹ :

- suspension des livraisons provenant de la centrale de TCE : 4,3 TWh;
- rappels d'énergie en hiver auprès du Producteur : 1,2 TWh;
- achats sur les marchés de court terme en hiver : 0,4 TWh;
- revente sur les marchés de court terme : 0,0 TWh;
- énergie différée : 0,0 TWh.

[159] Le Distributeur n'entend pas effectuer de revente d'énergie sur les marchés puisque les prix qu'il prévoit obtenir sont inférieurs au prix de l'électricité patrimoniale. Il a également invoqué cette raison pour justifier la baisse des reventes de surplus énergétiques en 2010.

⁷⁹ Pièce B-1, HQD-5, document 1, pages 11 et 12.

[160] Quant au fait qu'il ne prévoit différer aucune quantité d'énergie en 2011, et ce, malgré d'importants surplus, le Distributeur explique que le solde du compte d'énergie différée est si important que différer davantage d'énergie ne peut qu'exacerber le problème. Il prévoit donc conclure une transaction de nature financière avec le Producteur pour des quantités d'énergie provenant du contrat de base qu'il ne différera pas⁸⁰. Pour 2011, la transaction vise une quantité de 1,8 TWh à un coût total de 19,7 M\$⁸¹.

[161] Le Distributeur indique également avoir procédé à une telle transaction en 2010. Évaluée à 21,9 M\$, elle se rapportait à une quantité d'énergie de 1,9 TWh⁸².

Les transactions financières entre le Distributeur et le Producteur

[162] Le Distributeur mentionne que des transactions financières sont conclues avec le Producteur dans le but de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à l'échéance des conventions d'énergie différée en 2027. Pour le Distributeur, ces transactions sont réalisées dans le cadre des conventions avec le Producteur et découlent de l'optimisation de ses propres approvisionnements⁸³.

[163] De plus, le Distributeur estime que les transactions financières lui procurent chacune une réduction de coûts d'environ vingt millions de dollars par rapport à la situation où il vendrait ses surplus énergétiques sur les marchés de court terme. Puisque le Distributeur et le Producteur ont convenu d'utiliser le prix du marché de New York (NYISO)⁸⁴ pour conclure les transactions financières, celles-ci permettent donc au Distributeur d'éviter les frais associés à la revente sur les marchés, tels que les frais de transport, de courtage et de transit, qu'il estime à 11 \$/MWh⁸⁵.

[164] L'ACEFQ, OC, le RNCREQ et l'UC désapprouvent la conclusion de transactions financières entre le Distributeur et le Producteur⁸⁶. Ils considèrent que l'objectif du Distributeur de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée se rapporte à la

⁸⁰ Pièce B-1, HQD-5, document 1, page 6.

⁸¹ Pièce B-1, HQD-5, document 1, page 14.

⁸² Pièce B-1, HQD-5, document 1, page 7.

⁸³ Pièce A-35-1, pages 95 et 96.

⁸⁴ Prix de l'électricité à la zone M du NYISO moins un ajustement de 5 \$/MWh.

⁸⁵ Pièce B-1, HQD-5, document 1, page 6.

⁸⁶ Pièces C-5-8-ACEFQ, pages 25 et 26; C-2-3-OC, page 13; C-6-8-RNCREQ, page 14 et C-7-5-UC, pages 27 et 28.

gestion à long terme du compte et qu'il s'agit donc d'un enjeu propre au plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur.

[165] Ces intervenants soulignent que la démonstration d'une gestion optimale du solde des conventions d'énergie différée doit être faite dans un cadre de long terme. C'est donc, selon eux, à même cet exercice que la pertinence et la nécessité pour le Distributeur de conclure des transactions financières avec le Producteur doivent être évaluées.

[166] En somme, ces intervenants concluent que, puisque l'objectif du Distributeur relatif à la gestion du solde des conventions d'énergie différée doit être discuté dans le cadre de l'examen du plan d'approvisionnement 2011-2020, les moyens que prend le Distributeur pour atteindre cet objectif, comme les transactions financières, doivent y être discutés également⁸⁷.

[167] La Régie est d'avis que les transactions financières représentent un moyen de gestion du solde du compte d'énergie différée et que le Distributeur doit pouvoir garder toute la flexibilité opérationnelle nécessaire pour la bonne gestion à court terme de ses approvisionnements.

[168] Aux fins de la fixation des tarifs 2011-2012, la Régie approuve le coût global des approvisionnements proposé par le Distributeur. Toutefois, elle juge que des outils de gestion de long terme du solde du compte d'énergie différée devraient être examinés dans le cadre d'un plan d'approvisionnement.

6.2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

[169] Les achats d'électricité du Distributeur passent de 4 614,1 M\$, montant autorisé pour l'année 2010, à 4 981,5 M\$ en 2011, soit une hausse de 367,4 M\$ (8,0 %). Cette hausse s'explique principalement par une augmentation des achats d'électricité postpatrimoniaux de 291,3 M\$.

⁸⁷ Voir notamment le témoignage de monsieur Co Pham (UC), pièce A-35-5, pages 119, 120 et 121.

TABLEAU 5
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2009 (réel)</i>	<i>2010 (D-2010-022)</i>	<i>2010 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2011 (projeté)</i>	<i>Différence 2011-2010 (D-2010-022)</i>	
Électricité patrimoniale	4 536,5	4 570,2	4 548,3	4 597,8	27,6	0,6 %
Électricité postpatrimoniale	380,1	285,1	368,0	576,4	291,3	102,2 %
Tarifs de gestion et énergie de secours	11,8	0,0	5,8	0,0	0,0	
Ajustement des contrats spéciaux	(253,6)	(255,7)	(154,4)	(218,5)	37,2	(14,5 %)
Compte de <i>pass-on</i> pour l'achat d'électricité postpatrimoniale 2006-2010	(58,8)	14,5	(16,2)	25,8	11,3	77,9 %
<i>Compte de pass-on 2006</i>	<i>(6,3)</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	
<i>Compte de pass-on 2007</i>	<i>12,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	
<i>Compte de pass-on 2008</i>	<i>(95,3)</i>	<i>38,2</i>	<i>38,2</i>	<i>2,7</i>	<i>(35,5)</i>	
<i>Compte de pass-on 2009</i>	<i>30,8</i>	<i>(23,7)</i>	<i>(23,7)</i>	<i>(7,6)</i>	<i>16,1</i>	
<i>Compte de pass-on 2010</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>(30,7)</i>	<i>30,7</i>	<i>30,7</i>	
Total	4 616,0	4 614,1	4 751,5	4 981,5	367,4	8,0 %

Sources : Pièce B-1, HQD-5, document 2, page 5; pièce B-1, HQD-4, document 1, page 3

Solde du compte de pass-on

[170] Le Distributeur demande à la Régie de refléter le solde débiteur de 25,8 M\$ des comptes de *pass-on* 2008, 2009 et 2010 au revenu requis de 2011, tel que détaillé au tableau suivant.

TABLEAU 6
DÉTAIL DU SOLDE DU COMPTE DE *PASS-ON* POUR L'ANNÉE TÉMOIN 2011

<i>(en M\$)</i>	<i>Compte de pass-on</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Intérêts</i>	<i>Total</i>
2008	0,0	0,0	2,7	2,7
2009	0,0	(7,1)	(0,5)	(7,6)
2010	31,7	(1,0)	0,0	30,7
Total	31,7	(8,1)	2,2	25,8

Sources : Extrait de la pièce B-1, HQD-8, document 7, page 16; pièce B-1, HQD-8, document 7, page 21

[171] Le Distributeur inscrit, dans ses achats d'électricité de 2011, un ajustement du compte de *pass-on* 2008 de 2,7 M\$ (débitéur) relié à une correction du calcul des intérêts⁸⁸.

[172] Le Distributeur inscrit également la différence entre le montant prévu du compte de *pass-on* 2009 de 23,7 M\$ (créditeur) présenté au dossier tarifaire R-3708-2009 et les données réelles au 31 décembre 2009 de 30,8 M\$ (créditeur), pour un montant de 7,6 M\$ (créditeur), incluant les intérêts de 0,5 M\$ (créditeur).

[173] Il établit le compte de *pass-on* prévu pour l'année 2010 sur la base de quatre mois réels et huit mois projetés, pour un montant de 30,7 M\$ (débitéur). Le compte de *pass-on* 2010 inclut un montant de 1,0 M\$ (créditeur) d'ajustement relatif à l'entente-cadre de l'année réelle 2009, comptabilisé en 2010. Les données finales de l'entente-cadre ne sont connues qu'après la fin de l'année réelle, ce qui fait en sorte que le montant d'ajustement y afférent n'est comptabilisé que l'année subséquente.

[174] La Régie constate que la méthodologie appliquée par le Distributeur est conforme à ses décisions antérieures relatives au compte de *pass-on*.

[175] La Régie reconnaît le solde débiteur du compte de *pass-on* 2010 de 30,7 M\$ et les ajustements du compte de *pass-on* 2008 de 2,7 M\$ (débitéur) et du compte de *pass-on* 2009 de 7,6 M\$ (créditeur) inscrits à l'année témoin 2011.

[176] En conclusion, la Régie reconnaît, à titre de charges nécessaires à la prestation de service du Distributeur, les achats d'électricité de 4 981,5 M\$ pour l'année témoin 2011.

⁸⁸ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 69.

7. SERVICE DE TRANSPORT

[177] Les coûts du service de transport présentés par le Distributeur sont évalués à 2 659,9 M\$ pour 2011, tel qu'indiqué au tableau suivant :

TABLEAU 7
SERVICE DE TRANSPORT

<i>(en M\$)</i>	<i>2009 (réel)</i>	<i>2010 (D-2010-022)</i>	<i>2010 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2011 (projeté)</i>	<i>Différence 2011-2010 (D-2010-022)</i>	
Charge locale	2 575,0	2 635,2	2 635,2	2 690,6	55,4	2,1 %
Compte de frais reportés 2005-2006	101,6	0,0	0,0	0,0	0,0	
Compte de frais reportés 2008	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	
Compte de frais reportés 2010	0,0	0,0	0,0	16,8	16,8	
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2007	(8,5)	(0,1)	(0,1)	0,0	0,1	100,0 %
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2008	6,3	(5,5)	(5,5)	0,0	5,5	100,0 %
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2009	0,0	3,1	3,1	(21,5)	(24,6)	(793,5 %)
Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur 2010	0,0	0,0	0,0	(26,0)	(26,0)	
Total	2 677,3	2 632,7	2 632,7	2 659,9	27,2	1,0 %

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

Charge locale

[178] Conformément à la décision D-2007-12⁸⁹, le Distributeur projette son coût de transport applicable au coût de service de l'année témoin selon la meilleure estimation, laquelle s'appuie sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année témoin 2011⁹⁰. Dans ce dernier dossier, le Transporteur estime à 2 690,6 M\$ ses revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale.

[179] La Régie reconnaît, à titre de coûts pour l'alimentation de la charge locale, pour l'année témoin 2011, le montant de 2 690,6 M\$.

⁸⁹ Dossier R-3610-2006, page 21.

⁹⁰ Dossier R-3738-2010, pièce B-1, HQT-12, document 1, page 7.

[180] Dans l'éventualité où la décision sur la demande tarifaire du Transporteur pour l'année témoin 2011 serait rendue en temps opportun pour permettre au Distributeur de déposer, au plus tard le **18 mars 2011, à 12 h** une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans le présent dossier, **la Régie autorise le Distributeur à refléter tout ajustement de la facture de la charge locale à son revenu requis de 2011⁹¹. Tout ajustement sera appliqué directement aux tarifs.**

Compte de frais reportés 2010

[181] Le Distributeur indique que pour l'année 2010, le tarif autorisé pour la charge locale du Transporteur applicable à compter du 1^{er} janvier 2010 s'établit à 2 651,4 M\$. Cependant, en conformité avec la décision D-2010-022 de la Régie, le Distributeur a pris en compte 2 635,2 M\$ pour la charge locale dans ses revenus requis de l'année témoin 2010 du dossier tarifaire 2010-2011. Conséquemment, un montant de 16,2 M\$ correspondant à cet écart est versé au compte de frais reportés hors base pour l'année 2010, auquel s'ajoutent des intérêts de 0,6 M\$.

[182] Le Distributeur verse donc le solde du compte de frais reportés au 31 décembre 2010, au montant de 16,8 M\$, dans les revenus requis de l'année 2011.

[183] La Régie constate que cette méthodologie est conforme à la décision D-2007-12⁹².

[184] **La Régie accepte la disposition du compte de frais reportés de transport de 2010 au montant de 16,8 M\$ pour l'année témoin 2011.**

Ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur

[185] Le Distributeur demande d'imputer, en diminution du coût du service de transport de l'année témoin 2011, un montant de 21,5 M\$ provenant du compte de frais reportés relatif aux ajustements de l'année 2009. Le Transporteur indique un écart résiduel entre les données projetées et les données réelles de 22,6 M\$, dont 19,9 M\$ pour la charge locale, additionné des intérêts de 1,6 M\$.

⁹¹ Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, pages 18 et 19.

⁹² Dossier R-3610-2006, page 21.

[186] Le Distributeur demande aussi d'imputer, en diminution du coût de service de l'année témoin 2011, un montant de 26,0 M\$ pour l'ajustement relatif aux revenus de point à point de l'année 2010. L'écart estimé par le Transporteur, sur la base de quatre mois réels et huit mois projetés, est de 29,6 M\$, dont une part de 26,0 M\$ est attribuée à la charge locale.

[187] La Régie constate que ce traitement réglementaire est conforme à la décision D-2008-024⁹³.

[188] La Régie accepte que les coûts du service de transport de l'année témoin 2011 prennent en compte les montants créditeurs de 21,5 M\$ et de 26,0 M\$ provenant respectivement des ajustements relatifs aux revenus de point à point du Transporteur des années 2009 et 2010.

8. EFFICIENCE ET PERFORMANCE

8.1 BALISAGE INTERNE DU DISTRIBUTEUR

[189] Le Distributeur présente le suivi de 12 indicateurs d'efficacité interne, dont huit qu'il privilégie⁹⁴. Il indique que le calcul des indicateurs inclut l'impact du changement de méthode d'amortissement des actifs suivant la décision D-2010-020⁹⁵. Il précise que les indicateurs de coûts totaux et d'immobilisations en exploitations nettes sont affectés négativement par ce changement de méthode.

[190] Le Distributeur souligne qu'il a encore pour objectif de performance de contenir la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficacité interne sous le niveau de l'inflation sur une période mobile de cinq ans, tout en conservant, globalement, le même niveau de qualité de service⁹⁶.

⁹³ Dossier R-3644-2007, pages 17 et 18.

⁹⁴ Pièce B-1, HQD-7, document 2, pages 7 et 35.

⁹⁵ Dossier R-3703-2009 Phase 1, page 20.

⁹⁶ Pièce B-1, HQD-7, document 2, page 7.

[191] La Régie rappelle que le balisage incite le Distributeur à mieux contrôler l'évolution de ses charges, tout en maintenant une qualité de service satisfaisante. Il permet également à la Régie d'évaluer le caractère raisonnable de la croissance du revenu requis du Distributeur.

[192] La Régie procède donc à une évaluation globale de l'efficacité du Distributeur en utilisant l'ensemble des résultats des indicateurs d'efficacité présentés en preuve, de même que le taux d'inflation sur une période mobile de cinq ans. Cette évaluation lui permet d'évaluer un taux de croissance raisonnable des coûts de distribution et de SALC, principalement pour les charges d'exploitation, en ayant pour prémisse l'objectif de performance du Distributeur.

Indicateurs de qualité de service

[193] Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de qualité de service de 2005 à 2009, soit une période mobile de cinq ans, ainsi que les résultats du premier semestre de 2010⁹⁷. Il indique viser une amélioration de la qualité de son service, tout en contenant la croissance annuelle moyenne des indicateurs d'efficacité interne sous le niveau de l'inflation.

[194] Le Distributeur considère que son service s'améliore globalement sur la période 2010-2011. Il estime ainsi que sa performance est satisfaisante et répond aux attentes de la Régie exprimées dans la décision D-2010-022, notamment en ce qui a trait aux résultats des indicateurs relatifs au délai moyen de raccordement, à la relève des compteurs et au service téléphonique⁹⁸.

[195] Selon la moyenne mobile de cinq ans, la Régie constate que la qualité de service du Distributeur s'est légèrement détériorée, notamment aux niveaux du délai moyen de raccordement et du service téléphonique.

⁹⁷ Pièce B-1, HQD-7, document 2, page 10.

⁹⁸ Dossier R-3708-2009, page 80.

[196] La Régie note que pour 2010, le Distributeur affiche une amélioration pour de nombreux indicateurs de qualité de service, notamment aux niveaux de la fiabilité du service, des demandes d'alimentation, de la relève des compteurs et de la réponse téléphonique. Elle prend note également des commentaires du Distributeur à l'effet qu'il poursuit ses efforts pour améliorer la qualité de son service⁹⁹.

Remplacement d'indicateurs de qualité de service

[197] Le Distributeur demande de remplacer les deux coefficients de service téléphonique (CST 120 et 180 secondes), portant sur la rapidité des services téléphoniques, par un seul indicateur, soit le délai moyen de réponse téléphonique (DMR)¹⁰⁰. Il justifie ce changement par le fait qu'il vise à uniformiser les différents indicateurs et qu'il n'utilise plus le CST dans sa gestion quotidienne. Il ajoute que le DMR est indiqué dans le *Plan stratégique 2009-2013* et qu'il est présenté au conseil d'administration d'Hydro-Québec ainsi qu'au gouvernement.

[198] La FCEI, OC, l'UC et l'UMQ expriment certaines réserves quant au remplacement des indicateurs CST par l'indicateur unique DMR¹⁰¹. La FCEI et l'UMQ demandent que l'indicateur DMR comporte deux volets afin de présenter des résultats distincts pour les clientèles résidentielle et commerciale. OC considère que les indicateurs CST et DMR doivent être présentés tous deux puisqu'ils ne mesurent pas les mêmes informations. Pour sa part, l'UC ne s'oppose pas au remplacement, mais demande que l'indicateur DMR affiche des résultats distincts pour les clientèles résidentielle et commerciale ainsi que les clients en recouvrement. Cette intervenante demande également que des cibles de temps d'attente total soient établies pour chacune des clientèles.

[199] La Régie juge que le nouvel indicateur DMR est pertinent, dans la mesure où il reflète la situation d'un client qui désire parler à un représentant après avoir quitté le système de réponse vocale interactive (RVI). L'indicateur CST devient alors moins pertinent puisqu'un client peut toujours naviguer à son rythme à l'intérieur du système.

[200] Cependant, la Régie considère que le nouvel indicateur unique, tel que proposé par le Distributeur, ne peut présenter à lui seul toute l'information pertinente et nécessaire à l'évaluation de la qualité de service du Distributeur selon les catégories de clients. Par

⁹⁹ Pièce B-1, HQD-7, document 2, page 12 et 13.

¹⁰⁰ Pièce B-1, HQD-7, document 2, pages 8 et 9.

¹⁰¹ Pièces C-12-3-FCEI, page 27; C-2-3-OC, pages 8 à 10; C-7-6-UC, pages 4 et 5 et C-3-3-UMQ, page 19.

contre, la Régie ne juge pas utile qu'il y ait un indicateur spécifique pour les clients en recouvrement.

[201] La Régie demande au Distributeur de présenter dorénavant des indicateurs DMR distincts pour les clientèles résidentielle et commerciale, tel qu'il le faisait pour les indicateurs CST.

Ajustement des indices de satisfaction de la clientèle

[202] Le Distributeur a remanié les indices de satisfaction de la clientèle afin de refléter une nouvelle segmentation de la clientèle d'affaires mise en place en 2009. Il présente donc un nouvel indice intitulé « Clients résidentiels, Grands comptes et Affaires-autres »¹⁰².

[203] OC demande qu'un indice de satisfaction pour la clientèle résidentielle soit présenté distinctement puisque ces clientèles sont fort différentes, avec des besoins et des exigences qui leur sont propres¹⁰³.

[204] La Régie juge pertinent de dissocier la clientèle résidentielle de la clientèle affaires et demande au Distributeur de présenter distinctement un indice de satisfaction pour la « Clientèle résidentielle » et un indice pour la clientèle « Grands comptes et Affaires-autres ».

Code unique identifiant chaque appel enregistré

[205] L'UC propose qu'un code unique, identifiant chaque appel téléphonique enregistré par le Distributeur, soit donné au client ayant fait un appel pour que celui-ci puisse, le cas échéant, transmettre ce code lors d'un rappel afin qu'il soit orienté directement vers les ressources adéquates. Pour l'intervenante, une telle mesure améliorerait la qualité du service téléphonique et l'efficacité du processus qui s'y rattache¹⁰⁴.

¹⁰² Pièce B-1, HQD-7, document 2, page 11.

¹⁰³ Pièce C-2-3-OC, page 7.

¹⁰⁴ Pièce C-7-6-UC, page 11.

[206] La Régie n'est pas convaincue à l'étude de la preuve que l'utilisation du code unique aurait un impact positif sur la qualité du service et sur l'efficacité. La Régie rejette la proposition de l'UC.

Indicateurs de performance environnementale

[207] Le GRAME et S.É./AQLPA recommandent conjointement que l'évaluation de l'efficacité et de la performance du Distributeur soit complétée par l'étude et la présentation d'indicateurs de performance environnementale¹⁰⁵. Ils soulignent que la protection de l'environnement et le souci du développement durable constituent une thématique importante qui ne se retrouve pas dans les indicateurs d'efficacité du Distributeur.

[208] Ces intervenants fondent leur demande sur l'article 5 de la Loi et sur le principe de l'application d'un traitement équitable entre le Distributeur et le Transporteur, ce dernier présentant certains indicateurs environnementaux à son dossier tarifaire. Ces intervenants proposent cinq indicateurs de performance environnementale à intégrer aux futurs dossiers tarifaires du Distributeur.

[209] Le Distributeur mentionne, pour sa part, qu'Hydro-Québec a plusieurs indicateurs de développement durable, ce qui témoigne de l'intégration quotidienne du développement durable dans ses activités. En conséquence, il est d'avis que cela rend inutile l'intégration d'indicateurs de cette nature au dossier tarifaire¹⁰⁶.

[210] La Régie ne retient pas la proposition conjointe du GRAME et de S.É./AQLPA. Elle juge que l'ajout des indicateurs de performance environnementale proposés au présent dossier tarifaire n'apporte aucune valeur ajoutée pour juger du caractère raisonnable des charges du Distributeur et qu'Hydro-Québec dispose déjà d'indicateurs reliés au développement durable.

¹⁰⁵ Pièce C-13-2-S.É./AQLPA-GRAME-2, document 1 révisé, page iii.

¹⁰⁶ Pièce A-35-7, pages 47 et 48.

Plan intégré d'amélioration de l'efficience

[211] Le Distributeur présente une mise à jour du plan intégré d'amélioration de l'efficience, tel que demandé par la Régie dans la décision D-2010-022¹⁰⁷.

[212] Le Distributeur poursuit son objectif de générer davantage de gains d'efficience dans la gestion courante de ses activités. Il fait état des différentes actions prises pour améliorer de manière globale son efficience et sa performance, soit notamment l'enregistrement des appels, l'optimisation du système SIC, l'ajustement du niveau de services offerts à la clientèle affaires, le développement de libres-services, la centralisation des activités de planification du réseau ainsi que diverses activités dites « transverses ». Le Distributeur précise également les gains associés à chacune de ces actions¹⁰⁸.

[213] La Régie prend acte, d'une part, de la mise à jour du plan intégré d'amélioration de l'efficience présentée par le Distributeur, et, d'autre part, des actions, des activités et des gains mentionnés par le Distributeur ayant trait à l'amélioration de son efficience.

[214] La Régie demande au Distributeur de présenter un plan d'ensemble qui soit davantage en lien avec les différents indicateurs de balisage compilés tant à l'interne qu'à l'externe, ainsi qu'avec les objectifs et les stratégies relatifs aux deux grands axes d'analyse de sa performance, soit le contrôle des charges et l'amélioration de la qualité de service.

8.2 BALISAGE EXTERNE

[215] Le Distributeur présente les résultats 2008 des indicateurs d'efficience relatifs aux activités de réseau de distribution provenant des exercices de balisage réalisés par PA Consulting pour les années 2004 à 2006 et par First Quartile Consulting pour les années 2007 et 2008.

¹⁰⁷ Dossier R-3708-2010, page 81.

¹⁰⁸ Pièce B-1, HQD-7, document 2, pages 13 à 17.

[216] Contrairement aux dossiers tarifaires précédents, le Distributeur présente les résultats non plus par quartiles, mais plutôt par rapport à la moyenne des entreprises participantes aux exercices de balisage. Il justifie ce changement par le fait que les quartiles ne permettent pas, selon lui, de mesurer adéquatement l'écart entre sa performance et celle de l'ensemble des participants. Le Distributeur estime que sa performance relative est ainsi plus simple à évaluer et qu'il est plus facile de cerner les tendances¹⁰⁹.

[217] Le Distributeur présente, sous forme de graphiques, les résultats de quatre indicateurs de balisage externe qui ont un lien direct avec quatre indicateurs d'efficacité interne¹¹⁰.

[218] La Régie appuie la démarche du Distributeur et réitère que le balisage externe est complémentaire au balisage interne, puisqu'ils sont utilisés conjointement pour évaluer le caractère raisonnable des charges du Distributeur à être reconnues.

8.2.1 RÉSULTATS DES INDICATEURS DE COÛTS

[219] Les résultats des indicateurs de coûts du Distributeur sont présentés ci-après et comparés à ceux de la moyenne des entreprises participantes aux exercices de balisage externe.

TABLEAU 8
COÛT TOTAL PAR ABONNEMENT

<i>(\$US)</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>2008</i>	<i>Moyenne mobile 5 ans</i>	<i>Croissance annuelle moyenne</i>
HQD	181	177	231	252	232	215	6,4 %
Moyenne Entreprises	178	177	228	231	238	210	7,5 %

Source : B-1, HQD-7, document 2, page 20

¹⁰⁹ Pièce B-1, HQD-7, document 2, page 19.

¹¹⁰ Pièce B-1, HQD-7, document 2, pages 20 à 23.

TABLEAU 9
DÉPENSES EN EXPLOITATION PAR ABONNEMENT

(\$US)	2004	2005	2006	2007	2008	Moyenne mobile 5 ans	Croissance annuelle moyenne
HQD	80	84	103	110	103	96	6,5 %
Moyenne Entreprises	72	72	74	86	95	80	7,2 %

Source : B-1, HQD-7, document 2, page 21

[220] Au tableau 8, le Distributeur affiche un coût total moyen par abonnement supérieur de 5 \$US à celui de la moyenne des entreprises participantes pour la période donnée.

[221] Au tableau 9, l'indicateur relatif aux dépenses en exploitation par abonnement du Distributeur est supérieur de 16 \$US à celui de la moyenne des entreprises participantes pour la période donnée.

[222] Néanmoins, les écarts entre les résultats du Distributeur et ceux de la moyenne des entreprises participantes diminuent sur la période 2004-2008, reflétant, selon le Distributeur, une gestion plus serrée des charges d'exploitation à la suite de la mise en place du Plan intégré d'efficacité en 2007.

[223] La Régie note que les charges par abonnement du Distributeur se stabilisent sur une période mobile de cinq ans. Elle l'encourage à poursuivre l'implantation des meilleures pratiques d'affaires.

8.2.2 RÉSULTATS DES INDICATEURS DE CONTINUITÉ DE SERVICE

[224] Les résultats des indicateurs de continuité de service du Distributeur sont présentés ci-après et comparés à ceux de la moyenne des entreprises participantes aux exercices de balisage externe.

TABLEAU 10
CONTINUITÉ DE SERVICE – INDICE BRUT (MINUTES)

	2004	2005	2006	2007	2008	Moyenne mobile 5 ans	Croissance annuelle moyenne
HQD	162	223	495	231	376	297	23,4 %
Moyenne Entreprises	137	257	202	275	808	336	55,8 %

Source : B-1, HQD-7, document 2, page 22

TABLEAU 11
CONTINUITÉ DE SERVICE – INDICE REDRESSÉ (MINUTES)

	2004	2005	2006	2007	2008	Moyenne mobile 5 ans	Croissance annuelle moyenne
HQD	103	124	102	135	146	122	9,1 %
Moyenne Entreprises	95	106	111	135	149	119	11,9 %

Source : B-1, HQD-7, document 2, page 23

[225] Les indices de continuité (IC) mesurent le nombre moyen d'heures d'interruption de service par client alimenté en moyenne tension. L'indice redressé exclut les pannes causées par des événements majeurs et les interruptions planifiées.

[226] Pour ce qui est de l'IC redressé, l'écart en minutes entre les résultats du Distributeur et ceux de la moyenne des entreprises participantes est négligeable.

[227] Quant à l'IC brut, il s'avère difficile d'évaluer la performance relative du Distributeur, puisque l'indice varie en fonction d'événements climatiques propres à chacune des régions où opèrent les entreprises participantes. L'IC brut est affecté par des éléments exogènes à la performance des entreprises.

[228] La Régie prend acte du fait que la performance du Distributeur en matière de continuité de service est comparable à celle de la moyenne des participants sur la période mobile de cinq ans.

8.2.3 PROPOSITION DE PARTICIPATION AUX EXERCICES DE BALISAGE EXTERNE

[229] Le Distributeur entend participer aux exercices de balisage structurés chaque année. Toutefois, dans un souci allégement réglementaire et de manière à optimiser les efforts qu'il investit dans cette activité, le Distributeur réitère sa demande de présenter les résultats de balisages sur une base biennale pour les activités « Réseau de distribution », comme il le fait pour les activités « Clientèle ». Il souligne, entre autres, que sa performance relative doit s'analyser avant tout à partir de tendances pluriannuelles.

[230] Ainsi, le Distributeur entend présenter les résultats de balisages relatifs aux activités « Clientèle » dans le dossier tarifaire 2012-2013 et ceux relatifs au volet « Réseau de distribution » lors du dossier tarifaire 2013-2014¹¹¹.

[231] L'UMQ appuie la demande du Distributeur. L'intervenante estime qu'une présentation annuelle des résultats des exercices de balisage risque d'être de moins en moins significative et informative, puisque le nombre de participants à ces exercices est peu élevé à ce jour¹¹².

[232] **La Régie accueille la proposition du Distributeur et prend acte de son intention de participer chaque année aux différents exercices de balisage externe.**

8.3 EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

[233] En 2010, certains ajustements apportés à la structure organisationnelle d'Hydro-Québec ont eu des incidences pour le Distributeur. Celui-ci indique avoir redressé les données de l'année 2010 autorisée afin de refléter ces changements¹¹³. Bien qu'ils n'aient aucun impact sur le revenu requis, les ajustements affectent la comparabilité de l'indicateur sur les charges de services partagés, en dollars par abonnement, propre aux fournisseurs internes.

¹¹¹ Pièce B-1, HQD-7, document 2, page 24.

¹¹² Pièce C-3-3-UMQ, page 22.

¹¹³ Pièce B-1, HQD-7, document 5, pages 5 et 6.

[234] La croissance annuelle moyenne des charges de services partagés, en dollars par abonnement, est de 4,9 % sur la période 2007-2011 alors que l'inflation est de 1,6 % pour la même période. Le Distributeur attribue notamment ce résultat à la hausse des coûts liés à la mise en service du système SIC en 2008, à la mise en place de mesures de sécurité cybernétique depuis 2009 et aux transferts des diverses unités qui ont eu lieu en 2010¹¹⁴.

[235] La Régie prend note des explications du Distributeur relatives à l'efficacité de ses fournisseurs internes. Néanmoins, elle s'attend à ce que, dès l'an prochain, la croissance de l'indicateur suive le niveau de l'inflation, alors que le système SIC sera en service depuis trois ans et que les ajustements structurels devraient être terminés.

8.4 EFFICIENCE DU CENTRE DE SERVICES PARTAGÉS

[236] Le Distributeur présente les indicateurs d'efficacité spécifiques au CSP, établis sur la base de sa consommation des services offerts, du coût complet et des coûts qui lui sont facturés.

[237] Pour la période 2007-2011, le CSP affiche les résultats suivants : taux d'inoccupation nul; croissance annuelle moyenne du coût d'exploitation par mètre carré de 0,3 %; coût d'entretien par véhicule équivalent de 1,7 %; coût de gestion du matériel par valeur du matériel consommé de -6,6 %¹¹⁵.

[238] La Régie est satisfaite de la performance du CSP.

[239] Le Distributeur indique que le CSP propose par ailleurs de ne pas reconduire l'exercice de balisage pour les prochaines années, compte tenu de la stabilité des résultats et des coûts associés à l'exercice¹¹⁶. Il réitère ainsi la demande qu'il avait faite dans le cadre du précédent dossier tarifaire. Le CSP propose toutefois un plan de balisage, dans l'éventualité où la Régie déciderait de reconduire l'exercice de balisage.

¹¹⁴ Pièce B-1, HQD-7, document 5, pages 9 à 11.

¹¹⁵ Pièce B-1, HQD-7, document 6, page 10.

¹¹⁶ Pièce B-1, HQD-7, document 6, pages 15 et 16.

[240] La Régie prend acte du dépôt du plan de balisage et du calendrier pluriannuel de réalisation des exercices qui y sont associés pour l'ensemble des principaux domaines d'activités du CSP.

[241] La Régie est d'avis que le CSP doit reprendre cet exercice périodiquement dans le but de maintenir un haut niveau d'efficacité en intégrant les meilleures pratiques d'affaires émergentes.

[242] La Régie demande que l'exercice de balisage soit reconduit selon le plan de balisage proposé par le CSP.

8.5 EFFICIENCE DU GROUPE TECHNOLOGIE

[243] Le Distributeur présente les résultats de l'efficacité du groupe Technologie. En ce qui a trait au coût moyen par ligne téléphonique, la diminution moyenne annuelle de 2007 à 2011 est de 0,7 %. De 2010 à 2011, la baisse est de 5,4 % et s'explique par une croissance modérée des coûts plus que compensée par une augmentation des volumes.

[244] En ce qui a trait au service d'accès réseaux, le coût moyen d'utilisation présente une croissance annuelle moyenne de 0,6 % de 2007 à 2011 et une croissance de 5,1 % de 2010 à 2011. Cette dernière croissance s'explique principalement par le développement de la sécurité cybernétique.

[245] En ce qui a trait à la bureautique, le coût moyen présente une diminution annuelle moyenne de 1,5 % de 2007 à 2011. Pour la période 2010-2011, la croissance de l'indicateur est de 2,7 %, attribuable principalement à l'augmentation de la charge de retraite.

[246] Enfin, le Distributeur indique que le balisage des activités du groupe Technologie se tiendra en 2011 et que les résultats de l'exercice seront présentés à la Régie en 2012¹¹⁷.

¹¹⁷ Pièce B-1, HQD-7, document 7, pages 16.

[247] Après avoir pris connaissance de l'évolution des résultats des indicateurs d'efficacité sur la période 2007-2011 et des explications relatifs à la période 2010-2011¹¹⁸, **la Régie juge que la performance du groupe Technologie est satisfaisante.**

[248] La Régie prend acte du fait que le balisage des activités du groupe Technologie se tiendra en 2011 et que les résultats de l'exercice lui seront présentés en 2012.

8.6 CONCLUSION SUR L'EFFICACITÉ ET LA PERFORMANCE

[249] La Régie utilise le balisage afin d'évaluer la performance du Distributeur ainsi que la croissance de son revenu requis. Les résultats des indicateurs de balisage, tant interne qu'externe, lui permettent d'analyser l'évolution des coûts de distribution et de SALC, dont plus particulièrement les charges d'exploitation.

[250] Ainsi, pour évaluer le caractère raisonnable de la croissance des charges du Distributeur, les résultats des indicateurs d'efficacité sont ultimement comparés au taux d'inflation, et ce, tel que le fait le Distributeur lorsqu'il s'engage à contenir la croissance annuelle moyenne de ses indicateurs sous l'inflation sur une période mobile de cinq ans.

[251] L'analyse par la Régie de l'efficacité et de la performance du Distributeur l'amène à conclure que la croissance annuelle moyenne de l'ensemble des indicateurs d'efficacité est supérieure à l'inflation sur une période mobile de cinq ans. L'objectif de performance du Distributeur n'est donc pas atteint. **En conséquence, le revenu requis du Distributeur, considérant ses objectifs d'efficacité et la qualité de son service, doit être ajusté à la baisse pour l'année témoin 2011.**

[252] L'analyse spécifique des charges d'exploitation, qui est détaillée à la section 9 de la présente décision, permet de préciser le montant de cette réduction globale.

¹¹⁸ Pièce B-1, HQD-7, document 7, pages 13 à 16.

9. COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE

[253] Les coûts de distribution et SALC totalisent 3 100,4 M\$ pour l'année témoin 2011 et sont en hausse de 13,0 M\$ (0,4 %) par rapport au montant autorisé pour 2010.

TABLEAU 12
COÛTS DE DISTRIBUTION ET SALC

<i>(en M\$)</i>	<i>2009 (réel)</i>	<i>2010 (D-2010-022)</i>	<i>2010 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2011 (projeté)</i>	<i>Différence 2011-2010 (D-2010-022)</i>	
Charges d'exploitation	1 217,9	1 327,9	1 272,8	1 352,4	24,5	1,8 %
Autres charges	1 008,6	1 002,0	989,4	992,9	(9,1)	(0,9 %)
Coût du capital	805,6	757,5	742,8	755,1	(2,4)	(0,3 %)
Total	3 032,1	3 087,4	3 005,0	3 100,4	13,0	0,4 %

Sources : Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 6; pièce B-62, HQD-2, document 3.3 révisé, page 3; pièce A-35-1, page 107

9.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[254] Les charges d'exploitation s'élèvent à 1 352,4 M\$ pour l'année témoin 2011, soit une hausse de 24,5 M\$ (1,8 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2010. En considérant l'année de base 2010, constituée de quatre mois réels et de huit mois projetés (ci-après année de base), la hausse est de 79,6 M\$ (6,3 %). Comparativement aux données historiques de 2009, l'augmentation est de 134,5 M\$ (11,0 %).

TABLEAU 13
CHARGES D'EXPLOITATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2009 (réel)</i>	<i>2010 (D-2010-022) ajustée (1)</i>	<i>2010 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2011 (projeté)</i>	<i>Différence 2011-2010 (D-2010-022)</i>		<i>Différence 2011-2010 (réel 4/12-budget 8/12)</i>	
Charges brutes directes	1 056,0	1 156,6	1 095,8	1 178,7	22,1	1,9 %	82,9	7,6 %
Masse salariale	708,5	762,5	685,7	774,9	12,4	1,6 %	89,2	13,0 %
Autres charges directes	347,5	394,1	410,1	403,8	9,7	2,5 %	(6,3)	(1,5 %)
Charges de services partagés	465,5	479,1	481,0	497,5	18,4	3,8 %	16,5	3,4 %
Coûts capitalisés	(335,7)	(351,7)	(341,4)	(365,8)	(14,1)	4,0 %	(24,4)	7,1 %
Frais corporatifs	32,1	43,9	37,4	42,0	(1,9)	(4,3 %)	4,6	12,3 %
Total	1 217,9	1 327,9	1 272,8	1 352,4	24,5	1,8 %	79,6	6,3 %

Source : Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 6

Note 1: Décision D-2010-022 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 5,8 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

Masse salariale de -34,2 M\$ (Pièce B-1, HQD-7, document 3, page 6);

Autres charges directes de -12,1 M\$ (Pièce B-1, HQD-7, document 4, page 3);

Charges de services partagés de 46,3 M\$ (Pièce B-1, HQD-7, document 5, page 7).

[255] Dans une perspective d'amélioration de son efficience organisationnelle, Hydro-Québec a procédé en 2009 à certains regroupements d'activités qui étaient décentralisés auparavant, notamment chez le Distributeur. Les données de l'année historique 2009, celles de l'année de base 2010, ainsi que celles de l'année témoin 2011 de la présente demande tarifaire reflètent ces changements. Les données autorisées en 2010 (D-2010-022) ont également été ajustées. En 2010, d'autres ajustements ont eu une incidence pour le Distributeur, mais n'ont pas été reflétés dans le présent dossier tarifaire, compte tenu des échéanciers liés au dépôt de la demande tarifaire. Tous ces transferts, qu'ils soient reflétés ou non, n'ont globalement aucun impact sur le revenu requis du Distributeur, puisqu'une diminution de la masse salariale (et des autres coûts y afférents) est compensée par une augmentation équivalente des charges de services partagés facturées.

[256] Le Distributeur n'anticipe aucun gain d'efficience l'année où le transfert d'activités est effectué. Des gains sont toutefois attendus lors des années subséquentes, lesquels seront captés par le biais de gains d'efficience découlant des actions de gestion

courante¹¹⁹. Il mentionne qu'il poursuit ses efforts en matière d'amélioration de sa performance opérationnelle.

[257] La Régie demande au Distributeur de rendre compte des gains d'efficience ainsi réalisés lors des prochains dossiers tarifaires.

9.1.1 CHARGES BRUTES DIRECTES

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

Masse salariale

[259] La masse salariale s'établit à 774,9 M\$ en 2011, en hausse de 12,4 M\$ (1,6 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2010 et de 89,2 (13,0 %) par rapport au montant de l'année de base 2010. Ces hausses s'expliquent principalement par une augmentation des avantages sociaux et des salaires de base.

[260] Les charges relatives aux avantages sociaux passent d'un montant de 161,0 M\$ autorisé pour l'année 2010 à 109,8 M\$ pour l'année de base 2010 et à 174,4 M\$ pour l'année témoin 2011. Ils sont en hausse de 13,4 M\$ (8,3 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2010 et de 64,6 M\$ (58,8 %) par rapport au montant de l'année de base 2010. Cette variabilité est due principalement au coût de retraite qui est plus amplement traité à la section 5.3 de la présente décision.

[261] Le Distributeur souligne que les prévisions de masse salariale pour l'année de base 2010 et l'année témoin 2011 ont été établies en tenant compte de la *Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette* (Loi 100)¹²⁰. En conséquence, le Distributeur a indexé les salaires de base de son personnel-cadre de 0,5 % et a réduit leur rémunération incitative selon la performance de 30 %, représentant un effort comparable à celui demandé au personnel de direction et d'encadrement des

¹¹⁹ Pièce B-9, HQD-13, document 12, page 3.

¹²⁰ L.Q. 2010, c. 20. Avant son adoption, cette loi était identifiée comme projet de loi n° 100. Elle est désignée Loi 100 dans la preuve et la présente décision.

organismes du gouvernement. L'impact de ces mesures représente une baisse de 2,0 M\$ comparativement à ce qui aurait autrement été prévu pour 2011.

[262] Ainsi, les salaires de base s'élèvent à 509,8 M\$ en 2011, représentant une croissance de 2,6 M\$ (0,5 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2010 et de 21,4 M\$ (4,4 %) par rapport au montant de l'année de base 2010. Ces hausses découlent principalement des augmentations accordées en vertu des conventions collectives en vigueur (1,6 %), de la progression salariale des employés (1 %) et de l'évolution des effectifs¹²¹.

[263] Le nombre d'équivalents à temps complet (ETC) du Distributeur s'élève à 7 809 ETC en 2011 soit une baisse de 128 ETC (-10,0 M\$) par rapport au nombre autorisé pour l'année 2010 (et ajusté de -302 ETC dû aux transferts organisationnels) et une hausse de 51 ETC (5,7 M\$) par rapport à l'année de base 2010¹²².

[264] Le Distributeur explique en détail l'évolution des ETC¹²³. La baisse de 128 ETC en 2011 par rapport au nombre autorisé pour l'année 2010 provient d'une décroissance nette de 181 ETC, soit une diminution de 220 ETC pour les activités liées aux services à la clientèle et une augmentation de 39 ETC pour les activités liées au réseau de distribution. Quant à la hausse de 51 ETC en 2011 par rapport à l'année de base 2010, celle-ci est attribuable principalement à une croissance nette de 28 ETC¹²⁴ pour les activités liées au réseau de distribution.

[265] Le Distributeur indique qu'il anticipe qu'un nombre plus important d'employés que dans les années passées prendront leur retraite d'ici 2013. Ainsi, près de 1 000 employés seront admissibles annuellement à la retraite de 2010 à 2012. De ce nombre, le Distributeur prévoit qu'environ 45 % quitteront l'entreprise, représentant une proportion beaucoup plus importante que dans les années antérieures.

[266] Le Distributeur mentionne que dans certains processus, principalement du côté des services à la clientèle, les départs à la retraite procurent une opportunité de réduire la taille de l'organisation, étant donnée la mise en place de nouvelles façons de faire. Il en est toutefois autrement pour d'autres processus, essentiellement du côté du réseau de

¹²¹ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 94.

¹²² Pièce B-1, HQD-7, document 3, page 8.

¹²³ Pièce B-1, HQD-7, document 3, page 9, tableau 3.

¹²⁴ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 97.

distribution, où les départs à la retraite se produiront au moment où le Distributeur doit maintenir sa capacité de réalisation et faire face à la croissance normale de ses activités. Dans ce contexte, l'intégration graduelle de la relève se soldera, dans les premières années, par une hausse du nombre d'effectifs. Ainsi, le Distributeur indique qu'il serait non avisé de se fixer des objectifs de taux de non-comblement préétablis applicables à tous ses secteurs d'activité, compte tenu de leurs particularités propres¹²⁵.

[267] La Régie réitère sa demande¹²⁶ au Distributeur de quantifier, lors des prochains dossiers tarifaires, le nombre d'ETC qui pourrait être réduit à la suite de départs à la retraite ainsi que l'impact de cette réduction sur la masse salariale.

[268] Compte tenu du mouvement de personnel, l'ACEFQ et l'UMQ se questionnent sur l'impact du rajeunissement de la main-d'œuvre sur les salaires de base en 2011.

[269] Le Distributeur présentait au dossier tarifaire précédent une diminution des salaires de base de 6,5 M\$ en 2010 par rapport au montant autorisé pour l'année 2009, attribuable à l'augmentation de la proportion d'effectifs temporaires ainsi qu'au rajeunissement de la main-d'œuvre. Questionné sur l'impact du rajeunissement du personnel sur la masse salariale 2011, le Distributeur indique qu'il n'est pas en mesure de fournir des informations plus détaillées que celles déjà produites au dossier tarifaire 2011¹²⁷.

[270] La Régie partage la préoccupation des intervenants. En effet, les variations de la masse salariale, une composante importante des charges d'exploitation, doivent être analysées et expliquées, particulièrement en ce qui a trait à l'impact du rajeunissement de la main-d'œuvre. Elle demande au Distributeur de mieux quantifier les composantes des écarts à la hausse ou à la baisse des salaires de base.

Autres charges directes

[271] Les autres charges directes atteignent 403,8 M\$ en 2011 par rapport au montant autorisé pour l'année 2010 de 394,1 M\$. L'augmentation de 9,7 M\$ (2,5 %) s'explique essentiellement par la croissance des services externes, atténuée par une diminution de la charge de mauvaises créances de la clientèle résidentielle et commerciale.

¹²⁵ Pièce B-1, HQD-7, document 3, annexe 3, pages 23 et 24.

¹²⁶ Décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 61.

¹²⁷ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, pages 54 et 55.

[272] Comparativement au montant de l'année de base 2010, la prévision 2011 des autres charges directes est en baisse de 6,3 M\$ (-1,5 %). N'eut été d'un coût ponctuel de 16,1 M\$ relatif à la dépense de mauvaises créances de deux clients de grande puissance en 2010¹²⁸, les autres charges directes auraient été en hausse de 9,8 M\$ (2,5 %).

9.1.2 CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

[273] Les charges de services partagés sont de 497,5 M\$ en 2011, en hausse de 18,4 M\$ (3,8 %) par rapport à un montant autorisé pour l'année 2010 et de 16,5 M\$ (3,4 %) par rapport au montant de l'année de base 2010.

[274] La hausse de 18,4 M\$ (3,8 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2010 est essentiellement attribuable aux éléments suivants :

- une hausse des coûts de retraite assumés par l'ensemble des fournisseurs internes du Distributeur et intégrés aux grilles de facturation;
- une hausse des coûts du CSP attribuable à l'augmentation du nombre de véhicules requis afin d'effectuer la formation des nouveaux employés, à la croissance des activités, ainsi qu'à l'augmentation des frais d'entretien, compte tenu du vieillissement du parc de véhicules;
- une croissance normale des coûts découlant de l'inflation, atténuée par les efforts d'optimisation des fournisseurs.

9.1.3 COÛTS CAPITALISÉS

[275] Les coûts capitalisés sont déduits des charges du Distributeur. Ils sont 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.

[276] Les coûts capitalisés sont de 365,8 M\$ en 2011, en hausse de 14,1 M\$ (4,0 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2010 et de 24,4 M\$ (7,1 %) par rapport au montant de l'année de base 2010. Ces hausses s'expliquent par l'impact du coût de

¹²⁸ Pièce B-1, HQD-7, document 4, page 3.

retraite inclus dans la valeur des prestations de travail et par l'augmentation des heures imputées aux investissements.

9.1.4 FRAIS CORPORATIFS

[277] 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.

[278] Dans sa décision D-2010-022¹²⁹, la Régie demandait au Distributeur de produire un document de réflexion proposant des pistes concrètes pour contenir l'envergure et la croissance des frais corporatifs qui lui sont imputés par rapport à ses charges d'exploitation et à certains indicateurs économiques.

[279] Selon le Distributeur, la réduction des frais corporatifs découlant de l'application de la Loi 100 permet de répondre également aux préoccupations de la Régie de contenir l'envergure et la croissance des frais corporatifs.

[280] Le Distributeur explique que la Loi 100 requiert d'Hydro-Québec une réduction de 10 % des dépenses de fonctionnement de nature administrative à l'horizon 2013 par rapport aux dépenses de même nature engagées en 2009. Selon Hydro-Québec, les frais administratifs au sens de la Loi 100 correspondent aux frais corporatifs.

[281] À la fin de 2011, Hydro-Québec aura mis en œuvre des pistes concrètes de réduction des frais corporatifs qui généreront des réductions de l'ordre de 9 M\$ (5 M\$ en 2010 et 4 M\$ en 2011) qui seront récurrentes. Ces pistes se traduisent pour le Distributeur, dont la part est évaluée à 31 %, en une réduction de 2,8 M\$, des frais corporatifs en 2011.

[282] Ainsi, la part des frais corporatifs du Distributeur s'élève à 42,0 M\$ en 2011, comparativement à un montant autorisé de 43,9 M\$ de l'année 2010. La baisse de 1,9 M\$ (- 4,3 %) découle des réductions récurrentes au sens de la Loi 100 de 2,8 M\$, atténuées par l'indexation des coûts relatifs aux activités courantes.

¹²⁹ Dossier R-3708-2009, page 72.

[283] Toutefois, comparativement au montant de l'année de base 2010, la part des frais corporatifs du Distributeur augmente de 37,4 M\$ à 42,0 M\$ en 2011, soit une hausse de 4,6 M\$ (12,3 %). N'eut été de l'augmentation du coût de retraite, cette hausse aurait été de 2,5 M\$, découlant principalement de projets reportés de 2010 à 2011¹³⁰.

[284] La Régie constate que les frais corporatifs réels des années 2005 à 2009 se sont avérés inférieurs à chaque année à ceux qu'elle a autorisés.

TABLEAU 14
ÉVOLUTION DES FRAIS CORPORATIFS SUR LA PÉRIODE 2005-2009

<i>(en M\$)</i>	<i>Montant autorisé</i>	<i>Montant réel</i>	<i>Différence (réel et autorisé)</i>
2005	36,0	34,1	(1,9)
2006	36,9	34,3	(2,6)
2007	39,5	36,0	(3,5)
2008	40,9	36,3	(4,6)
2009	41,9	32,1	(9,8)

Sources : Décisions D-2005-34, R-3541-2004, page 78; D-2006-34, R-3579-2005, page 46 ; D-2007-12, R-3610-2006, page 43 ; D-2008-024, R-3644-2007, page 48 ; D-2009-016, R-3677-2008, page 51 ; D-2010-022, R-3708-2009, page 57.

[285] Suivant ces résultats, la Régie est d'avis que le montant autorisé de l'année 2010, utilisé comme point de départ pour établir le budget 2011, est surévalué. De 2005 à 2009, la surévaluation est en moyenne 4,5 M\$. **En conséquence, la Régie demande au Distributeur de réduire ses frais corporatifs pour l'année témoin 2011 d'un montant additionnel de 3,0 M\$, pour les établir à 39,0 M\$.**

[286] **De plus, la Régie demeure préoccupée par l'envergure et la croissance des frais corporatifs imputés au Distributeur. Elle lui demande d'analyser, lors du prochain dossier tarifaire, la possibilité d'introduire des paramètres ou tout autre mécanisme approprié pour contenir la croissance des frais corporatifs imputés au Distributeur.**

¹³⁰ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 101.

[287] En ce qui a trait à la Loi 100, l'ACEFQ recommande que le Distributeur fasse la démonstration qu'il a appliqué la réduction des dépenses qui le concerne, à défaut de quoi, la Régie devrait imposer une diminution du revenu requis selon l'estimation qu'elle jugera la plus conforme.

[288] La Régie demande au Distributeur de présenter le suivi de l'application de la Loi 100 lors des rapports annuels 2010 à 2013.

9.1.5 APPROCHE GLOBALE

[289] Après avoir analysé les charges d'exploitation de façon spécifique, la Régie examine leur évolution selon une approche globale.

[290] Selon le Distributeur, la croissance des charges d'exploitation de 24,5 M\$ (1,8 %) en 2011 par rapport au montant autorisé pour l'année 2010 est attribuable à la hausse des activités, excluant les éléments spécifiques, pour un montant de 15,1 M\$ (1,2 %) et à la croissance des éléments spécifiques hors de son contrôle ou ponctuels pour un montant de 9,4 M\$ (8,3 %).

TABLEAU 15
ACTIVITÉS DU DISTRIBUTEUR ET ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES

<i>(en M\$)</i>	<i>2009 (réel)</i>	<i>2010 (D-2010-022)</i>	<i>Reclassements</i>	<i>2010 (D-2010-022) incluant reclassements</i>	<i>2010 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2011 (projeté)</i>	<i>Différence 2011-2010 (D-2010-022)</i>		<i>Différence 2011-2010 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>		<i>Différence 2011-2009 (réel)</i>
Activités du Distributeur, excluant les éléments spécifiques	1 155,9	1 188,9	25,2	1 214,1	1 195,1	1 229,2	15,1	1,2 %	2,9 %	6,3 %	
Éléments spécifiques	62,0	139,0	(25,2)	113,8	77,7	123,2	9,4	8,3 %	58,6 %	98,7 %	
Total	1 217,9	1 327,9	0,0	1 327,9	1 272,8	1 352,4	24,5	1,8 %	6,3 %	11,0 %	

Source : Pièce B-1, HQD-7, document 1, pages 7 et 10

9.1.5.1 Activités du Distributeur excluant les éléments spécifiques

[291] Le Distributeur utilise un modèle basé sur une formule paramétrique pour établir les charges d'exploitation de ses activités de base. Il précise que ce modèle est relativement récent. Il s'agit d'un modèle simple, complet et cohérent, qui intègre à la fois la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements et les gains d'efficacité découlant des actions de gestion courante. Il souligne que c'est un modèle qui doit être évalué de façon globale, puisque la modification d'un paramètre peut amener la modification d'autres paramètres¹³¹, notamment le pourcentage des gains d'efficacité qui est fixé en dernier¹³².

[292] Il explique que la formule paramétrique permet d'établir un montant de charges approprié, compte tenu de ses obligations et de ses activités.

[293] En vertu de ce modèle, les charges d'exploitation de ses activités de base sont établies à 1 229,2 M\$ pour l'année témoin 2011¹³³. Le Distributeur explique la hausse de 15,1 M\$ (1,2 %) par rapport au montant autorisé de l'année 2010 par les éléments suivants :

- un facteur de progression combiné des charges de 2,3 %, soit un facteur de progression de 2,6 % pour la masse salariale et de 2,0 % pour les autres charges (25,9 M\$);
- un facteur de croissance de 1,4 % des activités liées aux nouveaux abonnements (16,0 M\$);
- des gains d'efficacité de 2 % (-22,4 M\$) et des gains supplémentaires du SIC (-1,4 M\$);
- des éléments de conciliation (-3,0 M\$) associés aux frais corporatifs et à la récupération des coûts.

¹³¹ Pièce B-52, pages 3 et 4.

¹³² Pièce A-35-2, page 192.

¹³³ Pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe B, page 29.

[294] Tel qu'indiqué dans sa décision D-2010-022¹³⁴, la Régie reconnaît que l'approche globale du Distributeur tient compte de certains paramètres qui reflètent la nature propre de ses activités. La Régie réitère cependant que ce modèle ne remplace pas l'examen exhaustif des charges d'exploitation, mais vise plutôt à en faciliter l'appréciation et qu'elle peut en tout temps remettre en question les paramètres utilisés lorsqu'elle le juge approprié.

Enveloppe globale des activités de base du Distributeur

[295] L'ACEFO recommande d'utiliser un facteur de progression pour la masse salariale inférieur à l'inflation.

[296] L'UMQ soumet que la limite supérieure du budget accordé au titre des charges d'exploitation des activités de base du Distributeur devrait être d'environ 1 220,0 M\$, afin de tenir compte du conservatisme du Distributeur dans la projection des gains d'efficience. Ce montant découle du fait que les résultats tels que montrés dans les objectifs corporatifs sont généralement supérieurs aux cibles et du fait que, en cours d'année, de nouvelles possibilités de gains d'efficience se présentent.

[297] L'UMQ explique qu'elle convertit le montant demandé de 1 229,2 M\$ en une cible idéale, selon la méthodologie considérée dans les objectifs corporatifs. Cet exercice donne un montant de 1 216,9 M\$ (99 % x 1 229,2 M\$). L'UMQ propose un montant légèrement supérieur pour tenir compte du fait qu'elle demande par ailleurs un ajustement à la charge de mauvaises créances.

[298] Bien que le Distributeur présente une hausse de l'enveloppe globale de ses activités de base de 15,1 M\$ (1,2 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2010, la Régie constate une hausse des activités de base du Distributeur de 34,1 M\$ (2,9 %) par rapport au montant de l'année de base 2010. N'eut été du coût ponctuel de 16,1 M\$¹³⁵ en 2010, associé à la charge de mauvaises créances de la clientèle grande puissance, cette hausse aurait été de 50,2 M\$ (4,3 %) par rapport au montant de l'année de base 2010. Comparativement aux données historiques de 2009, l'augmentation est de 73,3 M\$ (6,3 %). Ces hausses dépassent l'évolution de l'inflation sur les deux dernières années.

¹³⁴ Dossier R-3708-2009, page 59.

¹³⁵ Pièce B-1, HQD-7, document 4, page 3.

[299] La Régie note que le montant initial pour l'application de la formule paramétrique, soit le montant autorisé pour l'année 2010, est supérieur aux montants de l'année de base 2010 et de l'année historique 2009. À l'audience, le Distributeur mentionne que le pourcentage des gains d'efficacité, fixé à 2 % en 2011 comparativement à 1 % en 2009 et 1,25 % en 2010, a permis de calibrer le modèle.

[300] Il ressort clairement de la preuve que le pourcentage des gains d'efficacité utilisé par le Distributeur dans sa formule paramétrique ne correspond pas entièrement à ses objectifs d'optimisation des moyens engagés afin de réaliser sa mission. Il utilise également cet élément afin de calibrer le résultat de la formule paramétrique.

[301] Cette façon de procéder, soit de fixer un gain d'efficacité aux fins de calibrer les résultats de la formule, nie les bienfaits d'une formule paramétrique qui a pour but d'évaluer de la manière la plus objective possible, les charges d'exploitation du Distributeur. La Régie ne peut approuver cette manière de procéder.

[302] Ainsi, la Régie estime que l'utilisation du montant autorisé pour l'année 2010 comme montant initial pour l'estimation des charges d'exploitation de l'année témoin 2011, résulte en des charges d'exploitation surévaluées. De même, elle juge que le pourcentage du gain d'efficacité présenté par le Distributeur n'est pas représentatif des gains véritables d'efficacité. La Régie révisé exceptionnellement ces données utilisées pour la formule paramétrique¹³⁶ de la façon suivante. Aux fins du présent dossier, elle utilise comme montant initial le montant de l'année de base 2010, ajusté de l'élément ponctuel de 16,1 M\$ associé à la charge de mauvaises créances de la clientèle grande puissance, soit 1 179,0 M\$. Elle ajuste le pourcentage de gain d'efficacité à 1 %, lequel représente l'objectif souhaité. En conséquence, le budget de l'année témoin 2011 des charges d'exploitation des activités de base s'établit à 1 211,7 M\$.

[303] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de limiter les charges d'exploitation de ses activités de base à 1 211,7 M\$ pour l'année témoin 2011, soit une réduction globale de 17,5 M\$, tout en maintenant inchangés les coûts capitalisés.

¹³⁶ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 62.

Facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements

[304] La FCEI souligne que le Distributeur ne tient pas compte de l'impact des coûts fixes dans l'établissement du facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements. Elle recommande qu'une analyse détaillée du coût marginal associé à l'addition de nouveaux clients soit présentée lors du prochain dossier tarifaire.

[305] En ce qui a trait au présent dossier, la FCEI considère qu'aucune information n'est disponible pour faire un choix éclairé. Elle recommande donc d'utiliser une proportion de 50 % de coûts fixes dans l'application de la formule, soit la valeur médiane du domaine des valeurs possibles. L'intervenante souligne que, bien que cette valeur soit tout aussi arbitraire que la valeur de 100 % utilisée à l'heure actuelle, elle représente le scénario mitoyen¹³⁷.

[306] Le Distributeur n'est pas favorable à l'établissement des coûts fixes dans la détermination du facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements. Il convient que certains coûts sont fixes et ne varient pas avec le nombre d'abonnements, mais constate que certains coûts augmentent plus rapidement que la croissance des abonnements. De plus, il soutient que sa structure d'information comptable ne lui permet pas d'établir le coût marginal associé à l'addition de nouveaux abonnements, ni d'isoler la portion des coûts fixes de la portion des coûts variables. Ainsi, le Distributeur a opté pour l'utilisation d'une donnée paramétrique pour évaluer la croissance de ses coûts attribuables à la croissance de ses activités.

[307] Enfin, le Distributeur privilégie l'utilisation du nombre d'abonnements, puisque ce dernier est en lien direct avec sa mission de base qui est de planifier et d'exploiter le réseau et d'assurer les services à la clientèle. Une corrélation directe est ainsi établie entre l'évolution du nombre d'abonnements et l'évolution des coûts d'exploitation. Le Distributeur mentionne que le nombre d'abonnements a d'ailleurs été reconnu dans les dossiers tarifaires antérieurs comme étant le meilleur élément inducteur de coûts lors de l'établissement des indicateurs d'efficience¹³⁸.

¹³⁷ Pièce C-12-3-FCEI, page 10.

¹³⁸ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 25.

[308] **La Régie est sensible aux préoccupations de la FCEI de même qu'aux commentaires du Distributeur. Elle demande au Distributeur de présenter une analyse sur un mode d'établissement plus raffiné du facteur de croissance des activités liées aux nouveaux abonnements lors du prochain dossier tarifaire.**

9.1.5.2 Éléments spécifiques

Critères d'établissement des éléments spécifiques

[309] Dans sa décision D-2010-022¹³⁹, la Régie a fait part de sa préoccupation quant au nombre croissant d'éléments spécifiques année après année et a demandé au Distributeur de mieux baliser ce qui doit être considéré comme un élément spécifique, en resserrant les critères pour déterminer si un nouveau coût doit être retenu comme tel.

[310] Le Distributeur présente les critères suivants¹⁴⁰ :

- coût hors du contrôle du Distributeur;
- coût découlant de nouvelles¹⁴¹ exigences externes telles que lois et obligations de prise en charge de réseaux;
- coût extraordinaire ou lié à de nouvelles activités et n'ayant pas été prévu dans les budgets des années antérieures;
- coût temporaire découlant de projets d'investissements et/ou générant des gains;
- élément considéré comme spécifique ne devant pas remplacer des éléments similaires déjà inclus dans les activités courantes.

[311] De plus, le Distributeur propose d'ajouter un critère quantitatif fixant le seuil minimal des coûts totaux d'un nouvel élément spécifique à 2 M\$.

¹³⁹ Dossier R-3708-2009, page 59.

¹⁴⁰ Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 11.

¹⁴¹ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 75.

[312] L'ACEFO considère que tous les critères d'établissement des éléments spécifiques proposés par le Distributeur présentent de fortes ressemblances à des degrés différents. Elle recommande de fusionner les premier et deuxième critères et de fixer le seuil minimal à 13 M\$, soit la moyenne des coûts de tous les éléments spécifiques, et de hausser le seuil d'année en année.

[313] Selon l'ACEFQ, il y a deux critères à prendre en compte pour décider si un élément doit être considéré comme spécifique ou non, soit le caractère temporaire et l'assurance d'un meilleur suivi. Le GRAME indique aussi qu'il est important de suivre l'évolution des éléments spécifiques.

[314] La FCEI, OC et S.É./AQLPA indiquent que les critères paraissent globalement raisonnables. La FCEI recommande cependant que le Distributeur fournisse un ensemble d'informations permettant l'évaluation adéquate de la pertinence du besoin et du caractère raisonnable du budget demandé.

[315] L'UMQ accepte les critères d'établissement des éléments proposés par le Distributeur, à l'exception du critère relatif au coût hors du contrôle du Distributeur. Elle soumet que ce critère est difficilement dissociable de la notion de frais reportés. Selon elle, ce critère ne doit pas être accepté de façon inconditionnelle dans la liste des critères spécifiques. En effet, sous certaines conditions, cette catégorie de coûts peut transférer des risques indus à la clientèle et il y aurait alors lieu que ces coûts soient traités dans un compte de frais reportés¹⁴².

[316] La Régie précise que la création d'un compte de frais reportés ne doit pas être une règle systématique. Elle doit s'assurer au cas par cas de la pertinence de créer un tel compte.

[317] La Régie constate que les critères d'établissement des éléments spécifiques sont essentiellement les mêmes que ceux indiqués dans le dossier tarifaire précédent¹⁴³, à l'exception de l'ajout du seuil minimal de 2 M\$.

¹⁴² Pièce C-3-3-UMQ, page 10.

¹⁴³ Dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 4, page 30.

[318] La Régie juge que les critères proposés par le Distributeur sont généralement acceptables, mais y apporte un ajustement. La Régie demande au Distributeur de hausser le seuil minimal à 5 M\$.

[319] La Régie demande que les montants pour les éléments spécifiques soient mieux justifiés au moment du dépôt de la demande tarifaire. Par ailleurs, pour tout nouvel élément spécifique, le Distributeur devrait fournir, notamment, la justification de sa spécificité, la durée et le montant total du projet, la description des activités et la quantification des budgets par activités, l'explication de nouvelles exigences externes, le cas échéant, ainsi que tout autre renseignement pertinent.

Évolution des éléments spécifiques

[320] Le Distributeur présente, au tableau suivant, la ventilation des éléments spécifiques totalisant 123,2 M\$ pour l'année témoin 2011.

TABLEAU 16
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DES CHARGES D'EXPLOITATION

<i>(en M\$)</i>	<i>2009 (réel)</i>	<i>2010 (D-2010-022)</i>	<i>2010 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2011 (projeté)</i>	<i>Différence 2011-2010 (D-2010-022)</i>	
Coût de retraite	25,7	55,6	17,8	67,3	11,7	21,0 %
Automatisation du réseau	5,3	8,1	8,0	9,0	0,9	11,1 %
Programme spécial visant à contrer la subutilisation d'énergie	5,8	5,4	6,2	5,7	0,3	5,6 %
Inspection et retraitement des poteaux de bois	3,3	7,5	7,5	12,0	4,5	60,0 %
Optimisation des systèmes Clientèle (Étude préliminaire-Migration SIC)		4,0	4,0		(4,0)	(100,0 %)
Électrification du transport collectif	0,4	1,5	1,5	3,0	1,5	100,0 %
Rehaussement de la dépense pour mauvaises créances	21,5	28,3	29,9	21,0	(7,3)	(25,8 %)
Ajout de condensateurs sur le réseau de distribution		2,4	1,5	0,9	(1,5)	(62,5 %)
Mise à niveau du progiciel GE Smallworld		1,0	1,3	0,3	(0,7)	(70,0 %)
Protection de l'environnement				4,0	4,0	
Reclassements vers les activités de base	13,5	25,2	24,4		(25,2)	
Sous-total (avant reclassements)	75,5	139,0	102,1	123,2	(15,8)	(11,3 %)
Reclassements vers les activités de base	(13,5)	(25,2)	(24,4)		25,2	
Total (incluant reclassements)	62,0	113,8	77,7	123,2	9,4	8,3 %

Source : Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 10

[321] La hausse de 9,4 M\$ (8,3 %) s'explique principalement par :

- une hausse du coût de retraite de 11,7 M\$ (voir section 5.3 de la présente décision);
- la fin en 2010 de l'étude préliminaire en vue de la migration des SIC (Optimisation des systèmes Clientèle) et l'ajout d'un nouvel élément spécifique « Protection de l'environnement » au montant de 4,0 M\$;
- une baisse totalisant 2,3 M\$ associée aux éléments spécifiques autorisés dans les années antérieures.

[322] Certains éléments spécifiques sont abordés ci-après.

Protection de l'environnement

[323] Dans le souci d'optimiser ses interventions en matière de protection de l'environnement, plus particulièrement dans le domaine des contaminants, le Distributeur a déterminé que des efforts préalables de caractérisation étaient nécessaires afin d'établir, avec plus d'acuité, l'état des sites, d'évaluer l'envergure des interventions devant y être réalisées et de procéder à la réhabilitation environnementale des propriétés où des impacts sur l'environnement ont été identifiés.

[324] Le Distributeur mentionne que de nouvelles obligations reliées à la gestion des terrains contaminés, plus particulièrement en ce qui a trait aux sols contaminés et à l'eau souterraine, sont en place depuis mars 2003. Le Distributeur a élaboré une stratégie de gestion de ses sites contaminés de concert avec les autres divisions d'Hydro-Québec. Cette stratégie consiste à faire l'inventaire des sites et des données existantes afin de cibler les sites ayant un potentiel de contamination, en vue de mettre en place un programme s'appliquant à l'ensemble des propriétés. Cette meilleure connaissance des sites permet par la suite au Distributeur d'intensifier ses actions en matière de protection de l'environnement par la mise en place de ce programme¹⁴⁴.

[325] Ainsi, le Distributeur prévoit, pour 2011, une enveloppe globale de 4,0 M\$ pour ces activités, correspondant aux coûts additionnels qui ne figuraient pas dans les revenus requis des années antérieures. Ce budget ne couvre pas le programme d'intervention sur les sites d'entreposage de bois traité (cours à poteaux) et les actifs pour lesquels un passif a été comptabilisé relativement à la mise hors service d'immobilisations due à des obligations environnementales.

[326] Le Distributeur souligne que les efforts financiers nécessaires à la réalisation de ces travaux seront réévalués annuellement en fonction des obligations légales, des problèmes identifiés et des résultats des travaux de l'année précédente.

[327] Lors de l'audience, il précise que l'enveloppe globale de 4,0 M\$ permettra de soumettre un plan plus détaillé sur les coûts de réhabilitation, lors du prochain dossier tarifaire¹⁴⁵.

¹⁴⁴ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 77.

¹⁴⁵ Pièce A-35-3, pages 20 et 21.

[328] Selon la connaissance actuelle des sites visés, le Distributeur prévoit réaliser son programme sur un horizon de 10 ans. Cette période pourrait varier en fonction des résultats des travaux de caractérisation et de la complexité des problèmes rencontrés.

[329] Le Distributeur indique que si la Régie n'autorise pas le budget spécifique, il évaluera alors la possibilité d'étaler sur une plus longue période la réalisation des travaux visés par ce programme, tout en s'assurant du respect des exigences légales auxquelles il doit se conformer et de son devoir de diligence raisonnable. Le Distributeur est toutefois d'avis que l'intensification des travaux en matière de protection de l'environnement est souhaitable, puisqu'elle permettra la réalisation d'interventions plus rapidement, réduisant ainsi possiblement les coûts de réhabilitation¹⁴⁶.

[330] Le GRAME, S.É./AQLPA et l'UMQ appuient la proposition du Distributeur.

[331] Bien que la FCEI soit d'accord avec le Distributeur lorsqu'il invoque la diligence pour agir de façon préventive, l'intervenante recommande que le Distributeur présente une nouvelle demande lorsqu'il aura une idée plus claire de la direction qu'il choisit, en complétant la phase d'évaluation et en réalisant un inventaire complet.

[332] La Régie reconnaît la pertinence d'un programme sur la protection de l'environnement. Toutefois, elle souligne que le montant de 4,0 M\$ est inférieur au seuil minimal de 5 M\$ établi par la Régie pour l'établissement d'un élément spécifique. La Régie refuse l'établissement de cet élément spécifique. Elle juge que le Distributeur devrait, à même son budget des activités de base, compléter sa phase d'évaluation et de caractérisation pour dresser un portrait clair de la situation.

Rehaussement de la dépense des mauvaises créances des clientèles résidentielle et commerciale

[333] Le Distributeur indique que la détérioration du contexte économique au Québec, débutée à la fin de 2008, affecte encore grandement l'état de ses comptes à recevoir. Cette situation se traduit par des retards de paiement des clients, résultant en un vieillissement marqué de ces comptes. De plus, aucune amélioration n'est entrevue jusqu'à maintenant en ce qui a trait aux pertes anticipées en raison des faillites résidentielles et commerciales.

¹⁴⁶ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 34.

[334] Le Distributeur mentionne que ses stratégies d'intervention visent, d'une part, à récupérer le plus rapidement possible les comptes en souffrance de 2008 et 2009 et, d'autre part, à contenir le vieillissement des comptes à recevoir de 2010 et 2011. Le Distributeur entrevoit que le contexte économique difficile de 2008 et 2009 se répercutera encore sur les clientèles résidentielle et commerciale en 2011. Cette situation, hors du contrôle du Distributeur, crée une pression à la hausse sur les charges d'exploitation.

[335] Grâce à ses stratégies d'intervention, le Distributeur propose un rehaussement ponctuel de 21,0 M\$ de la charge de mauvaises créances pour 2011 comparativement à celui de 28,3 M\$ autorisé pour l'année 2010, afin de couvrir l'impact du contexte économique sur les clientèles autres que la clientèle grande puissance.

[336] Le Distributeur explique que ses stratégies de recouvrement ont permis de réduire les comptes à recevoir de 0-30 jours entre les années 2009 et 2010 ainsi qu'à contenir les soldes des comptes de 31-120 jours sensiblement au même niveau que le solde au 31 décembre 2009. Cependant, les comptes à recevoir de 121 jours et plus, notamment les comptes de plus de 300 jours, ont continué d'augmenter en 2010. Cette hausse est attribuable à l'impact des dettes accumulées par les clients ayant été touchés par la récession économique. Le Distributeur constate que ces clients auront besoin de plusieurs années avant que leur situation ne s'améliore, ce qui se traduit par le vieillissement des comptes à recevoir et la hausse des faillites¹⁴⁷.

[337] L'ACEFQ et l'UC sont d'avis que la forte croissance des comptes à recevoir de 121 jours et plus requiert des mesures correctrices appropriées par le Distributeur.

[338] L'UMQ indique que cet élément spécifique devrait être limité à 16 M\$ afin de donner le signal au Distributeur qu'il devrait exercer un meilleur contrôle des comptes à recevoir de 121 jours et plus.

[339] La Régie note que le rehaussement de 21,0 M\$ pour 2011 représente une baisse de 7,3 M\$ (-25,8 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2010 et qu'il est similaire à celui de l'année historique 2009.

¹⁴⁷ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 79.

[340] Par ailleurs, tenant compte des réponses du Distributeur, lors de l'audience, au sujet de ses stratégies d'intervention, la Régie reconnaît les efforts de recouvrement qu'il a déployés et l'encourage à poursuivre ses démarches.

[341] La Régie juge acceptable le montant prévu pour 2011 de 21,0 M\$ pour le rehaussement de la charge de mauvaises créances, puisque les effets du contexte économique difficile de 2009 pourraient se répercuter de nouveau sur la clientèle résidentielle et commerciale en 2011.

Inspection et retraitement des poteaux de bois

[342] Conformément à la décision D-2009-016¹⁴⁸, et tel que planifié en 2009, le Distributeur a mis en œuvre un programme d'inspection systématique et de retraitement des poteaux. Selon lui, ce programme devrait permettre, à terme, de prolonger la durée de vie des structures et d'ainsi diminuer les investissements et les charges d'amortissement.

[343] Le Distributeur réévalue le nombre de poteaux à être inspectés sur un cycle de 10 ans à environ 1 200 000, soit 300 000 poteaux de plus que son plan initial. Il explique que les activités d'inspection lui permettent d'avoir une meilleure connaissance de la distribution de l'âge de son parc de poteaux. En vertu des hypothèses présentement retenues, le rythme d'inspection devrait se stabiliser à 130 000 poteaux annuellement à compter de 2013. Il entend faire un bilan de son programme à mi-parcours de son déploiement et y apporter, si requis, des ajustements.

[344] Le Distributeur prévoit des coûts de 12,0 M\$ en 2011 afin de poursuivre les activités d'inspection et de retraitement des poteaux à l'échelle du réseau de distribution.

[345] La Régie accepte ces coûts et demande au Distributeur de présenter un bilan du déploiement du programme d'inspection systématique et de retraitement des poteaux de bois ainsi qu'une évaluation de la diminution prévue des investissements et des charges d'amortissement lors du dossier tarifaire 2013.

¹⁴⁸ Dossier R-3677-2008, page 54.

9.1.5.3 Reclassements vers la rubrique « Activités du Distributeur »

Critères de reclassification vers les activités de base

[346] Le Distributeur propose de se doter de critères encadrant la reclassification des éléments spécifiques vers les activités de base du Distributeur. Les critères proposés sont les suivants :

- projet sans échéance déterminée;
- stabilité des coûts¹⁴⁹.

[347] L'ACEFO recommande d'ajouter des critères quantitatifs en lien avec la durée du projet et l'ampleur de l'instabilité des coûts. Elle propose une durée maximale de quatre années pour considérer un élément spécifique. Passé cette limite, elle recommande d'examiner son reclassement. Elle recommande aussi de ne maintenir que les éléments spécifiques dont la moyenne des variations annuelles, en valeur absolue du coût, dépasse 2 %.

[348] Bien qu'elle considère raisonnables les critères proposés par le Distributeur, la FCEI est d'avis que celui de la stabilité des coûts devrait être évalué sur la base d'au moins deux années de données réelles.

[349] Questionné à ce sujet, le Distributeur indique qu'à son avis, dans le cas des éléments spécifiques sous examen, les données historiques ne sont pas un bon indicateur des sommes qu'il compte engager dans les années ultérieures.

[350] La Régie ne constate aucun changement aux critères de reclassement des éléments spécifiques proposés par le Distributeur par rapport à ceux indiqués dans le dossier tarifaire précédent¹⁵⁰.

[351] La Régie accorde de l'importance au montant de l'élément reclassé vers les activités de base du Distributeur, puisqu'une prévision surévaluée procure un avantage récurrent au Distributeur et, à l'inverse, une prévision sous-évaluée lui cause un désavantage récurrent. En conséquence, elle considère utile d'évaluer la stabilité des coûts sur la base d'au moins deux années de données réelles.

¹⁴⁹ Pièce B-1, HQD-7, document 1, page 12, graphique 1.

¹⁵⁰ Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-7, document 1, page 6.

[352] **La Régie demande au Distributeur de démontrer la stabilité des coûts d'un élément spécifique sur la base d'au moins deux années de données réelles avant de soumettre une reclassification. Cette demande s'applique aux éléments spécifiques supérieurs au seuil minimal de 5 M\$.**

[353] **La Régie réitère sa demande¹⁵¹ de présenter distinctement, lors des prochains dossiers tarifaires, les coûts des éléments reclassés, afin d'en assurer le suivi.**

Reclassements proposés en 2011

[354] Le Distributeur propose le reclassement de quatre éléments spécifiques de la rubrique « Éléments spécifiques » vers la rubrique « Activités du Distributeur », pour un total de 25,2 M\$ en 2010 (D-2010-022).

TABLEAU 17
ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES RECLASSÉS EN 2011

<i>(en M\$)</i>	<i>2009 (réel)</i>	<i>2010 (D-2010-022)</i>	<i>2010 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2011 (projeté)</i>	<i>Différence 2011-2010 (D-2010-022)</i>	
Reclassements vers les activités de base :						
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	2,2	9,6	9,6	12,4	2,8	29,2 %
Gestion des cours d'entreposage de poteaux	1,5	2,9	2,9	2,9	0,0	0,0 %
Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils	1,7	4,0	4,0	4,0	0,0	0,0 %
Mesures de sécurité cybernétique	8,1	8,7	7,9	9,5	0,8	9,2 %
Total	13,5	25,2	24,4	28,8	3,6	14,3 %

Source : Extrait de la pièce B-1, HQD-7, document 1, annexe A, page 21

¹⁵¹ Décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 61.

Stratégie pour la clientèle à faible revenu

[355] Le Distributeur estime que les services offerts à la clientèle à faible revenu font partie intégrante de ses activités courantes. Il indique que l'évaluation des pistes de solutions conçues par le Groupe de travail¹⁵² est complétée et que les solutions retenues représentent pour 2011 un montant prévu de 12,4 M\$. Il anticipe que ces services demeureront nécessaires au fil des années étant donné la persistance du problème de la pauvreté. Compte tenu du caractère récurrent de ces activités, le Distributeur propose de transférer les montants relatifs à cet élément spécifique vers son enveloppe globale de charges d'exploitation.

[356] L'ACEFQ appuie le reclassement de cet élément spécifique à la condition que le Distributeur s'engage à maintenir à long terme ses efforts en vue d'aider cette clientèle.

[357] La FCEI est d'avis que la stabilité des coûts n'a pas été démontrée par le Distributeur et, en conséquence, elle s'oppose au reclassement de cet élément.

[358] OC accueille favorablement le budget de 12,4 M\$ prévu par le Distributeur pour 2011 afin de répondre adéquatement aux besoins de cette clientèle.

[359] La Régie note que, lors de la présentation initiale des pistes de solution pour les ménages à faible revenu (MFR) (dossier R-3644-2007), le Distributeur prévoyait dépenser 36 M\$ sur quatre ans, soit de 2008 à 2011, pour l'application de sa stratégie pour la clientèle à faible revenu. À la fin de l'année 2011, l'enveloppe cumulative consacrée à cette stratégie s'élève à 25 M\$¹⁵³.

[360] La Régie constate également que les données présentées par le Distributeur montrent un montant réel de 2,2 M\$ en 2009 (le montant autorisé en 2009 était de 5,5 M\$) et que les montants prévus de 9,6 M\$ pour l'année de base 2010 et de 12,4 M\$ pour l'année témoin 2011, sont significativement plus importants. Or, tel qu'énoncé précédemment, la Régie juge que la stabilité des coûts pour un élément spécifique de 5 M\$ et plus doit être démontrée à partir des données réelles. Tel n'est pas le cas en ce qui a trait à la stratégie pour la clientèle à faible revenu.

¹⁵² Décision D-2008-024, dossier R-3644-2007, page 127.

¹⁵³ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 81.

[361] La Régie reconnaît le montant prévu de 12,4 M\$ pour l'année témoin 2011 pour cet élément, mais elle refuse son reclassement aux activités de base du Distributeur.

Gestion des cours d'entreposage de poteaux

[362] En 2007, le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) a encadré la gestion du bois traité. Hydro-Québec a alors entrepris des discussions avec le MDDEP afin de convenir des mesures requises qui lui permettraient de se conformer aux nouvelles exigences.

[363] Le Distributeur prévoit un montant de 2,9 M\$ en 2011 afin de procéder à la réhabilitation de deux ou trois cours à poteaux, selon l'ampleur des travaux qui s'avèreront requis, et à l'implantation d'équipements dans l'une de ces cours. Le Distributeur souligne qu'il possède présentement une trentaine de grandes cours d'entreposages de poteaux et qu'il prévoit n'en conserver, à terme, qu'une vingtaine.

[364] Par ailleurs, une seconde négociation devra éventuellement être entreprise avec le MDDEP afin de convenir de la gestion des plus petites cours à poteaux, incluant celles des RA. La réalisation des travaux sur ces sites pourrait débiter après la réalisation du programme sur les grandes cours et s'échelonnerait également sur un certain nombre d'années.

[365] Ainsi, bien qu'une entente avec le MDDEP permettant l'établissement d'un programme ne soit anticipée qu'en 2011, le Distributeur propose le transfert des montants relatifs à cet élément spécifique dans son enveloppe globale de charges d'exploitation, compte tenu de sa capacité de réalisation annuelle assez stable et de la récurrence annuelle de cette activité jusqu'à terme.

[366] Selon la FCEI, la permanence du besoin et la stabilité des coûts n'étant pas démontrées, l'intégration de cet élément dans les activités de base du Distributeur doit être refusée.

[367] Le GRAME est également en désaccord avec le reclassement de cet élément. Il recommande que celui-ci soit reclassé lorsque l'entente avec le MDDEP aura été entérinée et que tous les sites contaminés auront été réhabilités. Par la suite, cet élément, dont les coûts seraient stables et prévisibles, ferait l'objet d'un suivi régulier.

[368] La Régie reconnaît le montant prévu de 2,9 M\$ pour 2011 pour cet élément. Cependant, puisque ce montant est inférieur au seuil minimal de 5 M\$, elle autorise le reclassement de cet élément dans les activités de base du Distributeur.

Entretien préventif systématique et réhabilitation des ouvrages civils

[369] Dans sa décision D-2009-016, la Régie a autorisé le démarrage d'un programme d'inspection systématique et de maintenance des ouvrages civils débutant en 2009.

[370] Le Distributeur mentionne que le déploiement du programme de maintenance vise l'inspection d'environ 1 000 structures. Considérant ces activités comme récurrentes et relativement stables, le Distributeur propose d'intégrer le programme d'inspection et de maintenance de ses ouvrages civils à son enveloppe globale des charges d'exploitation à compter de 2011.

[371] Le Distributeur prévoit un montant de 4,0 M\$ à titre de charges d'exploitation en 2010 et en 2011 afin de réaliser les inspections des structures et de procéder, en cas de corrections mineures, aux travaux de maintenance préventive des ouvrages civils en fonction de leur état de dégradation.

[372] La FCEI recommande d'approuver un budget de 2,2 M\$ pour l'année témoin 2011 pour l'entretien préventif systématique et la réhabilitation des ouvrages civils basé sur les données historiques 2009. En ce qui a trait au reclassement de cet élément vers les activités de base du Distributeur, la FCEI est d'avis que la demande est prématurée, au motif que la stabilité des coûts n'a pas été démontrée par le Distributeur.

[373] La Régie reconnaît le montant prévu de 4,0 M\$ pour 2011. Cependant, puisque ce montant est inférieur au seuil minimal de 5 M\$, elle autorise le reclassement de cet élément dans les activités de base du Distributeur.

Mesures de sécurité cybernétique

[374] Afin de protéger ses infrastructures technologiques et d'en assurer la disponibilité et la sécurité, Hydro-Québec a jugé nécessaire d'accroître ses efforts associés à la sécurité cybernétique à compter de 2008. En février 2010, l'entreprise a entériné la mise en place d'une deuxième série de mesures regroupées sous trois axes. Ces mesures s'échelonnent sur la période 2011-2015.

[375] Hydro-Québec est d'avis que le risque lié à la sécurité des technologies de l'information et des communications (TIC) ne prendra pas fin une fois ces programmes complétés. Le développement de nouvelles technologies amènera nécessairement des risques supplémentaires qui devront être gérés. L'entreprise est d'avis que d'importants efforts en sécurité seront requis annuellement afin de mener à maturité les solutions déployées et de maintenir de saines pratiques en matière de sécurité des TIC.

[376] Ainsi, le Distributeur propose le transfert des montants relatifs à cet élément spécifique dans son enveloppe globale de charges d'exploitation, compte tenu de la récurrence annuelle de cette activité. En regard de ce programme corporatif, le Distributeur a prévu, dans ses coûts, un montant de 9,5 M\$ en 2011, dont 4,8 M\$ pour le deuxième volet. De ce montant, 8,9 M\$, dont 4,2 M\$ pour le deuxième volet, seront assumés par le biais de la facturation interne des services partagés en provenance du groupe Technologie.

[377] La FCEI soutient que cette proposition est trop hâtive, au motif que la stabilité des coûts n'a pas été établie.

[378] La Régie partage l'avis de la FCEI à l'effet que la stabilité des coûts n'a pas été démontrée par le Distributeur. La Régie ne peut s'appuyer sur aucun historique pour évaluer la stabilité des coûts associés à la mise en place de cette deuxième série de mesures qui s'échelonnent sur la période 2011-2015.

[379] La Régie reconnaît le montant prévu de 9,5 M\$ pour 2011 pour cet élément, mais elle refuse son reclassement aux activités de base du Distributeur.

9.1.6 CONCLUSIONS SUR LES CHARGES D'EXPLOITATION

[380] Le Distributeur présente des charges d'exploitation au montant de 1 352,4 M\$ pour l'année témoin 2011.

[381] **Considérant ce qui précède et l'analyse de l'efficience du Distributeur (voir section 8 de la présente décision), la Régie approuve un montant de 1 331,5 M\$ pour les charges d'exploitation de l'année témoin 2011. La réduction de 20,9 M\$ résulte des modifications suivantes :**

- **une diminution des frais corporatifs du Distributeur de 3,0 M\$;**
- **une réduction globale des charges d'exploitation de 17,5 M\$, tout en maintenant inchangés les coûts capitalisés;**
- **une réduction nette de 0,4 M\$ liée aux éléments spécifiques suivants :**
 - **Protection de l'environnement (-4,0 M\$);**
 - **Stratégie pour la clientèle à faible revenu (hausse de 2,8 M\$ par rapport au montant autorisé en 2010);**
 - **Mesures de sécurité cybernétique (hausse de 0,8 M\$ par rapport au montant autorisé en 2010).**

9.2 AUTRES CHARGES

[382] Les autres charges passent d'un montant autorisé de 1 002,0 M\$ en 2010 à 992,9 M\$ en 2011, soit une baisse de 9,1 M\$ (-0,9 %) attribuable à une diminution des taxes.

TABLEAU 18
AUTRES CHARGES

<i>(en M\$)</i>	<i>2009 (réel)</i>	<i>2010 (D-2010-022)</i>	<i>2010 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2011 (projeté)</i>	<i>Différence 2011-2010 (D-2010-022)</i>	
Achats de combustible	82,9	84,5	84,5	92,2	7,7	9,1 %
Amortissement et déclassement	852,5	852,3	839,7	827,8	(24,5)	(2,9 %)
Taxes	73,2	65,2	65,2	54,7	(10,5)	(16,1 %)
Sous-total	1 008,6	1 002,0	989,4	974,7	(27,3)	(2,7 %)
<i>Amortissement additionnel du compte de nivellement pour aléas climatiques ou compte temporaire de maintien des tarifs</i>				18,2	18,2	
Total	1 008,6	1 002,0	989,4	992,9	(9,1)	(0,9 %)

Sources : Pièce B-1, HQD-7, document 11, page 3; pièce A-35-1, page 107; pièce B-62, HQD-2, document 3.3 révisé, page 3

9.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLE

[383] Le montant des achats de combustible, de 92,2 M\$ en 2011, est la somme de 4,0 M\$ provenant du compte de frais reportés et de 88,2 M\$ pour la prévision 2011 des besoins d'achats de combustible.

[384] Dans sa décision D-2009-016¹⁵⁴, la Régie demandait au Distributeur de porter à un compte de frais reportés la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés pour les achats de combustible. Les modalités de ce compte ont été approuvées dans la décision D-2010-022¹⁵⁵.

[385] Le Distributeur inscrit, dans ses achats de combustible pour 2011, la différence entre le montant prévu en 2009 de 94,6 M\$ sur la base de quatre mois réels et huit mois projetés présenté au dossier tarifaire R-3708-2009 et les données réelles au 31 décembre 2009 de 92,4 M\$, soit un montant créditeur de 2,4 M\$, incluant les intérêts.

¹⁵⁴ Dossier R-3677-2008, page 62.

¹⁵⁵ Dossier R-3708-2009, page 40.

[386] Le Distributeur inscrit également à ce compte la différence entre le montant autorisé en 2010 de 72,8 M\$ et le montant prévu en 2010 sur la base de quatre mois réels et de huit mois projetés de 79,2 M\$. Cette hausse de 6,4 M\$ par rapport au montant autorisé s'explique principalement par le fait que les prix de certains contrats d'achat de combustible n'ont pu être fixés qu'en août et décembre 2009. À ces dates, les prix moyens au comptant du WTI étaient plus élevés que ceux observés lors de l'établissement des données du dossier tarifaire précédent.

[387] Pour 2011, la prévision d'achats de combustible au montant de 88,2 M\$ est basée sur la moyenne des prix à terme du mois d'avril 2010, qui s'avère supérieure à la référence du dossier tarifaire 2010.

[388] L'UMQ appuie la proposition du Distributeur.

[389] La Régie accepte les ajustements provenant des achats de combustible, de 2,4 M\$ (créditeur) en 2009 et de 6,4 M\$ (débitteur) en 2010, qui sont conformes aux décisions antérieures. Elle reconnaît également la prévision des coûts d'achats de combustible de 88,2 M\$ pour l'année témoin 2011.

9.2.2 AMORTISSEMENT

[390] Selon la preuve initiale du Distributeur, la charge totale d'amortissement est de 827,8 M\$ pour l'année témoin 2011, en baisse de 24,5 M\$ (-2,9 %) comparativement au montant autorisé pour l'année 2010.

[391] Cette baisse s'explique notamment par les éléments suivants :

- une baisse de 18,4 M\$ de l'amortissement des immobilisations en exploitation, qui tient compte de la baisse de 30 M\$ liée à la révision de la durée de vie moyenne des poteaux, passant de 30 ans à 40 ans (voir section 5.1.2 de la présente décision);

- une réduction de 31,3 M\$ expliquée par la fin de l'amortissement du solde du compte de frais reportés du tarif BT, conformément à la décision D-2004-170¹⁵⁶;
- une baisse de 20,0 M\$ des coûts nets liés aux sorties d'actifs provenant de travaux ponctuels de mise en conformité du registre des immobilisations prévus et autorisés en 2010 qui n'ont pas été reconduits en 2011.

[392] Cette baisse est atténuée principalement par les éléments suivants :

- un amortissement additionnel de 33,2 M\$ découlant de la proposition du Distributeur de verser exceptionnellement dans son revenu requis de 2011 l'excédent de 100,0 M\$ du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques 2010 évalué à 133,2 M\$ au 30 avril 2010, dans un contexte de maintien des tarifs existants selon la preuve initiale du Distributeur;
- l'augmentation de 12,2 M\$ de l'amortissement des programmes et activités en efficacité énergétique du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) et de l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE) découlant de la croissance des investissements réalisés au cours des dernières années dans les différents programmes et activités.

Amortissement additionnel du compte de nivellement pour aléas climatiques

[393] Lors de l'audience¹⁵⁷, pour maintenir les tarifs existants, le Distributeur propose d'inscrire l'impact de la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre (au montant de 18,2 M\$), comme suit :

- à titre d'amortissement additionnel du solde du compte de nivellement pour aléas climatiques 2010, de sorte que le total de l'amortissement additionnel passerait de 33,2 M\$ à 51,4 M\$; ou,
- en créant un compte temporaire de maintien des tarifs.

[394] La Régie reconnaît la charge totale de l'amortissement au montant de 827,8 M\$ pour l'année témoin 2011, telle que présentée par le Distributeur dans sa preuve initiale.

¹⁵⁶ Dossier R-3531-2004, page 18.

¹⁵⁷ Pièce A-35-1, page 107.

[395] **La Régie refuse l'amortissement additionnel du compte de nivellement pour aléas climatiques au montant de 18,2 M\$ et la création d'un compte temporaire de maintien des tarifs (voir section 5.2 de la présente décision).**

9.2.3 TAXES

[396] La diminution des taxes de 10,5 M\$ (-16,1 %) s'explique par la baisse progressive du taux de la taxe sur le capital, annoncée par le ministre des Finances du Québec en 2005, et de son abolition à compter du 1^{er} janvier 2011.

[397] **La Régie accepte d'inclure au revenu requis 2011 les charges de taxes, telles que présentées par le Distributeur.**

9.3 COÛT DU CAPITAL

[398] Initialement, le Distributeur présentait un coût du capital au montant de 773,3 M\$ pour l'année témoin 2011. Il l'a ajusté à 755,1 M\$ lors de la mise à jour du taux de rendement déposée le 8 février 2011.

[399] Le coût du capital est en baisse de 2,4 M\$ (-0,3 %) en 2011 par rapport au montant autorisé pour l'année 2010. Cette baisse est attribuable à une diminution de 28 M\$ provenant du taux de rendement inférieur et atténuée par une augmentation de 26 M\$ provenant de la base de tarification supérieure.

[400] **La Régie approuve le coût du capital de l'année témoin 2011 tel qu'ajusté.**

10. BASE DE TARIFICATION

[401] Le Distributeur demande à la Régie d'établir la base de tarification pour l'année témoin 2011 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.

[402] La base de tarification de l'année témoin 2011 se chiffre, selon la moyenne des 13 soldes, à 10 394,1 M\$, tel qu'illustré au tableau suivant.

TABLEAU 19
BASE DE TARIFICATION

<i>(en k\$)</i> <i>(moyenne des 13 soldes)</i>	<i>2009</i> <i>(réel)</i>	<i>2010</i> <i>(D-2010-022)</i>	<i>2010</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i>	<i>2011</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2011-2010</i> <i>(D-2010-022)</i>	
Immobilisations						
Immobilisations en exploitation	8 107 974	8 177 242	8 200 476	8 289 668	112 426	1,4 %
Contrats de location-acquisition	36 086	18 745	35 048	33 834	15 089	80,5 %
Actifs incorporels en exploitation	425 647	397 525	399 155	386 771	(10 754)	(2,7 %)
Total	8 569 707	8 593 512	8 634 679	8 710 273	116 761	1,4 %
Frais reportés						
Programmes commerciaux	2 536	2 194	2 402	2 483	289	13,2 %
Plan global en efficacité énergétique	502 730	636 543	637 694	775 610	139 067	21,8 %
Programmes et activités de l'AEÉ	21 726	41 571	41 746	117 459	75 888	182,6 %
Frais reportés du tarif BT	73 014	31 292	31 292	1 605	(29 687)	(94,9 %)
Actif au titre des prestations constituées	410 433	637 091	611 008	766 621	129 530	20,3 %
Contributions à des projets de raccordement	61 591	56 979	57 385	53 764	(3 215)	(5,6 %)
Compte de nivellement pour aléas climatiques	53 342	50 442	50 442	42 800	(7 642)	(15,2 %)
Contributions à des postes de départ privés	6 751	9 606	14 940	8 245	(1 361)	(14,2 %)
Total	1 132 123	1 465 718	1 446 909	1 768 587	302 869	20,7 %
Remboursement gouvernemental	34 285	27 919	27 919	21 092	(6 827)	(24,5 %)
Avantages complémentaires de retraite	(221 029)	(249 993)	(224 263)	(251 273)	(1 280)	0,5 %
Fonds de roulement						
Encaisse	113 650	89 983	37 047	24 753	(65 230)	(72,5 %)
Matériaux, combustibles et fournitures	112 643	117 656	120 334	120 668	3 012	2,6 %
Total	226 293	207 639	157 381	145 421	(62 218)	(30,0 %)
Total	9 741 379	10 044 795	10 042 625	10 394 100	349 305	3,5 %

Source : Pièce B-1, HQD-8, document 1

Note : Décision D-2010-022 incluant la réallocation de la réduction globale de 50,0 M\$.

[403] La base de tarification 2011 est en hausse de 349,3 M\$ (3,5 %), par rapport au montant autorisé pour l'année 2010 et cette hausse s'explique principalement par les éléments suivants :

- la mise en exploitation des immobilisations provenant des investissements autorisés (112,4 M\$);
- l'évolution des dépenses admissibles au compte de frais reportés du PGEÉ et des programmes et activités de l'AEÉ (215,0 M\$);
- l'augmentation de l'ATPC (129,5 M\$).

[404] Cette hausse est compensée en partie par :

- une diminution de l'encaisse réglementaire (-65,2 M\$); et
- la fin de l'amortissement du compte de frais reportés du tarif BT (-29,7 M\$).

Actif au titre des prestations constituées

[405] Le Distributeur indique que l'évolution de l'ATPC sur la période de 2009 à 2011 s'explique essentiellement par des cotisations supplémentaires versées par Hydro-Québec au régime de retraite pour 2009, 2010 et 2011, afin de combler les déficits déterminés par les évaluations actuarielles du régime de chacune des années 2009 et 2010 et déposées à la Régie des rentes du Québec.

Encaisse réglementaire

[406] L'encaisse réglementaire représente le niveau d'encaisse théorique nécessaire au Distributeur afin de financer ses activités courantes jusqu'au moment de l'encaissement des comptes à recevoir lui permettant de récupérer les sommes avancées.

[407] Le Distributeur calcule son encaisse réglementaire selon la méthodologie *lead/lag* reconnue dans le domaine de la réglementation et autorisée par la Régie. Cette méthodologie consiste en une étude des délais nets de perception des comptes à recevoir des clients et de paiement aux fournisseurs de services. L'étude *lead/lag* appliquée par le Distributeur prend en compte ses dépenses d'opérations courantes.

[408] Chaque année, le Distributeur revoit les délais de perception et de décaissement, de même que les composantes de charges à la base du calcul de l'encaisse réglementaire, et effectue les mises à jour qui s'imposent.

[409] Le Distributeur fournit le calcul détaillé de l'encaisse réglementaire projetée au 31 décembre 2011¹⁵⁸. Celle-ci est en baisse de 60,2 M\$ par rapport au montant autorisé au 31 décembre 2010. Cette diminution est attribuable principalement à la hausse de la provision pour créances douteuses provenant, d'une part, de l'augmentation de la valeur des inventaires des comptes à recevoir et, d'autre part, du vieillissement de ceux-ci¹⁵⁹.

[410] La Régie note que, depuis 2008, les résultats réels des provisions pour créances douteuses sont systématiquement supérieurs à ceux autorisés. Conséquemment, les encaisses réglementaires sont inférieures aux montants autorisés. Le Distributeur a donc été rémunéré pour des actifs qui ne se sont pas concrétisés.

[411] Questionné à ce sujet, le Distributeur indique qu'il est conscient de l'impact défavorable de la hausse de la provision pour créances douteuses sur l'encaisse réglementaire. Le Distributeur évalue actuellement le processus d'établissement des prévisions budgétaires concernant la provision pour créances douteuses et rendra compte à la Régie de son analyse dans le cadre du prochain dossier tarifaire¹⁶⁰.

[412] La Régie prend acte du fait que le Distributeur rendra compte de son analyse sur le processus d'établissement des prévisions budgétaires concernant la provision pour créances douteuses dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

Conclusion sur la base de tarification

[413] La Régie approuve la base de tarification de l'année témoin 2011, selon la moyenne des 13 soldes, sous réserve de l'impact de la réduction du budget 2011 du PGEÉ pour un montant de l'ordre de 72 M\$ (voir section 12.3 de la présente décision) et du retrait des investissements reliés à la « permanentisation » des groupes diesel de Schefferville pour un montant de 7,7 M\$ (voir section 17.5 de la présente décision). Elle est d'avis que l'impact de ces modifications sur le revenu requis en 2011 est peu significatif.

¹⁵⁸ Pièce B-1, HQD-8, document 3, page 3.

¹⁵⁹ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 117.

¹⁶⁰ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 64.

[414] Elle demande donc au Distributeur de mettre à jour sa base de tarification et de la déposer à la Régie au plus tard le 18 mars 2011, à 12 h.

11. AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2011

[415] Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition, de construction ou de disposition 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.

[416] La demande d'autorisation faite par le Distributeur au présent dossier a trait aux investissements de moins de 10 M\$, qui totalisent 661,9 M\$ et représentent une diminution de 40,2 M\$, soit 5,7 % de moins que le budget autorisé pour l'année 2010¹⁶¹. À ce montant s'ajoutent les investissements déjà autorisés et les sommes associées à des projets majeurs de plus de 10 M\$. Le total des investissements prévus en 2011 s'élève alors à 869,2 M\$.

¹⁶¹ Décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, page 91.

TABLEAU 20
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2011

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	1,4	48,5	267,2	29,2	296,4	346,3
Réseau de distribution			0,6	141,8	3,7	145,5	146,1
Centrales de production					21,2	21,2	21,2
Réseau de transport					3,7	3,7	3,7
Mesurage et relève				22,1		22,1	22,1
Bâtiments administratifs		1,4		30,4		30,4	31,8
Matériel roulant				40,5		40,5	40,5
Autres actifs de soutien			47,9	32,4	0,6	33,0	80,9
Amélioration de la qualité	0,0	36,0	0,0	19,8	1,5	21,3	57,3
Croissance de la demande	0,0	34,2	74,7	274,8	20,2	295,0	403,9
Respect des exigences	10,0	2,5	0,0	48,7	0,4	49,1	61,6
Total	10,0	74,1	123,2	610,5	51,3	661,9	869,2

Source : Pièce B-1-HQD-8, document 5, page 5

[417] **La Régie autorise les investissements de moins de 10 M\$ tels que proposés par le Distributeur, à l'exception du montant de 7,7 M\$ inclus au poste « Centrales de production » des réseaux autonomes, pour un montant total autorisé pour 2011 de 654,2 M\$ (voir la section 17.5 de la présente décision).**

[418] Dans sa décision D-2009-016¹⁶², la Régie réitère sa demande au Distributeur d'associer à la méthodologie présentée dans le dossier R-3610-2006 et ayant trait aux investissements en pérennité « [...] un indicateur reliant les investissements à la qualité du service fourni [...] ».

¹⁶² Dossier R-3677-2008, page 117.

[419] Au précédent dossier tarifaire, le Distributeur répondait à cette demande de la Régie en indiquant vouloir développer, dans le cadre d'un projet de recherche, un outil d'aide à la décision qui permettrait, à terme, d'identifier les actions nécessaires à la réhabilitation, à la maintenance ou au remplacement des actifs¹⁶³. Dans sa décision D-2010-022, la Régie demandait au Distributeur de déposer une description détaillée du concept envisagé et un état de son avancement¹⁶⁴.

[420] Le Distributeur mentionne au présent dossier que le développement de l'outil d'aide à la décision est au stade de prototype et que sa validité sera confirmée en 2011. Il prévoit être en mesure d'intégrer les conclusions découlant de ses analyses aux stratégies de maintenance en 2012¹⁶⁵.

[421] La Régie demande au Distributeur de déposer un suivi de l'avancement de ce projet au prochain dossier tarifaire.

12. PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE – BUDGET 2011

12.1 RÉSULTATS 2009 ET 2010

[422] Le Distributeur présente les résultats réels 2009 et anticipés 2010 du PGEÉ. La Régie note que les résultats anticipés pour 2010 sont légèrement supérieurs aux objectifs fixés dans le cadre du dossier R-3708-2009¹⁶⁶. Le Distributeur explique principalement cette situation par les ajustements qu'il a apportés aux gains unitaires, aux effets de distorsion ou aux taux de participation de certains programmes. Il précise que plusieurs modifications apportées ne découlent pas d'évaluations déposées à la Régie, mais de tendances observées. Il confirme que les résultats anticipés pour 2010 seront revus à la lumière des résultats des évaluations à venir¹⁶⁷.

¹⁶³ Dossier R-3708-2009, HQD-8, document 5, page 9.

¹⁶⁴ Dossier R-3708-2009, page 91.

¹⁶⁵ Pièce B-48, HQD-15, document 15.

¹⁶⁶ Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 8; 760 GWh anticipés, par rapport à un objectif de 718 GWh, soit un gain de 42 GWh par rapport aux projections.

¹⁶⁷ Pièce A-35-4, page 123.

[423] Dans sa décision D-2008-024, la Régie indique que l'examen des rapports d'évaluation du PGEÉ se ferait par voie administrative¹⁶⁸. Les rapports d'évaluation présentent les arguments justifiant tout ajustement apporté par le Distributeur aux programmes du PGEÉ, qu'il s'agisse d'ajustements de type paramétrique (par exemple, les gains unitaires et les taux de distorsion) ou opérationnel (par exemple, l'aide financière ou les modalités affectant les taux de participation).

[424] La Régie considère justifié et utile que le Distributeur apporte rapidement des ajustements de type opérationnel à ses programmes, même sans rapport d'évaluation. Le Distributeur dispose en effet d'autres outils valables d'appréciation de ces aspects. **Cependant, la Régie est d'avis que la situation est différente en ce qui a trait aux ajustements de type paramétrique. Elle demande donc au Distributeur d'attendre l'examen des évaluations par la Régie avant d'intégrer de telles modifications à ses programmes.**

12.2 OBJECTIFS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE 2003-2015

[425] Considérant l'incertitude liée au dépôt à la Régie d'un nouveau *Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies* par l'AEÉ, le Distributeur présente, en plus de sa demande budgétaire 2011, un aperçu budgétaire et énergétique de son PGEÉ à l'horizon 2015¹⁶⁹.

[426] La Régie note que le projet CATVAR¹⁷⁰, qui doit générer des économies d'énergie de l'ordre de 2 TWh¹⁷¹, s'inscrit dans la cible de 11 TWh fixée pour l'électricité par la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*¹⁷².

¹⁶⁸ Dossier R-3644-2007, page 132.

¹⁶⁹ Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 6.

¹⁷⁰ Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive en réseau.

¹⁷¹ Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 10.

¹⁷² *L'énergie pour construire le Québec de demain – Bilan printemps 2008*, MRNF, page 6.

[427] Le tableau 21 présente les résultats et objectifs par programme ou activité du PGEÉ, pour la période 2003-2015. En comparant les objectifs pour 2011 à ceux de 2010, la Régie constate que la proportion relative des économies d'énergie associée au marché affaires croît de façon marquée¹⁷³. Cette croissance s'explique par le fait que le Distributeur modifie, dès 2011, son offre de programmes destinés aux clients de moyenne et grande puissance afin de stimuler leur participation au PGEÉ¹⁷⁴.

[428] De façon globale, la Régie constate que les objectifs 2011 correspondent à 6 % de plus que les résultats anticipés pour 2010¹⁷⁵.

¹⁷³ En 2011, 65 % des objectifs d'économie d'énergie sont associés au marché affaires, comparativement à 62 % des résultats anticipés en 2010. Cette croissance est davantage marquée lorsque la comparaison est faite avec les objectifs de 2010 (56 %); pièce B-1, HQD-8, document 8, page 8; pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 9.

¹⁷⁴ Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 28.

¹⁷⁵ 805 GWh ajoutés en 2011, pour 760 GWh anticipés en 2010.

TABLEAU 21
IMPACTS ÉNERGÉTIQUES 2003-2015

<i>Programmes / activités du Distributeur (impact en GWh ajoutés)</i>	<i>2003-2008R⁽¹⁾</i>	<i>2009R⁽¹⁾</i>	<i>2010A⁽¹⁾</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>2003-2015⁽³⁾</i>
Clientèle résidentielle⁽³⁾	1 466	467	285	272	243	191	159	149	3 234
Diagnostic résidentiel	276	125	24	36	18	8	7	7	501
Mieux consommer	1 109	218	176	161	165	123	92	84	2 128
Rénovation énergétique - MFR	24	25	12	5	5	4	4	4	83
Récupération des frigos et congélos énergivores	54	93	65	56	39	38	37	36	418
Récupération et remplacement des frigos énergivores - MFR	0	2	3	7	7	6	4	4	33
Géothermie	1	2	3	2	3	3	3	3	20
Pompes à chaleur	0	0	0	2	3	6	8	9	28
Récupération de la chaleur des eaux grises	0	0	0	1	3	3	3	3	13
Réseaux autonomes	2	2	3	0	0	1	1	0	10
Marché affaires	1 793	383	468	525	647	721	773	630	5 940
Produits efficaces	93	96	34	14	12	18	25	41	333
Diagnostic affaires	6	0	1	0	0	0	0	0	7
Approche clés en main	0	0	13	121	146	146	146	0	572
Recommissionning	0	0	0	3	5	8	9	9	34
OIEÉB et OIEÉSI	1 668	284	417	382	478	544	590	577	4 940
Bâtiments HQD	26	4	2	3	3	3	3	3	47
Réseaux autonomes	0	0	1	3	2	1	0	0	7
Innovations technologiques	19	1	7	8	12	15	18	19	99
LTÉ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IDÉE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PISTE	12	1	3	6	6	7	6	5	46
Soutien aux projets en DUD	0	0	0	2	6	8	12	14	42
PADIGE - démonstration	7	1	3	0	0	0	0	0	11
Total⁽³⁾	3 278	852	760	805	902	927	949	798	9 271
Gestion de la consommation	0	0	0	1	2	3	4	5	15

Source : Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, pages 9 (tableau A.5)

Notes : ⁽¹⁾ R = Réel.

⁽²⁾ A = Anticipé.

⁽³⁾ Les totaux peuvent différer de la somme des données pour cause d'arrondi.

[429] Sous réserve des ajustements découlant des décisions relatives à la demande budgétaire 2011 ci-après, la Régie prend acte des objectifs du Distributeur.

12.3 DEMANDE BUDGÉTAIRE 2011

[430] Le tableau 22 présente les budgets et dépenses annuels du Distributeur de 2003 à 2015. Au total, le Distributeur prévoit investir 2 848 M\$ au cours de cette période pour ses programmes et activités en efficacité énergétique. Les partenaires et clients du Distributeur auront quant à eux investi respectivement 3,1 M\$ et 1 123 M\$ dans le cadre du PGEÉ¹⁷⁶.

TABLEAU 22
BUDGETS ET DÉPENSES ANNUELS 2003-2015

<i>Programmes / activités du Distributeur (budget en M\$)</i>	<i>2003-2008R⁽¹⁾⁽²⁾</i>	<i>2009R⁽¹⁾</i>	<i>2010A⁽³⁾</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>	<i>2003-2015</i>
Marché résidentiel	182	86	82	79	71	62	53	51	668
Marché affaires	319	103	103	203	247	275	298	201	1 747
Innovations technologiques	13	8	12	10	13	14	16	16	102
Tronc commun	77	19	23	25	25	25	26	26	245
Total des activités du Distributeur⁽⁴⁾	589	216	221	318	356	377	394	296	2 767
Contingence	0	0	0	7	0	0	0	0	7
Frais d'emprunt capitalisés	15	7	8	8	9	9	10	8	72
Grand total⁽⁴⁾⁽⁵⁾	604	224	229	333	365	387	404	303	2 848

Source : Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 5, tableau A.1

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'arrondi.

⁽⁵⁾ Le grand total représente la somme des montants des activités du Distributeur, des contingences et des frais d'emprunt capitalisés.

[431] Le Distributeur prévoit un budget de 333 M\$ pour le PGEÉ 2011. Il s'agit d'une augmentation de 45 % par rapport aux dépenses anticipées pour l'année 2010 et de 34 % par rapport au budget autorisé pour l'année 2010 par la décision D-2010-022¹⁷⁷.

¹⁷⁶ Pièce B-13, HQD-8, document 8, annexes, pages 5 et 6; pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 7.

¹⁷⁷ Dossier R-3708-2009, page 95 : un budget de 249 M\$ avait été autorisé.

[432] Dans le présent dossier, la Régie doit essentiellement évaluer si une augmentation de 6 % des objectifs d'économie d'énergie justifie une augmentation de 45 % du budget. Dans ce contexte, et considérant l'appréciation qu'elle fait de chacun des programmes du PGEÉ à la section 12.4 de la présente décision, **la Régie approuve un budget maximal de 261 M\$¹⁷⁸ pour les programmes et activités du PGEÉ 2011 du Distributeur. La Régie autorise le Distributeur à comptabiliser l'ensemble des dépenses effectuées dans le cadre du PGEÉ 2011 au compte de frais reportés créé à ces fins, selon les modalités d'amortissement approuvées¹⁷⁹.**

12.4 MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX PROGRAMMES ET INTERVENTIONS

12.4.1 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

[433] Le Distributeur propose peu de modifications aux programmes destinés au marché résidentiel. Le budget 2011 pour les programmes visant ce marché est de 79 M\$, soit 24 % du budget total du PGEÉ.

[434] La Régie juge que les modifications proposées par le Distributeur aux programmes destinés au marché résidentiel, incluant les MFR, sont raisonnables et justifiées. **La Régie approuve le budget total de ces programmes et note les économies d'énergie prévues qui y sont associées.**

[435] Le Distributeur évalue présentement la disponibilité d'appareils fiables et performants, ainsi que la mise sur pied d'un service après-vente pour le programme *Pompes à chaleur efficaces et pompes à chaleur pour climat froid*¹⁸⁰. Étant donné que les objectifs sont établis à partir d'évaluations préliminaires, et pour éviter des problèmes liés à une technologie inadéquate, **la Régie demande au Distributeur de procéder d'abord à un projet-pilote avant de lancer ce programme.**

¹⁷⁸ Soit une réduction de l'ordre de 72 M\$ par rapport au budget demandé pour 2011.

¹⁷⁹ Décision D-2002-25, dossier R-3473-2001, pages 12 et 13; décision D-2006-56, dossier R-3584-2005, page 21.

¹⁸⁰ Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 25.

Géothermie

[436] Pour le programme de géothermie, dans sa décision D-2010-022, la Régie demandait au Distributeur de :

- poursuivre ses discussions et sa collaboration avec l'AEÉ afin de rendre admissibles à une aide financière les conversions de systèmes à combustible vers la géothermie;
- présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un plan d'action en faveur de la géothermie en augmentant son niveau d'aide financière ainsi que ses cibles d'économies d'énergie¹⁸¹.

[437] En ce qui a trait à la première demande de la Régie, le Distributeur, à la suite de discussions avec l'AEÉ, a convenu avec cette dernière que l'élaboration d'une offre en efficacité énergétique à la clientèle mazout relevait du mandat de l'AEÉ et que, par conséquent, le Distributeur ne soutiendrait pas financièrement ce type de conversion. Toutefois, il mentionne que l'AEÉ a bonifié son aide financière à la géothermie pour cette clientèle, de sorte que les appuis financiers disponibles pour l'implantation de la géothermie chez les clients se chauffant à l'électricité, à la bi-énergie, au mazout ou au propane sont actuellement équivalents¹⁸².

[438] Pour ce qui est de la seconde demande de la Régie, le Distributeur présente cette année son plan d'action pour la géothermie. Dans le cadre de l'élaboration de ce plan, il a procédé à une mise à jour des cas types à l'aide des données de la Coalition Canadienne de l'Énergie Géothermique (CCÉG) :

¹⁸¹ Décision D-2010-022, page 101.

¹⁸² Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, pages 29 à 30.

TABLEAU 23
ÉVOLUTION DES PARAMÈTRES DU PROGRAMME DE GÉOTHERMIE

		<i>Anciens paramètres</i>	<i>Nouveaux paramètres</i>	<i>Différence</i>
Gains unitaires (kWh/an)¹⁸³	Bâtiments existants	11 286	11 950	+5,9 %
	Nouvelle construction	7 341	9 880	+34,5 %
Surcoût (\$)	Bâtiments existants	13 145	21 237	+62,0 %
	Nouvelle construction	11 744	14 491	+21,0 %

Source : HQD-8, document 8, annexes, page 27.

[439] Questionné par la Régie au sujet du potentiel associé à la nouvelle construction dans le cadre de ce programme, le Distributeur répond qu'il étudiera la possibilité de mieux cibler cette clientèle à la suite de la mise à jour du potentiel technico-économique (PTÉ) de l'ensemble de ses programmes et au dépôt du rapport d'évaluation externe de ce programme¹⁸⁴.

[440] Vu le niveau élevé des gains unitaires pour cette technologie, la Régie encourage le Distributeur à continuer ses efforts afin d'adapter son programme de géothermie aux segments de marché pour lesquels il est rentable.

[441] Toujours dans le cadre de l'élaboration de son plan d'action, le Distributeur a procédé à une analyse du marché de la géothermie au Québec. Il en tire les constats suivants :

- le marché est demeuré stable au cours des dernières années malgré l'apparition de différents programmes de subventions et de crédits d'impôt (pouvant atteindre 10 000 \$);
- les clients ayant fait installer de la géothermie ont été mis au courant de l'existence d'aides financières plutôt vers la fin du processus d'achat;
- dans la nouvelle construction, les résidences de très grande taille sont surreprésentées (62 %).

¹⁸³ Découlent d'une simulation basée sur les caractéristiques d'une habitation moyenne.

¹⁸⁴ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 159.

[442] Considérant ce qui précède, le Distributeur augmente le taux d'opportunité retenu aux fins des analyses économique et financière de ce programme de 7 à 25 % avant le dépôt officiel du rapport d'évaluation externe de ce programme, prévu en 2011. Le Distributeur fait remarquer que, à la suite de la révision du taux d'opportunité associé au programme, celui-ci n'est plus rentable selon les critères du coût total en ressources (TCTR).

[443] Le Distributeur propose ainsi le *statu quo* pour ce programme dans l'attente du dépôt de la mise à jour du PTÉ de l'ensemble de ses programmes et du rapport d'évaluation externe, d'autant plus qu'il entend préconiser dans un avenir rapproché une offre intégrée combinant les pompes à chaleur et la géothermie¹⁸⁵.

[444] Bien que les données du Distributeur semblent indiquer que le taux d'opportunité de son programme de géothermie soit plus élevé que les 7 % retenus jusqu'à maintenant, le choix d'un nouveau taux de 25 % n'est pas le fruit d'une évaluation externe. Dans cette optique, en attendant le rapport d'évaluation externe, **la Régie demande au Distributeur de maintenir le taux d'opportunité du programme de géothermie à 7 %.**

[445] Le Distributeur indique dans son plan d'action pour la géothermie qu'il « *a également considéré la possibilité d'introduire une promotion des pompes à chaleur air-air efficaces*¹⁸⁶ » dans le cadre de son estimation des participants au programme de géothermie pour la période 2011-2015, puisqu'il considère que « *ces appareils pourraient apporter une alternative intéressante à la géothermie, avec des gains énergétiques appréciables et à un coût moindre*¹⁸⁷ ».

[446] En réponse à une demande de renseignements du ROÉÉ, le Distributeur mentionne :

« [Le Distributeur] est d'avis que le choix de la géothermie devrait être encouragé dans les segments de marché où elle est rentable. Les maisons de grandes tailles constituent le segment où elle est la plus rentable, tout en étant celui pour lequel le risque d'un taux d'opportunité élevé est le plus grand. Dans le cadre de la définition de sa stratégie globale pour les pompes à chaleur, le Distributeur envisagera la possibilité de moduler ses appuis financiers à la géothermie en

¹⁸⁵ Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 28.

¹⁸⁶ Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 28.

¹⁸⁷ Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 30.

fonction des segments de marché en tenant compte des résultats de l'évaluation du programme et de la rentabilité de la mesure dans chacun des segments, avec l'objectif d'optimiser les résultats et la rentabilité du programme¹⁸⁸ ».

[447] La Régie considère que le choix de la géothermie devrait effectivement être encouragé dans les segments de marché où elle est rentable, et ce, dès à présent. Dans l'éventualité où le projet pilote pour les pompes à chaleur efficaces et les pompes à chaleur pour climat froid présenterait des résultats concluants, il y aurait alors lieu de développer une offre intégrée combinant ces technologies afin d'offrir la meilleure technologie selon les différents cas de figure.

12.4.2 MARCHÉ AFFAIRES

[448] Les principales modifications au PGEÉ touchent le marché affaires. Ainsi, le Distributeur propose aux clients de ce marché une nouvelle approche intégrée pour les bâtiments et les systèmes. Le marché affaires intègre désormais les clients industriels de moyenne et grande puissance en plus des clients commerciaux et institutionnels¹⁸⁹.

[449] Trois programmes destinés au marché affaires se démarquent, entre autres, par les objectifs qui y sont associés. Les objectifs d'économie d'énergie de l'*Approche clés en main*, de l'*Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments (OIEÉB)* et de l'*Offre intégrée en efficacité énergétique pour les systèmes industriels (OIEÉSI)* totalisent 502 GWh en 2011, soit 62 % des objectifs totaux du PGEÉ et 96 % des objectifs du marché affaires¹⁹⁰.

[450] Une autre particularité que partagent l'*Approche clés en main* et l'*OIEÉB*, est le recours à des prestataires de service externes. Ainsi, Lumen¹⁹¹ et SNC-Lavalin assurent respectivement l'exploitation de ces deux programmes jusqu'en 2015¹⁹².

¹⁸⁸ Pièce B-9, HQD-13, document 9, page 7.

¹⁸⁹ Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 29.

¹⁹⁰ Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, page 9; pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 136 et 137. L'objectif de l'*Approche clés en main* est de 121 GWh, celui de l'*OIEÉB* est de 190 GWh et celui de l'*OIEÉSI* de 191 GWh. L'objectif total du PGEÉ est de 805 GWh et celui du marché affaires est de 525 GWh.

¹⁹¹ Lumen, division Sonepar Canada inc.

¹⁹² Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 150; pièce A-35-4, pages 141 et 154.

[451] Bien que la notion de partenaire externe ait été évoquée pour l'*Approche clés en main* dans le dossier R-3708-2009¹⁹³, la Régie s'étonne que le Distributeur ait recouru à un prestataire externe pour l'*OIEÉB*, sans que le contenu et le budget 2011 du programme aient été préalablement soumis à la Régie. Cette situation préoccupe d'autant plus la Régie qu'elle implique la négociation de contrats de service multi-annuels dont l'enveloppe totale est de 400 M\$ pour l'*Approche clés en main* et de 478 M\$ pour l'*OIEÉB*¹⁹⁴.

[452] À cet égard, le Distributeur souligne que l'approbation budgétaire du PGEÉ est soumise à l'article 49 de la Loi, et non à l'article 73. Selon lui, l'autorisation budgétaire requise pour le PGEÉ est donc annuelle et il n'a pas l'obligation de faire autoriser l'ensemble des sommes prévues pour un programme avant son déploiement¹⁹⁵.

[453] Le Distributeur indique par ailleurs avoir présenté les grandes lignes de l'*OIEÉB* lors d'une rencontre administrative avec le personnel de la Régie. Selon lui, « à la lumière de la législation qui s'applique encore aujourd'hui, le contrôle administratif, le rendre-compte administratif fait partie intégrante de la réglementation sur ce domaine-là et le programme a été présenté¹⁹⁶ ».

[454] La Régie rappelle que le traitement administratif demeure distinct du traitement réglementaire. Une rencontre administrative ne peut remplacer l'examen, par voie d'audience publique, d'un programme ou d'une procédure relative à ce programme. Si le Distributeur souhaite que l'information issue d'une telle rencontre soit prise en considération, il doit la verser en preuve au dossier réglementaire.

[455] Dans sa décision D-2003-110, la Régie statuait que l'approbation budgétaire du PGEÉ est effectivement soumise à l'article 49 de la Loi. La Régie précisait cependant dans cette même décision, qu'aux fins de cette approbation budgétaire, elle doit procéder à un examen concomitant du contenu des programmes et des dépenses qui s'y greffent. La Régie concluait que l'article 49 de la Loi permet cette flexibilité dans le traitement réglementaire¹⁹⁷. Dans ce contexte, **la Régie rappelle que la prise d'engagements contractuels multi-annuels par le Distributeur, en lien avec le PGEÉ n'a pas pour**

¹⁹³ Dossier R-3708-2009, pièce B-1, HQD-8, document 8, page 33.

¹⁹⁴ Pièce B-13, HQD-8, document 8, annexe, page 5; pièce B-49, HQD-15, document 17, page 4. La Régie considère les budgets prévus de 2010 à 2015 pour l'*Approche clés en main*, et de 2011 à 2015 pour l'*OIEÉB*.

¹⁹⁵ Pièce A-35-7, pages 54 et 55.

¹⁹⁶ Pièce A-35-7, page 57.

¹⁹⁷ Dossier R-3473-2001, pages 8 à 11.

conséquence que la totalité des budgets annuels soit automatiquement autorisée par la Régie, d'autant plus que l'ampleur des sommes en jeu incite à la plus grande prudence.

[456] Questionné sur les pénalités payables à ses prestataires de services si la Régie n'allouait pas, en tout ou en partie, les sommes demandées par le Distributeur, celui-ci précise, malgré la confusion apparente des réponses et de la preuve à ce sujet, qu'il n'y a aucune pénalité à la suite d'une réduction de budget et que le prestataire externe n'a droit qu'aux frais encourus¹⁹⁸.

[457] La Régie retient des réponses fournies par le Distributeur qu'aucune pénalité n'est associée à de tels contrats multi-annuels, advenant que le montant annuel autorisé par la Régie pour les programmes visés soit inférieur au montant demandé par le Distributeur.

Approche clés en main

[458] Compte tenu d'un taux de participation d'à peine 1 % pour les petits clients d'affaires, le Distributeur s'est engagé, dans le dossier tarifaire R-3708-2010, à mettre en marché un programme adapté à cette clientèle.

[459] L'*Approche clés en main*, destinée aux clients d'affaires du tarif G, a ainsi été lancée à la fin du mois de septembre 2010. Ce programme offre l'installation, sans frais pour le participant, de mesures d'efficacité énergétique rentables. Ces mesures visent l'éclairage (60 %), les contrôles (24 %) et un ensemble d'autres usages (16 %)¹⁹⁹. Le déploiement et l'exploitation du programme sont assurés par Lumen.

[460] Bien que l'*Approche clés en main* demeure en phase de rodage jusqu'à la décision de la Régie relative au budget 2011 du PGEÉ, le Distributeur se dit confiant quant à la réalisation des économies d'énergie prévues en 2011²⁰⁰. La Régie note cependant que 25 % du budget 2011 de l'*Approche clés en main* est associé à l'aide financière de mesures dont le choix n'est pas finalisé. Le Distributeur prévoit avoir complété les négociations relatives à ces mesures à l'été 2011²⁰¹.

¹⁹⁸ Pièce A-35-7, page 53.

¹⁹⁹ Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 32 à 34.

²⁰⁰ Pièce A-35-4, page 145.

²⁰¹ Pièce B-53, HQD-15, document 21, page 4.

[461] La Régie s'étonne que le Distributeur propose, dans le cadre de l'*Approche clés en main*, une aide financière couvrant la totalité des coûts des mesures proposées²⁰² plutôt qu'aux seuls surcoûts. Le Distributeur justifie cette modification apportée aux modalités du programme par le fait qu'il compte dorénavant capter non seulement les opportunités « *naturelles* » du marché, mais aussi les opportunités de « *devancement* »²⁰³.

[462] En effet, le Distributeur distingue les programmes en opportunité « *naturelle* » et en « *devancement* » au moment d'identifier la base de référence utilisée pour calculer les économies d'énergie. Ainsi, le calcul des économies d'énergie pour un projet en « *devancement* » se fait à partir de la situation réelle du bâtiment ou des systèmes industriels. Le surcoût considéré correspond donc alors au coût total de la mesure²⁰⁴. Le Distributeur prévoit donc rembourser le coût total des mesures de l'*Approche clés en main*, qui est, selon lui, un programme en « *devancement* ».

[463] La Régie s'interroge sur un tel choix, qui s'apparente davantage, selon elle, à du soutien financier commercial qu'à un projet d'efficacité énergétique. **La Régie demande donc au Distributeur, dans le cas de l'*Approche clés en main*, de considérer comme base de référence pour le calcul de l'aide financière, le surcoût des mesures promues par rapport aux standards du marché.** Si, dans le cas de certaines mesures, le surcoût correspond au coût total, le Distributeur devra en faire la démonstration dans le cadre de la demande budgétaire 2012 du PGEÉ.

[464] Dans un contexte de faible participation du marché affaires, la Régie est favorable au recours à des prestataires de service dont l'intervention vise à stimuler cette participation.

[465] Cependant, la Régie n'est pas convaincue du bien-fondé d'une aide financière correspondant à 100 % des frais des participants. **Dans ce contexte, la Régie fixe temporairement le niveau d'aide financière de l'*Approche clés en main* à 75 % du surcoût des mesures, en attendant le dépôt, le cas échéant et dans le cadre de la demande budgétaire 2012 du PGEÉ, d'une proposition documentée et justifiée relatives à une modification de ce taux.**

²⁰² Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 152.

²⁰³ Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 29.

²⁰⁴ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 139.

[466] **La Régie autorise le Distributeur à inclure au compte de frais reportés créé aux fins du PGEÉ le niveau d'aide financière correspondant à 75 % du surcoût des mesures. La Régie demande au Distributeur un suivi de ces sommes, dans le cadre du dossier tarifaire 2012.**

[467] Tenant compte des modifications apportées à l'aide financière de l'*Approche clés en main*, **la Régie accepte, pour 2011, qu'un taux d'opportunité de 10 %²⁰⁵ soit utilisé aux fins du calcul des économies d'énergie du programme. La Régie demande cependant au Distributeur de justifier ce taux dans le cadre de la demande budgétaire 2012 du PGEÉ.**

[468] Enfin, compte tenu du retard observé en 2010 des modifications apportées à l'aide financière du programme, et du fait que 25 % du budget soit associé à l'aide financière de mesures dont le choix n'est pas finalisé, **la Régie autorise, pour l'année 2011, un budget maximal de 50 M\$ pour l'*Approche clés en main*, plutôt que les 82 M\$ demandés.**

[469] **La Régie demande au Distributeur d'ajouter aux éléments de suivi de programme habituels, des informations spécifiques quant aux résultats obtenus par l'*Approche clés en main*, quant à la nature des mesures implantées et quant aux coûts et surcoûts de ces mesures.**

OIEÉB et OIEÉSI

[470] En 2011, l'*OIEÉB* remplace les programmes *Initiatives-bâtiments* et *PIBGE* et intègre le volet *Éclairage des Produits efficaces*. L'*OIEÉB* vise les bâtiments neufs ou existants, commerciaux ou institutionnels de plus de 1 000 m². Son exploitation est assurée par SNC-Lavalin.

²⁰⁵ Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 13.

[471] Le programme comprend deux volets : une « Approche sur mesure » et une « Approche prescriptive ». L'« Approche sur mesure » couvre l'accompagnement, la réalisation d'audits ou le montage de dossiers, tous offerts par le prestataire de services. L'« Approche prescriptive » couvre les mesures d'éclairage, de contrôle et de chauffage, ventilation et climatisation des bâtiments commerciaux seulement dont la superficie est comprise entre 1 000 m² et 5 000 m² pour le bâtiment existant (sauf le secteur agricole) et de moins de 5 000 m² pour la nouvelle construction. Les projets institutionnels sont couverts par l'« Approche sur mesure »²⁰⁶.

[472] Les services de l'OIEÉSI, dont l'exploitation est assurée par le Distributeur, couvrent les trois aspects suivants :

- identification de projets : audit énergétique gratuit;
- soutien à l'analyse et à la gestion de l'énergie : services d'analyse énergétique et de soutien technique;
- soutien à l'investissement : pour les projets de modernisation, d'agrandissement ou de nouvelle construction, de démonstration, de mesurage et de mesures prescriptives. L'aide financière est rehaussée par rapport à celle des programmes actuels, pour susciter le devancement de projets²⁰⁷.

[473] L'OIEÉB et l'OIEÉSI diffèrent de l'Approche clés en main, en ce que pour les premiers le Distributeur ne propose pas d'assumer le coût total des produits installés. Cependant, le Distributeur considère la notion de « coût total » comme référentiel pour le calcul de l'aide financière de certains volets des deux programmes²⁰⁸.

[474] Considérant que cette pratique s'apparente davantage à du soutien financier commercial qu'à un projet d'efficacité énergétique, **la Régie demande au Distributeur d'utiliser le surcoût des mesures promues par rapport aux standards du marché, plutôt que leur coût total, comme base de référence pour le calcul de l'aide financière pour tous les volets de l'OIEÉB et de l'OIEÉSI.**

²⁰⁶ Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 35 à 37.

²⁰⁷ Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 39 et 40.

²⁰⁸ Pièce B-9, HQD 13, document 1, page 139 à 141.

[475] Tenant compte du niveau d'incertitude entourant encore certains éléments de l'OIEÉB et de l'OIEÉSI, de certains retards observés et du fait que le prestataire de services retenu pour l'OIEÉB devra combiner le développement et la conception du programme pour les secteurs commercial et institutionnel, **la Régie autorise un budget maximal de 51 M\$ pour l'OIEÉB et de 20 M\$ pour l'OIEÉSI, plutôt que les 71 M\$ et 40 M\$ respectivement demandés.**

[476] **La Régie demande au Distributeur d'ajouter aux éléments de suivi de programme habituels, des informations spécifiques quant aux résultats obtenus par l'OIEÉB et l'OIEÉSI, quant à la nature des mesures implantées et quant aux coûts et surcoûts de ces mesures.**

[477] Le Distributeur compte intégrer le *Programme d'analyse et de démonstration industrielle – grandes entreprises (PADIGE-analyse)* à l'OIEÉSI à partir de l'année 2011²⁰⁹. Dans ce contexte, la Régie rappelle sa demande, formulée dans sa décision D-2009-016, quant à la présentation de critères pour baliser les économies d'énergie du PADIGE. Ces critères doivent considérer les économies tendanciennes et permettre d'établir le lien de cause à effet entre le programme et les économies créditées²¹⁰.

[478] Par ailleurs, à compter de l'année 2011, le Distributeur considère que les détenteurs de contrats spéciaux ne peuvent plus être admissibles aux programmes affaires du PGEÉ²¹¹.

[479] L'AQCIE/CIFQ est d'avis que la décision d'exclure les titulaires de contrats spéciaux des programmes du PGEÉ appartient à la Régie et non au Distributeur. Selon l'intervenant, l'action unilatérale de ce dernier compromet le déroulement des efforts d'efficacité énergétique de tous les industriels concernés. L'AQCIE/CIFQ est d'avis que l'éligibilité à tous les programmes du PGEÉ doit être maintenue pour les détenteurs de contrats spéciaux.

²⁰⁹ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 93.

²¹⁰ Dossier R-3677-2008, page 106.

²¹¹ Pièce B-9, HQD-13, document 4.2, pages 3 et 4.

[480] L'intervenant recommande la création d'un comité d'évaluation, qui aurait pour objectif d'examiner la problématique soulevée par le Distributeur, d'en évaluer les impacts et d'identifier les bénéfiques pour l'ensemble de la clientèle. Les recommandations de ce comité seraient examinées dans le prochain dossier tarifaire. Le comité d'évaluation serait composé de représentants des titulaires de contrats spéciaux et du personnel du Distributeur, auxquels s'ajoudraient, au besoin, des experts.

[481] L'AQCIE/CIFQ est d'avis que les règles d'accès au PGEÉ doivent être claires, objectives, universelles et non discriminatoires afin de permettre à tout usager de proposer ses projets, au bénéfice de la collectivité. Il soumet que les projets doivent être acceptés ou refusés, s'ils rencontrent ou non les critères du PGEÉ, et qu'il est discriminatoire d'exclure tous les titulaires de contrats spéciaux sans égard aux bénéfiques de leurs projets²¹².

[482] Le Distributeur est, quant à lui, d'avis que le plus récent décret gouvernemental associé à ces contrats spéciaux traduit une volonté du gouvernement que les entreprises qui se voient octroyer des volumes imposants d'électricité à un prix très compétitif fassent un effort d'efficacité énergétique. Le Distributeur ajoute que le prix des contrats spéciaux n'est pas fixé par la Régie.

[483] Par ailleurs, le Distributeur souligne que c'est son actionnaire qui supporte les coûts des programmes du PGEÉ offerts aux détenteurs de contrats spéciaux. Dans sa plaidoirie, il ajoute qu'il serait inusité que la Régie impose un comité comme le suggère l'AQCIE/CIFQ pour trancher ces questions, dans la mesure où il est question d'une clientèle qui est non réglementée²¹³.

[484] La Régie juge que les motifs fournis par le Distributeur en ce qui a trait à l'exclusion des titulaires de contrats spéciaux de certains programmes du PGEÉ, notamment l'OIEÉB et l'OIEÉSI, sont pertinents et valables. Elle rejette donc les propositions de l'AQCIE/CIFQ.

²¹² Pièce C-4-7-AQCIE/CIFQ, pages 4 à 6; pièce C-4-12-AQCIE/CIFQ, pages 1 à 3.

²¹³ Pièce A-35-7, pages 58 et 59 et pièce A-35-1, pages 103 et 104.

12.4.3 INNOVATIONS TECHNOLOGIQUES ET COMMERCIALES

[485] Les innovations technologiques et commerciales incluent les projets de recherche et développement du Laboratoire des technologies de l'énergie (LTÉ), les programmes *Initiatives de démonstrations technologiques et d'expérimentation (IDÉE)* et *Projets d'initiatives structurantes en technologies efficaces (PISTE)* ainsi que le *Soutien à l'optimisation énergétique de projets de Développement urbain durable*.

[486] Dans sa décision D-2010-022, la Régie demandait au Distributeur de continuer de rendre compte, dans ses dossiers tarifaires, de l'avancement de ses travaux relatifs au domaine du chauffage solaire de l'air et de l'eau²¹⁴. Le Distributeur présente un tableau de suivi des différents projets qu'il mène sur ce sujet²¹⁵.

[487] Le Distributeur présente les programmes *IDÉE* et *PISTE* dont l'ampleur budgétaire (3 M\$) représente moins de 1 % du budget du PGEÉ²¹⁶.

[488] Dans le cas du programme *PISTE*, la Régie note que le Distributeur ne se contente pas d'accueillir des propositions spontanées et que près du tiers des projets *PISTE* réalisés sont le résultat de la démarche par appel de propositions du Distributeur²¹⁷.

[489] La Régie constate que ces programmes pourraient se prêter à l'évaluation de l'intégration en RA de nouvelles mesures d'efficacité énergétique ou de nouvelles technologies d'énergie propre.

[490] Les programmes et interventions des innovations technologiques et commerciales, ainsi que les budgets y afférents, sont adéquatement justifiés. **La Régie approuve le budget proposé pour l'année 2011 de cette activité et note les économies d'énergie qui y sont associées.**

²¹⁴ Dossier R-3708-2009, page 103.

²¹⁵ Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexe D, pages 30 à 32.

²¹⁶ Pièce B-1, HQD-8, document8, page 14.

²¹⁷ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 208.

12.4.4 PGEÉ EN RÉSEAUX AUTONOMES

[491] Sur un budget total du PGEÉ de 333 M\$, le Distributeur prévoit consacrer 3 M\$ spécifiquement aux RA en 2011 tous marchés confondus, pour un impact total de 3 GWh en énergie²¹⁸. Ainsi, 1,5 M\$ seront consacrés au « Marché affaires » de ces réseaux, ajoutant des économies de 2 895 MWh/an²¹⁹. Pour ce marché, les budgets sont en décroissance à compter de l'année 2012²²⁰. En 2011, il n'y a qu'un très faible budget alloué au « Marché résidentiel ». En ce qui a trait aux mesures de gestion de la puissance à la pointe, le Distributeur applique les mesures standards prévues dans son PGEÉ²²¹.

[492] Le Distributeur indique que la récupération de chaleur et les économies en huile à chauffage pourraient être facilitées, mais que cela présentent d'importants défis commerciaux et techniques. Il assurera une veille à cet égard afin de profiter, le cas échéant, des opportunités²²².

[493] Le Distributeur a procédé à un audit énergétique des résidences à Schefferville²²³ dont le chauffage est électrique. Le Distributeur explique que l'enveloppe des bâtiments offre les gains potentiels les plus grands. Interrogé sur les possibilités d'aller au-delà des objectifs actuels du PGEÉ à Schefferville, le Distributeur répond que ces mesures relèvent de l'AEÉ. Il assurera un suivi des programmes entrepris par l'AEÉ afin d'intégrer leurs impacts le plus rapidement possible, s'ils s'avèrent significatifs.

[494] Le Distributeur explique²²⁴ que les actions et les budgets du PGEÉ ne sont pas établis en fonction des coûts évités mais plutôt sur la base d'une étude du PTÉ²²⁵ de l'efficacité énergétique en RA, réalisée en 2005²²⁶ et qu'il entend continuer ainsi. Il indique que ses initiatives et budgets consacrés à ces réseaux sont établis en fonction des opportunités, en s'assurant de respecter les critères économiques reconnus²²⁷. Il rappelle que le PGEÉ est offert à l'ensemble de ses clients, sans distinguer le réseau intégré des

²¹⁸ Pièce B-1, HQD-8, document 8, page 14, tableau 4.1.

²¹⁹ Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 42, 43 et 44, tableau 5.6.

²²⁰ Pièce B-1, HQD-8, document 8, annexes, pages 5 et 9, tableaux A-1 et A-5.

²²¹ Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 199, 200, 203, 204 et 205.

²²² Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 205.

²²³ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 97.

²²⁴ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 200.

²²⁵ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 199.

²²⁶ Dossier R-3584-2005, pièce B-1, HQD-1, document 2, annexe A.

²²⁷ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 203.

RA. Les investissements spécifiques en RA servent à adapter les programmes du PGEÉ à leurs particularités.

[495] Lors de l'audience, le Distributeur indique qu'il ne lui est pas toujours facile de déployer certains types de programmes parce qu'il n'y a que 5 % de la population qui soit directement sa clientèle. En effet, 95 % de la population serait plutôt une clientèle logée dans des habitations à loyers modiques gérées par des organisations municipales, telles que les offices municipaux d'habitation (OMH)²²⁸.

[496] L'ACEFQ²²⁹ note que les objectifs d'économies et de dépenses proposés pour l'année 2011 pour les clientèles « Affaires » et « Résidentiel » de ces réseaux seront inférieurs à ceux de 2010. L'ACEFQ demande une augmentation significative des efforts en efficacité énergétique dans ces réseaux, puisqu'ils offrent une meilleure rentabilité économique qu'en réseau intégré en raison des coûts évités élevés.

[497] De plus, l'intervenante suggère que le Distributeur élargisse sa gamme de programmes offerts dans ces réseaux, notamment en collaborant avec l'AEÉ, pour implanter rapidement des programmes permettant d'améliorer l'enveloppe thermique des habitations nordiques afin de réduire les subventions accordées au chauffage au mazout.

[498] Le GRAME et S.É./AQLPA sont préoccupés par la possibilité d'un abandon de l'offre de service en efficacité énergétique par l'AEÉ en 2011. Ils recommandent que les programmes de l'AEÉ soient, le cas échéant, rapatriés par le Distributeur en cours d'année. Le GRAME considère le fait que 95 % de la population soit logée dans des habitations gérées par des institutions comme les OMH, représentant un nombre restreint d'interlocuteurs²³⁰, facilite le déploiement du PGEÉ.

[499] Ces intervenants demandent qu'une réflexion sur les approvisionnements en RA, portant sur les mesures d'efficacité énergétique et sur la gestion de la demande de pointe pouvant être rentables à ce niveau de prix, soit déposée par le Distributeur au prochain dossier tarifaire. De plus, cette réflexion doit tenir compte de la poursuite du dialogue avec les communautés en RA, de l'identification des mesures pour réduire la facture énergétique de ces communautés et des moyens de réduction du déficit de ces réseaux.

²²⁸ Pièce A-35-4, pages 224 et 225.

²²⁹ Pièce C-5-8-ACEFQ, page 20.

²³⁰ Pièce A-35-5, page 183.

[500] En ce qui a trait au réseau de Schefferville, le RNCREQ tient à souligner les pertes significatives d'électricité, soit 21,1 %. Ces pertes s'ajoutent à la demande en énergie et en puissance à la pointe par abonné, dues, en grande partie, au manque d'isolation et d'étanchéité des habitations²³¹. Il déplore que le Distributeur considère que les mesures touchant l'enveloppe des bâtiments relèvent de l'AEÉ puisqu'elles pourraient avoir un impact significatif en énergie, comme en puissance à la pointe. Selon l'intervenant²³², les investissements de 10 M\$ prévus pour faire face aux besoins de puissance pourraient être évités en ramenant le ratio de consommation par habitant à un niveau comparable à celui du réseau du Lac Robertson. À son avis, les mesures de gestion de la pointe sont de la responsabilité du Distributeur et non de l'AEÉ qui a des objectifs chiffrés en économies d'énergie seulement. Parmi les exemples d'actions à considérer par le Distributeur, le RNCREQ note que le chauffage électrique à Schefferville contribue pour plus de 35 % à la pointe et qu'une forme de bi-énergie contrôlée directement par le Distributeur, de façon centralisée, devrait être une avenue à considérer²³³.

[501] La Régie rappelle que pour respecter les critères reconnus de rentabilité d'actions en efficacité énergétique, il faut nécessairement tenir compte des coûts évités²³⁴. La Régie constate que le PGEÉ en RA est plutôt basé sur une étude du PTÉ réalisée en 2005²³⁵ à partir de données de 2003²³⁶ et pour un horizon de cinq à 10 ans²³⁷. Cette étude consiste à adapter la méthodologie utilisée pour le réseau intégré en révisant les éléments principaux suivants : coûts évités, marchés, coûts et gains unitaires des mesures²³⁸.

[502] La Régie considère que l'analyse du PTÉ réalisée en 2005 a besoin d'être reprise et non seulement mise à jour. Avec des coûts évités globalement dix fois plus élevés que ceux du réseau intégré, dans un contexte socio-économique et climatique très différent, les RA exigent une analyse du PTÉ qui ne se limite pas à adapter le potentiel des mesures envisagées en réseau intégré.

²³¹ Pièce A-35-5, pages 141 et 142.

²³² Pièce A-35-5, pages 143 et 144.

²³³ Pièce A-35-5, pages 145 et 146.

²³⁴ Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, pages 51, 53 et 54; décision D-2010-022, dossier R-3708-2009, pages 34, 35, 98 et 150;

²³⁵ Dossier R-3584-2005, HQD-1, document 2, annexe A.

²³⁶ *Ibid*, diapositives 9 et 11.

²³⁷ *Ibid*, diapositive 18.

²³⁸ *Ibid*, diapositive 3.

[503] **La Régie approuve les cibles et le budget proposés du PGEÉ en réseaux autonomes pour l'année 2011. Elle demande cependant au Distributeur de réaliser une nouvelle analyse du PTÉ de l'efficacité énergétique en réseaux autonomes. Avant la réalisation de cette analyse, elle demande au Distributeur de lui présenter, en réunion administrative, les objectifs et la méthodologie envisagés.**

[504] La Régie est d'avis que les programmes de l'AEÉ ne doivent pas restreindre les interventions du Distributeur en RA. Elle l'encourage à prendre toute initiative à des coûts inférieurs à ses coûts évités. Les objectifs sont de diminuer le déficit de ces réseaux et de retarder des investissements pour fournir la demande en énergie et en puissance.

[505] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour un inventaire de solutions pour chacun des réseaux afin de répondre à la croissance des besoins et dans le but de réduire le déficit des réseaux autonomes.**

12.4.5 GESTION DE LA CONSOMMATION

[506] Le Distributeur réitère l'importance de définir un potentiel d'opportunités de réduction de la consommation en puissance, et poursuit, dans cette optique, ses efforts de promotion du programme *Chauffe-eau à trois éléments*, destiné au marché résidentiel. Ce programme, lancé à l'automne 2010, offre une aide financière pour la fabrication des chauffe-eau à trois éléments destinés aux consommateurs québécois, afin de couvrir les coûts supplémentaires par rapport à la fabrication d'un chauffe-eau à deux éléments. Le Distributeur prévoit déployer une campagne de communication destinée aux détaillants, aux grossistes et aux consommateurs afin de créer une demande pour ce produit.

[507] Le Distributeur compte également mettre plus d'emphase sur la recherche de nouvelles opportunités en gestion de la consommation. Il entend notamment réaliser son intervention en *Soutien à l'optimisation énergétique de projets de Développement urbain durable*, afin d'appuyer la production décentralisée d'énergie renouvelable²³⁹.

[508] **La Régie approuve le budget de gestion de la consommation du Distributeur et note les objectifs de réduction de la puissance prévus.**

²³⁹ Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 51 et 52.

12.4.6 TRONC COMMUN

[509] Les activités du tronc commun incluent la *Planification et conception* ainsi que l'*Évaluation* du PGEÉ.

[510] En matière de *Planification et conception*, le Distributeur indiquait que les résultats de la révision du PTÉ seraient connus à la fin de l'année 2010, que le potentiel associé aux *Pompes à chaleur pour climat froid* devrait être précisé au cours des prochains mois et que le potentiel associé à la géothermie devrait être mis à jour²⁴⁰. Compte tenu de l'ampleur de telles études et de l'importance accordée à leurs aspects techniques, **la Régie demande au Distributeur de déposer ces résultats au plus tard le 30 juin 2011 pour un examen par voie administrative.** Les modalités de cet examen seront précisées ultérieurement.

[511] Le Distributeur dépose le calendrier d'évaluation 2011-2013 du PGEÉ. Il précise que seuls les programmes répondant à certains critères doivent être évalués par des évaluateurs externes. Ces critères sont l'importance relative des économies d'énergie, leur degré de précision, l'importance des effets de distorsion, la possibilité d'utiliser les hypothèses associées à des mesures déjà évaluées dans des programmes similaires ainsi que la rigueur des modalités des programmes. En appliquant ces critères, 14 programmes du marché résidentiel et huit programmes du marché affaires doivent être évalués pendant la période 2011-2013²⁴¹.

[512] La Régie ne s'est jamais prononcée sur les critères guidant le Distributeur dans le choix d'un recours, ou non, à un évaluateur externe dans ses évaluations. Elle juge important de distinguer la notion de suivi de celle de l'évaluation.

[513] Le suivi est une activité permanente interne, qui relève du Distributeur. Elle consiste à recueillir les données de base réelles d'un programme ou d'une intervention, à partir desquelles le Distributeur peut corriger ses hypothèses de participation ou de coûts. Les activités de suivi sont habituellement le point de départ de l'évaluation. Cependant, si les hypothèses de participation et de coûts peuvent être rapidement ajustées pour tenir compte de la réalité observée, il en va autrement pour les hypothèses d'économie d'énergie unitaire et d'effets de distorsion. Celles-ci sont établies lors de la conception du

²⁴⁰ Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 25 et 52.

²⁴¹ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, pages 94 à 96.

programme et doivent faire l'objet d'une validation pour laquelle d'autres moyens sont nécessaires.

[514] L'évaluation implique, pour sa part, une meilleure compréhension des résultats obtenus en suivi. Elle permet de comparer les objectifs avec les résultats obtenus et d'expliquer les écarts observés. L'évaluation implique avant tout la validation des résultats du suivi.

[515] Il importe donc à la Régie, afin que l'exercice d'évaluation soit utile au point de vue réglementaire, que le Distributeur recoure systématiquement, lors des exercices d'évaluation, à des tiers dont la compétence est reconnue dans le domaine de l'évaluation de programmes d'efficacité énergétique.

[516] La Régie approuve le calendrier d'évaluation 2011-2013 tel que soumis par le Distributeur.

[517] Le budget prévu du tronc commun est de 25 M\$, soit 7,5 % du budget total demandé pour l'année 2011²⁴². Considérant que les justifications apportées pour chacune des activités du tronc commun sont adéquates, **la Régie approuve le budget du tronc commun du PGEÉ du Distributeur.**

12.5 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES ET IMPACT TARIFAIRE

[518] Selon les analyses du Distributeur, le PGEÉ 2011 s'avère rentable dans son ensemble. Les résultats des tests de rentabilité du PGEÉ 2011 diffèrent cependant de ceux du PGEÉ de 2010. Cette variation est due à l'année d'actualisation des flux monétaires, à la période d'implantation des mesures qui est désormais de cinq ans, et à la nouvelle structure des coûts évités de fourniture-transport²⁴³.

²⁴² Ce budget correspond cependant à 9,6 % du budget autorisé à la section 12.3 de la présente décision.

²⁴³ Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 58 et 60.

[519] Étant donné que le budget autorisé pour l'année 2011 est réduit par rapport au budget demandé par le Distributeur, la Régie ne peut prendre acte des résultats des analyses de rentabilité présentées pour l'ensemble du PGEÉ 2011. **La Régie retient, cependant, les résultats des analyses de rentabilité présentées pour tous les programmes du PGEÉ 2011, à l'exception de l'Approche clés en main, de l'OIEÉB et de l'OIEÉSI. La Régie approuve la modification des paramètres d'analyse utilisés aux fins du calcul de la rentabilité.**

[520] En suivi de la décision D-2010-022, le Distributeur modifie sa méthode d'analyse de sensibilité du TCTR. Il propose de faire varier, simultanément, les coûts de programme, les économies d'énergie et les coûts évités de plus ou moins 10 %, selon deux scénarios, l'un favorable, l'autre défavorable²⁴⁴.

[521] **La Régie reconnaît qu'une analyse de sensibilité portant simultanément sur ces trois variables, avec un scénario favorable et un scénario défavorable, est tout à fait conforme à sa demande.**

[522] Cependant, la Régie ne retient pas les arguments du Distributeur à l'effet que les trois variables se voient affecter un taux uniforme de 10 %. L'analyse de sensibilité permet de s'assurer de la robustesse des analyses de rentabilité du PGEÉ suivant des scénarios possibles, favorable et défavorable. Conséquemment, la Régie considère que la valeur affectée aux variables de l'analyse doit refléter la réalité historique observée. Ainsi, **la Régie demande au Distributeur d'utiliser, aux fins de l'analyse de sensibilité, un taux mobile sur cinq ans propre à chacune des variables considérées.**

[523] Étant donné que le budget autorisé par la Régie pour le PGEÉ 2011 est réduit par rapport à la demande du Distributeur, **la Régie demande au Distributeur de déposer, avant le 18 mars 2011, à 12 h, une mise à jour, tenant compte des budgets autorisés, des tableaux 6.5 « Impact sur les tarifs du Distributeur en M\$ courants » et 6.6 « Impact en 2011 associé aux dépenses de mise en œuvre du PGEÉ sur le coût de service du Distributeur (en M\$) »**²⁴⁵.

²⁴⁴ Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 60 et 61.

²⁴⁵ Pièce B-1, HQD-8, document 8, pages 62 et 63.

12.6 STRATÉGIE RELATIVE À LA BI-ÉNERGIE

[524] Dans sa décision D-2010-022, la Régie demandait au Distributeur de présenter un programme visant à réduire l'effritement de la clientèle existante à la bi-énergie, sans affecter le nombre de clients actuels de l'industrie du chauffage au mazout²⁴⁶.

[525] Le Distributeur explique qu'un tel programme aurait un taux d'opportunisme de 80 % et que l'octroi d'une aide financière aurait peu d'impact sur le marché de la bi-énergie. Selon le Distributeur, financer une proportion si élevée de clients qui d'emblée resteraient à la bi-énergie, n'apparaît ni judicieux ni rentable. Le Distributeur précise qu'il en coûterait 44,2 M\$ à l'ensemble de ses clients pour ne convaincre que 20 % des clients bi-énergie de renoncer à une conversion au tout-à-l'électricité (TAÉ)²⁴⁷. Un élément important de ce 44,2 M\$ est la perte de revenus associée à une conversion à la bi-énergie plutôt qu'au TAÉ. Cette perte de revenus est calculée en faisant l'hypothèse que la stratégie tarifaire actuelle, qui consiste à faire porter la hausse uniquement sur le prix en pointe, sera maintenue sur tout l'horizon de l'étude, soit les 20 prochaines années²⁴⁸.

[526] Lors de l'audience, le Distributeur précise toutefois que dans la réalité, il y a une limite à l'avantage qui doit être donné au tarif DT par rapport au tarif D et qu'un niveau raisonnable de cet avantage serait plutôt limité à 350 \$, comparativement à 160 \$ actuellement. L'avantage tarifaire n'atteindrait donc pas la valeur de 1 000 \$ à 1 500 \$ présentée dans le scénario tarifaire qui conduit aux pertes de revenus estimées. Le Distributeur convient donc que le coût de 44,2 M\$ est surestimé²⁴⁹.

[527] L'ACEFQ constate que le scénario d'évolution respective des tarifs D et DT proposé par le Distributeur fait en sorte que les revenus sont plus importants que les coûts évités²⁵⁰ et qu'il arrive ainsi à des conclusions différentes de l'an passé. Lors de l'audience, l'intervenante souligne qu'il suffit de prendre un scénario différent pour démontrer que le passage du chauffage au mazout vers le TAÉ pourrait représenter une perte nette pour le Distributeur. Les conclusions peuvent donc être différentes de celles du Distributeur en modifiant ses hypothèses et sa stratégie tarifaire²⁵¹.

²⁴⁶ Dossier R-3708-2009, page 109.

²⁴⁷ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 217.

²⁴⁸ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 114.

²⁴⁹ Pièce A-35-4, pages 189 à 192.

²⁵⁰ Pièce A-35-5, page 53.

²⁵¹ Pièce A-35-5, pages 64 et 65.

[528] L'ACEFQ pense qu'il serait pertinent de valoriser de façon différente l'effacement de puissance procuré par la bi-énergie, considérant que cet effacement a une plus grande valeur en pointe que la valeur moyenne répartie sur tout l'hiver. Selon l'intervenante, le coût des contrats en puissance devrait être divisé par le nombre d'heures de pointe que la bi-énergie permet effectivement d'effacer, ce qui conduirait à un coût évité unitaire de la puissance plus élevé que ne l'estime le Distributeur²⁵². Elle relève que les conversions du mazout vers le TAÉ plutôt que vers la bi-énergie ont ultimement un impact sur le coût de service²⁵³.

[529] L'UC émet une opinion semblable à celle de l'ACEFQ, en apportant cependant une nuance entre un programme qui vise à maintenir la clientèle existante à la bi-énergie, tel que demandé par la Régie dans le précédent dossier tarifaire, et un programme qui viserait à convaincre la clientèle qui se chauffe au mazout à se convertir à la bi-énergie plutôt qu'au TAÉ.

[530] La Régie accepte la conclusion qu'un programme visant à encourager le maintien de la bi-énergie auprès de la clientèle existante du Distributeur présenterait un certain taux d'opportunisme. Cependant, elle n'est pas convaincue par la méthodologie utilisée pour estimer ce taux à 80 %²⁵⁴.

[531] La Régie constate également que le scénario tarifaire d'évolution du tarif DT par rapport au tarif D, qui conduit à des pertes de revenus de 44,2 M\$ pour un éventuel programme encourageant la bi-énergie, n'est pas un scénario réaliste et que la bi-énergie demeure une option qui permet au Distributeur de dégager un avantage économique au bénéfice de tous les consommateurs.

[532] La Régie a examiné les résultats du sondage CROP commandé par le Distributeur et comprend que le tarif DT est peu connu de sa clientèle en général.

[533] La Régie accepte la proposition du Distributeur de ne pas créer un programme commercial visant uniquement à fidéliser la clientèle existante du Distributeur, déjà à la bi-énergie. Elle considère cependant qu'une promotion plus active de la bi-énergie et du tarif DT est nécessaire.

²⁵² Pièce A-35-5, pages 58 et 59.

²⁵³ Pièce A-35-5, page 54.

²⁵⁴ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1 page 104.

[534] Dans ce contexte, la Régie demande au Distributeur de tenir une réunion de travail sur la bi-énergie visant à clarifier, avant le prochain dossier tarifaire, tous les aspects liés à la bi-énergie et au tarif DT. La date et les modalités d'une telle réunion seront fixées ultérieurement par la Régie.

13. REVENU REQUIS

[535] Le Distributeur présente un revenu requis de 10 741,8 M\$ en 2011, détaillé ci-dessous et expliqué aux sections 6, 7, 9 et 10 de la présente décision.

[536] Il importe de préciser que ce montant tient compte de la mise à jour du taux de rendement sur l'avoir propre²⁵⁵ et de la demande amendée en audience par le Distributeur pour maintenir les tarifs existants (voir section 9.2.2 de la présente décision).

²⁵⁵ Pièce B-62, HQD-2, document 3.3 révisé, page 3.

TABLEAU 24
REVENU REQUIS

<i>(en M\$)</i>	<i>2009</i> <i>(réel)</i>	<i>2010</i> <i>(D-2010-022)</i> <i>Ajustée (1)</i>	<i>2010</i> <i>(réel 4/12 -</i> <i>budget 8/12)</i>	<i>2011</i> <i>(projeté)</i>	<i>Différence 2011-2010</i> <i>(D-2010-022)</i>	
Achats d'électricité	4 616,0	4 614,1	4 751,5	4 981,5	367,4	8,0 %
Service de transport	2 677,3	2 632,7	2 632,7	2 659,9	27,2	1,0 %
Distribution						
Charges brutes directes	1 056,0	1 156,6	1 095,8	1 178,7	22,1	1,9 %
Charges de services partagés	465,5	479,1	481,0	497,5	18,4	3,8 %
Coûts capitalisés	(335,7)	(351,7)	(341,4)	(365,8)	(14,1)	4,0 %
Frais corporatifs	32,1	43,9	37,4	42,0	(1,9)	(4,3 %)
Charges d'exploitation	1 217,9	1 327,9	1 272,8	1 352,4	24,5	1,8 %
Achats de combustible	82,9	84,5	84,5	92,2	7,7	9,1 %
Amortissement et déclassement	852,5	852,3	839,7	846,0	(6,3)	(0,7 %)
Taxes	73,2	65,2	65,2	54,7	(10,5)	(16,1 %)
Autres charges	1 008,6	1 002,0	989,4	992,9	(9,1)	(0,9 %)
Rendement sur la base de tarification	805,6	757,5	742,8	755,1	(2,4)	(0,3 %)
Total Distribution	3 032,1	3 087,4	3 005,0	3 100,4	13,0	0,4 %
Total	10 325,4	10 334,2	10 389,2	10 741,8	407,6	3,9 %

Sources : Pièce B-1, HQD-4, document 1, pages 3 à 5; pièce B-62, HQD-2, document 3.3 révisé, page 3; pièce A-35-1 page 107

Note 1: Décision D-2010-022 incluant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation de 5,8 M\$ et les transferts organisationnels suivants :

Masse salariale de -34,2 M\$ (Pièce B-1, HQD-7, document 3, page 6);

Autres charges directes de -12,1 M\$ (Pièce B-1, HQD-7, document 4, page 3);

Charges de services partagés de 46,3 M\$ (Pièce B-1, HQD-7, document 5, page 7).

[537] Le revenu requis pour l'année témoin 2011 est en hausse de 407,6 M\$ (3,9 %) par rapport au montant autorisé pour l'année 2010. Cette augmentation est principalement attribuable au poste « Achats d'électricité » pour l'électricité postpatrimoniaire.

[538] **Tenant compte des modifications apportées au revenu requis, la Régie autorise le Distributeur à récupérer un revenu requis estimé à 10 702,7 M\$ pour l'année témoin 2011.**

TABLEAU 25
ESTIMÉ DU REVENU REQUIS DE 2011

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Charges d'exploitation		(20,9)	
Amortissement additionnel du compte de nivellement pour aléas climatiques		(18,2)	
Revenu requis	10 741,8	(39,1)	10 702,7

[539] **La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les données relatives au revenu requis, en tenant compte des dispositions de la présente décision. Elle lui demande donc de déposer le détail du calcul du revenu requis ainsi ajusté, au plus tard le 18 mars 2011, à 12 h.**

14. REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

[540] Les revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité réduisent le revenu requis du Distributeur. Ils augmentent de 19,9 M\$ (9,8 %), passant de 203,7 M\$ pour l'année autorisée 2010 à 223,6 M\$ pour l'année témoin 2011.

TABLEAU 26
REVENUS AUTRES QUE LES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

<i>(en M\$)</i>	<i>2009 (réel)</i>	<i>2010 (D-2010-022)</i>	<i>2010 (réel 4/12 - budget 8/12)</i>	<i>2011 (projeté)</i>	<i>Différence 2011-2010 (D-2010-022)</i>	
Facturation externe émise	100,3	94,7	101,9	112,2	17,5	18,5 %
Facturation interne émise	69,1	68,3	67,1	72,3	4,0	5,9 %
Récupération de coûts	40,4	38,7	38,7	37,6	(1,1)	(2,8 %)
Crédits d'intérêt reliés au remboursement gouvernemental	2,4	2,0	2,0	1,5	(0,5)	(25,0 %)
Total	212,2	203,7	209,7	223,6	19,9	9,8 %

Source : Pièce B-1, HQD-9, document 2, page 3

[541] La facturation externe émise est en hausse de 17,5 M\$ (18,5 %) pour l'année témoin 2011, comparativement au montant autorisé en 2010. Cette hausse provient des frais d'administration facturés aux abonnés.

[542] Le Distributeur indique qu'il prévoit que les effets de la récession économique de l'année 2009 seront encore ressentis en 2011, se traduisant, entre autres, par des retards de paiement qui occasionnent systématiquement la facturation de frais d'administration. Ainsi, la croissance des frais d'administration est directement liée au volume grandissant des comptes à recevoir en souffrance.

[543] L'ACEFQ partage l'opinion de OC quant à la sous-estimation systématique des autres revenus. Ces intervenantes recommandent de rehausser de 25 M\$ les revenus autres de l'année témoin 2011.

[544] Questionné à ce sujet, le Distributeur considère avoir déjà suffisamment ajusté à la hausse le niveau anticipé de ses frais d'administration en présentant pour l'année témoin 2011 une prévision supérieure de 12 % à celle de l'année de base en 2010 et de 29 % à celle de l'année autorisée en 2010²⁵⁶.

²⁵⁶ Pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 98.

[545] **La Régie rejette la demande de l'ACEFQ et de OC puisqu'elle juge que le Distributeur a apporté un ajustement important à la prévision de la facturation externe pour l'année témoin 2011. Elle reconnaît donc les montants des revenus autres que ceux provenant de la vente d'électricité, tels que présentés par le Distributeur.**

15. RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

[546] Le Distributeur soumet la répartition de son coût de service par catégories de consommateurs à la pièce B-1, HQD-10, document 3. Le Distributeur n'apporte aucune modification aux méthodes applicables pour l'année 2011.

[547] **La Régie prend acte de la répartition du coût de service proposée par le Distributeur.**

16. CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

16.1 MODIFICATIONS AUX *CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ*

[548] Selon le Distributeur, les modifications proposées au texte des *Tarifs et Conditions du Distributeur* (les Tarifs), tel qu'énoncées aux sections 17.3 et 17.4 de la présente décision, rendent nécessaire la modification à l'article 3.1 des définitions de petite puissance et de moyenne puissance au texte des *Conditions de service d'électricité* (les Conditions de service).

[549] Le Distributeur propose les définitions suivantes :

- Petite puissance : une puissance qui n'est facturée qu'au-delà de 50 kW.
- Moyenne puissance : une puissance à facturer minimale inférieure à 5 000 kW.

[550] **La Régie approuve ces définitions et modifie en conséquence l'article 3.1 du texte des *Conditions de service d'électricité*.**

16.2 BASE D'ÉTABLISSEMENT DES PRIX, COÛTS ET FRAIS LIÉS À L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE

[551] Dans le cadre de la présente demande tarifaire, le Distributeur propose une augmentation des prix unitaires par bâtiment de l'alimentation électrique en souterrain pour l'année 2011. Le calcul du prix par bâtiment des travaux souterrains est obtenu par un différentiel du coût entre l'aérien et le souterrain. La baisse de certains prix en aérien qui découle de nouveaux contrats et l'augmentation du coût total des travaux en souterrain entraînent une augmentation des prix unitaires par bâtiment des travaux souterrains.

[552] Les prix, coûts et frais liés à l'alimentation électrique sur lesquels s'appuie le calcul du différentiel du coût et qui figurent au chapitre 12 des Tarifs, sont révisés annuellement en vertu de la décision D-2007-81. Le Distributeur effectue cette révision sur la base des données disponibles au moment du dépôt du dossier tarifaire en utilisant la grille de calcul de l'annexe VI des Conditions de service.

[553] Les taux de la grille de calcul ont été établis de manière à incorporer au coût des travaux les autres coûts qui ne sont pas déjà intégrés aux coûts unitaires. En outre, le Distributeur a mis en place un processus lui permettant de distinguer plus précisément les coûts des travaux en aérien de ceux en souterrain.

[554] La Régie prend acte des prix, coûts et frais liés à l'alimentation électrique révisés par le Distributeur et des taux révisés au chapitre 12 des Tarifs.

[555] La Régie se questionne sur les impacts que pourrait avoir une diminution soutenue des sorties de magasin de matériaux pour le souterrain sur la croissance des frais de gestion qui leur sont imputés, étant donné la méthode de recouvrement qu'utilise actuellement le Distributeur.

[556] **La Régie demande au Distributeur de réfléchir sur cet enjeu et de présenter sa réflexion lors du prochain dossier tarifaire.**

17. TARIFS DE DISTRIBUTION

[557] Compte tenu du maintien tarifaire qu'il propose, le Distributeur demande la reconduction pour l'année tarifaire 2011-2012 des tarifs actuels qui apparaissent dans le document Tarifs en vigueur le 1^{er} avril 2010 tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2010-038²⁵⁷ à la suite de la décision D-2010-022.

[558] Pour cette même raison, les sections relatives à la description des clientèles ainsi qu'à l'impact des ajustements tarifaires n'ont pas été présentées par le Distributeur dans le présent dossier.

[559] Dans les prochaines sections, la Régie précise l'application de la baisse tarifaire (voir section 19 de la présente décision) aux différents tarifs.

17.1 SUIVI DU PROJET TARIFAIRE HEURE JUSTE

[560] Le Distributeur présente les résultats du projet-pilote de tarification dynamique *PTHJ*²⁵⁸ et indique qu'il a mis fin à ce projet, qui a touché jusqu'à 2 228 participants²⁵⁹.

[561] Les résultats montrent que le tarif DA (RESO+), avec l'introduction d'heures critiques pendant lesquelles le tarif dépasse 18 ¢/kWh, permet d'obtenir un impact significatif de réduction de l'appel de puissance aux heures de pointe critique. Les participants à cette option tarifaire, par leur seul comportement, ont réduit leur appel de puissance de l'ordre de 6 % ou 0,3 kW à la pointe. De plus, cette réduction ne semble pas suivie d'une reprise significative de consommation après la période critique par rapport aux témoins au tarif régulier.

²⁵⁷ Décision D-2010-038, dossier R-3708-2009.

²⁵⁸ Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 12.

²⁵⁹ Pièce B-1, HQD-12, document 6, pages 10 et 22.

[562] Le Distributeur estime que 100 000 adhérents à une telle option tarifaire n'auraient qu'un impact de l'ordre de 20 MW de réduction de la pointe critique. Un phénomène d'effritement des efforts de réduction de la charge en période de pointe a été observé²⁶⁰.

[563] C'est également au moyen du tarif DA que les clients ont pu réaliser des économies sur leur facture annuelle, en moyenne d'environ 30 \$. Selon les groupes de discussion avec les participants, leur motivation est, en premier lieu, la possibilité de réaliser des économies sur leur facture et, en second lieu, de contribuer à protéger l'environnement. Malgré la faiblesse des économies réalisées, les participants restent globalement sur l'impression positive d'un gain réalisable et conservent un grand intérêt à adhérer à un tarif similaire²⁶¹.

[564] La séance de travail tenue le 16 septembre 2010 a permis aux intervenants de clarifier certains points du projet et les résultats obtenus.

[565] En audience, le Distributeur précise que :

« [...] le projet de lecture à distance [...] va permettre, lorsque le temps sera bon pour le faire, d'intégrer des notions de tarification différenciée ou d'intervenir directement auprès des clients, parce que ce qu'on projette d'installer c'est des compteurs qui sont communicants où on va pouvoir intervenir directement pour modifier soit la tarification soit la façon dont le compteur mesure ou intervenir directement sur des équipements qui sont installés chez les clients. [...] Maintenant on peut penser à de l'automatisation un peu partout sur le réseau et on peut gérer le réseau, gérer la demande²⁶². »

[566] La Régie note que l'expérience du *PTHJ* et les éventuelles suites à lui donner seront abordées dans le cadre des suivis du projet Lecture à distance (LAD) et qu'il y a une convergence d'opinions sur l'utilité de la technologie communicante pour permettre, non seulement une tarification dynamique, mais aussi une gestion automatique des charges chez le client durant les périodes de pointe²⁶³.

[567] **La Régie prend acte des résultats du projet-pilote *PTHJ*.**

²⁶⁰ Pièce B-5, pages 7 à 10.

²⁶¹ Pièce B-5, pages 19 à 21, 23 et 27.

²⁶² Pièce A-35-1, pages 50-52.

²⁶³ Pièce C-8-5-ACEFO, page 34 et pièce C-8-13-ACEFO, page 9.

17.2 SUIVI DU RAPPORT DE LA *BRITISH COLUMBIA UTILITIES COMMISSION* (BCUC) SUR LE TARIF À PALIERS DE BC HYDRO (LE RAPPORT)

[568] Du point de vue du Distributeur, le rapport aborde plusieurs questions, mais ne permet pas de conclure à l'avantage du tarif à paliers par rapport aux programmes d'économie d'énergie. Il souligne que plusieurs éléments importants ne sont pas abordés dans le rapport de la BCUC.

[569] Dans sa décision D-2010-122, la Régie mentionnait qu'elle était toujours intéressée à poursuivre sa réflexion sur la modification de la structure tarifaire afin d'améliorer le signal de prix. Cependant, elle n'envisageait pas de procéder à une modification de ce type de la structure tarifaire dans le cadre du dossier tarifaire 2011. Elle précisait que l'ensemble de la discussion devrait être repris lors d'un examen approfondi de cette question, à un moment plus opportun.

[570] La Régie prend acte des conclusions du rapport sur le tarif à paliers de la BCUC.

17.3 TARIFS DOMESTIQUES

[571] Les principaux tarifs domestiques sont les tarifs D, DM, DT et DH.

[572] Le tarif D, qui regroupe plus de trois millions d'abonnés, sert de base aux trois autres principaux tarifs domestiques.

[573] Les tarifs D et DM s'appliquent à un abonnement au titre duquel l'électricité est utilisée à des fins exclusives d'habitation ou d'exploitation agricole. Le tarif D est réservé à un logement dont l'électricité est mesurée distinctement, tandis que le tarif DM est adapté au mesurage collectif²⁶⁴.

²⁶⁴ Le tarif DM est réservé à l'abonnement qui y est assujéti le 31 mars 2008.

[574] Pour l'année tarifaire 2010-2011, la Régie a approuvé la stratégie tarifaire proposée par le Distributeur d'une hausse du prix de la seconde tranche d'énergie. Elle a également approuvé le gel de la redevance d'abonnement, le gel de la prime de puissance en hiver et la hausse de la prime de puissance en été²⁶⁵.

[575] Afin de maintenir le signal de prix à la marge, la Régie demande au Distributeur d'appliquer la baisse uniquement sur le prix de la première tranche d'énergie pour les tarifs D et DM, tout en maintenant la redevance d'abonnement à son niveau actuel.

[576] Cette stratégie, considérant la baisse tarifaire ordonnée de 0,4 %, fait en sorte qu'un client type habitant une maison unifamiliale moyenne verrait sa facture annuelle diminuer d'environ 5,00 \$.

17.3.1 TARIF DH

[577] Le Distributeur propose de maintenir le tarif DH en vigueur.

[578] Le Distributeur mentionnait en 2008²⁶⁶ que la structure du tarif DH ne reflétait plus la structure des coûts évités et que ce tarif, dans sa forme actuelle, n'avait plus sa raison d'être.

[579] Lors de l'audience dans le présent dossier, le Distributeur explique que le tarif DH est une expérience qui devait durer deux ans et que le tarif aurait dû être aboli par la suite, étant donné sa décision de ne pas aller de l'avant avec des technologies qui permettent de tirer profit de cette structure tarifaire²⁶⁷.

[580] La Régie constate que l'impact tarifaire d'une suppression du tarif DH, pour les 150 clients à ce tarif depuis 1993, serait en moyenne de l'ordre d'une centaine de dollars par client par année. Les clients au tarif DH bénéficient donc depuis 13 ans d'un escompte qui ne reflète plus les coûts évités du Distributeur. La Régie vise un traitement

²⁶⁵ Dossier R-3708-2010, pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 18 et 19.

²⁶⁶ R-3677-2008, pièce HQD-16, document 1, pages 103 et 104.

²⁶⁷ Pièce A-35-4, pages 227 à 229.

équitable de tous les abonnés résidentiels, en particulier dans le contexte où il a été mis fin au projet pilote *PTHJ*.

[581] **La Régie demande au Distributeur de mettre fin au tarif DH.**

17.3.2 TARIF DT

[582] Le Distributeur propose le maintien du tarif DT pour l'année 2011 compte tenu des prix actuels du mazout et de ceux prévus à moyen terme²⁶⁸.

[583] L'ACEFQ souligne que la stratégie tarifaire présentée par le Distributeur s'éloigne de la neutralité tarifaire par rapport au tarif D²⁶⁹.

[584] La neutralité du tarif DT par rapport au tarif D est obtenue en calibrant les deux paliers du tarif DT, au-dessus et en dessous de la température de bascule d'une source d'énergie à l'autre, de façon à ce qu'un client au tarif DT, ayant un profil typique de consommation, paye la même facture annuelle qu'un client au tarif D, même s'il ne s'efface pas à la pointe, c'est-à-dire même s'il utilise l'électricité pour se chauffer pendant les périodes de grands froids. Pour un tel client, l'avantage tarifaire du tarif DT ne peut être obtenu théoriquement qu'en s'effaçant à la pointe, et dépend de l'écart entre le prix du mazout et le tarif « *de pointe* » de l'électricité²⁷⁰. Cette calibration est donc liée à la quantité d'énergie que l'on prévoit nécessaire au chauffage en dessous de la température de bascule et à la proportion qu'elle représente par rapport à la consommation totale annuelle d'électricité, chauffage inclus.

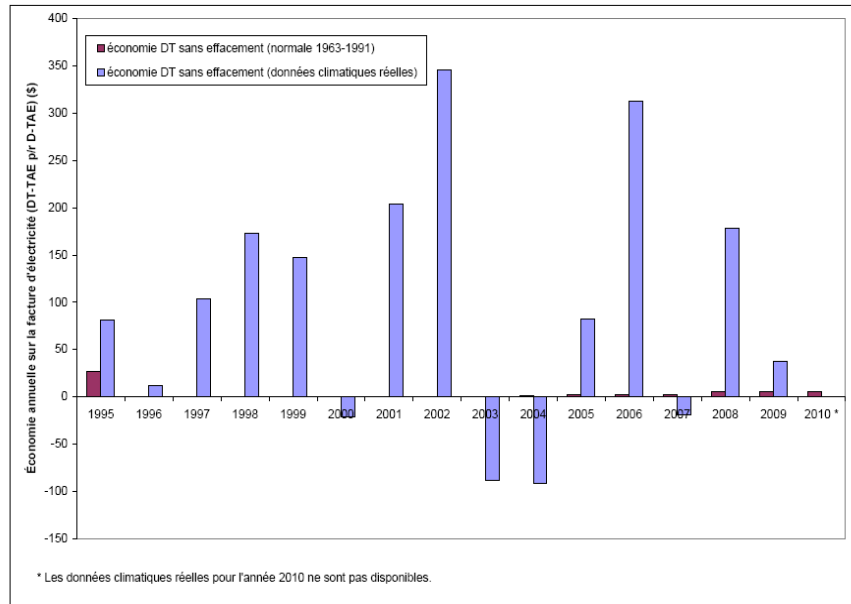
²⁶⁸ Pièce B-1, HQD-12, document 2, pages 12 à 15.

²⁶⁹ Pièce A-35-5, pages 48 à 53.

²⁷⁰ Dossier R-3644-2007, pièce B-66, HQD-18, document 15 et dossier R-3708-2009, pièce B-5, HQD-13, document 1, pages 175 et 176.

[585] Le graphique suivant, déposé par le Distributeur, montre la différence de facture nette des frais d'entretien du système au mazout, entre le client typique au tarif DT qui utiliserait uniquement l'électricité pour se chauffer et le même client au tarif D, basée sur les conditions climatiques réelles des 15 dernières années :

Figure R-85.5 – Évolution de l'économie sur la facture d'électricité (DT-TAE par rapport à D-TAE) – Données climatiques 1995-2009 et normale 1963-1991



[586] La Régie constate que le tarif DT n'est plus calibré par rapport au tarif D. De plus, le Distributeur indique qu'il utilise les données climatiques de la normale 1963-1991²⁷¹ pour cette calibration.

[587] Le profil type du client utilisé pour la calibration du tarif DT est celui d'un consommateur qui possède une maison unifamiliale à Montréal, sans climatisation ni piscine. Selon la structure du tarif DT, les clients qui ont une plus forte consommation au-dessus de la température de bascule peuvent bénéficier sans restriction du plus bas tarif de l'électricité. Ainsi, le client à ce tarif et qui s'équipe de la climatisation et d'une piscine bénéficiera d'un avantage additionnel moyen annuel de 150 \$. Le Distributeur convient de la situation, mais indique qu'elle offre l'avantage de procurer un peu plus d'économies au client bi-énergie²⁷².

²⁷¹ Pièce B-9, HQD-13, document 1, pages 224 et 225.

²⁷² Pièce A-35-4, pages 201 et 202.

[588] La Régie considère que cet avantage peut faire partie de l'attrait de l'option de la bi-énergie, en autant qu'il demeure dans des proportions qui ne nuisent pas à la rentabilité de la bi-énergie pour le Distributeur.

[589] Le tarif DT est utile à l'ensemble des consommateurs puisqu'en s'effaçant à la pointe, les clients au tarif DT permettent des économies de coûts, en énergie et en puissance, pour le Distributeur. C'est pourquoi la Régie accepte que des rabais soient offerts. Cependant, il faut s'assurer que le calibrage soit bien effectué afin que cette utilité demeure.

[590] Afin de maintenir le signal de prix à la marge, la Régie demande au Distributeur d'appliquer la baisse pour le tarif DT uniquement sur le prix de l'énergie hors pointe.

[591] Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de présenter une nouvelle calibration du tarif DT en fonction des nouvelles données climatiques et selon l'évolution du profil type de cette clientèle, en vue de la réunion de travail mentionnée à la section 12.6 de la présente décision.

17.4 TARIFS GÉNÉRAUX

[592] Le tarif de petite puissance (G), celui de moyenne puissance (M) et celui de grande puissance (L) représentent les principaux tarifs généraux.

[593] Le tarif G, de type dégressif, s'applique à l'abonnement de petite puissance dont la puissance à facturer minimale est inférieure à 100 kW.

[594] Le tarif M, également de type dégressif, s'applique à l'abonnement de moyenne puissance, soit celui ayant une puissance à facturer minimale inférieure à 5 000 kW.

[595] Le tarif L, qui ne comporte qu'une seule tranche de prix pour l'énergie consommée, s'applique à l'abonnement de grande puissance dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kW ou plus.

[596] Afin de maintenir le signal de prix à la marge, la Régie demande au Distributeur d'appliquer la baisse uniquement sur le prix de la première tranche d'énergie pour les tarifs G et M, tout en maintenant le prix de la redevance et celui de la puissance. Pour le tarif L, la baisse doit être appliquée uniquement sur le prix de l'énergie.

17.4.1 SUIVI DE LA RÉFORME DES TARIFS GÉNÉRAUX

[597] Dans le cadre de la réforme des tarifs généraux, le Distributeur procède aux modifications des modalités tarifaires liées aux seuils de ces tarifs.

[598] La réforme des tarifs généraux, déjà présentée aux dossiers tarifaires R-3644-2007 et R-3677-2008²⁷³, vise, entre autres, à éliminer graduellement la dégressivité des tarifs G et M. Les premiers impacts de la réforme se sont fait sentir en 2009, notamment avec l'harmonisation des mécanismes de facturation de la puissance.

[599] Dans le cadre du présent dossier tarifaire, le Distributeur propose notamment d'apporter des changements aux domaines d'application des tarifs G, M et G-9 et de mettre en place des mesures temporaires lui permettant de modifier automatiquement le tarif de certains abonnements du tarif G.

17.4.2 MODIFICATION DES SEUILS DES TARIFS GÉNÉRAUX AU 1^{ER} AVRIL 2011

[600] La réforme des tarifs généraux implique un changement des domaines d'application des tarifs G et M. Le Distributeur présente les modifications aux modalités tarifaires rendues nécessaires par ce changement de seuil.

[601] La modification du seuil de 100 à 50 kW du tarif M permettra à un client au tarif G qui souhaite passer au tarif M de le faire s'il respecte les conditions d'admissibilité. Le Distributeur mettra en place une procédure qui permettra d'identifier les clients qui bénéficieraient d'un changement de tarif, rendu possible par ce nouveau seuil au tarif M.

²⁷³ Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 16.

[602] Toutefois, en raison des faibles hausses du prix de la deuxième tranche et du prix de la puissance au tarif G depuis 2009, le Distributeur propose de conserver le seuil de 100 kW auquel s'applique le tarif G. Il précise que la réduction de ce seuil de 100 kW à 65 kW²⁷⁴ et le passage forcé qui en aurait résulté, auraient entraîné une hausse de tarif pour environ 350 clients²⁷⁵.

Dispositions particulières pour le transfert des clients à la suite du changement de seuil

[603] Le Distributeur propose d'introduire au texte des Tarifs une procédure qui lui permettrait de modifier automatiquement le tarif de plusieurs clients (transfert proactif) lors de l'introduction du changement de seuil au 1^{er} avril 2011²⁷⁶. Cet automatisme permettrait de simplifier les communications avec la clientèle et de réduire les manipulations au niveau des systèmes. Le Distributeur confirme ces modalités dans l'article 3.8 qu'il propose d'ajouter au texte des Tarifs.

[604] Le Distributeur utilisera ainsi deux critères pour identifier les clients qui migreront du tarif G vers le tarif M ou vers le tarif G-9 : une consommation annuelle de 175 000 kWh ou plus, et une économie de facture de 3 % ou plus associée à l'application du nouveau tarif. Le tarif le plus avantageux sera déterminé en appliquant les tarifs G, G-9 et M en vigueur le 1^{er} avril 2011, à la consommation des 12 dernières périodes de consommation.

[605] Une correspondance sera envoyée à tous les titulaires d'un abonnement dont le tarif sera changé afin de les informer de ce changement et de préciser qu'il est proposé en tenant compte de la consommation des 12 derniers mois du client. Si le client estime que ce profil ne correspond pas à ce qu'il anticipe pour la prochaine année, il lui sera possible de revenir au tarif G ou d'opter pour un autre tarif.

²⁷⁴ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 93.

²⁷⁵ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 193.

²⁷⁶ Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 16.

[606] La Régie retient que le Distributeur procédera une seule fois à cette modification automatique du tarif G, soit à compter de la première période de consommation débutant le ou après le 1^{er} avril 2011 et que les clients visés pourront cependant choisir par la suite un autre tarif pour lequel ils sont admissibles, à la condition que leur choix soit effectué au plus tard le dernier jour de la troisième période de consommation mensuelle suivant la date de modification de leur tarif par le Distributeur²⁷⁷.

[607] La Régie réitère l'importance pour le Distributeur de procéder à la réforme des tarifs généraux, mais aussi de tenir compte des contextes et événements qui surviennent et qui peuvent en accroître les impacts défavorables auprès de certaines clientèles. La Régie prend acte de l'intention du Distributeur d'agir dans ce sens²⁷⁸.

[608] La Régie note la volonté du Distributeur de procéder à la réforme des tarifs généraux avec diligence et dans le respect des orientations et objectifs approuvés dans la décision D-2008-024. Par ailleurs, elle note également l'ouverture du Distributeur à procéder à la consultation des clientèles visées par l'un ou l'autre des éléments de la réforme.

[609] La Régie juge que les propositions du Distributeur respectent les orientations de la réforme des tarifs généraux présentées aux dossiers tarifaires R-3644-2007 et R-3677-2008.

17.4.3 AUTRES MODIFICATIONS

[610] Le Distributeur soumet que les ajustements au domaine d'application du tarif M rendent également nécessaire une modification des définitions de la petite et de la moyenne puissance présentées à la section 1.1 du chapitre 1 du texte des Tarifs. Il explique que la notion de puissance à facturer minimale ne peut être conservée pour établir la limite entre la petite et la moyenne puissance, car la limite inférieure du tarif M correspondra maintenant à un appel de puissance de 50 kW et plus, enregistrée au moins une fois au cours d'une des 12 dernières périodes de consommation.

²⁷⁷ Pièce A-35-4, pages 209 à 214.

²⁷⁸ Pièce A-35-1, pages 33 à 36.

[611] Le Distributeur propose les définitions suivantes:

- Petite puissance : une puissance qui n'est facturée qu'au-delà de 50 kW.
- Moyenne puissance : une puissance à facturer minimale inférieure à 5 000 kW.

[612] Ces changements de définition permettent, dans le cas des tarifs G-9 et GD, de regrouper tous les abonnements d'un même niveau de puissance. Les sections 2, 3 et 4 du chapitre 3 (*Tarifs généraux de petite puissance*) du texte des Tarifs sont ainsi transférées dans le chapitre 4 (*Tarifs généraux de moyenne puissance*).

[613] Le Distributeur propose également d'introduire au tarif M un montant mensuel minimal correspondant à celui du tarif G-9. En l'absence du seuil minimal de 100 kW au tarif M, ce montant permettrait d'assurer au Distributeur de couvrir les coûts d'abonnement dans le cas où le client n'aurait aucune consommation.

[614] Finalement, d'autres modifications mineures sont proposées au texte des Tarifs afin de préciser ou ajuster les règles applicables lors de demandes de changement de tarif initiées par le client. La justification de ces modifications est indiquée à la pièce B-1, HQD-12, document 8.

[615] La Régie approuve l'ensemble des propositions faites par le Distributeur dans le cadre de la réforme des tarifs généraux.

[616] La Régie maintient sa demande au Distributeur de procéder à un suivi annuel de l'implantation de chacun des éléments de cette réforme et de lui présenter dans le prochain dossier tarifaire les impacts réels de ces éléments après leur entrée en vigueur.

17.5 RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE

[617] Dans la décision D-2009-016²⁷⁹, la Régie demandait au Distributeur de présenter, au présent dossier tarifaire, une évaluation de la demande d'énergie sur ce réseau, en tenant compte des développements potentiels dans cette région. Elle demandait également au Distributeur de déposer une analyse des impacts sur les coûts de ce réseau s'il advenait un changement de la source de production d'énergie.

[618] Le Distributeur explique qu'il n'a pas pris en compte les projets miniers en développement dans la région de Schefferville puisque ceux-ci n'auront pas d'impact direct sur la demande d'électricité car ils ne sont pas situés sur le territoire du Québec et ils demanderaient des puissances supérieures à 50 MW qu'il n'a pas l'obligation de fournir en tant que Distributeur. En ne considérant pas ces projets, la croissance de la demande annuelle en énergie et en puissance se maintiendra autour de 2,5 %. Selon le Distributeur, aucun enjeu n'est lié à l'approvisionnement en énergie de ce réseau pour la période 2010-2024, car la quantité d'énergie que peut produire la centrale Mehinek est suffisante à l'horizon 2024.

[619] Le Distributeur précise cependant que l'arrivée de projets miniers aura un impact indirect sur la demande, par l'accroissement de l'activité économique à Schefferville. Il explique aussi que deux projets de plus petite envergure pourraient être alimentés à partir des surplus de la centrale de Mehinek²⁸⁰.

[620] Selon le Distributeur, les groupes hydroélectriques de la centrale Mehinek ne permettent pas de respecter le critère de puissance garantie à l'horizon de 2016. Les besoins en puissance sont requis lors des pointes causées par le chauffage électrique²⁸¹. C'est pourquoi le Distributeur prévoit entreprendre à court terme un projet de « permanentisation » des groupes électrogènes actuels, au coût de 7,7 M\$, qui s'ajoute aux autres investissements prévus sur ce réseau²⁸².

²⁷⁹ Dossier R-3677-2008, page 90.

²⁸⁰ Pièce B-1, HQD-12, document 5, page 7.

²⁸¹ Dossier R-3708-2009, pièce A-24-3, pages 41 et 42.

²⁸² Pièce B-1, HQD-8, document 5, pages 12, 14 et 15.

[621] En réponse à la Régie quant aux moyens d'éviter ou de réduire les investissements liés aux groupes diesel, totalisant 10,7 M\$, le Distributeur introduit la notion de service équivalent à une turbine hydraulique additionnelle, précisant que la « permanentisation » permet d'assurer la fiabilité de démarrage des groupes²⁸³.

[622] Le RNCREQ demande que le Distributeur évalue toutes les mesures qui pourraient être utilisées afin de réduire la consommation unitaire du réseau de Schefferville et ainsi éviter ou retarder de plusieurs années le besoin d'équipements additionnels de production.

[623] La Régie constate que le plan d'équipement du Distributeur revient à l'option des génératrices Diesel qu'il considérerait il y a trois ans, mais à un coût plus élevé en raison de leur « permanentisation ».

[624] La Régie considère que plusieurs éléments sont à clarifier dans le plan d'équipement de Schefferville, particulièrement ceux en lien avec les projets miniers. Ces éléments auront un impact direct sur les coûts évités en puissance et peut-être en énergie. La Régie se questionne sur l'approvisionnement à moyen et à long terme de Schefferville et sur ses besoins en électricité. Le choix de « permanentiser » des groupes diesel est un choix de long terme qui a une incidence sur le tarif en ce qui a trait au chauffage TAÉ à Schefferville.

[625] La Régie constate que de futurs besoins de chauffage pourraient être comblés à la marge par des génératrices Diesel dans un climat comme celui de Schefferville, alors que l'arrivée de projets miniers pourrait amener la reconsidération de l'investissement dans un 4^e groupe hydraulique à Mehinek, tel que présenté en 2009²⁸⁴.

[626] Enfin, la Régie prend note que, selon la preuve, il n'y a aucun besoin de puissance additionnelle avant l'hiver 2015-2016 et que les groupes électrogènes existants, tout comme le troisième groupe que le Distributeur prévoit installer, ne fonctionneraient qu'en cas d'urgence. Pour respecter ce critère, la Régie considère qu'il n'est pas nécessaire de procéder à la « permanentisation » au coût de 7,7 M\$.

²⁸³ Pièce B-9, HQD-13, document 1, page 36.

²⁸⁴ Dossier R-3708-2009, HQD-13, document 1.1, page 12.

[627] **Pour tous ces motifs, la Régie juge prématurée la décision du Distributeur de procéder à court terme à l'investissement de 7,7 M\$ pour la « permanentisation » des groupes diesel existants à Schefferville et refuse l'inclusion de ce montant au budget de l'année 2011.**

[628] **La Régie demande au Distributeur d'exposer, dans le prochain dossier tarifaire, comment il entend répondre aux besoins en énergie et en puissance créés indirectement par le développement minier à Schefferville.**

[629] Dans sa décision D-2009-016²⁸⁵, la Régie acceptait un gel des tarifs d'électricité en vigueur à Schefferville en 2008 pour une période de deux ans, mais ne se prononçait pas sur le choix du tarif à appliquer à ce réseau.

[630] En ce qui a trait aux programmes d'efficacité énergétique, la Régie demandait au Distributeur de développer un plan d'intervention particulier et adapté pour la région de Schefferville.

[631] Le Distributeur propose de poursuivre la transition amorcée vers les tarifs applicables au sud du 53^e parallèle. Le rabais au 1^{er} avril 2011 associé au tarif de transition pour le réseau de Schefferville sera de 45 % pour les clients titulaires d'un abonnement au tarif D, au tarif DM ou à un tarif d'éclairage public et de 30 % pour ceux titulaires d'un abonnement au tarif G, au tarif G-9, au tarif M ou à un tarif à forfait²⁸⁶.

[632] Le CNIMLJ présente les difficultés socio-économiques de sa communauté²⁸⁷ et demande d'étaler sur sept ans la transition vers le tarif du réseau intégré en prolongeant de deux autres années, non pas le tarif de 2008, mais celui d'avant 2008. Il demande aussi à être consulté et impliqué dans les processus de décisions les concernant. En audience, le CNIMLJ explique qu'il recherche une entente avec le Distributeur²⁸⁸. L'intervenant dresse un tableau de la situation des comptes à payer, qui sont passés de 340 000 \$ au moment de la prise en charge du réseau par le Distributeur à 750 000 \$ actuellement, malgré le gel des tarifs de 2008²⁸⁹. Selon le CNIMLJ, sur 180 logements, 150 familles sont incapables d'acquitter leur compte d'électricité.

²⁸⁵ Dossier R-3677-2008, page 90.

²⁸⁶ Pièce B-1, HQD-12, document 5, pages 13 et 14.

²⁸⁷ Pièce A-35-7, pages 154, 166 et 167.

²⁸⁸ Pièce A-35-5, page 106.

²⁸⁹ Pièce C-14-5-CNIMLJ, page 4.

[633] Le GRAME et S.É./AQLPA recommandent de ne pas appliquer de tarification dissuasive pour le chauffage électrique à Schefferville au motif que la source est hydroélectrique. Les intervenants recommandent la poursuite de la transition vers les tarifs du réseau intégré au même rythme que l'implantation de mesures d'efficacité énergétique parce qu'il est souhaitable que les clients de ce réseau aient implanté des mesures d'efficacité énergétique avant d'arriver au plein tarif²⁹⁰.

[634] La Régie se montre sensible aux demandes du CNIMLJ d'appliquer pour les deux prochaines années le tarif d'avant 2008, mais rappelle que les problèmes de cette communauté sont vécus ailleurs sur le réseau du Distributeur. La Régie note que l'approche du Distributeur pour prendre des ententes avec clients qui ont des difficultés de paiement s'applique aussi à Schefferville²⁹¹.

[635] La Régie juge important, dans un souci d'équité, de maintenir l'objectif d'une transition vers les tarifs payés par tous les abonnés du réseau intégré.

[636] Par ailleurs, la Régie est d'avis que les actions entreprises par le Distributeur en efficacité énergétique²⁹² ne peuvent être considérées comme un plan d'intervention particulier et adapté pour la région de Schefferville. Tel que mentionné à la section 12.4.4 de la présente décision, l'audit énergétique des résidences de Schefferville indique des lacunes dans la construction des bâtiments, même récents.

[637] Vu le défaut du Distributeur d'avoir conçu et développé un plan d'intervention particulier et adapté pour la région de Schefferville, **la Régie maintient le gel du tarif de 2008 pour l'année 2011. Elle demande au Distributeur d'initier et de mettre en œuvre un plan d'efficacité énergétique répondant aux objectifs demandés par la Régie**²⁹³.

²⁹⁰ Pièce A-35-8, pages 47 et 60.

²⁹¹ Pièce A-35-9, pages 27 et 28.

²⁹² Pièce B-1, HQD-12, document 5, pages 10 et 11.

²⁹³ Décision D-2009-016, dossier R-3677-2008, page 90.

17.6 MODIFICATIONS APPORTÉES AU TEXTE DES *TARIFS ET CONDITIONS DU DISTRIBUTEUR*

[638] Le Distributeur propose d'autres modifications mineures au texte des Tarifs²⁹⁴.

[639] Le Distributeur modifiera les montants des tarifs à la suite de la décision de la Régie et conformément à la mise à jour de la grille des tarifs qui sera alors produite.

[640] **La Régie accepte les modifications proposées au texte des *Tarifs et conditions du Distributeur*.**

[641] **La Régie demande au Distributeur de modifier les montants des tarifs conformément à la présente décision.**

18. STRATÉGIE TARIFAIRE

[642] Le Distributeur demande à la Régie de reconduire les tarifs actuellement en vigueur²⁹⁵.

[643] À chaque dossier tarifaire, la Régie doit faire un choix entre un scénario uniforme et un scénario différencié d'allocation des coûts. Ce choix doit, d'une part, refléter l'évolution des coûts attribuables à chacune des clientèles respectives et, d'autre part, être équitable pour les différentes catégories de consommateurs.

[644] La Régie est ainsi appelée à arbitrer entre les principes du signal de prix et de la stabilité tarifaire. Elle est d'avis que la stratégie tarifaire doit reposer sur un équilibre juste et raisonnable entre l'efficience et l'équité des tarifs.

[645] **Considérant les particularités du présent dossier, la Régie poursuit l'application de la stratégie tarifaire uniforme pour l'année 2011.**

²⁹⁴ Pièce B-1, HQD-12, document 8 et document 9.

²⁹⁵ Pièce B-1, HQD-12, document 2, page 5.

19. BAISSÉ TARIFAIRE AUTORISÉE

[646] La Régie juge que le revenu requis autorisé mène à des tarifs justes et raisonnables. Elle est d'avis que les consommateurs doivent bénéficier d'une baisse des tarifs qui résulte de ses décisions relativement aux divers éléments du revenu requis de l'année témoin 2011. **En conséquence, la Régie ordonne une baisse tarifaire estimée à 0,4 %, telle que décrite au tableau 27.**

TABLEAU 27
ESTIMÉ DE LA BAISSÉ TARIFAIRE AUTORISÉE 2011

<i>(en M\$)</i>	<i>Demandé</i>	<i>Ajustements</i>	<i>Reconnu</i>
Revenu requis amendé	10 741,8	(39,1)	10 702,7
Contrats spéciaux	(845,7)		(845,7)
Revenu requis excluant les contrats spéciaux	9 896,1	(39,1)	9 857,0
Autres revenus	(223,6)		(223,6)
Provision réglementaire de l'année précédente	10,5		10,5
	9 683,0	(39,1)	9 643,9
Revenus prévus selon les tarifs antérieurs excluant les contrats spéciaux	9 683,0		9 683,0
Revenu additionnel requis	0,0	(39,1)	(39,1)
Maintien des tarifs demandé par le Distributeur	0,0 %		
Baisse tarifaire requise estimée			(0,4 %)
Provision réglementaire estimée (à considérer dans l'année suivante)			(12 M\$)

Sources : Pièce B-1, HQD-1, document 1, page 6; pièce B-62, HQD-2, document 3.3 révisé, page 3; pièce A-35-1, page 107

[647] **La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 18 mars 2011, à 12 h, les documents suivants :**

- **le calcul de la provision réglementaire 2011;**
- **une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues à la présente décision, selon le format de la pièce B-1, HQD-12, document 4;**
- **l'étude de la répartition du coût de service par catégorie tarifaire tenant compte de la présente décision, telle que présentée à la pièce B-1, HQD-10, document 3;**
- **les ratios d'interfinancement tenant compte de la présente décision, tels que présentés à la pièce B-1, HQD-12, document 2, page 8;**
- **un nouveau texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* et des *Conditions de service d'électricité* conforme aux exigences contenues aux diverses sections de la présente décision, ainsi qu'une version anglaise de ces documents, tels que présentés aux pièces B-1, HQD-12, document 8 et B-1, HQD-12, document 9.**

[648] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande du Distributeur;

APPROUVE la modification apportée aux principes réglementaires soumis à la pièce B-1, HQD-3, document 2 quant à la comptabilisation de la contribution du Distributeur au financement des coûts d'intégration des projets de petites centrales hydroélectriques;

ACCEPTE les modifications effectuées par le Distributeur aux durées de vie utile de ses immobilisations, applicables à partir de l'année 2011;

APPROUVE la demande initiale du Distributeur de verser aux revenus requis de 2011 un montant de 33,2 M\$ provenant du compte de nivellement pour aléas climatiques 2010 et **S'OPPOSE** à y verser tout montant supplémentaire;

REJETTE la demande amendée du Distributeur de créer un compte temporaire de maintien des tarifs;

DEMANDE au Distributeur de créer un compte d'écarts et d'y porter la différence entre les coûts encourus et ceux autorisés pour le coût de retraite, à partir de l'année témoin 2011 et **DEMANDE** au Distributeur de présenter les composantes et les modalités de disposition de ce compte lors du prochain dossier tarifaire;

DEMANDE au Distributeur de réduire les charges d'exploitation pour l'année témoin 2011 de 20,9 M\$;

AUTORISE les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 10 M\$ destinés à la distribution d'électricité et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application, et ce, jusqu'à concurrence d'un montant de 654,2 M\$;

APPROUVE le budget 2011 du PGEÉ du Distributeur jusqu'à concurrence de 261 M\$ et **DEMANDE** au Distributeur de déposer avant le **18 mars 2011, à 12 h**, une mise à jour, tenant compte des budgets autorisés, des tableaux 6.5 « Impact sur les tarifs du Distributeur en M\$ courants » et 6.6 « Impact en 2011 associé aux dépenses de mise en œuvre du PGEÉ sur le coût de service du Distributeur (en M\$) »;

AUTORISE un taux de rendement de 7,264 % sur la base de tarification 2011 du Distributeur, incluant un taux de rendement sur l'avoir propre de 7,320 % et retient un coût moyen de la dette de 7,234 %;

AUTORISE l'utilisation d'un coût en capital prospectif de 6,099 %;

ACCEPTE les coûts évités proposés par le Distributeur selon la section 4 de la présente décision;

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 2011, le revenu requis pour l'année témoin 2011 et la modification des tarifs applicables au 1^{er} avril 2011, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur, au plus tard le **18 mars 2011, à 12 h**, les informations requises par la présente décision;

MODIFIE les *Tarifs et conditions du Distributeur* tel qu'indiqué dans la présente décision;

MODIFIE les frais liés au service d'électricité du chapitre 12 des *Tarifs et conditions du Distributeur* conformément à la grille tarifaire soumise par le Distributeur à la pièce B-1, HQD-12, document 4;

MODIFIE les *Conditions de service d'électricité* conformément au texte proposé par le Distributeur à la pièce B-1, HQD-11, document 2;

DEMANDE au Distributeur de déposer, au plus tard le **18 mars 2011, à 12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision dans le même format que celui de la pièce B-1, HQD-12, document 4;

DEMANDE au Distributeur de mettre à jour le texte des *Tarifs et conditions du Distributeur* et le texte des *Conditions de service d'électricité* et de lui déposer ces documents dans leurs versions française et anglaise, pour approbation, au plus tard le **18 mars 2011 à 12 h**;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, selon les délais fixés.

Lise Duquette
Régisseur

Michel Hardy
Régisseur

Lucie Gervais
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de l'Outaouais (ACEFO) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par M^e Denis Falardeau;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^e Serge Cormier;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;
- Conseil de la Nation Innu Matimekush-Lac John (CNIMLJ) représenté par M^e Marie-Josée Corriveau;
- 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;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- 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.