D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2004-47	R-3492-2002	26 février 2004

PRÉSENTS :

M. Normand Bergeron, M.A.P., vice-président
M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), MBA
M^e^ Marc-André Patoine, B. A., LL.L.
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Liste des intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante
Intervenants

Décision relative à la demande de détermination du coût de service et de modification des tarifs d'électricité du Distributeur pour l'année tarifaire 2004-2005

Liste des intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association des gestionnaires de parcs immobiliers en milieu institutionnel (AGPI);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Association des industries forestières du Québec (AQCIE/CIFQ)*;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Union des municipalités du Québec (FCEI/UMQ)*;
- Fédération des commissions scolaires du Québec (FCSQ);
- Gazifère Inc. (Gazifère);
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM);
- Grand Conseil des Cris (Eeyou Ishchee)/Administration régionale crie (GCC);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC)*;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des producteurs agricoles (UPA)*.

* Coalition d'intervenants représentant des groupes de consommateurs, nommément AQCIE/CIFQ, FCEI/UMQ, OC et UPA, qui se sont regroupés aux fins de l'administration de la preuve sur les coûts de service tout en permettant à chacun d'avoir, le cas échéant, sa propre preuve ainsi que sa propre argumentation sur d'autres volets du dossier tarifaire de la Phase 2 (la Coalition).

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE 6

INTRODUCTION 10

1. BALISAGE DU DISTRIBUTEUR 13

1.1 BALISAGE RELATIF À L'EFFICIENCE DU DISTRIBUTEUR 13
1.1.1 Position des parties 13
1.1.2 Opinion de la Régie 23
1.2 BALISAGE RELATIF AU CENTRE DE SERVICES PARTAGÉS 25
1.2.1 Position des parties 25
1.2.2 Opinion de la Régie 27
1.3 BALISAGE RELATIF AUX TÉLÉCOMMUNICATIONS SPÉCIALISÉES 28
1.3.1 Position des parties 28
1.3.2 Opinion de la Régie 29

2. COÛT DE SERVICE, REVENUS REQUIS ET BASE DE TARIFICATION 30

2.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE 30
2.1.1 Position des parties 30
2.1.2 Opinion de la Régie 33
2.2 CONVENTIONS COMPTABLES 33
2.2.1 Position des parties 34
2.2.2 Opinion de la Régie 37
2.3 ACTIVITÉS NON RÉGLEMENTÉES 38
2.3.1 Position des parties 39
2.3.2 Opinion de la Régie 41
2.4 COÛT DE FOURNITURE ET TRANSPORT 45
2.4.1 Position des parties 45
2.4.2 Opinion de la Régie 47
2.5 CHARGES BRUTES DIRECTES 47
2.5.1 Position des parties 47
2.5.2 Opinion de la Régie 56
2.6 CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS 58
2.6.1 Position des parties 58
2.6.2 Opinion de la Régie 61
2.7 FRAIS CORPORATIFS 61
2.7.1 Méthode de répartition 61
2.7.1.1 Opinion de la Régie 66
2.8 AUTRES CHARGES 68
2.8.1 Position des parties 68

2.8.2 Opinion de la Régie ... 69
2.9 ÉLÉMENTS CRÉDITEURS DES CHARGES ... 69
2.9.1 Position des parties ... 69
2.9.2 Opinion de la Régie ... 73
2.10 AUTORISATION D'INVESTISSEMENTS EN VERTU DE L'ARTICLE 73 ... 73
2.10.1 Position des parties ... 73
2.10.2 Opinion de la Régie ... 77
2.11 BASE DE TARIFICATION ... 81
2.11.1 Position des parties ... 81
2.11.2 Opinion de la Régie ... 84
2.12 REVENU REQUIS ... 86
2.12.1 Position des parties ... 86
2.12.2 Opinion de la Régie ... 87

3. COÛT DU CAPITAL ... 88

3.1 COÛT DE LA DETTE ... 88
3.1.1 Inclusion ou exclusion de la dette à court terme inscrite aux états financiers d'Hydro-Québec ... 89
3.1.2 Traitement de la perte de change passée aux bénéfices non répartiS (1,3 G $) ... 92
3.1.3 Calcul des frais de garantie ... 97
3.1.4 Hypothèses utilisées pour l'établissement du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec et du rendement de l'avoir propre pour l'année 2004 ... 98
3.2 TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION ... 100
3.2.1 Position des parties ... 100
3.2.2 Opinion de la Régie ... 101
3.3 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF ... 102
3.3.1 Position des parties ... 102
3.3.2 Opinion de la Régie ... 102

4. MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE ... 103

4.1 CADRE DE LA DÉCISION ... 103
4.1.1 Position des parties ... 103
4.1.2 Opinion de la Régie ... 104
4.2 APPROVISIONNEMENT PATRIMONIAL ... 106
4.2.1 Position des parties ... 106
4.2.2 Opinion de la Régie ... 106
4.3 TARIFS DE GESTION DE LA CONSOMMATION ... 107
4.3.1 Position des parties ... 107
4.3.2 Opinion de la Régie ... 108
4.4 BRANCHEMENTS ... 110
4.4.1 Position des parties ... 110
4.4.2 Opinion de la Régie ... 111

4.5 RÉPARTITION DES COÛTS PAR FONCTION DU RÉSEAU BASSE ET MOYENNE 111
4.5.1 Position des parties 111
4.5.2 Opinion de la Régie 112
4.6 AJUSTEMENT DE LA COMPOSANTE ABONNEMENT DU RÉSEAU DE TAILLE MINIMALE 113
4.6.1 Position des parties 113
4.6.2 Opinion de la Régie 115
4.7 DÉGROUPEMENT DE LA FONCTION « GESTION DES ABONNEMENTS » ET « AUTRES » 116
4.7.1 Position des parties 116
4.7.2 Opinion de la Régie 118
4.8 RÉPARTITION DES COÛTS LIÉS AU PGEÉ 120
4.8.1 Position des parties 120
4.8.2 Opinion de la Régie 120

5. INTERFINANCEMENT ET STRATÉGIE TARIFAIRE 121

5.1 POSITION DES PARTIES 121
5.2 OPINION DE LA RÉGIE 130

6. COMPTE DE FRAIS REPORTÉS, ENTENTE ET COÛT D'APPROVISIONNEMENT RELATIFS AU TARIF BT 136

6.1 POSITION DES PARTIES 136
6.1.1 Position du Distributeur 136
6.1.2 Positions des intervenants 139
6.2 OPINION MAJORITAIRE DE LA RÉGIE 143
6.3 OPINION DISSIDENTE DU RÉGISSEUR ANTHONY FRAYNE 148

7. DONNÉES À PRÉSENTER DANS LE RAPPORT ANNUEL À LA RÉGIE 148

7.1 POSITION DES PARTIES 148
7.2 OPINION DE LA RÉGIE 148

8. FRAIS DES INTERVENANTS 149

SOMMAIRE

Le 13 août 2003, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) présentait à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande pour faire augmenter ses tarifs de 3 % en cours d'année tarifaire 2003-2004 et de 2,98 % à compter du 1er avril 2004, début de l'année tarifaire 2004-2005. La Régie de l'énergie (la Régie) a accepté l'augmentation de 3 % à compter du 1er janvier 2004 (décision D-2003-232). La présente décision porte sur le deuxième volet de cette demande, soit l'augmentation des tarifs du Distributeur pour l'année tarifaire 2004-2005.

Dans le cadre de ses fonctions tarifaires, la Régie doit traiter le Distributeur comme une entité distincte d'Hydro-Québec et appliquer la *Loi sur la Régie de l'énergie*[1] (la Loi) voulant que les tarifs du Distributeur soient justes et raisonnables et ne prévoient pas des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre au Distributeur de couvrir ses coûts de capital et d'exploitation, de maintenir sa stabilité et le développement normal de son réseau de distribution ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification (articles 51, 52.3 et 49 de la Loi).

L'examen tarifaire consiste à établir le revenu requis du Distributeur pour l'année tarifaire 2004-2005 et de juger si les tarifs actuels (tels que modifiés au 1er janvier 2004), appliqués aux projections de ventes, sont suffisants pour permettre de couvrir le revenu requis ou s'ils doivent être ajustés en conséquence. Le revenu requis du Distributeur est établi sur la base de projection des coûts. En Phase 1 du présent dossier, la Régie a retenu le principe de la projection des coûts sur la base d'une année témoin débutant au 1er janvier et coïncidant avec l'année financière d'Hydro-Québec afin de faciliter la comparaison des données financières de l'année témoin avec celles des données vérifiées d'Hydro-Québec.

La décision porte donc premièrement sur l'établissement du revenu requis raisonnable du Distributeur pour l'année témoin 2004 permettant de couvrir son coût de service et le coût du capital, incluant un rendement raisonnable sur l'avoir propre du Distributeur, suivant la structure du capital et les paramètres arrêtés par la Régie en Phase 1 du présent dossier. Deuxièmement, elle porte sur la hausse tarifaire demandée pour l'année 2004-2005. Elle porte également sur certains autres sujets dont le balisage des coûts du Distributeur, certains raffinements requis par la Régie au niveau des méthodes de répartition des coûts, sur l'approbation du coût d'approvisionnement en électricité des clients du tarif BT et la création d'un compte de frais reportés à cet égard.

[1] L.R.Q., c. R-6.01.

Balisage des coûts

Le Distributeur a répondu en grande partie à une demande antérieure de la Régie de produire un plan de balisage de certains de ses coûts (charges brutes directes et de services partagés), un calendrier de réalisation et un rapport d'étape afin qu'elle puisse suivre la performance et l'efficience du Distributeur. Consciente du fait que le balisage est un exercice évolutif, la Régie demande au Distributeur, dans un premier temps, d'étendre la liste des indicateurs utilisés pour le balisage en utilisant un plus grand nombre d'intrants et d'extrants. Ainsi, la Régie demande au Distributeur de présenter une liste de 19 indicateurs et de conserver un historique de ces résultats de façon à pouvoir revoir éventuellement l'utilité et la pertinence de certains de ces indicateurs.

Méthode de répartition du coût de service

Dans cette section de la décision, la Régie est appelée à examiner la conformité des propositions du Distributeur répondant aux demandes spécifiques de la Régie découlant de la décision D-2003-93 en Phase 1 du présent dossier. Vu le caractère technique de ces questions, la Régie autorise la formation d'un comité où les représentants du Distributeur, des intervenants et de la Régie pourront discuter plus facilement de sujets spécifiques. Dans l'ensemble, la Régie se dit satisfaite du suivi de sa décision D-2003-93.

Coût du capital

À la demande de la Régie, le Distributeur a apporté certaines clarifications portant sur la méthodologie de calcul du coût de la dette, lesquelles sont acceptées. La Régie fixe le coût de la dette pour l'année témoin 2004 à 7,41 % sur la base des données du *Consensus Forecast* du 11 août 2003. Quant à l'établissement du taux de rendement sur l'avoir propre du Distributeur pour l'année témoin 2004, la Régie demande au Distributeur de l'établir, suivant la formule retenue en Phase 1 du présent dossier, mais à partir de données plus récentes, soit celles du *Consensus Forecast* du 12 janvier 2004. La Régie estime que les deux mises à jour demandées auront pour effet de réduire d'environ 15 M $ le coût du capital reconnu pour l'année témoin 2004.

Coût de service, revenus requis et base de tarification

Certains coûts projetés pour l'année témoin 2004 ne sont pas reconnus aux fins tarifaires. Considérant l'engagement du Distributeur, pris en Phase 1 du présent dossier, de maintenir son niveau d'effectifs à 7 400 employés, la Régie ne reconnaît pas comme nécessaire à la prestation des services de distribution d'électricité, des montants de 11,3 M $ relatifs à la

masse salariale et de 10 M $ correspondant aux bonis de rendement associés à l'atteinte des résultats d'Hydro-Québec comme entreprise intégrée. En ce qui a trait à la répartition des frais corporatifs, en plus d'effectuer des modifications méthodologiques, la Régie, constatant une croissance importante de ces frais, ne reconnaît pas un montant de 12,1 M $, ramenant ainsi ces frais à leur niveau de 2002.

Relativement à l'autorisation des investissements à être réalisés au cours de l'année 2004, la Régie demande au Distributeur de présenter de façon spécifique une demande d'autorisation pour son programme d'automatisation du réseau, de façon à pouvoir en analyser distinctement la pertinence, les effets et l'impact sur les tarifs. Par ailleurs, la Régie limite à 499 M $ les investissements pour 2004 autorisés en vertu de l'article 73 de la Loi. La Régie approuve la base de tarification du Distributeur pour 2002 et 2003. La base de tarification 2004 sera approuvée ultérieurement lorsque le Distributeur aura effectué les ajustements demandés.

Stratégie tarifaire

La Régie reconnaît pour l'année témoin 2004 un revenu additionnel requis d'environ 117 M $ que le Distributeur pourra couvrir en appliquant une augmentation uniforme de ses tarifs de 1,4 % à compter du 1er avril 2004. La nouvelle grille tarifaire du Distributeur sera approuvée ultérieurement, lorsque le Distributeur aura apporté les modifications demandées par la Régie à sa base de tarification et aux revenus requis de 2004. La Régie évalue que cette hausse représente une augmentation moyenne de 1,33 $ par mois pour le client résidentiel moyen et de 1,92 $ par mois pour le client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité. De plus, la Régie constate qu'une augmentation uniforme des tarifs ne résultera pas en une modification significative de l'indice d'interfinancement dont bénéficient les consommateurs du tarif domestique.

La Régie ne retient pas l'approche du Distributeur suivant laquelle il récupérerait au cours des neuf derniers mois de l'année témoin 2004 (année civile) son plein revenu requis. De l'avis de la Régie, cette façon de procéder crée un tarif artificiellement élevé qui ne satisfait pas à la restriction imposée par l'article 51 de la Loi. La Régie réitère que le revenu requis est établi sur la base des projections de l'année témoin (l'année civile), mais doit être récupéré au cours de l'année tarifaire (du 1er avril au 31 mars). La Régie réserve cependant les droits du Distributeur de faire une preuve démontrant l'existence d'un écart résultant du décalage entre l'année témoin et l'année tarifaire et de soumettre un mécanisme de prise en compte de cet écart.

Coût d'approvisionnement et compte de frais reportés relatifs au tarif BT

Faisant droit en partie à la demande du Distributeur, la Régie accepte que la différence entre le coût d'acquisition de l'électricité et le prix actuel de l'énergie prévu au tarif pour la période du 1er janvier 2004 au 31 mars 2004 soit portée à un compte de frais reportés rémunéré hors base de tarification au taux moyen du coût du capital (le régisseur Anthony Frayne étant dissident à cet égard). À la demande du Distributeur, la Régie ne statue pas sur les modalités de disposition du solde du compte de frais reportés. La Régie pourra décider ultérieurement du traitement tarifaire de ce compte et de la pertinence de permettre au Distributeur d'y verser l'écart de prix qui serait encouru après le 31 mars 2004.

La décision majoritaire de la Régie n'accepte pas de tenir compte du plein coût de fourniture d'électricité contracté par le Distributeur auprès de la division production d'Hydro-Québec à compter du 1er décembre 2003 (7,3 ¢/kWh). Considérant le fait que les caractéristiques de consommation de ces clients devraient faire en sorte que cette charge s'efface à la pointe et puisse être rappelée en cas de pénurie énergétique, la Régie juge plus raisonnable un prix de 6,0 ¢/kWh.

INTRODUCTION

Le 3 juillet 2002, Hydro-Québec Distribution initiait la présente instance en déposant une demande tarifaire pour établir, dans une première phase, certains principes réglementaires applicables à Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur), en plus de faire déterminer le coût de service pour l'année 2002-2003 et d'établir une méthode de répartition de ce coût entre les différentes catégories de consommateurs. Dans une deuxième phase, le Distributeur voulait procéder, notamment, à la modification des tarifs pour l'année tarifaire 2004-2005.

Le 21 mai 2003, la Régie rendait sa décision D-2003-93, portant sur la Phase 1, afin de répondre à cette demande du Distributeur.

Le 7 juillet 2003, la Régie rendait publique la décision procédurale D-2003-138 sur la Phase 2 du dossier. Elle y établissait la portée de cette phase, la démarche retenue pour en assurer l'étude ainsi que le déroulement de l'audience. Dans cette décision, la Régie acceptait le report de six sujets devant initialement être traités en Phase 2 et décidait d'ajouter une troisième phase pour y traiter des modifications aux structures tarifaires et de la révision des frais de service.

Le décret 817-2003 du gouvernement du Québec, en date du 11 août 2003, levait à compter de cette date le gel tarifaire initialement fixé jusqu'au 30 avril 2004. Pour le Distributeur, l'adoption de ce décret rendait possible une révision de la stratégie tarifaire préalablement énoncée lors de la Phase 1. Selon cette stratégie, les modifications tarifaires n'intervenaient qu'à partir du 1er mai 2004 et ce, pour l'année tarifaire 2004-2005[2].

Le 13 août 2003, le Distributeur présentait à la Régie, pour la Phase 2, une demande visant notamment à faire modifier ses tarifs, en y appliquant une hausse uniforme de 3 %, pour l'année tarifaire 2003-2004, dès le 1er octobre 2003, par une décision provisoire à être rendue le ou avant le 12 septembre 2003, ainsi qu'à faire modifier ses tarifs, en y appliquant une hausse uniforme de 2,98 %, pour l'année tarifaire 2004-2005 à compter du 1er avril 2004. Cette demande visait également à autoriser la création d'un compte de frais reportés afin d'y comptabiliser la différence entre le coût de fourniture payé par le Distributeur pour l'approvisionnement du tarif BT et le prix correspondant facturé aux clients de ce tarif.

Dans sa décision D-2003-168 du 9 septembre 2003, la Régie rejetait la demande de décision provisoire du Distributeur visant une hausse tarifaire uniforme de 3 % à compter du

[2] Pièce HQD-1, document 1, page 11.

1er octobre 2003. La Régie estimait que ce dernier avait un fardeau de preuve lorsqu'il a présenté sa requête et qu'il n'a pas réussi à relever ce fardeau, de sorte que la balance des inconvénients penchait en faveur d'une étude au fond de la demande plutôt que d'une étude *prima facie*, compte tenu que cette demande constituait la première requête tarifaire générale.

En conséquence de cette décision, le Distributeur a adressé à la Régie, le 24 septembre 2003, une demande amendée, notamment pour faire modifier ses tarifs pour l'année tarifaire 2003-2004, dans les quinze jours suivant la décision autorisant ladite modification tarifaire ainsi que pour faire modifier ses tarifs pour l'année tarifaire 2004-2005 à compter du 1er avril 2004.

Lors de sa décision D-2003-184 du 2 octobre 2003, concernant une demande de considération spéciale de la Coalition, la Régie accueillait partiellement cette demande. Elle autorisait l'embauche d'experts et les autorisait à déposer des demandes de renseignements et une preuve conjointe à des dates ultérieures à celles prévues au calendrier procédural. Cependant, la Régie considérait prématuré l'objectif d'un des experts de la Coalition de produire une preuve exhaustive sur le thème du balisage des coûts du Distributeur.

Des audiences publiques se sont déroulées à Montréal, au siège social de la Régie, du 14 au 25 novembre 2003 inclusivement, ainsi que les 1er, 2, 10, 12 et 15 décembre 2003. Les quatre thèmes de la Phase 2 y ont été traités. Les sujets couverts sont :

Thème 1 : coût du service, revenu requis et base de tarification;
Thème 2 : coût du capital;
Thème 3 : propositions tarifaires, répartition des coûts et mesure de l'interfinancement;
Thème 4 : compte de frais reportés, contrat et coût d'approvisionnement relatifs au tarif BT.

Le 27 novembre 2003, dans sa décision D-2003-221, la Régie rejetait la requête de l'intervenant S.É./AQLPA demandant de faire déclarer provisoire, à compter du 1er décembre 2003, l'article 270 du Règlement tarifaire 663 d'Hydro-Québec. Les motifs de cette décision étaient que la requête allait directement à l'encontre de la décision D-2002-115, que la remise en cause de la nature du tarif BT allait plus loin que ce que la Régie avait envisagé dans la présente phase, et qu'elle n'était pas convaincue que le droit de la requérante d'obtenir une décision provisoire était clair et apparent.

Enfin, dans sa décision D-2003-232 du 15 décembre 2003, la Régie rendait une décision partielle et finale relative à la demande de modifier les tarifs du Distributeur en appliquant

une hausse tarifaire uniforme de 3 % à compter du 1er janvier 2004. Ainsi, la Régie accueillait en partie la demande amendée du Distributeur du 24 septembre 2003 et réservait sa décision sur les autres éléments de la demande amendée du Distributeur.

La présente décision de la Régie vise à statuer sur les éléments de la demande amendée du Distributeur relatifs à la l'année tarifaire 2004-2005. L'étude du dossier repose sur l'analyse de l'année témoin 2004. Les conclusions recherchées initialement sont les suivantes :

> « ***ACCUEILLIR*** *la présente demande;*
>
> ***MODIFIER****, par une décision finale à être rendue en cours d'instance, l'ensemble des tarifs du Distributeur, sauf les tarifs en temps réel (LR et MR), en y appliquant une hausse tarifaire uniforme de 3 % applicable dans les quinze (15) jours suivant la décision autorisant la hausse pour l'année tarifaire 2003-2004;*
>
> ***AUTORISER*** *la création d'un compte de frais reportés, portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification du Distributeur, afin d'y comptabiliser, à compter du 1er décembre 2003, le déficit occasionné par le coût de fourniture de l'électricité du tarif BT;*
> ***APPROUVER*** *les modifications et ajouts apportés à la méthode de répartition des coûts soumise à la pièce HQD-8, Document 1;*
>
> ***RECONNAÎTRE*** *comme prudemment acquises et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité les immobilisations mises en exploitation au cours des années 2002, 2003 et 2004;*
>
> ***AUTORISER*** *les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité qui n'auront pas encore été mis en exploitation en 2004, mais pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application;*
>
> ***ÉTABLIR*** *la base de tarification du Distributeur pour l'année de base 2003 et l'année témoin 2004 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi;*
>
> ***PERMETTRE*** *un taux de rendement de 8,39 % sur la base de tarification 2003 et de 8,16 % sur la base de tarification 2004;*

PERMETTRE *l'utilisation d'un coût du capital prospectif pour le Distributeur de 7,061 % pour l'année témoin 2004;*

DÉTERMINER *les montants globaux des dépenses qu'elle juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service pour l'année de base 2003 et l'année témoin 2004;*

APPROUVER *les revenus requis du Distributeur pour l'année de base 2003 et l'année témoin 2004;*

MODIFIER*, à compter du 1er avril 2004, pour l'année tarifaire 2004-2005, l'ensemble des tarifs du Distributeur, sauf les tarifs en temps réel (LR et MR), afin d'y appliquer une hausse uniforme de 2,98 %.*[3] »

La Régie a pris la demande en délibéré le 15 décembre 2003.

Plusieurs des positions des intervenants rapportées dans la présente décision ont déjà été consignées dans la décision D-2003-232. La Régie rappelle que la demande ainsi que la preuve du Distributeur portaient sur deux hausses tarifaires. De même, les observations et argumentations des intervenants se rapportaient à la proposition globale du Distributeur ayant trait aux deux hausses tarifaires. Dans sa décision D-2003-232, la Régie a statué sur la première hausse requise par le Distributeur et applicable à partir du 1er janvier 2004. La Régie considère les représentations des participants rapportées ci-dessous dans la seule optique de la hausse des tarifs applicables au 1er avril 2004.

1. BALISAGE DU DISTRIBUTEUR

1.1 BALISAGE RELATIF A L'EFFICIENCE DU DISTRIBUTEUR

1.1.1 POSITION DES PARTIES

Dans le souci de vouloir répondre aux attentes que lui a exprimées la Régie dans sa décision D-2003-93 en matière d'indicateurs et de balisage relatifs à son efficience, le **Distributeur** propose de couvrir le dossier de l'efficience en trois volets : 1) celui des indicateurs d'efficience globaux couvrant toutes les activités du Distributeur, 2) celui des indicateurs et

[3] Demande modifiée en cours d'audience à 2,9 %, pièce HQD-1, document 1, révisée au 10 novembre 2003.

analyses autant de performance que d'efficience liés à ses principaux processus, et 3) celui d'un plan de balisage[4].

Efficience globale

En ce qui a trait au premier volet du dossier de l'efficience, à savoir son efficience globale, le Distributeur énumère les principaux critères qui l'ont guidé dans le choix d'indicateurs globaux : le nombre limité d'indicateurs, la représentation de l'ensemble de ses activités en ligne avec sa mission de base, la représentation des coûts sur lesquels le Distributeur a un contrôle, la représentation de la réalité financière, la fiabilité et la disponibilité des données et, enfin, la facilité de comparaison historique et le balisage avec d'autres entreprises. Selon lui, les indicateurs d'efficience doivent illustrer les efforts mis en œuvre pour atteindre les résultats obtenus; c'est un rapport entre les intrants et les extrants[5].

Le Distributeur a donc retenu les quatre indicateurs suivants :

- coût de distribution et service à la clientèle par kWh normalisé;
- charges d'exploitation nettes par abonnement;
- charges d'exploitation nettes par kWh normalisé;
- immobilisations en exploitation nettes par abonnement[6].

Il indique que ces indicateurs ont été choisis pour leur complémentarité et donnent une bonne représentation globale de l'efficience à un moment donné. Il souhaite ainsi pouvoir faire le lien avec le coût de service utilisé pour l'établissement des revenus requis. Leur suivi sur plusieurs années permettra d'identifier et de mieux comprendre les facteurs contributifs à leur évolution. Le Distributeur mentionne que ces indicateurs lui permettront également de se comparer par rapport à d'autres entreprises et de communiquer de façon simple avec les différentes parties intéressées (son personnel, la Régie, ses clients, ses partenaires, etc.). Ces indicateurs serviront enfin de balise au Distributeur afin de mesurer l'amélioration de son efficience globale[7].

Le coût de distribution et de service à la clientèle représente toutes les dépenses nécessaires à la réalisation des activités propres au Distributeur et exclut les dépenses sur lesquelles il n'exerce aucun contrôle direct, tels le coût d'approvisionnement en électricité et le coût du

4 Pièce HQD-2, document 1, page 5.
5 Pièce HQD-2, document 1, page 6.
6 Pièce HQD-2, document 1, page 7.
7 Pièce HQD-2, document 1, page 7.

service du transport. Ainsi, l'indicateur Coût de distribution et de service à la clientèle par kWh normalisé mesure le coût unitaire global des activités propres à la distribution et au service à la clientèle et couvre autant l'ensemble des coûts d'exploitation que les coûts plus directement reliés aux actifs[8].

Le Distributeur mentionne que l'indicateur Charges d'exploitation nettes par abonnement mesure le niveau des coûts directement associés à sa gestion courante et qui sont nécessaires pour fournir le service électrique à chacun des abonnés. Les charges d'exploitation nettes se composent majoritairement des dépenses relatives à la main-d'oeuvre, de la facturation interne des services fournis par les autres unités d'affaires (ex. Centre des services partagés) et des autres charges directes (ex. services externes, mauvaises créances, etc.) dont sont déduites les dépenses nécessaires à la réalisation des investissements, et qui font l'objet d'une capitalisation[9].

L'indicateur Charges d'exploitation nettes par kWh normalisé permet au Distributeur de mesurer les dépenses d'exploitation nécessaires pour répondre à son volume de ventes[10].

Quant à l'indicateur Immobilisations en exploitation nette par abonnement, le Distributeur affirme qu'il représente la valeur, par abonnement, des équipements et infrastructures nécessaires pour distribuer l'électricité et fournir les services attendus par la clientèle. En termes comptables, l'indicateur représente la valeur nette (déduction faite de l'amortissement cumulé) de ses actifs. L'indicateur évolue en fonction de l'amortissement et de la mise en service des projets découlant de la stratégie d'investissement du Distributeur[11].

En annexe de sa preuve, le Distributeur présente un résumé de l'évolution de ces quatre indicateurs globaux. Il appert de ces résultats que l'efficience globale du Distributeur est en amélioration ou stable sur la période 2001-2004, selon les indicateurs utilisés[12].

Efficience des principaux processus

Pour le deuxième volet du dossier de l'efficience, portant sur les indicateurs et analyses autant de performance que d'efficience liés à ses principaux processus, le Distributeur indique qu'il analyse, compare et questionne chaque processus et activité pour bien en

8 Pièce HQD-2, document 1, pages 10-12.
9 Pièce HQD-2, document 1, page 13.
10 Pièce HQD-2, document 1, page 14.
11 Pièce HQD-2, document 1, page 15.
12 Pièce HQD-2, document 1, pages 53-56.

comprendre l'évolution et ainsi s'améliorer. Entre autres, il affirme qu'une vigie constante est réalisée afin de connaître les meilleures pratiques de l'industrie.

Selon le Distributeur, cet exercice fait ressortir qu'il possède, comparativement aux entreprises du marché, trois caractéristiques qui lui sont propres et qui influent sur son efficience, par les coûts engendrés pour livrer les niveaux de services attendus par ses clients, à savoir la prépondérance du chauffage électrique de sa clientèle, son statut d'entreprise publique lui conférant des responsabilités sociales, ainsi que son organisation du travail[13].

Le Distributeur présente l'analyse de performance de quatre de ses plus importants processus : Accueil et traitement des demandes des clients, Relève des compteurs, Facturation et encaissement et, enfin, Crédit et Recouvrement[14].

En utilisant l'indicateur Charges d'exploitation nettes par abonnement pour chacun de ces quatre processus, le Distributeur dresse un tableau sur la performance de ces processus. En résumé, il ressort de l'analyse de cet indicateur que ces processus ont subi une hausse de coût de l'ordre de l'inflation sur la période 2000-2004, à l'exception du processus Crédit et Recouvrement qui a connu une baisse significative de coûts en grande partie due aux importants efforts de redressement qui ont eu pour effet de réduire la dépense de mauvaises créances[15].

Plan de balisage

En guise de troisième volet, le Distributeur affirme participer à des études structurées de balisage qui, à terme, lui permettront d'analyser son efficience sur l'ensemble de ses activités. Les objectifs qu'il cherche à atteindre avec ces études sont de permettre des comparaisons sur la performance opérationnelle, de dégager les grandes tendances, d'identifier les facteurs explicatifs à l'origine des différences observées et, enfin, d'identifier les meilleures pratiques dans le but éventuel de les transposer[16].

Les études de balisage qui font l'objet du plan de balisage proviennent du programme COPE de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) et de la firme américaine PA Consulting. Les analyses des données seront effectuées à l'automne 2003 dès que les rapports finaux

13 Pièce HQD-2, document 1, pages 16-18.
14 Pièce HQD-2, document 1, page 18.
15 Pièce HQD-2, document 1, pages 19-41.
16 Pièce HQD-2, document 1, page 42.

seront disponibles. Les résultats des deux exercices de balisage portant sur les années 2001 et 2002 pourront être déposés à la Régie en 2004[17].

Le Distributeur rapporte que le balisage de certains indicateurs existe depuis de nombreuses années au sein de l'ACÉ et porte sur les éléments de continuité de service, de sécurité des employés et de satisfaction de la clientèle[18,19].

Le programme COPE en est un de balisage dirigé par les entreprises membres de l'ACÉ et dont la bonne marche dépend du niveau d'intérêt et d'engagement des participants. Cependant, la validité de ce programme est sujette à plusieurs limitations, comme en témoigne le Distributeur, tels le nombre restreint de comparables, la discontinuité des données, l'interprétation des données et l'implication inégale des membres y participant[20].

Le Distributeur mentionne que le programme de balisage de la firme américaine PA Consulting est en vigueur depuis 1992 et qu'il est entièrement dirigé par un groupe d'experts du domaine indépendant des entreprises participantes. À l'instar de celui de l'ACÉ, le programme de PA Consulting fait également l'objet de limitations qui affectent sa validité, notamment sur la notion de la comptabilisation des coûts[21].

En argumentation, le Distributeur plaide à la Régie que l'exercice de balisage est complexe et ne peut souffrir d'une analyse fondée sur des résultats sommaires qui ne peuvent être comparés et, qu'à ce stade du processus, toute analyse sera superficielle et peu crédible[22]. Il plaide également que les résultats des études de balisage devront être analysés dans la perspective que la réglementation doit rechercher l'équilibre entre l'efficience, la qualité du service et la satisfaction de la clientèle[23].

Lors de sa réplique finale, le Distributeur affirme que les indicateurs globaux qu'il a fournis sont en fait des indicateurs qu'il utilise pour des fins de gestion interne, et il compte continuer à les suivre, en précisant que la Régie pourra y avoir accès et qu'il y aura un suivi à chaque dossier tarifaire de ces indicateurs qui lui permettent d'évaluer sa propre performance par rapport à lui-même[24].

---

17 Pièce HQD-2, document 1, page 42.
18 Pièce HQD-2, document 1, page 43.
19 Pièce HQD-11, document 5.1 et pièce HQD-11, document 5.2.
20 Pièce HQD-2, document 1, pages 45-46.
21 Pièce HQD-2, document 1, pages 47-51.
22 Argumentation du Distributeur, page 17.
23 Argumentation du Distributeur, page 18.
24 Notes sténographiques (NS), volume 30, pages 157-158.

Le Distributeur spécifie qu'il faut distinguer ces indicateurs de l'exercice de balisage. Il entend déposer un ensemble complet d'indicateurs qui pourront être analysés par la Régie et les intervenants. Selon lui, l'exercice avec PA Consulting et l'ACÉ fournira une foule d'informations de laquelle il sera possible d'extraire les indicateurs qui seront vraiment pertinents pour le Distributeur. Il demande en conséquence d'attendre que l'exercice soit complété avant d'adopter des indicateurs ou d'en mettre de côté pour le moment[25].

Par ailleurs, à propos d'une adoption éventuelle du formulaire Form-1 de la FERC, le Distributeur affirme qu'il est absolument impossible pour lui de se prononcer sur ce formulaire, étant donné qu'il ne sait rien quant à sa faisabilité sur le plan informatique et que toute discussion ou concertation que ce soit sur la standardisation reste à faire[26].

L'intervenante **ACEF de Québec** considère que les informations sur le balisage des coûts avec d'autres entreprises comparables ne sont pas disponibles dans le présent dossier. Elle juge à cet égard qu'il faut des données fiables et effectivement comparables, avec la prise en compte des paramètres et caractéristiques qui peuvent jouer sur la structure et le niveau de coût de chaque entreprise. Elle maintient également qu'il faut aussi choisir les intrants et extrants pertinents en lien direct avec les activités et la responsabilité de l'entreprise[27].

En analysant la synthèse des rapports de balisage COPE de l'ACÉ pour 2001, tel que soumis par le Distributeur, l'ACEF de Québec juge que le Distributeur performe moins bien que la moyenne dans la majorité des cas. Elle mentionne que bien qu'il soit difficile de porter un jugement définitif sur la performance du Distributeur, il ressort des indices observés que ce dernier doit s'améliorer sur plusieurs points[28].

Dans son argumentation, l'ACEF de Québec plaide que le Distributeur ne doit pas limiter indûment le nombre d'indicateurs afin de permettre aux intervenants d'apprécier sa performance sous de multiples facettes dans une vision intégrée et non réductrice de la complexité de la réalité. L'intervenante résume sa position en affirmant mal connaître l'efficience globale du Distributeur et précise que, bien que certains indicateurs soient en amélioration depuis quelques années, cette situation n'est pas propre au Distributeur, mais représente une caractéristique fondamentale des services en réseaux bénéficiant d'économies d'échelle significatives. Selon elle, la comparaison de certains indicateurs de balisage laisse

25 NS, volume 30, page 158.
26 NS, volume 30, page 159.
27 Preuve de l'ACEF de Québec, page 18.
28 Preuve de l'ACEF de Québec, pages 28-29.

croire que le Distributeur est sous-performant et qu'il doit faire des efforts soutenus pour améliorer la satisfaction de sa clientèle, ainsi que son niveau de productivité[29].

L'**AIEQ** affirme que les indicateurs globaux proposés par le Distributeur réunissent les coûts du processus d'affaires Distribuer avec ceux du processus d'affaires Commercialiser (Service à la clientèle), malgré leurs structures de coût totalement différentes. Les coûts du processus Distribution sont en très grande partie conditionnés par le coût des immobilisations qui forment plus de 70 % du coût global de ce processus. À l'inverse, les dépenses d'exploitation expliquent de façon prépondérante (plus de 75 %) l'allure des coûts du processus Service à la clientèle. Il importe donc, pour analyser et comparer convenablement les coûts du Distributeur, de traiter distinctement ces deux processus[30].

En règle générale, l'intervenante est d'accord avec les critères qui ont guidé le Distributeur dans le choix de ses indicateurs globaux d'efficience[31].

L'AIEQ met cependant en évidence que le choix des extrants doit avoir un lien de causalité avec l'intrant choisi. Elle propose que, pour le processus Distribuer, ce sont les ventes transitées par le réseau de distribution et non les ventes totales tel que proposé par le Distributeur qui conditionnent le mieux le niveau des charges d'exploitation et d'investissement. En ce qui concerne le processus Commercialiser, l'utilisation des ventes totales ou des abonnements lui semble approprié[32].

L'intervenante exprime son accord pour normaliser les données et en extraire les facteurs qui viendraient fausser la comparaison. Elle est d'avis que, s'il faut normaliser les ventes totales (ainsi que les ventes transitées sur le réseau de distribution) comme le suggère le Distributeur, il faudra alors normaliser les coûts de capital pour en extraire l'effet de la variation exogène des taux d'intérêts[33].

Elle propose aussi d'extraire les coûts relatifs aux réseaux autonomes de l'analyse comparative avec d'autres entreprises, car ces coûts sont de natures complètement différentes de ceux associés aux activités de distribution et de services à la clientèle proprement dits[34].

---

29 Argumentation de l'ACEF de Québec, pages 4 et 8.
30 Mémoire de l'AIEQ, page 19.
31 Mémoire de l'AIEQ, page 19.
32 Mémoire de l'AIEQ, page 19.
33 Mémoire de l'AIEQ, page 19.
34 Mémoire de l'AIEQ, page 19.

L'AIEQ propose d'utiliser les indicateurs globaux suivants :

- charges d'exploitation du processus Distribuer par ventes normalisées transitées par le réseau;
- amortissements, taxes et coût du capital normalisé du processus Distribuer par ventes normalisées transitées par le réseau;
- charges d'exploitation du processus Commercialiser par ventes totales normalisées;
- amortissements, taxes et coût du capital normalisé du processus Commercialiser par ventes totales normalisées[35].

Dans son argumentation, l'intervenante affirme souscrire également aux propositions de l'expert Drazen de la Coalition au niveau des indicateurs d'activités[36].

L'expert Drazen de la **Coalition** définit le balisage comme une mesure de la performance des opérations d'une organisation afin d'en évaluer son efficience. Le balisage interne compare la performance actuelle d'une compagnie relativement à ses performances des années précédentes pour voir l'évolution de son efficience. Le balisage externe compare la performance de la compagnie à l'égard des autres compagnies. Cette comparaison ne sert pas seulement à classer une compagnie par rapport à ses pairs, mais également à comparer la tendance de sa performance relative[37].

Idéalement, l'exercice de balisage sert à déterminer le caractère raisonnable des charges que cherche à faire reconnaître le Distributeur dans son coût de service. Cependant, les données utilisées dans cet exercice requièrent du développement et du raffinement à travers le temps pour être utiles[38].

L'expert Drazen commente les quatre indicateurs globaux du balisage interne mis de l'avant par le Distributeur et estime qu'ils montrent un coût unitaire relativement stable à travers le temps, à l'exception de l'indicateur Coût de distribution et service à la clientèle par kWh normalisé qui montre une baisse, principalement attribuable au recul du coût en capital en lien avec la baisse des taux d'intérêts[39].

Selon l'expert, bien qu'il soit désirable que les coûts soient demeurés stables, ce n'est pas exceptionnel à l'égard d'autres compagnies qui ont su faire baisser leurs coûts sur plusieurs

35 Mémoire de l'AIEQ, pages 19-20.
36 Argumentation de l'AIEQ, page 8.
37 Témoignage de M. Mark Drazen, page 20.
38 Témoignage de M. Mark Drazen, page 20.
39 Témoignage de M. Mark Drazen, page 20.

années. Les quatre indicateurs ne démontrent pas, ainsi, le caractère raisonnable des coûts proposés pour l'année témoin[40].

De façon plus spécifique, l'expert Drazen affirme que l'utilisation de l'extrant « kWh normalisés » peut être trompeur. Selon lui, les coûts de distribution devraient être évalués relativement à la taille du réseau de distribution qui est causée à la fois par le nombre de clients et par la demande de ces derniers. Il y a deux raisons pour lesquelles cet extrant ne peut pas vraiment mesurer l'efficience. La première réside dans le fait qu'une partie significative des ventes du Distributeur se fait au niveau haute tension, pour laquelle peu ou pas de coûts de distribution sont ainsi encourus. La seconde vient qu'en raison de la prépondérance du chauffage électrique de sa clientèle résidentielle, les ventes moyennes du Distributeur à cette clientèle sont supérieures à la moyenne des autres provinces, ce qui fait qu'un ratio sur la base des kWh normalisés paraîtra plus bas simplement parce que le dénominateur est plus grand[41].

Par ailleurs, l'expert affirme qu'une meilleure représentation des coûts est obtenue en séparant les coûts de distribution de ceux du service à la clientèle, d'autant plus que le Distributeur fait clairement cette distinction dans son étude de répartition des coûts[42].

L'expert de l'intervenante rapporte, dans un autre ordre d'idées, que le programme COPE propose d'autres indicateurs : Nombre d'employés par 100-km de réseau, Nombre de clients par employé et Coût d'opération de distribution par 100-km de réseau. L'expert ajoute, à ces trois indicateurs, l'indicateur Nombre d'employés de distribution par 100-km de réseau, qui exclut les employés n'étant pas directement impliqués dans l'opération et l'entretien du réseau de distribution. En utilisant ces quatre indicateurs sur la période 2001-2004, l'expert démontre que la productivité du Distributeur n'a montré aucune amélioration significative et que l'indicateur Nombre d'employés de distribution par 100-km de réseau est à la hausse[43].

En ce qui a trait au balisage externe, l'expert Drazen a choisi un nombre restreint de compagnies ayant des données similaires au Distributeur. Cet échantillon inclut Hydro One Networks en Ontario, ainsi que ATCO Electric et Aquila Networks Canada Ltd en Alberta. L'expert a également choisi quatre compagnies américaines : Duquesne Light, Massachussetts Electric, Metropolitan Edison et Orange & Rockland[44].

---

40 Témoignage de M. Mark Drazen, page 21.
41 Témoignage de M. Mark Drazen, page 21.
42 Témoignage de M. Mark Drazen, page 21.
43 Témoignage de M. Mark Drazen, page 22.
44 Témoignage de M. Mark Drazen, page 23.

Dans son évaluation, le témoin mentionne que les données de comparaison servent davantage à voir la tendance de la performance de chacune des compagnies de l'échantillon, qu'à comparer directement les compagnies entres elles à cause de différences au niveau des structures de coûts et de réseau. L'expert en vient à la conclusion que les coûts varient considérablement d'une compagnie à l'autre et qu'il importe de comparer une compagnie par rapport à la meilleure du groupe des pairs. Enfin, l'expert observe que d'autres compagnies ont trouvé des moyens de réduire davantage leurs coûts unitaires que le Distributeur et que ce dernier doit fournir des informations plus détaillées pour faire des évaluations les plus utiles possibles[45].

L'expert recommande dans sa preuve, tel que repris ensuite en argumentation par la Coalition, que le Distributeur devrait à l'avenir produire au moins les indicateurs suivants :

- coût du Service à la clientèle par abonnement;
- coût d'opération du Service à la clientèle par abonnement;
- coût de Distribution par abonnement;
- coût d'opération de Distribution par abonnement;
- coût de Distribution par 100-km de réseau;
- coût d'opération de Distribution par 100-km de réseau;
- actifs de distribution par abonnement;
- actifs de distribution par 100-km de réseau;
- employés de Distribution par 100-km de réseau;
- employés de Service à la clientèle par abonnement[46,47].

Lors des audiences, interrogé à savoir si le formulaire Form-1 de la FERC pourrait être une bonne base de données à utiliser pour faire un exercice de balisage, l'expert Drazen a répondu que ce formulaire procurait une somme impressionnante de données, présentées de façon très détaillée pour chaque compte de dépenses, évitant ainsi les problèmes d'écritures comptables qui diffèrent d'une compagnie à l'autre. L'expert affirme qu'un formulaire, tel le Form-1 ou un autre s'y apparentant, pourrait être utilisé par les compagnies canadiennes[48].

En argumentation, la Coalition recommande que les dix mesures proposées par l'expert Drazen soient retenues parmi les mesures de balisage que le Distributeur présentera dans ses preuves futures sur le sujet[49].

---

45 Témoignage de M. Mark Drazen, pages 23-24.
46 Témoignage de M. Mark Drazen, page 26.
47 Argumentation de la Coalition, page 39.
48 NS, volume 24, pages 72-73.
49 Argumentation de la Coalition, page 39.

1.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

Dans la décision D-2003-93, la Régie demandait au Distributeur de produire pour la Phase 2 un plan de balisage, un calendrier de réalisation et un rapport d'étape sur le balisage effectué à ce jour pour les volets « charges brutes directes » et « charges de services partagés » composant les charges d'exploitation du Distributeur. La Régie demandait également une démonstration des mesures concrètes prises et des résultats obtenus pour améliorer sa productivité.

Le Distributeur a produit en Phase 2 une preuve sur son efficience et une autre sur le balisage des charges de services partagés et de télécommunications. La première preuve du Distributeur répond en grande partie à la demande de la Régie.

La Régie est d'avis, à ce stade-ci de la mise en place du cadre réglementaire, qu'il est raisonnable et prudent d'établir le balisage de façon progressive et évolutive, et c'est pourquoi elle propose ci-après une liste préliminaire d'indicateurs. Cette liste permettra, lors des prochains dossiers tarifaires du Distributeur, d'effectuer un balisage interne et de juger de la performance et de l'efficience de ce dernier, sans mettre de côté d'autres indicateurs qui pourraient s'avérer utiles avec le temps et l'expérience.

Ainsi, dans cette perspective, si de nouveaux indicateurs s'avéraient utiles, la Régie estime qu'il serait souhaitable que le Distributeur propose, lorsque possible, des indicateurs mettant en relation des intrants et des extrants qui s'inspirent des liens de causalité utilisés dans la méthode de répartition des coûts.

Pour ce qui a trait aux indicateurs en tant que tels, la Régie prend note que le Distributeur n'a pas d'objection de principe[50] sur les dix indicateurs proposés par l'expert de la Coalition. Par ailleurs, la Régie juge pertinent de retenir l'extrant « kWh normalisés » proposé par le Distributeur ainsi que les extrants « 100-km Réseau » et « kWh normalisé transité réseau », tels que proposés par l'expert Drazen et par l'AIEQ, respectivement. À ce stade préliminaire, la Régie juge qu'il faut constituer un historique avec ladite liste d'indicateurs et juger, lors de l'étude d'un dossier ultérieur, de leur pertinence lorsque l'historique lui permettra d'établir une assise solide.

Quant à la proposition de séparer les coûts du processus Distribution des coûts du processus Service à la clientèle, présentée par l'expert Drazen et par l'AIEQ, la Régie estime qu'elle est raisonnable au motif que ces coûts ne sont pas provoqués par les mêmes inducteurs. La

[50] NS, volume 22, page 338.

Régie précise, selon sa liste d'indicateurs, comment elle veut voir la séparation des deux processus se matérialiser.

La proposition de l'AIEQ d'utiliser comme intrant « amortissement, taxes et coût du capital normalisé », appliqué à la fois aux processus Distribution et Service à la clientèle, n'est pas retenue. La Régie ne croit pas qu'il existe de lien suffisamment clair entre cet intrant et les extrants proposés. Cet intrant est tributaire des conjonctures économique et fiscale en ce qui a trait au coût du capital et aux taxes, ce qui échappe au contrôle direct du Distributeur. Bien que la Régie soit consciente que les éléments constituant cet intrant sont un corollaire de la taille de la base de tarification, qui, elle, est sous le contrôle du Distributeur, elle estime que ces considérations seront prises en compte par l'intrant Immobilisations en exploitation nettes.

Ainsi, la Régie, en vertu de ce qui précède, demande au Distributeur d'utiliser pour le prochain dossier tarifaire la liste préliminaire des 19 indicateurs suivants :

1) coût total des processus Distribution et Service à la clientèle par abonnement;
2) coût total des processus Distribution et Service à la clientèle par 100-km de réseau;
3) coût total du processus Distribution par 100-km de réseau;
4) coût total du processus Distribution par kWh normalisé transité par le réseau;
5) coût total du processus Service à la clientèle par abonnement;
6) coût total du processus Service à la clientèle par kWh normalisé;
7) charges d'exploitation nettes des processus Distribution et Service à la clientèle par abonnement;
8) charges d'exploitation nettes des processus Distribution et Service à la clientèle par 100-km de réseau;
9) charges d'exploitation nettes du processus Distribution par 100-km de réseau;
10) charges d'exploitation nettes du processus Distribution par kWh normalisé transité par le réseau;
11) charges d'exploitation nettes du processus Service à la clientèle par abonnement;
12) charges d'exploitation nettes du processus Service à la clientèle par kWh normalisé;
13) immobilisations en exploitation nettes par abonnement;
14) immobilisations en exploitation nettes par 100-km de réseau;
15) immobilisations en exploitation nettes par kWh normalisé transité par le réseau;
16) équivalents temps complet du processus Distribution par 100-km de réseau;
17) équivalents temps complet du processus Distribution par kWh normalisé transité par le réseau;
18) équivalents temps complet du processus Service à la clientèle par abonnement;
19) équivalents temps complet du processus Service à la clientèle par kWh normalisé.

La Régie précise toutefois que les indicateurs relatifs au processus Distribution doivent exclure, lorsque c'est pertinent, les coûts relatifs à la production et au transport de l'électricité des réseaux autonomes et ce, tant au niveau des charges que dans les immobilisations associées à ce processus.

La Régie s'attend à ce que le Distributeur dépose, dans son prochain dossier tarifaire, les résultats du balisage externe qu'il a effectué au cours de l'année 2003 et dont il a fait mention en audience.

Afin de compenser pour l'asymétrie d'informations entre le Distributeur, les intervenants et la Régie, le Distributeur devrait effectuer des démarches, auprès de ses pairs de l'industrie électrique, visant à développer un mode de présentation uniforme pancanadien des données comptables et financières qui standardiserait la production des documents utiles pour les fins de la réglementation. C'est dans cet esprit que la Régie demande au Distributeur de lui indiquer, lors du prochain dossier tarifaire, dans quelle mesure un outil similaire au formulaire Form-1 de la FERC, dans une forme abrégée et adaptée au contexte canadien, pourrait être utilisé pour la standardisation des données susmentionnées. La Régie demande au Distributeur de lui produire un rapport de type avantages/inconvénients sur la faisabilité d'adopter un formulaire standardisé de présentation des données, de la nature du formulaire Form-1.

1.2 BALISAGE RELATIF AU CENTRE DE SERVICES PARTAGES

1.2.1 POSITION DES PARTIES

Selon la preuve produite par le Centre de services partagés (CSP) pour le **Distributeur**, le CSP offre, par l'entremise de ses domaines d'expertise, un éventail très large de produits et services à l'ensemble des unités d'Hydro-Québec[51].

Dès sa création en 2002, le CSP a voulu recueillir la rétroaction de ses clients afin de connaître leur niveau de satisfaction et c'est pourquoi il a mis en place un mécanisme intégré et systématique d'évaluation de la satisfaction, de ses clients à l'égard de ses produits et services. Les résultats sont utilisés pour cibler les efforts d'amélioration à consentir et les activités qui feront l'objet de balisage[52].

---

51 Pièce HQD-2, document 2.1, page 5.
52 Pièce HQD-2, document 2.1, page 6.

Un premier sondage annuel a été réalisé à l'automne 2002. Il portait sur les principaux produits et services des huit domaines d'expertise que regroupait alors le CSP. Les données permettent de comparer les cotes de satisfaction moyennes obtenues pour l'ensemble d'Hydro-Québec à celles des deux principales vice-présidences de Hydro-Québec Distribution, soit Ventes & Service à la clientèle et Réseau. Ainsi, les cotes de satisfaction varient de 75 % à 100 % pour la vice-présidence Ventes & Service à la clientèle et de 78 % à 91 % pour la vice-présidence Réseau[53].

Hydro-Québec s'est inspirée des meilleures pratiques sur le marché pour créer et structurer son CSP, en se basant sur des modèles éprouvés d'entreprises du secteur énergétique[54]. Le CSP compte effectuer des analyses comparatives de coûts et de performance principalement pour orienter la recherche et l'implantation de pratiques gagnantes[55].

Les processus faisant l'objet de balisage sont sélectionnés afin de concentrer les efforts sur les zones clés d'amélioration, qui sont particulièrement contributifs à la performance globale du domaine et ayant préférablement une valeur ajoutée pour le client. Ainsi, les domaines Immobilier, Entretien et aménagement des bâtiments sont des exemples de zones clés d'amélioration qui font l'objet de balisage[56].

Enfin, le CSP affirme qu'il s'assurera d'obtenir des résultats probants en choisissant avec soin les entreprises auprès desquelles il recueillera des données de performance pour fins de comparaison et, le cas échéant, des pratiques gagnantes, et il procèdera sur une base périodique[57].

À ce jour, le CSP rapporte que des balisages ont été réalisés de façon ponctuelle selon un besoin précis d'amélioration. Les principales études réalisées ont porté sur l'exploitation des technologies de l'information (GartnerGroup – 2000), l'exploitation des technologies de l'information et Bureautique (DMR – 2002), l'acquisition (Cap Gemini Ernst & Young - 2003), ainsi que la gestion documentaire (Analyses comparatives des prix sur le marché réalisées entre 1998 et 2000)[58].

Enfin, le CSP a dressé un plan de balisage selon les priorités d'amélioration de ses produits et services pour l'ensemble de sa clientèle. La fréquence et la réalisation des exercices de

53 Pièce HQD-2, document 2.1, page 6.
54 Pièce HQD-2, document 2.1, page 7.
55 Pièce HQD-2, document 2.1, page 8.
56 Pièce HQD-2, document 2.1, page 8.
57 Pièce HQD-2, document 2.1, page 8.
58 Pièce HQD-2, document 2.1, page 9.

balisage varient d'un domaine à l'autre selon la vitesse d'évolution des marchés et le suivi des impacts des interventions d'amélioration[59]. Selon le plan, quelques balisages viendront au dernier trimestre de 2003, alors que la majorité est prévue pour 2004. Les résultats détaillés des exercices de balisage seront transmis au Distributeur à mesure qu'ils seront disponibles pour fins de rendre compte[60].

1.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

Le Distributeur a déposé, tel que demandé par la Régie, une preuve produite par ses fournisseurs internes. Cette preuve est cependant moins convaincante que celle produite par le Distributeur. La Régie est d'avis que le fardeau de preuve repose sur les épaules du Distributeur en tant qu'entité réglementée et qu'il lui revient de s'assurer que les études de balisage des activités de ses fournisseurs internes, qui seront présentées à la Régie, sont de qualité et qu'elles s'harmonisent avec la présentation de sa propre étude de balisage. La Régie estime qu'il est du devoir du Distributeur de lui faire la démonstration que les produits et services fournis par ses fournisseurs internes sont dans son meilleur intérêt et dans celui de ses consommateurs. Par ailleurs, la Régie s'attend à ce que le format de présentation de ces études soit uniforme et qu'il respecte la demande initiale de la Régie quant au plan de balisage, au calendrier de réalisation et au rapport d'étape sur le balisage effectué à ce jour. La Régie prend acte que l'exercice de balisage externe du Distributeur sera produit en 2004 et elle s'attend à ce que ce dernier le dépose dans le cadre de son prochain dossier tarifaire devant la Régie.

La Régie est d'avis que la preuve du CSP manque de substance sur la justification de ses charges, en se basant sur les notions abstraites de « pratiques gagnantes » et autres concepts du genre. À la lecture des études de balisage déjà réalisées par différentes firmes à la demande du CSP, la Régie observe que les pratiques de ce dernier se comparent avantageusement aux meilleures pratiques de l'industrie en terme de qualité, mais la Régie estime que ces résultats ne sont pas suffisamment probants en termes de prix de ses services, bien qu'elle note un effort concret en ce sens.

Compte tenu qu'aucun intervenant n'a présenté de preuve sur ce sujet spécifique et qu'il y ait un effort significatif de la part du CSP de produire ses services au meilleur prix, la Régie accepte l'actuelle étude de performance et le plan de balisage qui lui ont été présentés. Toutefois, la Régie demande au Distributeur de produire, dans le cadre des futures études de

[59] Pièce HQD-2, document 2.1, page 10.
[60] Pièce HQD-2, document 2.1, pages 11-13.

balisage que le CSP s'est engagé à produire, une analyse des coûts unitaires pour les services que ce dernier rend à sa clientèle interne, lorsque les comparaisons le permettront. La Régie s'attend à recevoir du Distributeur, à l'égard des prix des services qu'il reçoit du CSP, une justification appropriée sur la façon dont il s'assure de recevoir les services auprès de ses fournisseurs internes selon un niveau de qualité adéquat aux meilleurs prix possibles, lors du prochain dossier tarifaire.

1.3 BALISAGE RELATIF AUX TELECOMMUNICATIONS SPECIALISEES

1.3.1 POSITION DES PARTIES

Selon la preuve produite par Hydro-Québec TransÉnergie (TransÉnergie) pour le **Distributeur**, TransÉnergie aborde les particularités du réseau de télécommunications spécialisées et de radios mobiles et le manque de services et de fournisseurs publics comparables à son réseau qui rendent difficile tout exercice de balisage en cette matière[61].

L'architecture du réseau de télécommunications est basée sur des critères de protection et d'exploitation du réseau de transport électrique qui sont dictés par les grands organismes nord-américains régissant les échanges entre les différents réseaux électriques[62].

Les difficultés de comparaison avec des entreprises de télécommunications externes font en sorte que les activités de balisage de TransÉnergie dans ce domaine sont principalement centrées sur l'évolution de l'efficience interne, la performance des processus et l'implantation de pratiques gagnantes[63].

TransÉnergie mentionne suivre de près l'évolution de certains indicateurs de productivité et juge que son efficience s'est améliorée sur la période 2000-2002, malgré une forte croissance dans la capacité, la complexité et l'étendue du réseau de télécommunications et de radios mobiles, sans pour autant affecter de façon majeure les besoins en personnel attitré à ces activités[64].

---

61 Pièce HQD-2, document 2.2, page 5.
62 Pièce HQD-2, document 2.2, page 5.
63 Pièce HQD-2, document 2.2, page 11.
64 Pièce HQD-2, document 2.2, page 11.

En plus d'une comparaison de l'efficience à l'interne, TransÉnergie mise sur l'identification et l'adoption de pratiques gagnantes reconnues dans l'industrie des télécommunications, dont deux, en particulier, soit la gestion à distance et la numérisation du réseau[65].

Finalement, TransÉnergie envisage de déposer, dans le cadre de son prochain dossier tarifaire, un plan de balisage incluant un volet spécifique dédié aux activités de télécommunications spécialisées et de radios mobiles[66].

1.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

Pour le volet des charges ayant trait aux télécommunications, la Régie constate qu'aucun intervenant n'a présenté de preuve sur le sujet, mis à part quelques questions lors de la période de demande de renseignements.

Face au dépôt éventuel par TransÉnergie d'un plan de balisage incluant un volet spécifique dédié aux activités de télécommunications spécialisées et de radios mobiles dans le cadre de son prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur, en vue de son prochain dossier tarifaire, d'obtenir de son fournisseur TransÉnergie une grille d'analyse sur laquelle se baser pour connaître les critères de TransÉnergie servant à évaluer les coûts de ses services de télécommunications spécialisées et de radios mobiles.

Également, face aux difficultés invoquées par TransÉnergie de se comparer avec des entreprises de télécommunications externes, la Régie demande au Distributeur d'exiger, pour les services qu'il reçoit de son fournisseur, une comparaison de ses coûts globaux de télécommunication par employé avec quelques entreprises de services offrant ses produits à la grandeur de la province. À titre d'exemple, la comparaison pourrait se faire avec le réseau des caisses populaires, un câblodistributeur, un assureur ou toute autre entreprise de services couvrant un vaste territoire.

---

65 Pièce HQD-2, document 2.2, pages 13-14.

66 Pièce HQD-2, document 2.2, page 16.

2. COÛT DE SERVICE, REVENUS REQUIS ET BASE DE TARIFICATION

2.1 PREVISION DE LA DEMANDE

2.1.1 POSITION DES PARTIES

En 2004, le Distributeur prévoit des ventes régulières normalisées pour le Québec de 166,3 TWh[67], ce qui représente une augmentation d'environ 2 TWh par rapport aux ventes normalisées prévues pour 2003[68]. La normalisation d'une période donnée est obtenue par la différence entre l'estimation des besoins québécois basée sur la climatologie réelle de cette période et la moyenne des estimations basées sur des climatologies réelles sur cette même période pendant 30 ans[69].

Pour ce qui est des hausses de tarifs demandées, le Distributeur estime qu'elles pourraient induire une réduction des ventes d'électricité de l'ordre 265 GWh au total[70].

Le Distributeur présente certains indicateurs économiques servant à justifier la prévision des ventes. Pour l'année 2004, le Distributeur retient notamment comme hypothèses économiques qu'il devrait y avoir 35 500 mises en chantier, une croissance du produit intérieur brut de 3,2 %, une croissance du PIB manufacturier de 4,6 %, une croissance du PIB tertiaire de 3 % et une croissance du revenu personnel disponible de 2,8 %. Le Distributeur prévoit également un prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta à 5,94 $/mpc et un prix du pétrole brut, le WTI, à 26,05 $ US/baril[71].

En 2002 et 2003, le Distributeur avoue avoir sous-estimé, comme tous les autres prévisionnistes d'ailleurs, la forte croissance du secteur immobilier. Pour 2004, la prévision des mises en chantier retenue par le Distributeur se compare au consensus des prévisionnistes[72]. D'autres éléments de l'économie pourraient avoir des impacts à la hausse ou à la baisse sur les ventes du Distributeur. Ce dernier note, au moment de l'audience, que l'activité économique américaine est en croissance et que le niveau des investissements au Québec est toujours bon. Cependant, la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain a déjà commencé à produire un effet négatif sur le niveau des exportations et

---

67 Révision de la prévision de la demande du mois d'août 2003.
68 Pièce HQD-13, document 6.12, page 5.
69 Pièce HQD-11, document 1, page 18.
70 Pièce HQD-13, document 6.32, page 3.
71 Pièce HQD-11, document 12.2, page 4.
72 NS, volume 22, pages 30-32.

pourrait amener un scénario de croissance plus pessimiste. Le Distributeur affirme que la prévision des ventes est la meilleure prévision à ce moment-ci[73].

En argumentation, le Distributeur prétend avoir fait la preuve qu'Hydro-Québec est très performante en matière de prévision des ventes et qu'aucune preuve d'intervenants ne permet de remettre en question la qualité des prévisions. Il indique que l'exercice prévisionnel est une science inexacte. Ce qui importe, selon le Distributeur, c'est d'être en mesure d'y apporter rapidement des ajustements lorsque cela s'avère nécessaire eu égard aux tendances de marché[74].

Le **Distributeur** rappelle que la méthodologie de prévision a été étudiée dans le cadre du dossier sur le Plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur (dossier R-3470-2001) et qu'elle fait également l'objet de suivis administratifs par la Régie par l'entremise des États d'avancement du plan d'approvisionnement. Partant, le Distributeur ne trouve pas très crédible toute critique des intervenants concernant l'absence de la méthodologie de prévision[75].

Le Distributeur présente également une analyse de sensibilité portant sur l'impact d'une variation du volume des ventes en 2003 et 2004 sur les revenus avant hausse tarifaire, les coûts de fourniture, les revenus requis et le déficit du Distributeur. Il en ressort que, advenant l'atteinte de la limite du volume d'électricité patrimoniale en 2004, sans toutefois l'excéder, le déficit du Distributeur serait réduit d'au plus 10 M $ par rapport aux niveaux prévus[76].

Pour le Distributeur, l'affirmation de l'expert Drazen de la Coalition voulant que la sous-estimation des ventes permettrait au Distributeur d'obtenir des revenus additionnels est erronée puisqu'elle est fondée sur l'existence d'un « passthrough ». Or, ce n'est présentement pas le cas. Le Distributeur ajoute que, compte tenu du coût des approvisionnements postpatrimoniaux, le Distributeur aurait plutôt avantage à surestimer les ventes, le risque du dépassement du volume d'électricité patrimoniale étant totalement assumé par l'actionnaire[77].

La **Coalition** prétend ne pas remettre en cause la méthode de prévision des ventes étudiée dans le cadre du dossier sur le Plan d'approvisionnement du Distributeur. Cependant, elle

---

73 NS, volume 22, pages 29-30.
74 NS, volume 29, page 26.
75 NS volume 29, pages 26 et 27.
76 Pièce HQD-13, document 6.3, page 3.
77 NS, volume 29, pages 29-30.

affirme vouloir voir comment les calculs sont effectués et comprendre comment la méthodologie est appliquée. La Coalition recommande que le Distributeur ajoute dans sa preuve une section présentant l'ensemble des dérivations et hypothèses permettant d'obtenir le niveau des ventes normalisées, en GWh et en dollars, pour chaque catégorie tarifaire. Cette information devrait être disponible sur une base historique et prévisionnelle[78].

Dès le dépôt de la preuve, l'expert de la Coalition trouvait que la prévision des ventes normalisées pour 2004 était faible par rapport à celle de 2003. Des données fournies par le Distributeur, la Coalition relève que les revenus pourraient être supérieurs de 57 M $ en 2003 et 10 M $ en 2004. Dans le cas où le volume des ventes atteindrait exactement le volume de l'électricité patrimoniale, et en maintenant les volumes de ventes non patrimoniales et des réseaux autonomes aux niveaux prévus, les revenus nets supplémentaires pourraient augmenter de 68 M $ en 2003 et de 22 M $ en 2004[79].

Pour la Coalition, il existe encore une incertitude significative sur le niveau des revenus du Distributeur pour 2003 et 2004. La Coalition recommande à la Régie de faire preuve d'une extrême prudence avant d'établir le niveau des revenus espérés en 2004. La Coalition recommande également d'adopter un volume de ventes de 167,4 TWh en 2004, soit un niveau excédant le volume d'électricité patrimoniale. De fait, elle recommande que la Régie demande au Distributeur d'examiner dès maintenant comment il entend gérer ses approvisionnements dans ce nouveau contexte[80].

L'**AIEQ** dit avoir consacré à la prévision de la demande une attention particulière en raison du fait que c'est de cet élément du dossier que sous-tend le coût des achats d'électricité et l'évaluation des revenus. L'intervenante estime que les scénarios alternatifs proposés par la Coalition ne représentent que des extrapolations mathématiques du taux de croissance observé en 2002 et de celui prévu en 2003. Cependant, l'AIEQ estime que ces scénarios démontrent, lorsqu'on tient compte des coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux appropriés, que l'évaluation du déficit du Distributeur pour 2004 est conservatrice[81].

78 NS, volume 29, pages 90-91.
79 NS, volume 29, pages 91-93.
80 NS, volume 29, pages 94-95.
81 Argumentation de l'AIEQ, pages 1-3.

2.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte la prévision des ventes de 166,366 TWh établie pour l'année témoin 2004, telle que présentée par le Distributeur[82]. Pour la Régie, elle représente une estimation raisonnable des ventes d'électricité sur le marché québécois pour 2004.

La prévision de la demande est un élément essentiel d'un dossier tarifaire. La Régie juge inacceptable que le Distributeur soumette plusieurs documents basés sur des hypothèses et des révisions de la prévision des ventes différentes. Notamment, dans certaines réponses à des demandes de renseignements de la Régie, le Distributeur inclut une provision de 780 GWh, en 2004, afin de tenir compte d'ajustements relatifs aux ventes d'électricité livrées mais non facturées d'exercices financiers précédents. Par souci de cohérence avec l'année témoin projetée, le Distributeur dit s'être assuré, lors de la révision des pièces du 10 novembre 2003, que cette provision ne fasse pas partie de la prévision des ventes de 2004[83].

La Régie demande au Distributeur un effort additionnel lors de la préparation de ses dossiers tarifaires subséquents, afin d'éviter toute divergence entre les volumes de ventes présentés dans les différentes pièces composant le dossier tarifaire.

2.2 CONVENTIONS COMPTABLES

La Régie a approuvé en Phase 1 les conventions comptables présentées par le Distributeur à l'exception de celle portant sur la capitalisation des frais financiers.

Capitalisation des frais financiers au taux du coût en capital

En Phase 1, le Distributeur explique qu'il a traditionnellement capitalisé les frais financiers liés à ses immobilisations en cours en fonction de ses frais d'emprunt, conformément aux PCGR prévus pour l'ensemble des entreprises.

Il demande de remplacer, à compter du 1er avril 2002, la méthode alors utilisée par la capitalisation au taux moyen du coût en capital, ce qui est autorisé par les normes comptables canadiennes lorsque permis par un organisme de réglementation.

---

82 Pièce HQD-1, document 1, page 16, révisée au 10 novembre 2003.

83 Pièce HQD-13, document 6.17, pages 3-4.

En Phase 1, la **FCEI/UMQ** suggère d'utiliser plutôt le taux prospectif du coût en capital.

Dans la décision de la Phase 1[84], la Régie demande au Distributeur de lui fournir, en Phase 2, les données comparant la capitalisation des immobilisations en cours aux deux taux, soit le taux moyen et le taux prospectif du coût en capital sur quatre ans. Elle demande aussi au Distributeur et aux intervenants les arguments détaillés à l'appui de la méthode qu'ils proposent respectivement, de sorte qu'elle puisse se prononcer à l'issue de la Phase 2.

Entre-temps, « *les immobilisations en cours pourront être capitalisées au taux moyen du coût en capital de l'année témoin projetée et non au taux des frais d'emprunt.* [85]»

2.2.1 POSITION DES PARTIES

Selon le Distributeur, les intérêts capitalisés au taux moyen varient entre 6 M $ et 18 M $ de 2001 à 2004. Au taux prospectif, ils s'élèveraient à 4,7 M $ et 14,6 M $, respectivement, en 2001 et 2004[86].

Aucuns frais financiers n'ont été capitalisés sur 86 % ou 405 M $ des projets d'investissements en 2001, et 79 % ou 403 M $ en 2002[87].

Les additions représentent 538 M $ ou 6 % de la base de tarification en 2004. L'intérêt est capitalisé sur 20 % de ces additions ou 1 % de la base de tarification. La discussion porte sur la capitalisation des intérêts sur ce 1 %[88].

Hydro-Québec propose l'utilisation du coût moyen en capital. Cette pratique est conforme aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) pour les entreprises à tarif réglementé, et elle est cohérente avec la méthode utilisée par TransÉnergie. De plus, le taux pondéré de la dette inclus dans le taux moyen du coût en capital tient compte à la fois du coût de la dette historique et du coût des nouvelles émissions.

Le Distributeur reconnaît que d'un point de vue économique, le coût marginal de la dette donne le meilleur signal. D'un point de vue conceptuel, l'évaluation de projets d'investissement doit notamment reposer sur la juste mesure du coût en capital, ce qui, selon

84 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 83.
85 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 83.
86 Pièce HQD-5, document 1, page 7.
87 Pièce HQD-11, document 1, pages 34-35.
88 NS, volume 25, page 41.

la pratique réglementaire et la théorie économique, correspond au coût en capital prospectif qui reflète le coût de la nouvelle dette, ainsi que sur l'actualisation des flux monétaires à l'aide de ce coût en capital[89].

Le coût du capital prospectif est utilisé pour évaluer la rentabilité des projets et leur impact sur les tarifs d'électricité. Il reflète les conditions qui prévaudront lorsque les investissements seront effectués, et son utilisation permet de comparer des projets qui se distinguent tant par le niveau que par la répartition temporelle des flux monétaires associés. L'application du coût du capital prospectif permet donc de faire les bons choix économiques.

Une fois le choix fait entre plusieurs options d'investissement concurrentes, le projet retenu est réalisé et traité selon les principes comptables de l'entreprise[90].

Dans le cadre d'une tarification au coût moyen, les deux approches (coût prospectif et coût moyen) sont équivalentes en terme de leur capacité à récupérer les coûts pour l'actionnaire et le client en valeur présente[91].

Par contre, le Distributeur constate qu'il existe des différences importantes dans la façon de les mettre en pratique. Hydro-Québec ne fait pas de financement par projet, il fait un financement intégré. La méthode du coût moyen est compatible avec l'approche de gestion intégrée de la dette, contrairement à la méthode du coût prospectif[92].

Hydro-Québec ne fait pas de distinction entre le financement de la phase construction et celui de la phase opération de ses projets. Les projets de distribution sont caractérisés en presque totalité par des besoins permanents, sur des horizons de 25 à 30 ans, financés à long terme[93]. La dette à long terme comporte 25 % de dette indexée au taux de court terme, les projets en construction en bénéficient aussi[94].

Hydro-Québec soumet que la méthode présentée par la Coalition propose implicitement de financer les projets à un niveau d'endettement plus élevé que celui utilisé pour la structure

89 Pièce HQD-11, document 12, pages 8-9.
90 Pièce HQD-11, document 5, page 23.
91 NS, volume 25, page 42.
92 NS volume 25, page 49.
93 NS volume 25, page 50.
94 NS volume 25, pages 50-51.

présumée[95], ce qui amène à se poser des questions, notamment pour savoir si l'on devrait augmenter le rendement sur l'avoir propre[96].

Selon Hydro-Québec, la méthode préconisée par la Coalition ne comporte aucun avantage, est complexe et non adaptée à la réalité de l'entreprise[97].

Selon la **Coalition**, la décision d'ajouter des investissements se prend sur la base du taux prospectif : il est donc logique que les frais financiers soient capitalisés au taux prospectif.

Le taux utilisé devrait être ajusté selon le niveau de risque[98], lequel dépend de la nature du projet. Ce taux devrait être inférieur au taux moyen pour deux raisons : la valeur d'option et le principe de rapprochement de la durée des actifs et passifs.

La valeur d'option correspond à la possibilité et à l'avantage financier de reporter un projet, si les conditions ne sont pas favorables, ou de l'abandonner, ce qui se produit seulement dans 1 % des cas chez Hydro-Québec[99]. Étant donné le faible taux d'abandon, le taux obtenu serait une limite supérieure. La limite inférieure serait le taux de court terme, étant donné qu'un projet en cours est généralement financé à court terme[100].

Le principe de rapprochement de la durée des actifs et des passifs veut qu'on finance la phase de construction des actifs, une phase qui ne dure pas longtemps, avec une durée à court terme des passifs qui servent à financer la construction.[101]

La FERC a préparé une formule de calcul du taux du coût en capital pour les sociétés de transport d'électricité qu'elle réglemente. Cette formule calcule un pourcentage de fonds à court terme et un pourcentage à long terme. La Coalition recommande l'utilisation de cette formule avec 72,8 % de fonds à court terme, reflétant que durant une courte période, le financement des projets en cours se fait à court terme. L'utilisation de cette formule aurait un impact à la baisse sur le coût en capital de 385 points de base[102]. Toutefois, cette formule date de 1983. Elle est prévue pour des financements par projet, et elle indique qu'on ne doit pas capitaliser de financement sur les projets abandonnés[103].

---

95 NS, volume 25, page 51.
96 NS, volume 25, page 53.
97 Argumentation finale, page 21.
98 NS, volume 25, page 269.
99 NS, volume 25, pages 269-270.
100 Preuve du Dr Lawrence Kryzanowski et du Dr Gordon S. Roberts, page 39.
101 Pièce Coalition-31, page 20.
102 NS, volume 25, page 274.
103 Preuve du Dr Lawrence Kryzanowski et du Dr Gordon S. Roberts, page 40.

Utiliser un taux moyen du capital, contrairement à un taux prospectif plus bas, fournit un incitatif supplémentaire au Distributeur afin d'augmenter le nombre et d'allonger la durée de réalisation de ses projets d'investissement.

L'utilisation du taux recommandé par la Coalition permet des économies de 8,9 M $ en 2004, montant non négligeable.

En conclusion, la Coalition recommande d'utiliser un taux prospectif selon la formule de la FERC pour capitaliser les frais financiers sur les nouveaux investissements, et elle recommande que ce taux pondère le court terme à 72,8 % et le long terme à 27,2 %, afin d'obtenir un taux de 4,66 %[104].

Pour sa part, **OC** affirme que le taux devrait être calculé à partir de la formule de la FERC, utilisant 80 % des fonds à court terme[105].

2.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La question de la capitalisation des frais financiers se pose de deux façons différentes : d'une part, aux fins de la tarification ou de l'établissement du revenu requis et, d'autre part, aux fins de l'évaluation de projets d'investissement.

En ce qui concerne son utilisation dans le cadre de l'évaluation de projets, la Régie retient la position du Distributeur selon laquelle « *d'un point de vue conceptuel […] l'évaluation de projets d'investissement doit notamment reposer sur la juste mesure du coût en capital, ce qui, selon la pratique réglementaire et la théorie économique, correspond au coût en capital prospectif qui reflète le coût de la nouvelle dette […]* »[106].

La position du Distributeur rejoint celle des intervenants sur cette question, tout au moins sur le plan conceptuel.

En ce qui concerne la capitalisation des frais financiers dans le cadre d'un exercice de tarification ou d'établissement du revenu requis, la Régie retient la proposition du Distributeur d'utiliser le taux moyen de la base de tarification pour l'établissement des frais financiers capitalisés.

---

104 Argumentation de la Coalition et de FCEI/UMQ, pages 47-48.
105 Argumentation d'OC, page 10.
106 Pièce HQD-11, document 12, pages 8-9.

La Régie base sa décision, entre autres, sur le fait accepté en Phase 1 que le financement par voie de dette est effectué de façon intégrée chez Hydro-Québec.

La Régie accepte le fait que d'autres approches puissent être utilisées en réglementation, à l'exemple de celle utilisée par la FERC et présentée en preuve par les experts de la Coalition. Toutefois, la Régie ne retient pas cette approche parce qu'elle nécessiterait un examen beaucoup plus approfondi de ces méthodologies et du contexte dans lequel elles s'insèrent et remettrait en question la méthodologie retenue en Phase 1 en ce qui concerne la structure de capital.
Comme le coût moyen de la dette inclut une portion de dette correspondant aux refinancements annuels et aux nouveaux besoins d'emprunt associés aux projets d'investissement, la Régie est satisfaite de la preuve montrant que sur un horizon de moyen et long terme, la méthode préconisée par le Distributeur produit des résultats équivalents, en valeur présente, à ce que produirait une approche où la dette serait segmentée en dette à taux historique et dette financée selon les taux courants.

De plus, si la structure de capital globale retenue en Phase 1 doit comporter 65 % de capitaux empruntés, le fait d'adopter une structure de capital différenciée pour les nouveaux projets, par le biais d'un financement plus intensif par voie de dette, impliquerait de revoir, à la marge, le ratio moyen de financement par voie de dette pour le reste de la base de tarification.

Étant donné que les deux approches sont équivalentes sur un horizon de moyen et de long terme, tant pour l'actionnaire que pour les usagers, et que la méthode basée sur le coût moyen de la dette est beaucoup plus simple d'application, la Régie accepte qu'aux fins de la tarification, la capitalisation des frais financiers applicables aux immobilisations en cours soit établie sur la base du taux moyen du coût en capital de la base de tarification et que cette convention comptable soit applicable au 1er janvier 2003.

Enfin, en ce qui concerne les études de rentabilité de projets d'investissement et les études des effets à la marge sur les tarifs, la Régie est d'avis que le montant des frais financiers capitalisés devrait être estimé sur une base marginale et donc être établi sur la base du coût en capital prospectif.

2.3 ACTIVITES NON REGLEMENTEES

En Phase 1, la Régie, constatant qu'il est difficile de concilier les charges mentionnées à titre d'activités non réglementées avec les sommes soustraites du revenu requis, a demandé au

Distributeur que l'information soumise en Phase 2 inclue un niveau de détail suffisant pour retracer facilement ces charges.

La Régie a aussi demandé au Distributeur de détailler le processus utilisé, à l'intérieur du processus budgétaire, pour soustraire les investissements non réglementés des totaux du Distributeur afin de parvenir aux montants inclus pour l'établissement de la base de tarification[107].
De plus, la Régie a demandé au Distributeur de préciser les trois catégories de centres de coûts présentés en bloc en Phase 1[108].

2.3.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** a présenté, en Phase 1, une liste des centres de coûts regroupés par vice-présidence[109]. Cette liste ne précisait pas si les centres de coûts étaient réglementés, non réglementés ou mixtes.

Le Distributeur a présenté, en Phase 2, la classification, sur le plan comptable, de ses activités entre centres de profit (et centres de coûts qui y sont associés) liés chacun à un processus d'entreprise ou à un secteur d'activité, par exemple la vice-présidence Ventes et services à la clientèle.

Le Distributeur précise que le partage de ressources réglementées se fait à l'intérieur des rubriques de charges réglementées. Il précise que lorsque des activités réalisées pour des tiers impliquent un partage des charges, les charges sont incluses dans les charges du Distributeur et les revenus inclus dans la facturation interne ou externe, selon le cas[110].

En Phase 2, le Distributeur précise que l'exercice de planification budgétaire se fait simultanément, qu'il s'agisse d'activités réglementées ou non réglementées. Il rappelle que les activités non réglementées impliquant des ressources dédiées à ces activités sont réalisées essentiellement par l'entremise de filiales et de participations, et qu'elles sont isolées dans des centres de coûts et centres de profits distincts, et qu'elles sont automatiquement exclues du cadre financier réglementé.

---

107 D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 30.
108 D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 30.
109 Phase 1, pièce HQD-4, documents 5.1, 5.2 et 5.3.
110 Pièce HQD-3, document 3, pages 5-6.

Quant aux activités impliquant un partage de ressources réglementées, les produits et les charges afférents à ces activités sont pris en compte dans les composantes du revenus requis et n'ont pas à être exclus du cadre financier réglementé. Il conclut que la structure informationnelle de la division[111] permet d'isoler en tout temps le cadre financier réglementé et le cadre financier non réglementé.

Il précise que divers encadrements corporatifs, dont le chapitre 6 du *Manuel des règles et pratiques en comptabilité de gestion*[112], assujettissent chaque gestionnaire à l'identification et à la facturation des services rendus entre unités administratives.

Le Distributeur conclut que la structure informationnelle de la division ainsi que les encadrements corporatifs fournissent l'assurance que le cadre financier réglementé déposé à la Régie ne comprend pas d'activités ou de coûts non réglementés d'importance devant être exclus du calcul des revenus requis[113].

Il mentionne aussi que les investissements réglementés sont inclus dans la base de tarification, mais lorsqu'ils contribuent occasionnellement à des activités non réglementées, le coût en capital est inclus dans le coût complet et facturé aux utilisateurs[114].

Le Distributeur offre des services à HydroSolution au coût complet. Pour les fins de l'expédition des factures, il calcule le tarif par envoi de la façon suivante :

- envois combinés électricité et chauffe-eau (96 % des envois) : le coût complet est facturé à 50 % à HydroSolution;
- envois spécifiques pour chauffe-eau (4 % des envois) : le coût complet est facturé à 100 % à HydroSolution.

À la demande de la Régie, le Distributeur a déposé le code de conduite des employés d'Hydro-Québec. Ce code affirme les valeurs d'Hydro-Québec et décrit des situations concrètes. Il porte sur l'intégrité, la loyauté et la diligence, le respect des personnes et du milieu, la protection de l'information confidentielle et le traitement avec équité des clients, fournisseurs et partenaires[115].

111 Pièce HQD-11, document 1, pages 31-32.
112 Phase 1, pièce HQD-4, document 6.
113 Pièce HQD-11, document 1, pages 32-33.
114 Pièce HQD-3, document 3, page 7.
115 Pièce HQD-3, document 3, annexe 1.

En audience, le Distributeur explique ainsi le rapport entre le code de conduite et l'application de la séparation fonctionnelle. Il mentionne l'existence d'un comité de gestion (COGE) dans chaque division et d'un comité sectoriel de la Distribution[116].

Il précise qu'il existe un code d'éthique spécifique pour les approvisionnements ainsi qu'un code d'éthique qui encadre les relations avec TransÉnergie, mais qu'il n'a pas examiné ce code[117].
Les relations avec les filiales sont encadrées d'une certaine façon puisque le Distributeur est à la Régie justement pour décrire ces relations et expliquer la nature des liens commerciaux qui les attachent[118].

Selon le Distributeur, un code de conduite ne ferait que confirmer quelque chose qui existe déjà[119].

L'**ACEF de Québec** affirme qu'elle n'a pas de preuve formelle à l'effet que la tarification des services que le Distributeur rend aux autres divisions, unités ou filiales est effectivement basée sur le coût complet sans interfinancement en faveur des activités non réglementées. Pour l'application du coût complet, il faut identifier clairement les services et actifs spécifiques, les services et actifs communs, et décider de règles équitables d'établissement du coût complet dans les deux cas[120].

Dans le cas d'HydroSolution, le Distributeur propose que l'entité non réglementée paie 50 % de la facture commune, soit 50 % du coût complet, ce qui est préférable au coût marginal, mais ne constitue qu'une interprétation parmi d'autres de l'application du coût complet[121].

2.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

Processus budgétaire

En Phase 1, le Distributeur a présenté le processus budgétaire, ce qui a permis à la Régie d'améliorer sa compréhension de la méthode d'établissement du budget utilisé pour l'année témoin.

116 NS, volume 21, page 240.
117 NS, volume 21, page 242.
118 NS, volume 21, page 243.
119 NS, volume 21, page 244.
120 Preuve de l'ACEF de Québec, page 27.
121 Preuve de l'ACEF de Québec, page 28.

La Régie comprend qu'une partie des activités non réglementées fait l'objet d'un système comptable et d'un budget séparé. Une deuxième partie de ces activités est incluse dans le budget du Distributeur, puis soustraite à titre de facturation interne. Afin de s'assurer que la clientèle du service réglementé n'interfinance pas la clientèle des activités non réglementées, il est nécessaire de mettre en place des outils suffisamment précis pour établir une projection adéquate des sommes devant être soustraites à titre de facturation interne.

La Régie juge que l'information soumise, sur le processus utilisé pour s'assurer que cette deuxième partie est entièrement soustraite du revenu requis, nécessite des précisions. Le processus d'adoption du budget forme la base de l'établissement du revenu requis et la Régie accorde beaucoup d'importance à la compréhension de ce processus.

Le Distributeur a présenté une liste des centres de coûts. Toutefois, la Régie arrive difficilement à faire le lien entre la preuve de nature technique soumise en réponse à ses questions et ses interrogations sur le mode de préparation des budgets.

La Régie constate une amélioration dans la comptabilisation de la facturation interne[122], mais s'interroge sur la nature des contrôles en place, particulièrement en ce qui a trait à la préparation des budgets qui servent à l'établissement de l'année témoin projetée.

La Régie veut prendre connaissance des directives fournies aux gestionnaires qui préparent les budgets ainsi que des outils utilisés pour la budgétisation des charges non récurrentes aux autres divisions.

La Régie considère donc qu'un examen du processus budgétaire par son personnel sera utile afin de parfaire sa connaissance du fonctionnement du processus de budgétisation des activités non réglementées. Les conclusions de cet examen feront l'objet d'un rapport qui sera rendu public.

Code de conduite

La Régie constate par ailleurs que le code de conduite déposé n'encadre pas les relations entre le Distributeur et les autres divisions de l'entreprise à la suite de la séparation fonctionnelle. La Régie est soucieuse que soient encadrés les comportements des employés du Distributeur lorsque ceux-ci transigent avec les employés d'autres divisions et/ou filiales d'Hydro-Québec, plus particulièrement en ce qui concerne les approvisionnements chez

[122] Elle passe de 23,8 M $ en 2001 à 51,2 M $ en 2004.

Hydro-Québec Production, étant donné que certains approvisionnements ne font pas l'objet d'appels d'offres.

La Régie demande donc au Distributeur de déposer dans le prochain dossier tarifaire, pour approbation, un code de conduite qui encadre les relations entre le Distributeur et Hydro-Québec Production au niveau des approvisionnements qui ne font pas l'objet d'appels d'offres.

Produits, charges réglementées et non réglementées

En ce qui concerne HydroSolution, la Régie accepte la méthode de calcul du coût complet présentée par le Distributeur.

Dans le tableau 1 ci-après, la Régie présente la ventilation des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution. Elle reclasse les montants qui, selon elle, devraient apparaître à titre de produits, et elle présente séparément les charges non réglementées.

TABLEAU 1
Distribution - produits et charges reclassés

Type	*Traitement comptable*			*Montants (M$)*
Produits				
Tarifs réglementés	Frais d'administration abonnés, frais de gestion et ouverture de dossier, frais de branchement *(soustraits du revenu requis jusqu'à présent - à titre de facturation externe)*	*(HQD-5, document 10, page 3)*		(47,5)
Tarifs non réglementés	Amendes pour rétablissement, subtilisation d'énergie, divers *(soustraits du revenu requis jusqu'à présent- à titre de facturation externe)*	*(HQD-5, document 10, page 3)*		(34,6)
	Pose d'attaches, espace de poteaux, autres *(soustraits du revenu requis jusqu'à présent, à titre de récupération des coûts, sous la rubrique charges brutes directes.)*	*(HQD-11, document 1, page 36)*		(4,5)
		Sous-total		**(86,6)**
Charges réglementées		*HQD-4, document 1, page 3*		
Fourniture	Achats d'électricité *(tarif réglementé par le gouvernement et la Régie tel que mentionné à la Loi)*	Achats d'électricité	4 594,1	
Transport	Achats de service de transport	Service de transport	2 313,0	6 907,1
Distribution *(exercées par le Distributeur)*	Charges directes *(on en soustrait une partie, soit les charges capitalisées, la récupération des coûts, composée de revenus à tarifs non réglementés et HydroSolution)*	Charges brutes directes 862,4 -271,2 - (-34,6 -7,7)	633,5	
	Autres charges *(au coût)*	Achats de combustible	26,9	
		Amortissement	430,3	
		Taxes	105,9	
		Crédit de retraite	(18,2)	1 178,4
Distribution *(fournies par d'autres unités)*	Charges de services partagés *(au coût complet)*	Facturation interne	386,0	
	Frais corporatifs *(au coût complet)*	Frais corporatifs	45,4	431,4
		Sous-total		**8 516,9**
Charges non réglementées				
Exercées par les filiales	Dans les livres des filiales HydroSolutions et HQI	Information non présentée		
Exercées par le distributeur	Facturation interne émise *(autres unités: TransÉnergie, CSP, etc.) et récupération des coûts pour HydroSolution*	51,2 + *7,7*		**(58,9)**
	Autres - intérêt sur remboursement gouvernemental			**(5,9)**
Dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution		***Total***		**8 365,5**

2.4 COUT DE FOURNITURE ET TRANSPORT

2.4.1 POSITION DES PARTIES

Les coûts de fourniture et de transport s'élèvent au total à 6 907,1 M $ en 2004.

Les coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale s'élèvent à 4 449,0 M $ tandis que ceux de l'électricité non patrimoniale sont estimés à 145,1 M $, pour un total de 4 594,1 M $ en achats d'électricité.

TABLEAU 2

COÛTS DE FOURNITURE ET DE TRANSPORT

(en millions de $)	*2001 (réel)*	*2002 (réel)*	*2003 (budget)*	*2004 (projeté)*	*Diff. 2004-2001*	*Diff. %*
E. Patrimoniale	*4 046,9*	*4 173,2*	*4 420,6*	*4 449,0*	*402,1*	*9,9%*
E. non-patrimoniale	*52,4*	*51,4*	*67,3*	*145,1*	*92,7*	
Achats d'électricité	4 099,3	4 224,6	4 487,9	4 594,1	*494,8*	*12,1%*
Achats de services de transport	2 313,0	2 313,0	2 313,0	2 313,0	-	
	6 412,3	6 537,6	6 800,9	6 907,1	494,8	*7,7%*

Source: pièce HQD-5, document 2, page 3, révision 10-11-2003

Pour desservir la clientèle québécoise, le Distributeur dispose d'un volume d'électricité patrimoniale de 165 TWh à un coût moyen de 2,79 ¢/kWh. Le Distributeur ne prévoit pas de dépassement du volume de l'électricité patrimoniale avant 2005.

La *Loi sur la Régie de l'énergie*[123] (la Loi) prévoit une répartition du coût de fourniture de 2,79 ¢/kWh entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation. Pour les contrats spéciaux, dont le volume de consommation dépasse 20 TWh et fait partie de la consommation patrimoniale, le coût de fourniture correspond au tarif prévu au contrat, déduction faite des coûts de transport et de distribution applicables selon leurs caractéristiques de consommation. Cette formule a pour effet de protéger les

123 L.R.Q., c. R-6.01.

autres catégories de consommateurs des fluctuations de prix d'électricité inhérentes aux contrats spéciaux.

D'autre part, le volume de consommation patrimoniale exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours. À ce titre, on retrouve les tarifs de gestion de la consommation BT, LC, LR et MR, les tarifs d'énergie de secours GD, H, LD et LP ainsi que les programmes de puissance interruptible I et II au bénéfice d'Hydro-Québec Production. Le coût de fourniture correspondant aux tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours est établi en fonction du prix du marché.

Les prévisions 2003 et 2004 reflètent la décision d'Hydro-Québec Production de poursuivre, à compter du 1er décembre 2003, la fourniture du tarif BT seulement dans la mesure où le prix payé reflétera les conditions du marché, lequel est estimé à 7,3 ¢/kWh. Elles supposent le maintien du tarif BT jusqu'au 31 décembre 2004 sans égard au traitement réglementaire demandé par le Distributeur pour les pertes liées à ce tarif et pour lesquelles aucune hausse tarifaire spécifique, autre que la hausse moyenne, n'est actuellement demandée.

Puisque cette entente cadre n'est pas encore conclue et qu'il n'existe aucun contrat de court terme en vigueur (sauf pour l'alimentation des clients au tarif BT), il est actuellement impossible d'estimer les coûts de l'énergie que le Distributeur devra assumer lors d'un hiver plus froid que la normale[124].

En valeur absolue, les ventes, la puissance coïncidente et la puissance non coïncidente de la catégorie domestique augmentent de 2002 à 2004. Cependant, la diversité des catégories de consommateurs peut faire évoluer différemment les parts en énergie et en puissance d'une année à l'autre. Les ventes de la catégorie domestique augmentent de façon moins importante que celles des autres catégories mais les parts en puissance deviennent plus importantes compte tenu d'une plus forte présence en pointe comparativement aux autres catégories[125].

La prévision de la demande est établie sur la base de conditions climatiques normales. Toutefois, un hiver plus froid ou plus chaud que la normale et l'augmentation ou la diminution des ventes qui en résultera, entraînera des coûts significatifs pour le Distributeur, une fois atteint le volume d'électricité patrimoniale. Ainsi, une température plus froide que la normale amène de façon générale des revenus accrus pour Hydro-Québec Distribution mais ceux-ci ne devraient pas être suffisants pour couvrir les coûts des nouveaux approvisionnements qu'il faut acquérir sur les marchés en période de pointe. À l'inverse, une

124 Pièce HQD-11, document 7, pages 6-7.
125 Pièce HQD-11, document 8, page 49.

température plus chaude que la normale implique une baisse des revenus qui ne pourra être que partiellement compensée par une réduction des livraisons découlant des contrats d'approvisionnements. Dans un cas comme dans l'autre, il en résultera une diminution du bénéfice du Distributeur[126].

Les mesures envisagées pour diminuer ce risque d'affaires comprennent la création d'un compte de frais reportés pour le « pass-on » de la fourniture postpatrimoniale et d'un compte de nivellement pour la température[127].

Les coûts afférents au service de transport utilisé pour la desserte de la charge locale correspondent au tarif en vigueur depuis le 1er janvier 2001, tel que fixé par la Régie dans sa décision D-2002-95[128]. Le coût des achats de transport s'élève à 2 313,0 M $.

2.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte les coûts de fourniture et de transport tels que présentés, à l'exception du coût de fourniture pour le tarif BT. Ce dernier devrait être calculé sur la base du coût du fourniture reconnu à 6,0 ¢/kWh, au lieu de 7,3 ¢/kWh tel qu'expliqué plus en détail dans la section de la présente décision portant sur le tarif BT.

2.5 CHARGES BRUTES DIRECTES

2.5.1 POSITION DES PARTIES

Les charges brutes directes se composent des trois postes principaux suivants :

- masse salariale;
- autres charges directes;
- récupération des coûts.

Ces charges s'élèvent à 862,4 M $.

126 Pièce HQD-11, document 10, page 15.
127 Pièce HQD-11, document 10, page 15.
128 Pièce HQD-5, document 2, page 5.

TABLEAU 3

CHARGES BRUTES DIRECTES

(M$)	*Années historiques*		*Année de base*	*Année témoin*	*Différence 2004-2001*	
	2001	*2002*	*2003*	*2004*	*M$*	*%*
Masse salariale	524,1	574,5	569,9	581,0	56,9	10,9%
Autres charges directes	310,9	316,3	317,0	323,6	12,7	4,1%
Récupération des coûts	-40,8	-47,8	-42,3	-42,2	-1,4	3,4%
Total	794,2	843,0	844,6	862,4	68,2	8,6%

Source: pièce HQD-5, document 3, page 3.

Masse salariale

Le Distributeur note que la masse salariale croît à un rythme annuel de 3,5 %. La croissance est causée pour près de la moitié par les conventions collectives de travail. Les charges prévues pour 2004 s'élèvent à 581,0 M $ comparativement à 524,1 M $ en 2001.

L'amélioration des régimes d'avantages sociaux et leur utilisation ainsi que l'augmentation des frais liés à la santé comptent pour le reste de la croissance de la masse salariale. Hydro-Québec a peu d'influence sur la croissance des frais des médicaments[129].

Dans son ensemble, les salaires de base plus le temps supplémentaire, les primes et revenus divers ont augmenté de 2,8 % par année, en moyenne sur la période 2001-2004. Le Distributeur rappelle que l'augmentation due aux conventions collectives est de 2,7 %; la différence, 0,1 %, résulte de la croissance d'effectifs, qui vient indirectement compenser la réduction du temps supplémentaire puisqu'on constate une réduction importante de 11,1 % par année , en moyenne, du temps supplémentaire[130].

129 Pièce HQD-11, document 1, page 40.
130 NS, volume 22, page 40.

TABLEAU 4

MASSE SALARIALE

(M$)	*Années historiques*		*Année de base*	*Année témoin*	*Différence 2004-2001*	
	2001	*2002*	*2003*	*2004*	*M$*	*%*
Salaire de base	398,6	431,4	430,9	437,0	38,4	9,6%
Temps supplémentaire	51,7	43,4	35,1	36,3	-15,4	-29,8%
Primes et revenus divers	23,3	26,9	25,5	26,5	3,2	13,7%
Régime d'intéressement corporatif	*8,7*	*9,7*	*9,7*	*10,0*	*1,3*	*14,9%*
Autres	*14,6*	*17,2*	*15,8*	*16,5*	*1,9*	*13,0%*
Avantages sociaux	50,5	72,8	78,4	81,2	30,7	60,8%
Total	524,1	574,5	569,9	581,0	56,9	10,9%

Sources: pièce HQD-5, document 4, page 3 et pièce HQD-11, document 5, pages 46-47.

En 2002, la masse salariale comprend une provision pour ajustements salariaux de 32,5 M $. Les augmentations salariales et la croissance de l'effectif entre 2002 et 2003 contribuent aussi à son augmentation[131].

L'effectif annuel moyen est le suivant :

- 2001 : 7 584;
- 2002 : 7 651;
- 2003 : 7 862;
- 2004 : 7 871.

L'objectif de maintien des effectifs à 7 400 employés mentionné en Phase 1 consiste en une cible de fin d'année pour 2002, laquelle équivaut à un objectif d'effectif annuel moyen de 7 700 employés[132]. Cette cible a été rajustée à 7 870 effectifs annuels moyens en 2003[133].

131 Pièce HQD-11, document 1, pages 39-40.
132 Pièce HQD-11, document 1, page 37.
133 Pièce HQD-11, document 1, pages 38-39.

Le Distributeur explique ainsi l'évolution de l'effectif moyen au cours de la période 2001-2004 :

- transfert au Distributeur de Affaires réglementaires janvier 2002;
- ajout d'effectifs pour l'enfouissement du réseau 2001 et 2002;
- ajouts d'effectifs pour des besoins spécifiques :
  jointeurs, agents de service/commis 2001;
- décentralisation de la réponse téléphonique pour clientèle d'affaires 2002;
- décentralisation vers les divisions d'activités comptables corporatives 2003;
- entente Relève et optimisation avec syndicats :
  augmentation effectif moyen 2003;
- remplacement du personnel affecté au projet
  SIC (Système d'information clientèle) et autres;
- attrition naturelle des ressources;
- mise à pied d'effectifs temporaires Métiers en enfouissement
  du réseau et techniciens en foresterie 2003;
- non comblement des postes métiers en thermographie
  et formation préparatoire 2003.

L'objectif cible de 7 400 employés de fin de période ou de l'effectif annuel moyen de 7 700 a dû être rajusté en 2003, d'une part pour tenir compte de transferts d'activités des unités corporatives vers le Distributeur (Affaires réglementaires, États financiers et registre des immobilisations) et d'autre part, pour répondre à la croissance des activités de distribution et services à la clientèle, dont la réalisation du projet SIC. Ainsi, les prévisions 2003 et 2004 reposent sur un niveau d'effectif annuel moyen de l'ordre de 7 870 employés et l'effectif cible à la fin de 2003 a été rajusté à 7 608 employés[134].

Hydro-Québec établit le salaire annuel moyen selon la dernière période de paie chaque année. Il n'inclut pas les salaires des employés qui quittent pendant l'année ni les avantages aux employés retraités, ni les provisions salariales. L'effectif moyen multiplié par le salaire moyen ne donne qu'une approximation de la masse salariale d'Hydro-Québec[135].

134 Pièce HQD-11, document 1, page 39.
135 Pièce HQD-11, document 1, page 37.

Le salaire annuel moyen est le suivant :

- 2001 : 59 216,8 $;
- 2002 : 65 899,9 $;
- 2003 : 64 780,0 $;
- 2004 : 65 386,6 $.

En moyenne, les employés permanents ont de 15 à 23 ans d'expérience, ce qui les situe au maximum des échelles salariales[136].

Selon la mise à jour de l'étude sur la position salariale, quatre groupes d'emploi sur sept, soit les cadres, professionnels, spécialistes et techniciens, ont une rémunération globale montrant un écart égal ou supérieur à 5 % de la médiane du marché.

Hydro-Québec a mis en place les mesures suivantes afin d'améliorer la productivité de la main-d'œuvre :

- augmentation de la responsabilisation des employés face à la formation requise pour l'obtention de certains postes à caractère plus technique;
- amélioration des modalités de rétention dans l'emploi, comblements par anticipation et création de banques d'employés préqualifiés;
- nouveau statut d'emploi permanent à horaire réduit pour le Centre d'appels[137].

Les conventions collectives permettent d'accroître la flexibilité et la productivité de la main-d'œuvre dans un contexte de croissance naturelle des activités où la demande, le nombre de clients et les km de réseau augmentent d'environ 1 % par année, et dans la volonté de maintenir relativement constant le niveau d'effectif du Distributeur. Par contre, les gains de productivité de chacune de ces mesures sont difficilement quantifiables et ne peuvent être fournis.

La diminution du temps supplémentaire découle d'efforts d'optimisation, d'une gestion plus serrée du temps supplémentaire et d'une entente de responsabilisation des employés de métier[138].

136 Pièce HQD-11, document 2, page 28.
137 Pièce HQD-11, document 5, page 77.
138 Pièce HQD-11, document 1, pages 39-40.

Le régime d'intéressement pour les employés syndiqués est conditionnel à l'atteinte d'un déclencheur financier, lié au niveau du bénéfice net d'Hydro-Québec visé. Si le bénéfice net visé pour une année donnée n'est pas réalisé, il n'y a aucun versement de boni[139].

Le boni lié au régime d'intéressement compte pour près de 2 % de la masse salariale. À partir du 1er janvier 2004, le régime d'intéressement corporatif existant est maintenu (maximum de 3 % du salaire de base). Il s'y ajoute un volet en fonction de l'atteinte du déclencheur financier (bénéfice net) équivalant à 1,5 % du salaire de base de l'employé[140].

Chaque division a trois catégories d'objectifs à atteindre :

- ceux liés à la clientèle (satisfaction des clientèles et continuité du service);
- ceux liés aux employés (mobilisation et santé et sécurité au travail);
- ceux liés à l'actionnaire (rendement sur les investissements et bénéfice de la division).

Le régime d'intéressement pour les autres employés, cadres et professionnels, comporte deux volets. Le boni versé dans le volet corporatif dépend uniquement des résultats de la division et le deuxième volet est individuel[141].

Dans la rubrique « primes et revenus divers », la ligne « autres » regroupe les bonis corporatifs établis en fonction de résultats des divisions et des bonis individuels ainsi que les primes pour quart de travail, les primes d'éloignement, la direction de travail, le remplacement d'employés de niveau supérieur, et le travail les jours fériés ou dans des conditions d'urgence[142].

Autres charges directes

Les autres charges directes se composent de dépenses de personnel et indemnités, de services externes et ressources financières ainsi que de stock, achats de biens, locations et autres. Elles passent de 310,9 M $ en 2001 à 323,6 M $ en 2004, une augmentation de 12,7 M $ ou 4,1 %.

Les dépenses de personnel et indemnités connaissent une diminution de l'amortissement des indemnités de départ à la suite de la réduction de son effectif de 1997 à 2000[143].

139 Pièce HQD-5, document 4, pages 3-4.
140 Pièce HQD-11, document 5, page 27.
141 Pièce HQD-11, document 5, page 44.
142 Pièce HQD-11, document 5, pages 45-46.
143 Pièce HQD-11, document 1, page 35.

En ce qui concerne les services externes et les ressources financières, l'augmentation de 2002 à 2003 est due à la prise en compte de l'augmentation des coûts de certains projets et une évaluation à la hausse des risques du Distributeur dont des dépenses additionnelles de nature non capitalisable dans le cadre du projet SIC et du programme de mise en conformité du réseau aérien, la prise en charge du réseau de distribution de Schefferville, ainsi que de frais pouvant découler de radiations de projets, événements majeurs et autres imprévus (météo, litiges, réclamations, etc.)[144].

Le poste « Stock, achats de biens, locations et autres » varie au rythme des activités de maintenance et d'exploitation du Distributeur et inclut les frais reliés à la Régie, qui passent de 1 M $ en 2001 à 8 M $ en 2002, 2003 et 2004.

Récupération des coûts

La récupération des coûts se compose des montants associés aux postes : « Mauvaises créances », « Travaux pour HydroSolution », « Réclamation aux tiers et autres », « Pose d'attaches », « Espace poteaux » et « Autres »[145].

L'augmentation des réclamations aux tiers et autres est attribuable à des revenus non récurrents relatifs à des travaux de dépannage réalisés aux États-Unis.

L'**ACEF de Québec** souligne les points suivants :

- les salaires des cadres et spécialistes du Distributeur devraient être normalisés avec le marché;
- la prime au rendement des employés et cadres ne devrait pas être reconnue dans le coût de service;
- l'évolution des coûts d'Hydro-Québec ne devrait pas dépasser l'indice du coût de la vie, c'est-à-dire l'IPC du Québec, moins un facteur de gain de productivité[146].

L'**AIEQ** présente les recommandations suivantes :

- elle demande à la Régie de ne pas procéder à des coupures de budget d'exploitation du Distributeur tant que l'exercice de balisage n'aura pas été terminé;
- elle propose plutôt le gel des charges au niveau de 2004 afin de s'assurer de la poursuite de gains de productivité[147].

144 Pièce HQD-11, document 1, pages 35-36.
145 Pièce HQD-11, document 1, page 36.
146 NS, volume 23, page 255.
147 Argumentation de l'AIEQ, page 6.

L'**AQCIE/CIFQ** s'en remet à la preuve et à l'argumentation présentées par la Coalition[148].

La **Coalition** soutient, pour sa part, que l'augmentation de la masse salariale est due à une augmentation des salaires (13,7 %), des avantages sociaux (25,7 %) et du nombre d'employés (3,8 %)[149].

Elle est d'avis que si on prend le salaire moyen de 2003 et 2004, qu'on le multiplie par le nombre additionnel d'employés pour chacune de ces années, le coût de ces employés additionnels est de 15,3 M $ et 16,2 M $ respectivement pour chaque année. Ces données ne tiennent pas compte du fait que les employés additionnels sont concentrés dans des catégories salariales égales ou supérieures au salaire moyen, soit métiers, spécialistes, professionnels et cadres [150].

La Coalition illustre ainsi le changement :

TABLEAU 5
MODIFICATION DE LA MASSE SALARIALE

	Modification du nombre d'employés 2001-2004	*Salaires et bénéfices marginaux 2004* *(en milliers de $)*	*Hausse des salaires et bénéfices marginaux 2001-2004* *(en $)*
Cadres	64	101 260	11 941
Ingénieurs	26	90 243	10 788
Professionnels	44	85 882	10 389
Spécialistes	239	81 617	8 978
Techniciens	17	67 259	7 967
Métiers	39	65 868	8 627
Bureau	(142)	51 156	5 709

Source: preuve de la Coalition, page 10, tableau 6.

148 Argumentation de l'AQCIE/CIFQ, page 1.
149 Preuve amendée de l'expert M. Mark Drazen, page 8.
150 Preuve amendée de l'expert M. Mark Drazen, page 9.

La Coalition fait remarquer que la masse salariale totale ne correspond pas entièrement au salaire moyen multiplié par le nombre d'employés. La Coalition suggère l'utilisation d'équivalent temps complet (ETC) à l'avenir pour éviter ce problème.

Pour la période 2001-2004, la Coalition note que l'augmentation du nombre d'employés (3,8 %) est supérieure à l'augmentation du nombre de clients (2,8 %) et aussi à la croissance de l'étendue du réseau de distribution (3,4 %)[151].

Selon l'expert Drazen, les bonis ne sont pas cohérents avec la notion d'un distributeur « stand-alone ». Le Distributeur a des pertes importantes, donc pourquoi paie-t-il des bonis? D'un point de vue corporatif, on considère Hydro-Québec dans son ensemble et non le Distributeur seul. Mais, pour des fins réglementaires, les coûts de bonis devraient être attribués aux divisions qui génèrent des profits, soit Hydro-Québec Production et TransÉnergie[152].

Sur la base de la preuve de la Coalition**,** la **FCEI/UMQ** et l'**UPA** recommandent ce qui suit :

- étant donné la hausse de l'effectif moyen, que la Régie retranche le coût attribuable aux employés additionnels de 18,4 M $ du revenu requis[153];
- que le régime d'intéressement soit reconnu comme une politique corporative et que les coûts de 26,5 M $ imputés au Distributeur soient supportés par l'entité corporative, étant donné que le versement de ces primes est pratiquement garanti et que les indicateurs servant de déclencheurs ne dépendent pas de la productivité des employés ni même des résultats de la division de Distribution[154].

Le régime de bonis basé sur la performance d'Hydro-Québec alors que le Distributeur n'a pas les mêmes indices de performance pose problème[155] au **GRAME**.

OC propose un gel des charges sous le contrôle direct du Distributeur au niveau de 2003, soit une diminution de la masse salariale de 11,1 M $ et des autres charges directes de 6,6 M $[156]. Étant donné la situation déficitaire du Distributeur, les sommes de 10 M $ au

151 Preuve amendée de l'expert M. Mark Drazen, pages 8-9.
152 NS, volume 24, page 38.
153 Argumentation de la Coalition, page 66.
154 Argumentation de la Coalition, page 66.
155 NS, volume 29, page 210.
156 Argumentation d'OC, page 5.

titre de partage des profits et de 16,5 M $ de bonis devraient être exclues du coût de service[157].

2.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

Masse salariale

Dans sa décision D-2003-93, au terme de la Phase 1, la Régie mentionnait : « *la Régie note les propos du président d'Hydro-Québec Distribution sur les travaux à effectuer concernant les mesures d'efficience et le balisage qui en découle ainsi que les efforts de contrôle des charges qu'il mentionne*. » :

> « *La Régie prend acte que le Distributeur s'est donné comme objectif global d'absorber la croissance naturelle des activités de distribution qui engendre une augmentation annuelle d'environ 1 % de la demande, du nombre d'abonnements et du réseau de distribution d'électricité en maintenant le niveau actuel des effectifs aux environs de 7 400 employés*[158] ».

La Régie constate que l'engagement du Distributeur, relatif à l'absorption à même ses effectifs d'une croissance annuelle de l'ordre de 1 %, se traduirait par un effectif moyen de 7 700, alors que l'effectif moyen projeté pour 2004 est de 7 871. Elle ne peut souscrire à la croissance du niveau des effectifs présentée par le Distributeur.

En conséquence, afin de refléter l'engagement pris par le Distributeur en Phase 1, la Régie ne reconnaît pas pour fins tarifaires un montant de 11,3 M $ des coûts de la masse salariale comme étant des charges nécessaire à la prestation du coût de service[159].

La Régie est consciente du fait qu'Hydro-Québec a établi le coût unitaire de la main-d'œuvre d'une manière approximative[160]. C'est l'outil que la Régie utilise pour établir le montant de masse salariale qu'elle reconnaît.

De plus, afin de faciliter l'examen de la masse salariale dans le prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur d'utiliser le concept d'ETC si ses systèmes d'information le permettent.

---

157 Argumentation d'OC, page 6.

158 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 110.

159 Cette somme équivaut à 171 effectifs moyens à 65 836,6 $, soit la différence entre l'objectif d'effectif moyen 2002 et le prévisionnel 2004 au salaire moyen 2004.

160 Les coûts unitaires de la main-d'œuvre sont établis en utilisant la dernière période de paie de chaque année. Cette méthode exclut plusieurs éléments de la masse salariale. L'effectif moyen multiplié par le salaire moyen ne donne donc qu'une approximation de sa masse salariale. Voir la pièce HQD-11, document 1, page 37.

Bonis

La Régie ne peut reconnaître les bonis calculés sur la base des résultats de Hydro-Québec intégrée, soit un montant de 10,0 M $ selon la preuve au dossier, comme étant des charges nécessaires à la prestation du coût de service du Distributeur. La Régie ne peut établir de lien entre le versement de ce boni et la prestation du service de distribution, puisque le déclencheur est fixé par le président-directeur général d'Hydro-Québec d'après l'atteinte de résultats pour l'ensemble de l'entreprise. Ces charges ne sont donc pas reconnues pour fixer les tarifs.

Autres charges directes et récupération des coûts

La Régie reconnaît les autres charges directes et la récupération des coûts tels que demandés par le Distributeur.

La Régie constate que malgré l'importance des montants en cause, le Distributeur a fourni peu de détails sur certains postes. En effet, les postes « Autres charges directes » (323,7 M $) et « Récupération des coûts » (42,3 M $) ont fait l'objet d'une présentation sommaire se limitant aux rubriques mentionnées ci-dessous.

La Régie demande donc au Distributeur, pour le prochain dossier tarifaire, de fournir un niveau de détail supplémentaire pour les postes suivants :

- dépenses de personnel et indemnités;
- services externes et ressources financières;
- stocks, achats de biens, location et autres;
- travaux pour HydroSolution;
- réclamations aux tiers et autres;
- pose d'attaches, espace poteaux, conduits.

2.6 CHARGES DE SERVICES PARTAGES

2.6.1 POSITION DES PARTIES

Les charges de services partagés proviennent des fournisseurs internes (divisions) de l'entreprise.

Ces charges s'élèvent à 386,0 M $ en 2004, comparativement à 398,5 M $ en 2001, soit une diminution de 3,1 % sur la période.

TABLEAU 6

CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

(en millions de $)	*2001 (réel)*	*2002 (réel)*	*2003 (budget)*	*2004 (projeté)*	*Diff. 2004-2001*	*Diff. %*
Approvisionnement et services	*146,2*	*156,0*	*160,2*	*148,1*	*1,9*	*1,3%*
Technologie de l'information	*83,6*	*80,3*	*83,9*	*73,2*	*(10,4)*	*-12,4%*
Télécommunications de service	*33,5*	*28,4*	*29,7*	*32,6*	*(0,9)*	*-2,7%*
Autres	*6,1*	*6,2*	*7,5*	*20,4*	*14,3*	
Rendement sur les actifs	*5,8*	*5,7*	*5,4*	*5,9*	*0,1*	*1,7%*
Centre de services partagés	275,2	276,6	286,7	280,2	*5,0*	*1,8%*
Services financiers	*13,5*	*13,8*	*12,2*	*12,2*	*(1,3)*	*-9,6%*
Ressources humaines	*13,4*	*13,7*	*13,3*	*16,3*	*2,9*	*21,6%*
Sécurité	*5,2*	*4,8*	*4,5*	*4,5*	*(0,7)*	*-13,5%*
Contentieux	*2,7*	*3,8*	*4,3*	*4,3*	*1,6*	*59,3%*
Affaires corporatives et réglementaires	*11,3*	*0,9*	*0,4*	*0,4*	*(10,9)*	*-96,5%*
Rendement sur les actifs	*0,2*	*0,2*	*0,1*	*0,1*	*(0,1)*	*-50,0%*
Unités corporatives	46,3	37,2	34,8	37,8	*(8,5)*	*-18,4%*
IREQ	27,0	27,6	27,5	27,5	*0,5*	*1,9%*
TransÉnergie	43,3	44,3	42,9	36,3	*(7,0)*	*-16,2%*
HydroQuébec Production	0,6	1,5	1,5	1,5	*0,9*	
HydroQuébec Équipement	2,2	2,7	2,0	2,0	*(0,2)*	*-9,1%*
Valorisation et participations	0,2	0,8	1,9	1,9	*1,7*	
Régularisations et aj. divers	3,7	1,1	(6,8)	(1,2)	*(4,9)*	
	398,5	391,8	390,5	386,0	*(12,5)*	*-3,1%*

Source: pièce HQD-5, document 5, page 4

Les services des unités corporatives ne sont facturés qu'en partie, le reste faisant partie des frais corporatifs[161].

[161] Pièce HQD-5, document 5.2.

Le Distributeur reçoit de TransÉnergie des services de télécommunications spécialisées et d'ateliers spécialisés[162].

Ces services sont rendus au coût complet, ce qui signifie que tous les coûts sont alloués. Mais il n'y a pas d'échange d'argent et le coût facturé n'inclut pas le rendement. Le rendement fait l'objet d'un ajustement pour fins tarifaires seulement, comme si ces actifs faisaient partie de la base de tarification du Distributeur.

Les tarifs en vigueur sont uniformes et identiques pour tous les clients. Les ententes clients-fournisseurs[163] sont établies annuellement et font l'objet d'une négociation sur le niveau de service demandé, les quantités, les délais et les modalités de facturation. La facturation est établie sur la base de la consommation de services spécifiques du client.

La consommation de produits et services est relativement stable, à l'exception d'une augmentation de la demande de Solutions informatiques due à la finalisation du projet Dcartes et du début des travaux du SIC.

En ce qui concerne le poste « Autres » du CSP, qui passe de 7,5 M $ en 2003 à 20,4 M $ en 2004, la croissance est due à la création du centre de compétences-progiciel de gestion en 2003, poste qui inclut des activités transférées des Vice-présidences Finances et Technologies de l'information[164].

Les charges de télécommunication de TransÉnergie diminuent de 7 M $, ce qui s'explique par une révision des grilles tarifaires 2004. Le nombre de circuits dédiés au Distributeur passe de 678 à 285 sur la période.

Depuis 2001, il y a une diminution des coûts affaires corporatives et réglementaires qui font maintenant directement partie des charges du Distributeur.

La consommation de produits de l'Institut de recherches en électricité du Québec (IREQ) demeure relativement stable aux environs de 27 M $, malgré une légère augmentation de la consommation du Distributeur.

---

162 Pièce HQD-5, document 5.3.
163 Déposées en liasse voir la pièce HQD-5, document 5.5.
164 Pièce HQD-11, document 1, page 42.

Selon le Distributeur, la comparaison du CSP avec Accenture n'est pas valide étant donné que :

- Accenture offre des services très différents du CSP;
- l'expert de la Coalition est incapable d'identifier les sources et la répartition des économies réalisées par Accenture;
- l'expert de la Coalition ne connaît pas l'environnement syndical chez Hydro-Québec, ni chez BC Hydro, ni son impact sur une telle transaction;
- l'expert de la Coalition ne savait pas que BC Hydro devait supporter les coûts associés à 10 % des employés qui avaient choisi de ne pas être transférés chez Accenture[165].

Selon l'**ACEF de Québec,** le Distributeur doit prouver que les services partagés sont facturés au meilleur tarif possible[166].

L'**AQCIE/CIFQ** s'en remet à la preuve et à l'argumentation présentées par la Coalition[167].

La **Coalition** constate un problème dû au fait que bien que le Distributeur se soit engagé à fournir du balisage, il n'existe pas de moyen de s'assurer de la raisonnabilité des charges. Étant donné que le Distributeur donne en sous-traitance interne certains services à des affiliés, il n'est pas possible de déterminer si les services auraient pu être offerts à meilleur prix par un autre fournisseur. De plus, le CSP a été établi sans appel d'offres et dispose d'un monopole au moins jusqu' en 2006, ce qui soulève des questions.

La Coalition réfère à l'exemple de BC Hydro, qui sous-traite plusieurs activités à Accenture, ce qui produira des économies estimées à 250 M $ sur 10 ans. BC Hydro fait environ la moitié de la taille du Distributeur, soit 1,6 M clients au lieu de 3,6 M; il serait donc raisonnable d'anticiper des économies importantes du Distributeur s'il sous-traitait.

Sur la base de la preuve de la Coalition, la **FCEI/UMQ** et l'**UPA** recommandent de réduire le revenu requis demandé de 42,5 M $ en 2004, soit 4,4 % des charges de services partagés du Distributeur, de manière à tenir compte des économies réalisables à ce poste[168].

Pour sa part, **OC** propose de réduire les frais du CSP de 25 M $[169].

---

165 Argumentation d'Hydro-Québec, page 11.
166 Argumentation de l'ACEF de Québec, page 3.
167 Argumentation de l'AQCIE/CIFQ, page 1.
168 Argumentation de la Coalition, pages 66-67.
169 Argumentation d'OC, page 5.

2.6.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que les charges totales de service partagées ont diminué de 3,1 % ou 12,5 M $ entre 2001 et 2004.

Lorsque la Régie compare l'évolution des charges de services partagés à la croissance de 8,6 % des charges brutes directes présentée par le Distributeur, elle conclut que le niveau des charges de services partagés est acceptable. Elle accepte donc les montants présentés tels que soumis et les reconnaît pour la fixation de tarifs. Cependant, la Régie souligne que, lorsque les mesures de balisage seront disponibles, elle sera plus à même d'apprécier la performance du CSP.

Le Distributeur a convaincu la Régie que les services offerts par le CSP sont des services différents de ceux offerts par Accenture et ne retient pas la proposition de la Coalition à cet égard.

2.7 FRAIS CORPORATIFS

Selon le Distributeur, les frais corporatifs imputés correspondent aux coûts de fonctionnement engagés par les unités corporatives dans le cadre d'activités dont l'objectif est de desservir les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble, généralement pour réaliser des activités répondant à des exigences légales ou réglementaires ou encore pour la réalisation d'activités à caractère stratégique.

Les frais corporatifs sont les frais des unités suivantes : Bureau du PDG, président du conseil d'administration (PCA), Protectrice de la personne, Vérification générale, Recherche et planification stratégique, Affaires corporatives et secrétariat général, Finances, Ressources humaines.

Les frais corporatifs inclus dans le revenu requis du Distributeur s'élèvent à 45,4 M $ en 2004, comparativement à 35,8 M $ en 2001.

2.7.1 MÉTHODE DE RÉPARTITION

Dans la décision D-2003-93, la Régie permet au Distributeur d'utiliser la méthode de répartition des frais corporatifs d'Hydro-Québec basée sur les charges totales excluant les achats d'électricité, de combustible et de transport. Toutefois, afin de lui permettre de se

prononcer en Phase 2 sur le choix de la meilleure méthode prenant en compte à la fois les activités d'exploitation et d'investissement, la Régie demande au Distributeur de lui fournir une simulation commentée sur trois ans portant sur les deux méthodes suivantes[170] :

- les charges primaires à l'exploitation[171] et les immobilisations nettes dans une proportion de 50 % - 50 %;
- les charges primaires à l'exploitation et les investissements dans une proportion de 50 % - 50 %.

Le **Distributeur** présente la simulation demandée[172].

TABLEAU 7

RÉPARTITION DES FRAIS CORPORATIFS
SELON TROIS SCÉNARIOS

(en millions de $)	*2002*		*2003*		*2004*	
Charges totales excluant les achats						
Distributeur	36,4	*36,0%*	44,9	*36,0%*	45,4	*37,0%*
Transporteur	31,5	*31,1%*	39,3	*31,5%*	38,1	*31,1%*
Autres	33,3	*32,9%*	40,6	*32,5%*	39,1	*31,9%*
Total	**101,2**	***100,0%***	**124,8**	***100,0%***	**122,6**	***100,0%***
Charges primaires et immobilisations nettes						
Distributeur	33,3	*32,9%*	41,9	*33,6%*	41,5	*33,8%*
Transporteur	29,2	*28,9%*	35,3	*28,3%*	34,3	*28,0%*
Autres	38,7	*38,2%*	47,6	*38,1%*	46,8	*38,2%*
Total	**101,2**	***100,0%***	**124,8**	***100,0%***	**122,6**	***100,0%***
Charges primaires et investissements						
Distributeur	37,6	*37,2%*	45,9	*36,8%*	44,4	*36,2%*
Transporteur	25,9	*25,6%*	31,9	*25,6%*	31,6	*25,8%*
Autres	37,7	*37,3%*	47,0	*37,7%*	46,6	*38,0%*
Total	**101,2**	***100,0%***	**124,8**	***100,0%***	**122,6**	***100,0%***

Source: pièce HQD-5, document 7, page 5

Tel que mentionné en Phase 1, selon le Distributeur, la méthode de répartition retenue doit répondre aux caractéristiques suivantes :

---

170 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 95.

171 Les charges primaires à l'exploitation correspondent à l'ensemble des salaires, avantages sociaux et dépenses des employés à l'exploitation et aux investissements ainsi qu'aux achats/locations de biens et services externes dépensés à l'exploitation. tiré de la Phase 1, pièce HQD-4, document 7, page 7.

172 Pièce HQD-5, document 7, page 5.

- être équitable pour les activités réglementées et les activités non réglementées, en traduisant le plus possible les contributions effectives des unités corporatives aux activités des divisions;
- être stable dans le temps, la définition du critère ne subissant pas de modification importante et fréquente dans le temps;
- être simple à comprendre et à vérifier et facile à appliquer.

Il affirme que la méthode préconisant l'utilisation partielle de la valeur nette des actifs semble moins appropriée puisqu'elle infère un rapport direct entre la détention des actifs et les frais corporatifs alors que ceux-ci sont généralement liés aux activités courantes d'exploitation et d'investissement.

Selon ce dernier, la méthode partiellement basée sur les investissements annuels des unités, bien qu'elle reflète davantage la contribution des unités corporatives à celles des divisions, peut être sujette à une plus grande volatilité selon la réalisation de grands projets d'investissements pouvant être mis en place par l'une ou l'autre des divisions.

Enfin, Hydro-Québec propose une méthode qui, selon le Distributeur, est celle qui prend le mieux en compte à la fois des activités d'exploitation et d'investissement. En effet, les charges totales excluant les achats, qui incluent les amortissements et les frais financiers, et excluent les achats d'électricité, de transport et de combustible, tiennent compte des activités d'exploitation de chaque division mais aussi des coûts afférents à la détention des actifs. De plus, cette méthode assure une meilleure stabilité lors d'importants programmes d'investissement.

Niveau des charges

Pour l'ensemble de la période couverte, la quote-part des frais corporatifs assumée par le Distributeur demeure stable, aux environs de 36 %[173].

Toutefois, la charge totale afférente aux frais corporatifs d'Hydro-Québec augmente de 21,4 M $ ou 21 % entre 2002 et 2004, ce qui représente pour la partie du Distributeur, une augmentation de 9,0 M $ selon la méthode proposée des charges totales excluant les achats.

[173] Pièce HQD-5, document 7, pages 5 et 6.

TABLEAU 8

NIVEAU DES CHARGES DE FRAIS CORPORATIFS

(M $)	*Années historiques*		*Année témoin*	*Année projetée*	*Évolution*	
	2001	*2002*	*2003*	*2004*	*2001-2004*	
Bureaux PDG, PCA, Protectrice de la personne	1,6	1,3	1,0	1,0	(0,6)	-37,5%
Vérification générale	2,3	2,2	2,5	2,5	0,2	8,7%
Recherche et planification stratégique	3,7	5,4	1,3	1,3	(2,4)	-64,9%
Affaires corporatives et secrétariat général	17,7	17,0	21,7	22,5	4,8	27,1%
Finances	8,4	8,4	12,6	12,8	4,4	52,4%
Ressources humaines	2,1	2,1	5,8	5,3	3,2	
Total	**35,8**	**36,4**	**44,9**	**45,4**	**9,6**	**26,8%**
Quote-part du Distributeur	36,1%	36,0%	36,0%	37,0%		

Source : pièce HQD-5, document 7, pages 3 et 4.
Calculé selon la méthode des charges totales excluant les achats proposée par le Distributeur

L'augmentation des charges totales entre le réel 2002 (101,2 M $) et le budget 2003 (124,8 M $)[174] s'explique notamment par le fait qu'en mode prévisionnel, des réserves corporatives sont prises par certaines unités dans le cadre normal de leurs activités de vigie, alors qu'en mode réel, lorsque les évènements se matérialisent, les coûts afférents sont imputés spécifiquement aux charges ou aux investissements des unités opérationnelles concernées[175].

À titre d'exemple, les frais corporatifs 2003 de Ressources humaines et du CSP comprennent 2,4 M $ pour la mise en place d'un programme de relève pour renouvellement de l'effectif, budget qui sera transféré aux unités en 2003[176].

174 Budget 2004 : 122,6 M $, pièce HQD-5, document 7, page 5.
175 Pièce HQD-5, document 7, page 5.
176 Pièce HQD-11, document 1, page 46.

Le Distributeur fournit aussi d'autres explications pour cette augmentation.

- Les frais corporatifs de « Recherche et planification stratégique » et ceux des « Affaires corporatives et secrétariat général » augmentent dû au transfert des activités de vigie environnementale[177].

- L'augmentation des frais corporatifs de finances est due à l'augmentation des primes d'assurance à la suite du 11 septembre 2001, à l'augmentation des frais de banque et de fiducie, et à l'acquisition du logiciel de consolidation et numérisation[178].

- Les frais corporatifs de ressources humaines et du CSP augmentent en raison de la vigie informatique, mais il y a aussi croissance des coûts de soutien et commandite aux employés, plus particulièrement les déficits des cafétérias, Centraide et subventions aux activités sportives et récréatives[179].

Selon l'**ACEF de Québec**, Hydro-Québec doit démontrer qu'elle fait tous les efforts nécessaires pour limiter la croissance de ces coûts au lieu de refiler aveuglément la note aux clientèles réglementées. L'ACEF de Québec maintient que le partage des frais corporatifs proposé ne répond pas au critère essentiel d'équité. Selon l'intervenante, les services non réglementés doivent aussi assumer leur part des coûts. L'intervenante privilégie le partage des frais corporatifs sur la base des immobilisations nettes seulement. Subsidiairement, la méthode d'allocation charges primaires et immobilisations nettes lui apparaît plus équitable et pertinente que la méthode proposée par le Distributeur[180].

La **Coalition** note que la croissance des frais corporatifs est importante, particulièrement si on la compare à l'inflation de 6,5 % pendant la période, dans un contexte de déficit pour le Distributeur. De plus, quelle que soit la méthode retenue, l'entité corporative a peu d'intérêt à contrôler la croissance des frais corporatifs puisqu'elle peut transférer environ 70 % des coûts à des divisions réglementées, soit le Distributeur et TransÉnergie, lequel par la suite, facture ses frais au Distributeur. Dans ce contexte, l'amélioration de la productivité peut ne pas être une préoccupation importante pour Hydro-Québec. La Coalition souligne enfin une situation étrange, où une entité réglementée supposément indépendante argumente en faveur d'une méthode de répartition qui ne minimise pas ses coûts.

177 Pièce HQD-11, document 1, page 47.
178 Pièce HQD-11, document 1, page 47.
179 Pièce HQD-11, document 1, page 47.
180 Preuve de l'ACEF de Québec, page 26.

La Coalition commente la méthode choisie par Hydro-Québec. Selon cette dernière, une partie de l'inducteur choisi est le coût d'opération net, lequel inclut des coûts externes, comme ceux des services partagés. De plus, inclure l'amortissement et les taxes n'est pas un choix logique, les actifs nets étant une meilleure base de répartition des coûts de financement. La Coalition recommande donc de retenir la méthode des charges primaires et immobilisations nettes.

Selon la méthode proposée par Hydro-Québec et supportée par le Distributeur, les frais corporatifs augmentent de 26,8 % entre 2001 et 2004, passant de 35,8 M $ à 45,4 M $[181]. Étant donné le rythme de croissance des coûts, il serait approprié de les reconnaître au niveau de 2002 (33,3 M $), ce qui, pour la Coalition, fournirait une bonne raison de les minimiser et constituerait aussi une façon de reconnaître la situation déficitaire du Distributeur.

Dans le cas où la Régie désirerait reconnaître une certaine croissance future de ces charges, la Coalition suggère, une fois que le déficit du Distributeur sera résorbé, que ces charges puissent augmenter au maximum selon le taux d'inflation[182].

2.7.1.1 OPINION DE LA RÉGIE

Méthode

La Régie fait l'examen des méthodes présentées en preuve en tenant compte de l'impact à la fois sur TransÉnergie et sur le Distributeur puisqu'ils devront tous les deux utiliser la même méthode de répartition.

En Phase 1, la Régie s'est exprimée ainsi : « *Tenant compte de la difficulté de la détermination d'inducteurs appropriés au niveau de l'imputation des frais corporatifs, la Régie juge important de retenir une méthodologie qui utilise deux inducteurs.*[183] »

La Régie constate que des trois méthodes présentées, pour 2003 et 2004[184], les charges totales excluant les achats attribuent environ 68 % des frais corporatifs aux divisions

---

181 Argumentation de la Coalition, pages 33-34.

182 Argumentation de la Coalition, pages 36-37.

183 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 94.

184 Étant donné que les tarifs sont déterminés sur la base de budget, dans ce cas-ci, les données historiques ne sont pas utiles à la prise de décision.

réglementées. Les deux méthodes utilisant deux inducteurs attribuent un pourcentage d'environ 62 % aux divisions réglementées.

Sur la base du détail présenté au dossier, la Régie constate que la méthode proposée par le Distributeur accorde un poids de 34 % à l'inducteur « détention des actifs ». La méthode « charges primaires - immobilisations nettes » accorde un poids de 50 % à cet inducteur.

La Régie considère que, étant donné que les coûts reliés à la détention d'actifs forment plus de la moitié des coûts, la méthode retenue devrait tenir compte de ce fait.

Toutefois, la Régie est d'accord avec le Distributeur sur le fait que la méthode « charges primaires –investissements » est sujette à une plus grande volatilité.

La Régie retient donc la méthode « charges primaires - immobilisations nettes ».

Niveau des charges

De plus, la Régie s'interroge sur le niveau des charges, qui évolue à la hausse, sans contrôle possible par le Distributeur.

En ce qui concerne l'explication principale voulant que la hausse des charges soit due à l'imputation à d'autres comptes des données réelles pour les années historiques, la Régie constate que le Distributeur n'a pas fait la preuve que d'autres postes que les frais corporatifs soient en diminution. Au contraire, la Régie constate une hausse des charges brutes directes dans les budgets 2003 et 2004. La Régie juge important que l'allocation des frais corporatifs soit effectuée de la même façon en mode réel qu'en mode prévisionnel. Afin de permettre une meilleure compréhension des frais corporatifs, elle demande donc au Distributeur de s'assurer que, lors du prochain dossier tarifaire, il utilise des données historiques et prévisionnelles calculées de la même façon.

Dans les circonstances, étant donné l'évolution importante à la hausse des frais corporatifs sur une courte période, la Régie limite à 33,3 M $ les charges à inclure dans le revenu requis 2004, soit le niveau réel calculé pour 2002 en utilisant l'inducteur charges primaires et immobilisations nettes[185]. Ce montant représente une diminution de 12,1 M $ sur la charge de 45,4 M $ demandée par le Distributeur.

[185] Pièce HQD-5, document 7, page 5.

2.8 AUTRES CHARGES

2.8.1 POSITION DES PARTIES

Le Distributeur présente ainsi les autres charges.

TABLEAU 9

AUTRES CHARGES

(en millions de $)	*2001 (réel)*	*2002 (réel)*	*2003 (budget)*	*2004 (projeté)*	*Diff. 2004-2001*	*Diff. %*
Achats de combustible	25,6	24,7	26,9	26,9	*1,3*	*5,1%*
Amortissement	423,1	440,8	433,1	430,3	*7,2*	*1,7%*
Taxes	98,7	99,0	102,4	105,9	*7,2*	*7,3%*
	547,4	*564,5*	*562,4*	*563,1*	*15,7*	*2,9%*

Source : pièce HQD-5, document 9, page 3

Les **achats de combustible** représentent un élément important du coût des réseaux autonomes étant donné que, à l'exception de la centrale hydroélectrique du Lac Robertson, les autres centrales sont des centrales thermiques. Le Distributeur a élaboré et mis en œuvre des stratégies qui minimisent le coût d'approvisionnement[186].

L'**amortissement** se compose principalement de l'amortissement des immobilisations, des actifs incorporels et des actifs réglementaires (programmes commerciaux et PGEÉ.).

Les charges d'amortissement permettent de répartir le coût des immobilisations sur la durée de vie utile des actifs. De cette façon, une partie du coût de leur utilisation est attribuée aux produits de l'année, et le coût est distribué entre les clients actuels et futurs.

Selon la *Loi sur Hydro-Québec*[187], la durée de vie utilisée pour l'amortissement des immobilisations des actifs ne peut excéder 50 ans. La durée de vie utile de chaque catégorie d'immobilisation est indiquée au dossier[188].

---

186 Phase 1, pièce HQD-5, document 4, page 3.
187 L.R.Q., c. H-5.
188 Phase 1, pièce HQD-5, document 10, page 3.

Hydro-Québec utilise deux méthodes d'amortissement :

- la méthode à intérêts composés au taux de 3 %, qui s'applique aux actifs de distribution, aux bâtiments administratifs et aux contributions de tiers;
- la méthode linéaire, qui s'applique principalement au matériel de construction, d'exploitation et de recherche.

Les charges d'amortissement sont attribuées aux unités d'affaires en fonction des immobilisations ou des autres actifs dont elles sont propriétaires[189].

Les **taxes** comprennent la taxe sur le capital, la taxe sur le revenu brut et les taxes municipales et scolaires.

Les taxes sur le capital et le revenu brut sont calculées sur la base des données financières d'Hydro-Québec intégrée, incluant les travaux en cours, et réparties aux unités d'affaires sur la base de la valeur nette de leurs immobilisations, laquelle diffère de la moyenne des 13 soldes mensuels[190].

Selon le Distributeur, les charges de taxes évoluent à un rythme similaire à celui de la base de tarification[191].

2.8.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte ces charges telles que soumises.

2.9 ÉLEMENTS CREDITEURS DES CHARGES

2.9.1 POSITION DES PARTIES

Les éléments créditeurs des charges regroupent tous les éléments qui sont soustraits du revenu requis.

189 Phase 1, pièce HQD-5, document 10, pages 3-4.
190 Pièce HQD-5, document 9, page 5.
191 Pièce HQD-5, document 9, page 4.

TABLEAU 10

ÉLÉMENTS CRÉDITEURS DES CHARGES

(en millions de $)	*2001 (réel)*	*2002 (réel)*	*2003 (budget)*	*2004 (projeté)*	*Diff. 2004-2001*	*Diff. %*
Coûts capitalisés	(254,1)	(252,4)	(265,8)	(271,2)	*(17,1)*	*6,7%*
Facturation interne émise	(23,8)	(35,1)	(42,8)	(51,2)	*(27,4)*	
Facturation externe émise	(70,3)	(53,2)	(51,3)	(52,0)	*18,3*	*-26,0%*
Crédit de retraite	*(31,9)*	*(42,3)*	*(44,0)*	*(18,2)*	*13,7*	*-42,9%*
Crédit d'intérêts reliés au remb. gouv.	*(5,9)*	*(5,9)*	*(5,9)*	*(5,9)*	-	
Éléments exceptionnels	(37,8)	(48,2)	(49,9)	(24,1)	*13,7*	*-36,2%*
	(386,0)	(388,9)	(409,8)	(398,5)	*(12,5)*	*3,2%*

Source : pièce HQD-4, document 1, page 3

Coûts Capitalisés[192]

Selon le Distributeur, en 2004, ces coûts, capitalisés aux immobilisations, sont de 271,2 M $ et se composent de prestations de travail pour 232,7 M $ et de gestion du matériel pour 38,5 M $. Ces coûts sont calculés sur la base de 2 396 000 heures calculées à un salaire moyen de 97 $/heure.

Un taux de prestation peut être associé à une ou plusieurs catégories similaires d'employés et tient compte du salaire de base moyen, de la consommation de coûts indirects de facturation interne, du nombre d'heures productives, du pourcentage d'efforts consacrés aux investissements. Le Distributeur utilise environ 75 taux différents.

Les taux sont calculés à partir des éléments suivants :

- charges brutes directes associées à la catégorie d'employés;
- main-d'œuvre directe : salaire de base, temps supplémentaire, primes et bonis de rendement, avantages sociaux;
- autres charges : habillement et matériel de sécurité, frais d'utilisation des véhicules, outils et instruments de travail;
- charges de service partagés : coûts liés aux espaces occupés, services de bureautique, téléphonie administrative, radios mobile;

[192] Pièce HQD-5, document 6.

- coûts indirects de gestion et support administratif immédiats des employés réalisant la prestation.

Les coûts et les heures de référence sont estimés à partir des données réelles de l'année de référence et ajustés pour tenir compte du volume d'activités anticipé.

Toutes les composantes des taux de prestation ont augmenté de 10 % sur quatre ans. Le taux horaire moyen est passé de 88 $ en 2001 à 97 $ en 2004. Toutefois, tel qu'indiqué au tableau 10 ci-dessus, les coûts capitalisés augmentent de seulement 6,7 %. Cette augmentation moindre est attribuable à la baisse du nombre d'heures planifiées aux investissements par rapport aux charges[193].

Facturation interne émise

La facturation interne émise comprend les revenus suivants[194] :

- refacturation d'espaces;
- location de conduits;
- mesurage;
- expertise et autres;
- facturation de la consommation de l'usage interne d'électricité (à partir de 2004 seulement).

Elle passe de 23,8 M $ à 51,2 M $ dû à la refacturation d'espace qui augmente et à l'ajout de la facturation de la consommation de l'usage interne d'électricité, estimée à 8,4 M $ en 2004.

Quant à cette dernière rubrique, dans un premier temps, le Distributeur se propose de limiter sa facturation aux bâtiments administratifs et aux chantiers en construction, lesquels font déjà l'objet d'une mesure de la consommation. La facturation, qui devrait débuter le 1er janvier 2004, se fera aux tarifs en vigueur selon le règlement tarifaire, sur la base de la consommation réelle mesurée[195]. Avant cette date, l'usage interne n'était ni facturé au Distributeur ni refacturé aux unités[196].

193 Pièce HQD-11, document 1, page 48.
194 Pièce HQD-5, document 8.
195 Pièce HQD-11, document 8, page 16.
196 Pièce HQD-11, document 1, pages 44-45.

Cette facturation n'a pas d'effet immédiat sur le calcul du volume et du coût de l'électricité patrimoniale. Toutefois, la consommation reliée à l'usage interne s'apparente à celle des marchés québécois et sera traitée comme telle dans le calcul de ses coûts d'alimentation[197].

Facturation externe émise

Elle comprend des revenus liés à la fourniture d'électricité dont les tarifs sont réglementés :

- frais d'administration abonnés;
- frais de gestion et ouverture de dossier;
- frais de branchement.

Elle comprend aussi d'autres produits dont les tarifs sont non réglementés :

- amendes pour rétablissement;
- subtilisation d'énergie;
- divers.

Elle se chiffre à 52 M $ en 2004, soit une diminution de 18 M $ due à une vente non récurrente de droits de commercialisation de logiciels en 2001.

Éléments exceptionnels

Ils comprennent le crédit de retraite et les intérêts sur le crédit gouvernemental relatif au verglas

La charge de retraite correspond au coût annuel de l'obligation contractée par Hydro-Québec pour offrir des prestations de retraite aux employés ayant travaillé au cours de l'exercice financier.

Des surplus ont été accumulés par l'excédent des cotisations versées et les rendements exceptionnels des années 90.

La cotisation est suspendue depuis le 10 mai 1999, tant que les évaluations actuarielles présentent un taux de capitalisation égal ou supérieur à 110 %. C'est une situation exceptionnelle qui ne peut perdurer.

---

197 Pièce HQD-11, document 1, pages 44-45.

Les cotisations salariale et patronale sont réintroduites à partir du 1er janvier 2004. Le crédit baisse en 2004, passant de 32 M $ à 18 M $, mais il ne disparaît pas immédiatement. C'est un résultat avec délai, en raison des mécanismes de lissage utilisés aux fins de comptabilisation du régime de retraite.

La répartition est faite au prorata des salaires de base excluant les unités de service et corporatives; la méthode est modifiée en 2004 afin d'effectuer la répartition à l'ensemble des unités.

L'intérêt sur le crédit gouvernemental relatif au verglas passe de 6,7 M $ à 6,1 M $ entre 2001 et 2004.

2.9.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte les éléments créditeurs des charges tels que présentés.

De plus, la Régie constate que la présentation de produits de diverses natures en diminution des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution ne reflète pas la présentation correcte des produits sur le plan comptable.

La Régie réitère[198] au Distributeur sa demande de présenter les produits à ce titre, et non de les inclure à titre de soustraction des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution. À titre d'exemple, le Distributeur peut s'inspirer du reclassement des produits et charges que fait la Régie au tableau 1 de la présente décision.

2.10 AUTORISATION D'INVESTISSEMENTS EN VERTU DE L'ARTICLE 73

2.10.1 POSITION DES PARTIES

Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité qui n'auront pas encore été mis en exploitation en 2004, mais pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application.

198 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 123.

Ces additions de moins de 10 M $ se chiffrent à 573,2 M $, en augmentation de 74 M $ sur les additions de 2003, qui s'élevaient à 499,2 M $. Ils s'ajoutent à des investissements déjà autorisés et aux sommes associées à des projets majeurs de plus de 10 M $ pour 2004, pour arriver à un total d'investissements prévus de 683,4 M $ en 2004.

Le budget d'investissements demandé se compose de quatre catégories d'investissements, dont trois ne génèrent pas de revenus additionnels. Ce sont le maintien des actifs, l'amélioration de la qualité et le respect des exigences.

Les investissements 2004 en maintien des actifs, amélioration de la qualité et respect des exigences atteignent 468 M $, un niveau comparable aux 475 M $ prévus en 2003. En excluant les sommes liées au projet SIC, ces enveloppes se rapprochent du niveau de la charge annuelle d'amortissement, ce qui, selon le Distributeur, témoigne des efforts qu'il déploie pour minimiser l'impact tarifaire de ses investissements[199].

En ce qui concerne le respect des exigences, plus particulièrement le programme d'enfouissement, souvent les budgets prévus ne sont pas dépensés en raison des contraintes budgétaires des municipalités ou d'un autre partenaire. Dans ce cas, le Distributeur reporte le budget à l'année suivante[200]. La demande d'autorisation 2004 de 25 M $ est maintenue, même si les prévisions 2003 en date du 21 novembre 2003 sont révisées à 11,3 M $ comparativement au budget autorisé de 27,1 M $ pour 2003[201].

Une quatrième catégorie, la croissance de la demande, génère des revenus additionnels.

En 2004, le budget associé à la croissance de la demande s'établit à 215,3 M $, en augmentation de 77,5 M $ par rapport au budget 2003. Les sommes prévues pour l'alimentation de nouveaux clients sont en hausse de 51 M $ par rapport à 2003[202].

Les besoins requis pour l'alimentation des nouveaux clients ont été établis sur la base d'une prévision de 38 700 nouveaux abonnés et d'un coût unitaire moyen de 3 914 $, calculé à partir de l'historique des dépenses découlant de ces activités.

L'enveloppe globale prévue pour raccorder les nouveaux clients est de 151,5 M $ en 2004. À cette somme, il faut ajouter 6,8 M $ pour les compteurs et équipements de mesurage. Pour les ajouts de capacité et d'équipement requis afin d'alimenter la croissance de la demande de

199 Pièce HQD-6, document 10, page 6.
200 NS, volume 22, page 402.
201 Pièce HQD-13, document 6.18, page 3.
202 Pièce HQD-6, document 10, page 5.

la clientèle existante sur le réseau principal, les besoins prévus pour 2004, notamment pour répondre à la pointe hivernale, s'élèvent à 41,7 M $[203].

Le Distributeur présente les investissements proposés sous quatre catégories dans le tableau suivant :

TABLEAU 11
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS RÉGLEMENTÉS 2004

Catégories	*Investissements déjà autorisés*	*Projets majeurs >10 M$*	*À autoriser Autres investissements < 10 M$*			*Grand Total*
(en M$)			*Réseau intégré*	*Réseaux autonomes*	*Total*	
Réseau de distribution	-	-	*131,0*	*1,7*	*132,7*	*132,7*
Centrales de production	-	-	-	*8,5*	*8,5*	*8,5*
Réseau de transport	-	-	-	*1,3*	*1,3*	*1,3*
Mesurage et relève	*2,2*	-	*22,5*	-	*22,5*	*24,7*
Bâtiments administratifs	-	-	*15,7*	-	*15,7*	*15,7*
Matériel roulant	-	-	*31,3*	*0,9*	*32,2*	*32,2*
Autres-soutien	-	-	*29,3*	*0,5*	*29,8*	*29,8*
Maintien des actifs	2,2	-	229,8	12,9	242,7	245,0
Amélioration de la qualité	15,0	59,5	75,7	-	75,7	150,2
Croissance de la demande	-	8,5	199,5	7,3	206,8	215,3
Respect des exigences	25,0	-	47,3	0,6	47,9	72,9
Total	**42,2**	**68,0**	**552,4**	**20,8**	**573,2**	**683,4**

Source : pièce HQD-6, document 10, page 3, révisée, 25 septembre 2003

Dans sa demande d'autorisation, le Distributeur indique à la Régie que les principaux objectifs des investissements proposés sont :

- assurer la pérennité des actifs du Distributeur;
- réhabiliter par séquences certains équipements du réseau afin d'atteindre un niveau de performance normale;
- maintenir et améliorer le niveau de la qualité du service offert à la clientèle, et
- répondre à l'augmentation de la demande de la clientèle existante en procédant au raccordement de nouveaux abonnés.

[203] Pièce HQD-11, document 1, page 11.

Dans sa décision D-2003-77, la Régie se dit préoccupée par la croissance importante des enveloppes d'investissement entre 1999 et 2003 et de l'impact de ceux-ci sur l'augmentation des tarifs. C'est dans ce contexte qu'elle demande au Distributeur de présenter un plan d'action visant à réduire la croissance de ses investissements[204].

Après analyse, le Distributeur se questionne sur l'opportunité d'un plan d'action qui irait au-delà des efforts actuels. Notamment, le Distributeur considère que le niveau de ses investissements est raisonnable et justifié, et qu'il s'inscrit en continuité avec ses stratégies antérieures d'investissements et ses objectifs d'amélioration continue[205].

Le Distributeur s'engage à maintenir ses efforts pour minimiser le niveau des investissements mais ne croit pas qu'il doive déployer un nouveau plan d'action visant à limiter leur croissance. Il affirme, au contraire, que la non-réalisation de ses projets aurait des impacts négatifs de divers types : offre de service réduite, pannes plus fréquentes et insatisfaction de la clientèle, pertes de revenus, accroissement des frais d'entretien, position concurrentielle affaiblie sur certains marchés, etc., avec leurs conséquences sur le coût de service futur[206].

En ce qui a trait au programme d'automatisation, le Distributeur soumet que les analyses en cours montrent que l'amélioration des pratiques d'intervention lors de pannes et d'interruptions planifiées, requérant peu ou pas d'investissement, ne permettront pas à elles seules de réduire l'IC à 1,7 à l'horizon 2006.

Dans le dossier R-3501-2002, le Distributeur avait formulé l'engagement suivant :

> « *En 2003, le Distributeur validera si l'objectif de l'IC, soit 1,70 en 2004, peut toujours être atteint par l'amélioration et la transposition de bonnes pratiques. Suite à cette analyse, l'objectif sera maintenu ou révisé et l'impact des différents programmes sera caractérisé en regard des objectifs visés à moyen et long terme.* »

Selon le Distributeur, l'atteinte de cet objectif est indissociable de la réalisation du plan d'automatisation du réseau de distribution, qui prévoit l'implantation de quelque 3 750 appareils pour la fin de 2006. Au stade actuel, cette première phase d'automatisation représente des investissements de l'ordre de 125 M $ de 2004 à 2006, à raison d'environ 40 M $ par année.

---

204 Pièce HQD-11, document 1, page 4.
205 Pièce HQD-11, document 1, page 4.
206 Pièce HQD-11, document 1, page 6.

D'ici la fin de l'automne 2003, le Distributeur finalisera un plan d'action lié à l'amélioration de l'indice de continuité, dans lequel des cibles annuelles seront fixées pour les divers moyens mis de l'avant, tant en ce qui concerne l'amélioration des pratiques d'intervention qu'en matière d'investissements[207].

À la demande de la Régie, le Distributeur définit ainsi les notions de projet et de programme d'investissement.

Un projet d'investissement consiste en une activité ou une intervention de nature ponctuelle et non récurrente. Un projet forme un tout et ne peut être interrompu en cours de réalisation sans mettre en péril l'objectif initial fixé. Toutefois, il peut s'échelonner sur plusieurs années. Le budget d'investissements du Distributeur se compose d'une multitude de projets individuels, la plupart d'une durée inférieure à douze mois, et dont le coût unitaire est peu élevé[208].

Un programme, pour le Distributeur, consiste en un ensemble de projets individuels que l'on regroupe en vue d'atteindre certains objectifs communs sur un horizon multiannuel. Un programme implique la réalisation simultanée ou successive de plusieurs projets indépendants qui, s'ils ne se réalisent pas tous, ne mettent pas en péril leur apport individuel. En ce sens, un programme peut être abandonné ou rééchelonné en cours de route sans risque de perte[209].

Le Distributeur n'a pas encore trouvé de moyen pour articuler la planification de ses investissements avec la gestion de la demande de pointe, étant donné la flexibilité limitée de sa clientèle[210]. Il en tient compte dans le suivi de la charge réelle, et dans la planification au niveau local seulement[211].

2.10.2 OPINION DE LA RÉGIE

Programme d'automatisation

Le Distributeur, en réponse aux questions de la Régie, a fourni plus d'informations quant à son programme d'automatisation du réseau et a complété cette information lors des

207 Pièce HQD-11, document 1, pages 6-7.
208 Pièce HQD-11, document 1, page 12.
209 Pièce HQD-11, document 1, page 12.
210 NS, volume 22, page 400.
211 NS, volume 22, page 399.

audiences. La Régie comprend que ce programme, qui vise à accélérer la remise en service des clients affectés par des pannes, contribuant ainsi à améliorer l'indice de continuité de service du Distributeur, s'échelonnera sur plus de trois années et qu'il entraînera des investissements annuels qui dépasseront largement le seuil des 10 M $ qui oblige le Distributeur à demander une autorisation spécifique. La distinction que le Distributeur fait entre un « projet » et un « programme » dans le cas des investissements associés à l'amélioration de la qualité perd ici sa signification.

La Régie considère que ce programme d'automatisation est très lourd en investissements et que son objectif d'amélioration de l'indice de continuité de service mérite d'être étudié plus à fond. En effet, l'indice mesure indistinctement toutes les pannes du réseau sans égard au territoire où elles ont lieu. Les interventions visant à corriger cette situation ont donc intérêt à être bien ciblées, sinon des sommes considérables pourraient être investies sans aucune garantie d'effet mesurable sur l'indice, ouvrant ainsi la porte à une autre vague d'investissements visant le même objectif.

La Régie demande donc au Distributeur de soustraire de sa présente demande d'autorisation les investissements liés à ce programme et de les présenter à la Régie, pour fins d'autorisation en vertu de l'article 73, à titre de projet spécifique d'automatisation du réseau.

Niveau des investissements

Dans sa décision D-2003-77, la Régie formulait le commentaire suivant :

> « *La Régie est préoccupée par la croissance importante des investissements annuels totaux du Distributeur et se questionne sur leur éventuel impact tarifaire. La Régie note une augmentation de ces investissements à un rythme de près de 15 % par année entre 1999 et 2003. Si on exclut les investissements associés à la Croissance de la demande, qui génèrent des revenus additionnels, le taux de croissance annuel moyen des investissements est de plus de 25 % sur la période.* »[212].

À une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur a reproduit un tableau similaire à celui qu'il avait déposé dans le dossier R-3501-2002.

---

[212] Décision D-2003-77, dossier R-3501-2002, 17 avril 2003, page 16.

TABLEAU 12
ÉVOLUTION DES INVESTISSEMENTS ANNUELS 1998-2008

(en millions de $)

	1998	*1999*	*2000*	*2001*	*2002*	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*	*2007*	*2008*
Maintien des actifs	355,2	130,5	157,0	190,9	206,3	272,3	244,9	253,7	262,2	255,5	261,4
Croissance de la demande	164,7	162,0	159,1	167,3	175,6	137,7	215,3	206,8	193,9	193,2	186,0
Amélioration de la qualité	26,0	16,1	45,3	70,4	100,8	132,7	150,3	150,5	145,6	102,7	75,9
Respect des exigences	12,5	34,0	34,4	46,4	38,3	70,3	72,9	83,8	94,8	100,4	101,3
Total	**558,4**	**342,6**	**395,8**	**475,0**	**521,0**	**613,0**	**683,4**	**694,8**	**696,5**	**651,8**	**624,6**

Source : pièce HQD-6, document 10, page 6 et HQD-11, document 1, page 5.

Le tableau ci-dessus montre une tendance à la hausse des investissements entre 1999 et 2004. La Régie s'interroge sur ce niveau élevé d'investissements et sur son impact futur sur les tarifs. La Régie fait remarquer que les investissements déterminent à long terme une grande partie des coûts de distribution. En effet, si on additionne l'amortissement, les taxes et le coût du capital, charges qui découlent toutes des investissements, on obtient, en 2004, 57 % du coût total du service de distribution. Comme la grande majorité des équipements du Distributeur ont une durée de vie très longue, une fois qu'un investissement est approuvé, son impact se fait sentir à travers ces charges sur une longue période.

La Régie s'étonne que le Distributeur propose des investissements plus élevés que ceux des années passées malgré les préoccupations soulevées à cet égard dans la décision D-2003-77. La Régie croit que, dans la présente situation, le Distributeur doit utiliser tous les moyens à sa disposition pour atténuer l'impact de ses investissements sur l'ensemble de ses opérations.

Dans le cadre de l'étude des projets de moins de 10 M $, le règlement n'exige pas du Distributeur qu'il justifie chacun des projets regroupés par catégorie bien que le total de chacune des catégories puisse atteindre des montants très importants. La Régie ne peut donc analyser la pertinence de chaque projet. Elle doit examiner les hypothèses avancées par le Distributeur et examiner les paramètres guidant les estimations de ces projets regroupés, tels l'âge moyen du réseau ou l'IC visés par le Distributeur, et fonder son jugement sur ces informations largement agrégées.

La Régie juge que le dossier présenté par le Distributeur n'est pas suffisamment étoffé pour justifier entièrement le budget d'investissements demandé.

De plus, la Régie se serait attendue à ce que le Distributeur prenne en compte, dans sa planification des projets d'investissements, l'impact des programmes de gestion de la consommation afin de limiter la croissance des investissements. Elle considère que les efforts du Distributeur à cet égard ne sont pas satisfaisants.

La Régie prend note que le Distributeur maintient son budget d'enfouissement au niveau des années antérieures malgré le fait qu'il ne semble pas être en mesure de l'utiliser en entier.

La Régie n'ayant pas été convaincue que la totalité des investissements proposés pour le maintien des actifs sont nécessaires en 2004, elle juge que le niveau d'investissement demandé n'est pas justifié dans les circonstances. La Régie est d'avis que le report de certains investissements de quelques mois, ou à la limite d'une année, ne cause pas au Distributeur un problème insurmontable qui mettrait en péril sa mission première ou la fiabilité de son réseau.

Dans les circonstances, la Régie s'attend à ce que des efforts concrets de contrôle des investissements soient mis en œuvre par le Distributeur et que ce dernier rende compte des gestes posés dans le prochain dossier tarifaire. Bien que les additions aux investissements n'aient qu'un impact marginal sur le revenu requis du présent dossier, la Régie juge que la croissance des budgets d'investissement doit être freinée dès maintenant afin de s'assurer que l'impact des immobilisations respecte la stabilité tarifaire à long terme.

La Régie autorise partiellement les investissements demandés par le Distributeur. Elle autorise, pour les quatre catégories d'investissement, un budget totalisant 499 M $, soit le niveau autorisé par la décision D-2003-77

Ce montant tient compte de la demande d'autorisation spécifique exigée pour le programme d'automatisation du réseau comme le démontre le tableau suivant. Dans les circonstances, la Régie laisse au Distributeur la latitude de répartir l'écart entre sa demande et le montant autorisé entre les différentes catégories d'investissement. Elle demande au Distributeur de lui présenter un budget amendé par catégorie d'investissement au plus tard le **8 mars 2004** à **12 h**.

TABLEAU 13
AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS DE MOINS DE 10 M $

(en millions de $)	
Autorisation demandée	573,2
Automatisation du réseau à présenter dans une demande spécifique	(40,8)
Montant non autorisé	(33,4)
Autorisation accordée	499,0

2.11 BASE DE TARIFICATION

2.11.1 POSITION DES PARTIES

Le Distributeur demande à la Régie d'établir la base de tarification pour l'année de base 2003 et l'année témoin 2004 en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de distribution d'électricité ou qui sont réputés l'être en vertu de la Loi[213].

En 2004, la base de tarification se chiffre à 8 465 M $, en augmentation de 301 M $ depuis 2001.

Le Distributeur fournit des données projetées pour l'année de base 2003. Il affirme que les données réelles et budgétaires relatives à la base de tarification font l'objet d'un suivi mensuel et quadrimestriel et que, malgré certains écarts périodiques, les résultats à ce jour de ces suivis indiquent que les prévisions initiales de 2003 seront respectées. Selon le Distributeur, ces prévisions annuelles constituent les prévisions les plus probables à ce jour[214].

213 Requête amendée, page 7.
214 Pièce HQD-11, document 1, page 30.

Immobilisations

Les immobilisations comptent pour 92 % de la base de tarification. La plupart des actifs du Distributeur sont des actifs gérés par lots ou en masse. Hormis les investissements, les mises en exploitation et les amortissements, la plupart des éléments de variation des immobilisations consistent en régularisations comptables découlant des travaux de corroboration d'actifs réalisés selon les règles normales de comptabilité et de contrôle.

En 2002, l'ICCA (Institut canadien des comptables agréés) demande qu'on comptabilise séparément les actifs incorporels, ce qui a entraîné le reclassement de logiciels, licences, études environnementales, brevets et servitudes de 57 M $ au 31 décembre 2001[215].

Dépenses non amorties et autres actifs

Les dépenses non amorties et autres actifs comprennent la charge de retraite reportée et les avantages complémentaires de retraite, les mesures de réduction de l'effectif, les actifs réglementaires (programmes commerciaux et PGEÉ) et le remboursement gouvernemental suite au verglas.

TABLEAU 14

VARIATION DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS LIÉS AUX CHARGES DE RETRAITE

(en milliers de $)	*Moyenne des 13 soldes*				*Évolution*	
	2001 (réel)	*2002 (réel)*	*2003 (budget)*	*2004 (projeté)*	*2001-2004*	
Charge de retraite	189 953	226 649	272 243	303 320	113 368	59,7%
Avantages complémentaires de retraite	(108 893)	(119 439)	(132 462)	(146 948)	(38 056)	34,9%
Total	**81 060**	**107 210**	**139 780**	**156 372**	**75 312**	92,9%

Source: pièce HQD-6, documents 1 à 4, page 2.

La charge de retraite reportée correspond à l'actif constaté au bilan à l'égard des avantages sociaux futurs qui découlent du régime de retraite. Ce montant est égal à la valeur cumulée des cotisations patronales versées à la caisse de retraite, diminuée de la somme des crédits de

215 Pièce HQD-6, document 5, page 5.

retraite, établis par évaluation actuarielle, pour l'exercice courant et les exercices antérieurs. Ce poste ne comporte aucun amortissement. Son évolution future dépend directement des cotisations qui seront versées par Hydro-Québec à la caisse de retraite et de la charge (ou crédit) de retraite qui sera portée aux résultats financiers d'Hydro-Québec au cours des prochaines années[216].

Le passif relatif aux avantages complémentaires de retraite correspond à l'obligation constatée au bilan à l'égard des avantages sociaux futurs qui découlent des régimes collectifs d'assurance-vie, d'assurance-maladie et hospitalisation et d'assurance-salaire. Ce montant est égal à la somme des charges relatives aux avantages complémentaires de retraite de l'exercice courant et des exercices antérieurs établis par évaluation actuarielle, diminuée de la somme cumulée des cotisations versées. Ce poste ne comporte aucun amortissement[217].

L'augmentation du passif relatif aux avantages complémentaires de retraite s'explique principalement par le fait que ces régimes ne sont pratiquement pas capitalisés, ce qui implique qu'en plus de constater progressivement son obligation à l'égard des avantages sociaux futurs autres que la retraite, Hydro-Québec doit aussi supporter le coût de financement de cette obligation[218].

Fonds de roulement

Le fonds de roulement se compose des comptes suivants : encaisse et matériaux, combustibles et fournitures.

L'encaisse est calculée à partir d'une étude « lead-lag ».

Le compte matériaux, combustibles et fournitures est basé sur un inventaire en temps réel des marchandises et une évaluation au coût moyen. Il est attribué mensuellement par unité d'affaires. S'il s'agit d'un article à usage commun entre diverses unités d'affaires, l'article est associé au centre de profit de l'unité d'affaires considérée comme l'utilisateur principal de cet article. En fin d'année, le solde est ajusté d'une provision pour matériel désuet[219].

216 Pièce HQD-13, document 6.23, page 4.
217 Pièce HQD-13, document 6.23, page 5.
218 Pièce HQD-13, document 6.23, page 5.
219 Pièce HQD-6, document 14, pages 3-5.

TABLEAU 15
BASE DE TARIFICATION

(en milliers de $)	*Moyenne des 13 soldes 2001*	*Moyenne des 13 soldes 2002*	*Moyenne des 13 soldes 2003*	*Moyenne des 13 soldes 2004*	*Évolution 2001-2004*	
Immobilisations						
Immobilisations en exploitation	7 574 712	7 523 461	7 639 864	7 819 313	244 601	3,2%
Actifs incorporels	4 355	57 636	55 648	77 440	73 085	
Total	**7 579 067**	**7 581 097**	**7 695 512**	**7 896 754**	**317 686**	**4,2%**
Dépenses non amorties et autres actifs						
Charge de retraite	189 953	226 649	272 243	303 320	113 368	59,7%
Avantages complémentaires de retraite	(108 893)	(119 439)	(132 462)	(146 948)	(38 056)	34,9%
Mesures de réduction de l'effectif	26 324	9 523	3 689	1 153	(25 170)	-95,6%
Actifs réglementaires	19 377	21 306	23 906	44 812	25 436	131,3%
Programmes commerciaux	*19 373*	*21 163*	*18 371*	*16 885*	*(2 488)*	*-12,8%*
Plan global en efficacité énergétique	*4*	*142*	*5 535*	*27 927*	*27 924*	
Remboursement gouvernemental	123 146	67 353	62 752	49 977	(73 168)	-59,4%
Total	**249 906**	**205 392**	**230 128**	**252 315**	**2 409**	**1,0%**
Fonds de roulement						
Encaisse	229 281	213 009	216 069	218 423	(10 858)	-4,7%
Matériaux, combustibles et fournitures	105 765	103 593	95 780	97 689	(8 075)	-7,6%
Total	**335 046**	**316 602**	**311 849**	**316 113**	**(18 933)**	**-5,7%**
TOTAL	**8 164 019**	**8 103 091**	**8 237 489**	**8 465 181**	**301 162**	**3,7%**

Source : pièce HQD-6, documents 1,2,3 et 4, page 2.

2.11.2 OPINION DE LA RÉGIE

Actifs incorporels

En ce qui concerne la présentation des actifs incorporels, la Régie considère que, étant donné l'importance du poste et afin de faciliter le suivi des additions, il serait approprié de présenter cette rubrique séparément des dépenses non amorties et autres actifs, à la suite des immobilisations nettes. De plus, il serait approprié de détailler ce poste en deux rubriques, soit les logiciels et les autres actifs incorporels.

La Régie présente, au tableau 15, une illustration de la présentation demandée. Cette version reprend, de façon sommaire, la demande du Distributeur.

Dépenses non amorties et autres actifs

La Régie s'interroge sur la variation de la charge de retraite reportée ainsi que du passif relatif aux avantages complémentaires de retraite. La Régie remarque que, au net, ces deux postes ont augmenté de 92 % sur la période. Afin de mieux comprendre l'évolution de ces deux comptes et leur impact anticipé sur l'évolution des tarifs dans les prochaines années, la Régie demande un examen du traitement comptable de ces deux comptes et du compte de charge de retraite par le personnel de la Régie. Les conclusions de cet examen feront l'objet d'un rapport qui sera rendu public.

La présentation d'une analyse détaillée ainsi que des explications sur son évolution devront être présentées lors du prochain dossier tarifaire par le Distributeur.

La Régie approuve les dépenses non amorties et autres actifs tels que présentés.

Fonds de roulement

La Régie approuve le fonds de roulement tel que présenté.

Base de tarification

Dans sa décision D-2003-93, la Régie a approuvé la base de tarification 2001. À la suite de l'examen des additions de 2002 et 2003, la Régie approuve les soldes des bases de tarification 2002 et 2003 tels que présentés par le Distributeur.

Elle approuve aussi la base de tarification 2004, en tenant compte des modifications apportées dans la section précédente aux additions demandées.

De plus, la Régie comprend que le dossier tarifaire 2004 est un premier dossier pour le Distributeur, et que dans les circonstances, il pouvait lui être difficile de présenter les données de l'année de base selon une combinaison de données réelles et projetées. Toutefois, la Régie ne peut accepter qu'une telle situation devienne la norme récurrente et demande au Distributeur que des données réelles et projetées soient utilisées pour la présentation de l'année de base dans un prochain dossier tarifaire.

Elle demande au Distributeur de lui fournir, au plus tard le **8 mars 2004** à **12 h**, les tableaux présentant les additions et la base de tarification de 2004 reflétant les modifications apportées par la présente décision.

2.12 REVENU REQUIS

2.12.1 POSITION DES PARTIES

Le Distributeur présente un revenu requis de 9 056 M $, détaillé ci-dessous et expliqué dans les sections précédentes.

TABLEAU 16

REVENU REQUIS

(M$)	*Années historiques* 2001	2002	*Année de base* 2003	*Année témoin* 2004	*Différence 2004-2001* M$	%
Achats d'électricité	**4 099,3**	**4 224,6**	**4 487,9**	**4 594,1**	**494,8**	**12,1%**
Service de transport	**2 313,0**	**2 313,0**	**2 313,0**	**2 313,0**	**-**	-
Distribution						
Charges brutes directes	*794,2*	*843,0*	*844,6*	*862,4*	*68,2*	*8,6%*
Charges de service partagés	*398,5*	*391,8*	*390,5*	*386,0*	*(12,5)*	*-3,1%*
Coûts capitalisés	*(254,1)*	*(252,4)*	*(265,8)*	*(271,2)*	*(17,1)*	*6,7%*
Frais corporatifs	*35,8*	*36,4*	*44,9*	*45,4*	*9,6*	*26,8%*
Facturation interne émise	*(23,8)*	*(35,1)*	*(42,8)*	*(51,2)*	*(27,4)*	*115,1%*
Charges d'exploitation	950,6	983,7	971,4	971,4	20,8	2,2%
Amortissement	423,1	440,8	433,1	430,3	7,2	1,7%
Taxes	98,7	99,0	102,4	105,9	7,2	7,3%
Facturation externe	(70,3)	(53,2)	(51,3)	(52,0)	18,3	-26,0%
Autres charges de distribution	(12,2)	(23,5)	(22,9)	2,8	15,0	-123,0%
Rendement sur la base de tarification	799,2	736,8	691,1	690,9	(108,3)	-13,6%
	2 189,1	**2 183,6**	**2 123,8**	**2 149,3**	**(39,8)**	**-1,8%**
	8 601,4	***8 721,2***	***8 924,7***	***9 056,4***	***455,0***	***5,3%***

Source : pièce HQD-4, document 1, page 3 et pièce HQD-5, document 3, page 3.

Le Distributeur affirme que sa contribution à l'amélioration de la rentabilité de la division Hydro-Québec Distribution prend la forme d'un gel des charges d'exploitation pour les années à venir. Dans le contexte d'une augmentation de ses charges salariales et de son volume d'activités, cet objectif se concrétisera par un contrôle serré des coûts et une augmentation de l'efficience[220].

2.12.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie prend acte de l'engagement du Distributeur du gel des charges d'exploitation pour les années à venir, qui se concrétisera par un contrôle serré des coûts et une augmentation de l'efficience dans le contexte d'une augmentation de ses charges salariales et de son volume d'activités.

Dans les sections précédentes, la Régie détaille son opinion sur les différentes charges incluses dans le revenu requis.

La Régie estime qu'une correction de 15 M $ doit être effectuée au coût du capital, tel qu'expliqué plus en détail à la section suivante.

La Régie résume ainsi sa décision :

TABLEAU 17
REVENUS REQUIS ESTIMÉS 2004

(en M$)	*Demandés*	*Non reconnus*	*Reconnus*
Coût de fourniture		*26*	
Masse salariale		*11*	
Bonis		*10*	
Frais corporatifs		*12*	
Coût du capital		*15*	
Revenu requis	9 056	74	8 982
Revenu selon les tarifs antérieurs *	8 563		8 563
Revenu additionnel requis	493	74	419

Ces montants sont estimés à partir de la preuve d'Hydro-Québec et ne tiennent pas compte des modifications à la base de tarification

** incluant les revenus de 535 M $ provenant des contrats spéciaux*

Source : pièce HQD-9, document 1, pages 7 et 18.

220 Pièce HQD-11, document 10, page 8.

3. COÛT DU CAPITAL

3.1 COUT DE LA DETTE

Pour le présent dossier, la Régie a retenu lors de sa décision D-2003-93[221] comme estimateur du coût présumé de la dette du Distributeur, le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec tel que calculé par la méthode présentée en preuve par le Distributeur. La formule du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec selon le cadre financier réglementaire est la suivante :

$$\text{Coût de la dette intégrée} = \frac{\text{Frais financiers}}{\text{Dette ajustée du montant des frais reportés}}$$

Aux fins d'établissement du coût de la dette intégrée pour l'année témoin, les frais financiers (le numérateur) comprennent les intérêts sur la dette à long terme, la perte de change et les frais de garantie. La dette ajustée du montant des frais reportés (le dénominateur) correspond à la dette à long terme au taux courant de laquelle sont soustraits les actifs financiers liés à la dette, la perte de change reportée, l'ajustement aux bénéfices non répartis et les autres frais reportés liés à la dette[222].

Dans cette même décision, la Régie signalait au Distributeur qu'elle voulait examiner en Phase 2 certains éléments du calcul du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec afin de s'assurer du traitement réglementaire approprié. Les trois éléments à l'étude dans la Phase 2 sont les suivants :

1) inclusion ou exclusion de la dette à court terme inscrite aux états financiers d'Hydro-Québec;
2) traitement de la perte de change passée aux bénéfices non répartis (1,3 G $);
3) calcul des frais de garantie.

Par ailleurs, au cours de la Phase 2, un quatrième sujet d'analyse s'est ajouté. Il porte sur les hypothèses utilisées pour l'établissement du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec et du rendement de l'avoir propre pour l'année 2004.

---

221 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 57.
222 Pièce HQD-7, document 2, pages 7 et 9.

3.1.1 INCLUSION OU EXCLUSION DE LA DETTE À COURT TERME INSCRITE AUX ÉTATS FINANCIERS D'HYDRO-QUÉBEC

3.1.1.1 Position des parties

La position du **Distributeur** est d'établir le coût présumé de la dette sur la base du coût de la dette intégrée à long terme d'Hydro-Québec, laquelle comprend une proportion de 25 % financée à taux de court terme.

Pour donner suite à la demande de la Régie dans la décision D-2003-93[223] de présenter un scénario incluant la dette à court terme dans le calcul du coût de la dette intégrée, le Distributeur inclut au numérateur les intérêts sur billets à court terme, les pertes et gains de change sur les éléments à court terme et les revenus nets de placement. Au dénominateur, il ajoute les billets à court terme ainsi que l'encaisse et les placements à court terme. Si la Régie décidait d'inclure la dette à court terme dans le calcul du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec, le Distributeur est d'avis qu'il faudrait tenir compte d'autres éléments que ceux demandés par la Régie. Le Distributeur justifie les ajouts des revenus nets de placement ainsi que l'encaisse et les placements à court terme en indiquant qu'ils font partie du fonds de roulement de la société.

Le Distributeur précise que le fonds de roulement réglementaire évalué à partir des délais de recouvrement des dépenses du Distributeur (étude « lead-lag ») n'inclut pas une provision afin de doter le Distributeur d'une réserve de liquidités. Le Distributeur indique que ses clients ne sont donc pas imputés des coûts de financement associés au maintien de la réserve de liquidités sous forme d'encaisse ou de placements à court terme. La réserve de liquidités est financée en partie par les billets à court terme et en partie par la dette à long terme. Étant donné que le taux d'emprunt est en général supérieur au taux de placement, il existe un coût de « portage » pour le financement de la réserve qui est à l'heure actuelle supporté par l'actionnaire[224].

Ainsi, le dénominateur du coût de la dette avec les éléments de court terme montrerait le plein montant des billets (sans déduction de l'encaisse et des placements à court terme) et le numérateur, le plein coût des billets. Ceci reviendrait à supposer que les billets dans leur intégralité constituent une source de financement de la base tarifaire. Selon le Distributeur, les billets à court terme ne constituent une source de financement de la base tarifaire que si leur montant est supérieur à celui de l'encaisse et des placements à court terme. De plus, le papier commercial émis par Hydro-Québec ne contribue pas au financement des actifs à long

223 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, pages 58-59.
224 Pièce HQD-11, document 5, pages 64-68.

terme étant donné que le compte de papier commercial dans les états financiers a un solde près de 0 ou nul chaque année[225].

En audience, le Distributeur indique que le financement de court terme chez Hydro-Québec est utilisé pour les besoins ponctuels du service de la dette et pour lisser la saisonnalité des revenus[226] (chauffage l'hiver). Le fonds de roulement correspond à un besoin de financement permanent tout comme les actifs à long terme. Les besoins permanents peuvent être financés par un financement à long terme. Le Distributeur cite à cet égard les ouvrages de M. Paul Halpern, auteur reconnu en finance, pour appuyer sa position[227].

Le Distributeur réitère qu'Hydro-Québec utilise des taux de court terme à raison de 25 % de sa dette à long terme afin d'obtenir un coût de financement optimal. Celui-ci indique que ce pourcentage a été établi en fonction d'une analyse rigoureuse de risque et de rendement et, jusqu'à avis contraire, ce niveau est adéquat[228]. Selon le Distributeur, la dette à long terme à taux fixe convertie à des taux variables coûte le taux des acceptations bancaires plus 5 à 9 points de base et ce, sans risque de refinancement. Par comparaison, le coût de financement en utilisant le papier commercial après les frais des lignes de crédit de support (5 points de base) serait le taux des acceptations bancaires plus 2 points de base. Donc, la dette à long terme à taux fixe convertie à des taux variables coûte entre 3 et 7 points de base de plus que le financement par du papier commercial mais avec l'avantage de n'avoir aucun risque de refinancement[229].

La **Coalition** recommande que la Régie tienne compte des éléments de la dette à court terme dans le calcul du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec. La Coalition recommande d'exclure l'encaisse et les placements des éléments de court terme et d'augmenter la prévision de la somme des billets de court terme, avant de fixer le coût de la dette d'Hydro-Québec[230].

La position de la Coalition repose sur le principe de l'appariement qui veut que toute entreprise devrait tenter de faire correspondre la structure et la maturité de ses actifs à celle des passifs. La Coalition appuie sa position en se référant à une étude[231] qui mentionne que pour 63 % des CFO (*chief financial officer*) de grandes entreprises provenant notamment des

225 NS, volume 25, pages 23-24.
226 NS, volume 25, page 22.
227 NS, volume 25, page 21.
228 NS, volume 25, page 27.
229 NS, volume 25, pages 30-31.
230 Argumentation de la Coalition et de FCEI/UMQ (Phase 2), pages 43-51.
231 Pièce no 25 de la Coalition, *The Theory and Practice of Corporate Finance: Evidence from the Field*, page 224.

entreprises du *Fortune 500*, il est important ou très important de faire correspondre la maturité des passifs avec la vie utile des actifs.

De plus, le choix du financement des actifs à court terme dépend de la tolérance au risque que l'entreprise est prête à accepter. Une entreprise intolérante au risque se financera entièrement par un financement à long terme et utilisera le financement à court terme dans des cas d'urgence uniquement[232]. La Coalition mentionne que le coût de la dette à long terme est généralement plus élevé que celui de la dette à court terme car les épisodes où la courbe des rendements est inversée sont exceptionnels et généralement de courte durée[233].

Pour ce qui est d'exclure l'encaisse et les placements des éléments de court terme, la Coalition indique que le Distributeur est déjà compensé, en ce qui a trait au niveau de son encaisse, par le biais du rendement sur la base de tarification.

Enfin, la Coalition indique que la prévision pour le niveau des billets de court terme est significativement inférieure par rapport aux niveaux[234] 2001, 2002 et 2003[235].

3.1.1.2 Opinion de la Régie

Il est important de rappeler que, dans la décision D-2003-93, la Régie a décidé d'utiliser comme estimateur du coût de la dette du Distributeur le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec[236]. La Régie ne se prononce dans la présente section que sur l'opportunité d'inclure ou pas la dette à court terme dans le calcul de l'estimateur.

En matière de coût du capital, l'objectif de toute entreprise, qu'elle soit réglementée ou non, est d'établir une politique de financement qui permette d'obtenir un coût de financement optimal. Il s'agit toutefois d'une question complexe qui doit tenir compte du contexte de l'entreprise et des risques associés aux divers types de financement.

Selon les experts de la Coalition, le taux d'emprunt à court terme est normalement moins élevé que le taux d'emprunt à long terme et il est alors souhaitable, selon le principe d'appariement, d'y recourir dans la mesure où la structure et la maturité des actifs le justifie.

---

232 Preuve du D[r] Lawrence Kryzanowski et du D[r] Gordon S. Roberts, pages 12-13.
233 Argumentation de la Coalition et de FCEI/UMQ (Phase 2), point 211, page 45.
234 Pièce HQD-7, document 2, tableau 2, page 9.
235 Argumentation de la Coalition et de FCEI/UMQ (Phase 2), pages 45-46.
236 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 57.

Dans le dossier sous étude, la preuve est à l'effet qu'Hydro-Québec ne recourt à de la dette à court terme que pour des besoins ponctuels et temporaires, et qu'elle recourt à de la dette à long terme pour ses besoins de financement des actifs inscrits à la base de tarification qu'elle considère à titre de besoins permanents.

Toutefois, afin d'obtenir un coût de financement optimal, la Régie note que le Distributeur finance jusqu'à 25 % de sa dette à long terme en taux flottants de court terme, ce qui constitue une portion significative financée à des taux de court terme. La Régie note également que le coût additionnel entre la dette pure de court terme et la portion de dette à long terme à taux flottant est relativement faible, compte tenu du fait qu'il n'y a pas de risque de refinancement.

La Régie accepte le traitement proposé par le Distributeur concernant l'intégration des éléments de court terme dans le calcul du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec.

Conséquemment, la Régie refuse la proposition de la Coalition d'inclure les éléments de la dette à court terme inscrite aux états financiers dans le calcul du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec.

3.1.2 TRAITEMENT DE LA PERTE DE CHANGE PASSÉE AUX BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (1,3 G $)

3.1.2.1 Position des parties

Le **Distributeur** présente, à la demande de la Régie dans la décision D-2003-93[237], une liste détaillée des montants annuels à être retranchés du solde de la perte de change passée aux bénéfices non répartis. Le Distributeur a produit un complément d'information[238] en répondant à la demande de renseignement formulée à la pièce Régie-2 portant sur le traitement de la perte de change passée aux bénéfices non répartis.

Selon le Distributeur, le concept de base du coût réglementaire est d'établir ce qu'il en coûte en service de la dette par dollar obtenu de la dette pour financer les actifs de la base tarifaire. Il faut donc retrancher, de la valeur comptable de la dette, les montants qui ne constituent pas des entrées de fonds susceptibles d'avoir financé les actifs. La passation de la perte de change aux bénéfices non répartis n'a résulté d'aucune source de fonds susceptible de

237 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 58.
238 Pièce HQD-13, document 6.30, pages 1-12.

financer les actifs[239]. Avant l'application de la nouvelle norme 1650[240], on identifiait facilement le montant inclus dans la valeur de la dette à taux courant n'ayant pas fait l'objet d'entrées de fonds. Ce montant correspondait intégralement à la perte de change nette ou perte de change non réalisée (c'est-à-dire perte de change brute – amortissement ayant fait l'objet d'entrées de fonds).

Selon la norme antérieure, la perte de change non réalisée sur les dettes et les swaps non utilisés en couverture des rentrées futures en dollars des États-Unis était amortie sur la durée restante de ces titres d'emprunt, alors que la perte de change sur les dettes et swaps couvrant les rentrées futures était reportée à leur échéance, laquelle correspond à la date de réalisation de ces rentrées futures.

À compter du 1er janvier 2002, selon la nouvelle norme, tout gain ou perte de change non réalisé résultant de la conversion d'éléments monétaires libellés en devises étrangères est immédiatement constaté aux résultats, sauf si l'élément monétaire couvre des rentrées futures en dollars des États-Unis. Ainsi, aux fins de l'application de l'ancienne et de la nouvelle norme comptable portant sur la conversion des devises étrangères, il importe de distinguer les éléments de la dette selon les trois catégories suivantes :

1) dettes étrangères transformées en dollars canadiens via l'utilisation d'une couverture swap préalablement au 31 décembre 2001;
2) dettes étrangères ne faisant l'objet d'aucune couverture reconnue du point de vue comptable (dettes non couvertes);
3) dettes étrangères et swaps en $ US considérés en couverture des rentrées futures en $ US (dettes couvrant des rentrées futures en $ US).

Dettes préalablement transformées par swap

Selon le Distributeur, le recours à un swap de devises pour couvrir une dette étrangère permet d'éliminer ou de geler le gain ou la perte de change relative à cette dette. Avant la mise en application de la nouvelle norme, la perte de change gelée par la combinaison dette et swap aurait été amortie sur la durée de vie restante des titres. Cette charge d'amortissement aurait été constante, donc insensible aux taux de change, et aurait été incluse dans la charge de perte de change présentée au numérateur. Avec l'application de la nouvelle norme, il y a passation aux bénéfices non répartis de la perte nette (perte gelée) au 31 décembre 2001.

239 Pièce HQD-7, document 2, page 20.
240 Manuel de l'ICCA (Institut Canadien des Comptables Agréés).

À partir du 1er janvier 2002, les gains et pertes de change résultant de la conversion en dollars canadiens de cette combinaison dette et swap font désormais l'objet d'une constatation immédiate aux résultats de la société. Mais ces gains ou pertes s'annulent en raison de la couverture. Donc, à partir du 1er janvier 2002, les dettes préalablement transformées par swap ne contribuent plus à la charge de perte de change présentée au numérateur du calcul du coût de la dette, ce qui résulte en une économie pour les clients du Distributeur.

L'ajustement aux bénéfices non répartis est constant jusqu'à l'échéance de la dette. La perte de change reportée devient nulle à la suite de l'application de la nouvelle norme comptable.

Dettes non couvertes

Le Distributeur explique que selon l'ancienne règle, ces dettes contribuaient à la rubrique perte de change via une charge d'amortissement variable dans le temps en fonction du taux de change. À partir du 1er janvier 2002, cette charge disparaît.

Avec l'application de la nouvelle norme, le gain ou la perte de change non réalisé résultant de la conversion des dettes non couvertes aurait dû être constaté immédiatement aux résultats à partir du 1er janvier 2002. Cependant, un assouplissement dans l'application de la couverture par les ventes a permis d'obtenir pour ces dettes le traitement du report de la perte ou du gain à l'échéance.

Puisqu'au 31 décembre 2001, la portion de la dette émise en devise étrangère était considérée non couverte, la perte nette sur la portion non couverte a été passée aux bénéfices non répartis. Tout comme la première catégorie, la partie passée aux bénéfices non répartis ne contribuera plus à la charge de perte de change présentée au numérateur du calcul du coût de la dette, ce qui se traduit encore une fois en une économie pour les clients du Distributeur. Seuls les gains et pertes résultant des fluctuations des taux de change subséquentes au 31 décembre 2001 seront considérés dans le numérateur du coût de la dette et seulement à l'année de l'échéance.

L'ajustement aux bénéfices non répartis est constant jusqu'à l'échéance de la dette. La perte de change reportée fluctue en fonction de la variation annuelle du taux de change.

Dettes couvrant des rentrées futures en $ US

Le Distributeur explique que le gain ou la perte de change résultant de la conversion d'un élément monétaire libellé en $ US utilisé en couverture des rentrées futures en $ US est

reporté à l'échéance. Les dettes et swaps inclus dans cette catégorie n'ont pas fait l'objet d'un ajustement aux bénéfices non répartis, car le traitement est exactement le même selon l'ancienne ou la nouvelle norme. Tout comme la catégorie précédente, les fluctuations de change depuis le taux d'origine seront considérées dans le numérateur du coût de la dette seulement l'année de l'échéance. Au niveau du dénominateur, la variation annuelle de la perte de change reportée sera la même que la variation annuelle de la dette au taux courant.

Contribution des dettes de l'annexe 1 aux composantes du coût intégré de la dette en 2003 et 2004

Les dettes présentées à l'annexe 1 de la pièce HQD-7, document 2 correspondent à celles ayant fait l'objet d'une passation aux bénéfices non répartis au 31 décembre 2001. Il s'agit en grande majorité de dettes préalablement transformées par swap au 31 décembre 2001 et dans une moindre mesure, de dettes en devise américaine qui n'étaient pas considérées à des fins de couverture à cette même date mais qui l'ont été par la suite.

Selon le Distributeur, les dettes de l'annexe 1 ne se retrouvent pas au numérateur dans la perte de change. Les dettes préalablement transformées par swap au 31 décembre 2001 ne contribuent plus à la charge de perte de change. De plus, les dettes non considérées à des fins de couverture n'ont également pas d'incidence sur le numérateur, puisque aucune d'elles ne vient à échéance en 2003 et 2004 et que la perte ou gain de change après le 31 décembre 2001 est reportée jusqu'à l'échéance.

Le Distributeur explique que les gains de change entre 2002 et 2003 sont donc entièrement attribuables aux dettes autres que celles de l'annexe 1, soit des dettes en devise américaine considérées à des fins de couverture avant le 31 décembre 2001 et venues à échéance par la suite.

Comme pour le numérateur, tous les titres non échus de l'annexe 1 sont intégrés dans le dénominateur. Cependant, les dettes préalablement transformées par swap n'affecteront plus l'évolution de la perte de change non réalisée comprise dans la dette au taux courant ainsi que celle de la perte de change reportée, car les gains et pertes résultant de la combinaison dette et swap s'annulent en raison de la couverture. Seules les échéances viendront faire disparaître la contribution fixe de ces dettes au dénominateur.

Cependant, entre 2003 et 2004, les échéances de dettes transformées par swap ayant figuré à l'annexe 1 contribuent à la baisse de la dette à taux courant. Ces mêmes échéances font en sorte que l'ajustement aux bénéfices non répartis diminue de 42 M $. Étant donné la

passation aux bénéfices non répartis, ces dettes et swaps ne contribuaient plus à la rubrique perte de change reportée nette.

Selon le Distributeur, les gains et pertes de change résultant des fluctuations de change subséquentes au 31 décembre 2001, appliquées aux dettes couvrant des rentrées futures en $ US, influent sur l'évolution de la perte de change non réalisée comprise dans la dette au taux courant et sur l'évolution de la perte de change reportée.

Pour les dettes couvrant des rentrées futures qui avaient fait l'objet d'un ajustement aux bénéfices non répartis, cet ajustement restera constant jusqu'à l'échéance de ces dettes. Le Distributeur indique qu'aucune n'est venue à échéance en 2003 et 2004.

La preuve de la **Coalition** qui ne traitait pas spécifiquement de la perte de change radiée aux bénéfices non répartis (1,3 G $) n'a pas été retenue dans la présente phase du dossier étant donné que la preuve a été jugée irrecevable par la décision D-2003-201. Dans cette décision, la Régie indique que les opinions portant sur le concept d'isolement et visant à remettre en cause le principe de l'inclusion des pertes de change dans le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec, lequel sert d'estimateur pour le coût de la dette du Distributeur, ne peuvent être entendues en Phase 2, la Régie ayant statué à cet égard en Phase 1[241].

3.1.2.2 Opinion de la Régie

Dans la décision D-2003-93, la Régie a demandé au Distributeur de clarifier le traitement réglementaire de la perte de change de 1,3 G $ passée aux bénéfices non répartis. La Régie considère que la preuve[242] au dossier a permis de préciser que le traitement réglementaire proposé est adéquat. La Régie accepte le traitement proposé par le Distributeur pour l'établissement des montants annuels à être retranchés du solde de la perte de change passée aux bénéfices non répartis.

Pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Distributeur de fournir à partir de la liste des dettes de l'annexe 1 de la pièce HQD-7, document 2, les impacts en dollars de ces dettes sur la perte de change au numérateur ainsi que sur la perte de change reportée nette ainsi que sur l'ajustement aux bénéfices non répartis au dénominateur.

---

241 Décision D-2003-201, dossier R-3492-2002, 30 octobre 2003, page 8.

242 Pièce HQD-13, document 6.30, pages 1-12.

3.1.3 CALCUL DES FRAIS DE GARANTIE

3.1.3.1 Position des parties

La position du **Distributeur** veut que les frais de garantie réellement encourus doivent être récupérés. Le calcul ne peut être uniquement effectué sur le montant de la dette ayant fait l'objet d'entrées de fonds car les frais réellement encourus ne seraient pas récupérés. Il est à noter que la valeur de la dette présentée au dénominateur du coût de la de la dette inclut seulement les éléments ayant fait l'objet d'entrées de fonds.

La preuve de la **Coalition** en ce qui concerne les frais de garantie n'a pas été retenue dans la présente phase du dossier étant donné qu'elle a été jugée irrecevable par la décision D-2003-201. Dans cette décision, la Régie juge que le chapitre V (*Charge for credit enhancement*)[243] de la preuve des experts Kryzanowski et Roberts, tel que développé dans l'expertise, ne traite pas du cadre fixé en Phase 2 et remet en question des éléments ayant fait l'objet d'une décision claire en Phase 1.

3.1.3.2 Opinion de la Régie

Dans la décision D-2003-93, la Régie a accepté le principe de reconnaître l'inclusion des frais de garantie dans le calcul du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec.

La Régie est satisfaite de la preuve selon laquelle le calcul ne peut être uniquement effectué sur le montant de la dette ayant fait l'objet d'entrées de fonds car sur la base de la méthodologie retenue, les frais réellement encourus ne seraient pas totalement récupérés. Ces frais représentent 50 points de base des titres garantis par le gouvernement, en circulation au 31 décembre de l'année précédente, convertis en dollars canadiens à leur valeur au taux de change en vigueur à la clôture[244].

La Régie accepte la méthode proposée par le Distributeur pour les fins du présent dossier à l'égard du calcul des frais de garantie dans le calcul du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec.

---

243 Preuve du Dr Lawrence Kryzanowski et du Dr Gordon S. Roberts, pages 43-50.

244 Phase 1, pièce HQD-7, document 1, page 31.

3.1.4 HYPOTHÈSES UTILISÉES POUR L'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE LA DETTE INTÉGRÉE D'HYDRO-QUÉBEC ET DU RENDEMENT DE L'AVOIR PROPRE POUR L'ANNÉE 2004

3.1.4.1 Position des parties

Le **Distributeur** a présenté ses hypothèses de taux de change et de taux d'intérêt dans le dossier initial déposé le 14 août 2003. À la suite de demandes de renseignements, les sources d'informations pour chacune des données utilisées ont été produites.

Le Distributeur explique le calcul de la moyenne présenté en preuve[245] pour les années 2003 et 2004. Dans un premier temps, les données réelles sont extraites. Elles proviennent des sources de données mentionnées pour chaque mois où ces données sont disponibles au moment de la préparation des projections. Pour le présent dossier, les données réelles se terminent, selon le cas, en avril 2003 ou mai 2003. Les données pour les mois projetés sont évaluées à partir des prévisions du *Consensus Forecast*[246] à 3 mois et à 12 mois. Pour ce faire, le Distributeur interpole de façon linéaire pour trouver les taux des mois entre la fin des données historiques et le taux du *Consensus Forecast* à 3 mois, et de façon similaire entre les taux prévus à 3 et à 12 mois. Les taux du dernier mois de la prévision du *Consensus Forecast* sont gardés constants jusqu'à la fin de l'année 2004.

Pour les taux qui ne sont pas présentés dans les tableaux du *Consensus Forecast*, la moyenne des écarts réels des cinq dernières années entre le taux désiré et le taux le plus apparenté disponible dans le *Consensus Forecast* est calculée. Cet écart est ajouté aux taux mensuels projetés à partir du *Consensus Forecast* pour le taux apparenté, tels que interpolés et extrapolés précédemment. Les moyennes annuelles sont la moyenne des taux mensuels ainsi calculés et/ou observés.

En ce qui a trait à la prévision du programme d'emprunt total pour 2003, il était de 1 940 M $. La partie réalisée au 31 mai 2003 est de 1 490 M $; la partie non réalisée s'élève donc à 450 M $. Le montant prévu du programme d'emprunt pour 2004 est de 2 055 M $[247].

La position initiale du Distributeur est que le coût de la dette doit être calculé sur la base des mêmes paramètres financiers que ceux utilisés dans le dossier, soit le *Consensus Forecast* de mai 2003.

---

245 Pièce HQD-7, document 2, annexe 2.
246 Pièce HQD-7, document 2, annexe 2, *Consensus Forecast* du 12 mai 2003.
247 Pièce HQD-11, document 1, pages 59-65.

En réponse à la question de la Régie en audience sur l'opportunité d'une mise à jour des hypothèses, le Distributeur a indiqué qu'il faut que ce soit une règle objective et que l'application soit symétrique[248]. À la demande de la Régie, le Distributeur présente le résultat d'une mise à jour du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec à partir du *Consensus Forecast* du 11 août 2003[249].

Pour les futurs dossiers, la position du **Distributeur**[250] est la suivante :

- le coût de la dette sera calculé sur la base des mêmes paramètres financiers que ceux utilisés dans la prévision des ventes du mois d'août de chaque année;
- le taux de rendement sera ajusté en date de la décision de la Régie.

3.1.4.2 Opinion de la Régie

La Régie constate que les hypothèses utilisées dans la preuve initiale pour l'établissement du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec 2004 proviennent principalement du *Consensus Forecast* du 12 mai 2003.

Dans le cas d'Hydro-Québec, l'importance relative des refinancements et des nouveaux besoins d'emprunts annuels et leur impact important sur le coût de la dette, de même que l'impact important pouvant résulter des fluctuations du taux de change et des taux d'intérêts, justifie de porter une attention particulière au choix de la date retenue pour les données de référence utilisées pour établir le revenu requis. C'est dans cette optique que la Régie a demandé de présenter une mise à jour de ses projections avec des données plus récentes du *Consensus Forecast*.

La Régie considère que la préoccupation du Distributeur de maintenir constante l'approche adoptée, d'un dossier à l'autre, est légitime et mérite d'être examinée au fond. En l'absence d'un débat suffisamment étayé sur l'approche optimale à retenir à plus long terme en matière de fixation des hypothèses économiques et financières, la Régie décide d'attendre qu'un examen plus détaillé soit fait dans un dossier tarifaire ultérieur avant de se prononcer sur une telle approche.

---

248 NS, volume 25, page 234.
249 Pièce HQD-13, document 6.31.
250 Plan d'argumentation finale de la Phase 2 du Distributeur, page 21.

La Régie note que le Distributeur ne s'objecte pas au principe d'utiliser des données plus récentes[251].

La Régie décide d'utiliser, pour l'établissement du coût de la dette de 2004, la mise à jour des hypothèses financières faite par le Distributeur à partir du *Consensus Forecast* du 11 août 2003. Selon cette mise à jour, le coût de la dette pour l'année 2004 est de 7,41 %[252]. Il s'agit, selon la Régie, d'une approche appropriée dans le contexte d'un premier dossier tarifaire du Distributeur. Cette approche permet une estimation raisonnable des coûts de financement qui seront encourus en 2004 par Hydro-Québec et qui devront être supportés par les clients dans les tarifs qui leur sont applicables.

Compte tenu de cette mise à jour, la Régie estime, sur la base des données soumises en preuve, que le coût de la dette du Distributeur pour l'année témoin 2004 devrait être réduit d'environ 25 M $ par rapport au montant indiqué dans sa demande.

3.2 TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

3.2.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** affirme que le bêta et la prime de risque ont été maintenus fixes sur l'ensemble de l'horizon d'analyse, parce que la Régie n'a pas jugé opportun dans sa décision D-2003-93 que le Distributeur lui présente en Phase 2 un nouvel ensemble de preuve détaillé sur le taux de rendement sur l'avoir propre[253].

Le Distributeur présente un taux sans risque de 5,307 % basé sur les données du *Consensus Forecast* du 14 juillet 2003, soit un mois avant le dépôt du dossier à la Régie, conformément aux instructions de la Régie formulées dans la décision D-2003-93. Faute de méthode spécifique, le calcul du taux sans risque pour l'année 2003 a été fait sur les mêmes bases que celui de l'année 2004. Le Distributeur spécifie que le taux ainsi obtenu pour cette année est compatible avec les taux observés en 2003[254].

Le Distributeur demande à la Régie un taux de rendement sur l'avoir propre pour l'année témoin projetée 2004 de 8,712 %[255]. Cependant, il a demandé que ce taux soit ajusté avec les

---

251 NS, volume 25, page 234.
252 Pièce HQD-13, document 6.31, page 3.
253 Pièce HQD-7, document 3, page 4.
254 Pièce HQD-7, document 3, page 5.
255 Pièce HQD-7, document 3, page 4.

données du *Consensus Forecast* le plus récent en date de la décision de la Régie, si cette dernière décide de suivre une telle approche pour le coût de la dette.

Sur la base d'un coût de la dette de 7,865 % et d'un taux de rendement sur l'avoir propre de 8,712 %, le Distributeur demande conséquemment à la Régie d'approuver le taux de 8,161 % comme taux de rendement sur la base de tarification pour l'année témoin projetée 2004[256].

3.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

Dans sa décision D-2003-93, la Régie demandait au Distributeur de présenter en Phase 2 une actualisation du taux sans risque ainsi qu'une preuve portant sur un mécanisme d'ajustement du taux de rendement[257]. Elle ne jugeait toutefois pas opportun qu'une nouvelle preuve lui soit présentée traitant des questions de méthodologie ou autres ayant fait l'objet d'un débat et d'une décision en Phase 1.

Dans la décision D-2003-138 du 7 juillet 2003, la Régie accepte la demande du Distributeur de reporter l'étude de la formule d'ajustement annuel du taux de rendement prévue dans la décision D-2003-93. En conséquence, l'examen dans le cadre du présent dossier se limite à la mise à jour du taux sans risque.

La preuve initiale du Distributeur présente une mise à jour du taux sans risque basée sur les données les plus récentes disponibles du *Consensus Forecast* au moment du dépôt de son dossier, c'est-à-dire celui du 14 juillet 2003.

Comme ces données peuvent fluctuer de façon significative au fil des mois, le choix d'une date de référence peut influer de façon marquée sur le revenu requis à la hausse ou à la baisse.

Comme indiqué à la section traitant du coût de la dette, la Régie considère approprié pour le présent dossier de tenir compte des données les plus récentes disponibles pour établir le coût du capital et le revenu requis 2004. La Régie note que le Distributeur adhère à cette approche dans la mesure où elle s'appliquerait de façon constante de dossier en dossier. Cette question pourra être examinée à son mérite dans les dossiers ultérieurs.

---

256 Pièce HQD-7, document 1, page 3.

257 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 75.

En conséquence, la Régie demande au Distributeur d'utiliser les données les plus récentes afin d'établir la prévision du taux de rendement sur l'avoir propre pour l'année témoin 2004. Pour ce faire, le Distributeur devra utiliser les données du *Consensus Forecast* du 12 janvier 2004 et appliquer la méthodologie présentée dans la décision D-2003-93. La Régie ordonne au Distributeur de mettre à jour les tableaux 1 et 2, de la pièce HQD-7, document 3 et de déposer ces tableaux à la Régie au plus tard le **8 mars 2004** à **12 h**.

Compte tenu de cette mise à jour, la Régie estime, sur la base des données publiées, que le rendement sur l'avoir propre du Distributeur pour l'année témoin 2004 devrait être augmenté d'environ 10 M $ par rapport au montant indiqué dans sa demande.

Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour, dans un document à être déposé au plus tard le **8 mars 2004** à **12 h**, le taux de rendement sur la base de tarification pour l'année 2004 en tenant compte des décisions rendues ci-dessus concernant le coût de la dette et celui de l'avoir propre.

3.3 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

3.3.1 POSITION DES PARTIES

Le Distributeur rapporte que, dans sa décision D-2003-93, la Régie accepte la méthodologie de détermination du coût en capital prospectif proposée dans la Phase 1 du présent dossier[258].

Le Distributeur demande à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût du capital prospectif de 7,061 % pour l'évaluation de ses projets d'investissements au cours de l'année témoin projetée 2004[259]. Ce taux est obtenu en considérant une structure de capital composée à 65 % de dette et 35 % d'avoir propre et des taux respectifs de 6,18 % et 8,71 %.

3.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

En ce qui concerne le coût en capital prospectif, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour ce taux pour 2004, à partir des données du *Consensus Forecast* du 11 août 2003 pour le coût prospectif de la dette, tout en prenant en compte le nouveau taux de rendement sur l'avoir propre ci-dessus mis à jour, et de déposer le tout au plus tard le **8 mars 2004** à **12 h**.

---

258 Pièce HQD-7, document 4, page 3.

259 Pièce HQD-7, document 4, page 3.

4. MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

4.1 CADRE DE LA DECISION

4.1.1 POSITION DES PARTIES

La proposition du **Distributeur** présente les changements apportés aux méthodes de répartition du coût de service pour tenir compte des exigences et des orientations de la Régie contenues dans la décision D-2003-93. Le coût de service réparti par catégorie de consommateur est calculé pour les années 2002, 2003 et 2004.

Lors des audiences, le Distributeur mentionne que pour répondre au souci de transparence des méthodes, soulevé par la Régie dans la décision D-2003-93, il présente une étude plus détaillée en Phase 2 et prévoit revoir la présentation de l'information pour le prochain dossier tarifaire[260].

À la suite de l'approbation du Plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ), le Distributeur propose une méthode de répartition spécifique du coût de ce programme.

Pour sa part, **OC** examine la conformité de la preuve du Distributeur eu égard à la décision de la Phase 1. Même si elle mentionne avoir pris bonne note que la décision D-2003-93 avait reporté le traitement de certaines « petites dépenses », l'intervenante propose de nouvelles modifications concernant ces dépenses[261]. Elle soumet à la Régie qu'il serait préférable de décider du traitement de celles-ci en Phase 2, compte tenu des sujets d'importance qui devront être traités dans les prochains dossiers tarifaires. À cet effet, en audience, l'intervenante questionne le Distributeur sur l'à-propos de la formation d'un groupe de travail pour traiter de ces « petites dépenses »[262].

Le **Distributeur** se montre en accord avec le principe d'un tel groupe de travail mais mentionne qu'en temps opportun, il pourra émettre des réserves de nature opérationnelle[263].

Finalement, **OC** suggère que la Régie donne au Distributeur des instructions de présentation de l'étude de la répartition des coûts et ce, pour des considérations de transparence[264].

---

260 NS, volume 26, pages 25-26.
261 Argumentation d'OC, page 11.
262 NS, volume 26, pages 136-137.
263 NS, volume 26, pages 136-137.
264 Argumentation d'OC, page 17.

UC commente les résultats de la répartition des coûts des réseaux autonomes et déplore que ce sujet soit reporté à un prochain dossier. Par ailleurs, l'intervenante émet des commentaires relatifs à la répartition des coûts par fonction du réseau moyenne et basse tension, à l'ajustement de la méthode du réseau de taille minimale proposé par le Distributeur et à la répartition des coûts du PGEÉ.

4.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

Dans la présente section, la Régie examine la conformité de la proposition du Distributeur en regard de la décision D-2003-93 et se prononce sur les éléments nouveaux de sa proposition.

D'emblée, la Régie tient à souligner sa satisfaction à l'égard des modifications apportées par le Distributeur à sa méthode de répartition des coûts et présentées dans sa preuve en Phase 2.

La Régie considère que l'élaboration d'une étude de répartition des coûts est un processus qui, pour atteindre sa pleine maturité, doit faire l'objet d'analyses et de discussions, et il requiert plus de temps qu'il en est imparti pour le présent dossier.

La Régie rappelle qu'en Phase 1, elle s'est prononcée sur certains éléments de la méthodologie de répartition des coûts, et elle a reporté le traitement d'autres sujets dans des dossiers ultérieurs.

Conformément à cette optique, la Régie énumère ci-après les principaux sujets qui devront être traités lors des prochains dossiers tarifaires :

- répartition des coûts d'approvisionnement hors patrimoniaux;
- répartition des coûts de transport du Distributeur à la suite de l'examen de l'étude de répartition des coûts de TransÉnergie;
- répartition des coûts des réseaux autonomes;
- répartition des coûts des tarifs de gestion de la consommation et de secours;
- classification entre la composante abonnement et puissance du réseau moyenne et basse tension;
- facteurs de classements.

Ainsi, elle ne retiendra pas dans la présente décision la preuve des parties liée aux points ci-dessus.

En ce qui concerne la détermination de la méthode de répartition des coûts de transport, la Régie demande au Distributeur de s'assurer d'obtenir de TransÉnergie toutes les données

pertinentes permettant d'établir, le plus précisément possible, les liens de causalité entre le coût du transport et les besoins des clients pour lesquels ces coûts sont encourus. Ces données devront être présentées explicitement dans la proposition du Distributeur dans le dossier tarifaire qui suivra une décision de la Régie à l'égard de la méthode de répartition des coûts de TransÉnergie.

Formation d'un comité technique

Par ailleurs, étant donné le caractère relativement technique de certains sujets, la Régie considère que le processus d'analyse gagnerait en efficacité si certains de ces sujets étaient d'abord explorés en réunion de travail, avant de faire l'objet d'une preuve du Distributeur et d'être abordés en audience. À cet effet, la Régie autorise la formation d'un comité technique et demande au Distributeur d'organiser des rencontres constituées du personnel du Distributeur, des intervenants intéressés et des membres du personnel technique de la Régie. Ce comité technique, de type consultatif, aura pour mandat de discuter des méthodes de répartition des coûts concernant, notamment :

- la répartition des coûts entre les composantes abonnement et puissance du réseau de distribution moyenne et basse tension;
- la répartition par fonction des dépenses, dont les facteurs de classement (FC).

L'attribution de frais à un intervenant participant aux travaux du comité technique est établie à 1 600 $ par séance de travail, conformément au *Guide de paiement de frais des intervenants* (le Guide)[265].

Format de présentation de l'étude

Concernant le format de présentation de l'étude de répartition des coûts, la Régie partage certaines des préoccupations d'OC. Elle considère qu'une amélioration à ce niveau permettra une meilleure identification des changements par rapport aux dossiers tarifaires précédents et un gain en efficacité du processus réglementaire.

À cet égard, le Distributeur devra identifier clairement, à chacun des dossiers tarifaires, toute nouvelle modification d'ordre méthodologique pour chacune des étapes de la répartition des coûts. À cette fin, la Régie demande au Distributeur d'identifier séparément, d'une part, les impacts liés aux modifications méthodologiques et, d'autre part, les impacts associés à la mise à jour des données de base.

---

[265] Décision D-2003-183, dossier R-3500-2002, 2 octobre 2003, page 12.

Enfin, la Régie demande au Distributeur, avant qu'elle ne statue de façon définitive sur certaines méthodes plus complexes, d'expliciter davantage, dans les prochains dossiers tarifaires, les méthodes et le calcul des facteurs de classement et de répartition utilisés dans la méthodologie de répartition des coûts. Le Distributeur devra également fournir les données relatives aux profils de consommation des différentes catégories tarifaires, incluant, entre autres, les puissances maximales appelées mensuelles, les volumes mensuels de consommation, les pointes coïncidentes mensuelles et les pertes.

4.2 APPROVISIONNEMENT PATRIMONIAL

4.2.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** mentionne que le coût réel d'approvisionnement en électricité patrimoniale correspond à la somme des produits des ventes par le coût de fourniture pour chacune des catégories de consommateurs, et ne fait plus l'objet d'ajustement pour tout écart avec le coût unitaire global de 2,79 ¢/kWh[266].

4.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

En ce qui concerne l'électricité patrimoniale, la Régie demandait dans sa décision D-2003-93 que :

> « *[…] le coût de l'électricité patrimoniale doit être établi, en vertu du deuxième alinéa de l'article 52.2 par l'addition des produits du volume de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateur par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs, selon la mise à jour la plus récente de l'Annexe I de la Loi, et non par le produit de l'ensemble du volume vendu par le coût moyen de 2,79 ¢/kWh […]* »[267].

La Régie juge que la proposition du Distributeur est conforme à la décision D-2003-93.

---

266 Pièce HQD-8, document 1, page 9.

267 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, pages 20-21.

4.3 TARIFS DE GESTION DE LA CONSOMMATION

4.3.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** mentionne que, en ce qui concerne les profils de consommation du tarif BT, la situation a évolué par rapport au dossier de la Phase 1 et que, pour les fins de représentation du coût du Distributeur, le traitement présuppose un effacement de la charge. Le Distributeur explique qu'en théorie, le tarif BT pourrait représenter un potentiel d'interruption significatif et dans les limites fixées par l'opérationnalité des systèmes bi-énergie en place. De façon pratique, les moyens techniques ne sont pas en place pour pouvoir utiliser cette capacité d'interruption[268]. Le Distributeur fait valoir que le tarif a été conçu pour que la clientèle à laquelle il s'adresse s'efface sur le réseau de distribution[269]. Le Distributeur propose d'utiliser ainsi, pour les clients du tarif BT, des valeurs nulles associées aux deux facteurs de répartition des coûts de puissance suivants : puissance coïncidente et puissance non coïncidente[270].

Par contre, le Distributeur établit le coût de fourniture sur la base d'une présence effective des clients du tarif BT à la pointe. Il explique qu'il ne peut y avoir d'autre alternative pour la détermination du coût d'approvisionnement pour ce tarif. Il précise qu'il ne s'agit pas là d'une méthode ni d'un concept, mais d'un coût réel d'approvisionnement payable au fournisseur qui est basé sur des vraies charges présentes toute l'année et le profil réel de consommation de cette clientèle:

> « *Quand on établit un coût d'approvisionnement pour cette électricité-là, on doit considérer qu'ils sont là toute l'année en fonction de leur profil de consommation et on n'a pas vraiment d'alternative, ce n'est pas une théorie là, ce n'est pas un concept, ce n'est pas une méthode, c'est un coût réel d'approvisionnement.* » [271]

Pour les tarifs LD et LP, qui sont des tarifs d'énergie de secours pour les clients de 5 000 kW et plus, les prix moyens d'approvisionnement en électricité pour les années 2002 et 2004 sont respectivement de 4,32 ¢/kWh et de 4,30 ¢/kWh[272].

Le Distributeur mentionne qu'il n'a aucun client au tarif LC. Dans le cas du tarif LR, il n'y a pas de consommation marginale puisque les clients maintiennent leur consommation au niveau de leur consommation de référence. Pour le tarif MR, le coût de fourniture en 2002

---

268 Pièce HQD-8, document 1, page 10.
269 NS, volume 26, page 225.
270 Pièce HQD-8, documents 2, 3 et 4, page 17.
271 NS, volume 26, page 223.
272 Pièce HQD-8, document 1, pages 9-10.

s'est établi, en moyenne, à 5,90 ¢/kWh, selon les conditions du marché pour un volume de consommation marginale de 5 GWh. Vu le maintien de la consommation près de la consommation de référence et le très faible nombre d'abonnements à ce tarif, aucune consommation reliée à ce tarif n'est prévue en 2003 et 2004[273].

OC propose de prendre en compte les caractéristiques de consommation de la clientèle du tarif BT telles qu'observées. Selon cette intervenante, le Distributeur ne devrait exclure la portion interruptible de la charge ni dans le calcul de la pointe coïncidente utilisée pour allouer les coûts de transport, ni dans le calcul des valeurs de la pointe non coïncidente utilisée pour allouer les coûts de puissance de distribution. Selon l'expert, il n'existe aucune preuve sur l'exclusion des charges de la clientèle assujettie à ce tarif dans la planification des besoins de capacité des systèmes autant de transport que de distribution. De plus, aucune preuve n'est à l'effet que les dispositions d'interruptibilité de ce tarif contenues dans les termes et conditions de service soient liées à un défaut des réseaux de transport ou de distribution. Selon lui, les dispositions d'interruptibilité sont strictement liées à des considérations de production. Comme mesure transitoire, l'expert recommande de revenir à la méthodologie proposée par le Distributeur en Phase 1[274].

S.É.-AQLPA considère que, dans le cas du tarif BT, puisque, dans les faits, la charge ne disparaît pas en période de pointe, il y a des coûts de transport et de distribution rattachés à ce tarif[275].

Selon l'intervenant, si la charge des clients du tarif BT était interruptible, les coûts de transport seraient nuls. L'absence de charge en période de pointe réduirait également sensiblement les coûts de distribution, qui, sans être nuls, deviendraient très marginaux.

4.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie rappelle les dispositions suivantes contenues dans sa décision D-2003-93:

> « *La Régie ne traite pas ici des tarifs de gestion de la consommation et de secours. Bien qu'elle ait reçu quelques éléments de preuve à cet égard, celle-ci n'est pas complète. La Régie considère qu'il est prématuré d'en traiter dans la présente. Elle examinera ce volet plutôt dans son ensemble en Phase 2, en tenant*

273 Pièce HQD-8, document 1, page 9.
274 Preuve de M. William Harper, page 27.
275 Pièce S.É.-AQLPA-4, document 5, page 13.

> *compte des modalités de ces tarifs et des caractéristiques de consommation pertinentes.* »[276].
>
> « *Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur de fournir, lors de la Phase 2 du présent dossier, les données disponibles relatives aux profils de consommation des catégories de clients associées à chacun des tarifs de gestion de la consommation. Le Distributeur devra préciser dans chacun de ces cas la puissance ou l'énergie pouvant être interrompue, ainsi que les périodes d'interruption.* »[277].

La Régie considère que les exigences de la Décision D-2003-93 ci-dessus sont insuffisamment satisfaites dans la proposition du Distributeur. En particulier, le Distributeur n'a fourni, ni la puissance ni l'énergie pouvant être interrompue, ni les périodes d'interruption, tel que demandé en Phase 1 par la Régie.

La Régie note que le Distributeur s'appuie sur la conception des tarifs de gestion pour déterminer les facteurs de répartition des coûts de transport et de distribution associés à ces tarifs, et non sur les prévisions de consommation et de puissance, tel que proposé en Phase 1. Le profil de consommation des clients au tarif BT suppose ainsi un effacement de cette clientèle à la pointe. Dans l'application actuelle de ce tarif, la Régie constate une présence à la pointe de cette catégorie de consommateurs. La Régie comprend que cette présence peut s'expliquer par des considérations liées à l'absence des moyens techniques nécessaires pour atteindre les objectifs assignés à ce tarif. Cependant, la Régie note que le Distributeur a fait valoir que le tarif BT a été conçu pour que la clientèle à laquelle il s'adresse s'efface sur le réseau de distribution, tel qu'il appert aux articles 247 à 270 du *Règlement tarifaire numéro 663 établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application* (le Règlement tarifaire numéro 663)[278].

Considérant ce qui précède et compte tenu du contexte particulier du tarif BT, et sans vouloir créer de précédent pour la répartition future des coûts relatifs aux tarifs de gestion de la consommation et de secours, la Régie accepte, pour les fins du présent dossier, la proposition du Distributeur concernant l'allocation des coûts de transport et de distribution des tarifs de gestion de la consommation du Distributeur, dont, en particulier, le tarif BT. Elle réitère les exigences contenues dans l'extrait de la décision D-2003-93 précédemment cité. Le Distributeur devra fournir, dans les dossiers tarifaires subséquents, toutes les

---

276 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 145.
277 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, pages 147-148.
278 (1998) 130 G.O. II, 2261.

données relatives aux profils de consommation, y compris celles liées aux interruptions, tel que précisé dans la première section du présent chapitre.

Pour le prochain dossier tarifaire, la Régie demande au Distributeur de s'assurer que la position soutenue en matière d'allocation de coût de transport, notamment pour les tarifs de gestion de la consommation, soit cohérente avec la détermination des besoins de la charge locale pour le service de transport retenu auprès de TransÉnergie.

4.4 BRANCHEMENTS

4.4.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** propose d'établir la valeur de remplacement des branchements en considérant le nombre de branchements installés et le coût unitaire de remplacement moyen des différents types de branchements utilisés. Les coûts unitaires sont calculés pour les années 2002 et 2003 à partir des coûts d'achat auprès des fournisseurs, des frais d'ingénierie, de main-d'oeuvre, de construction et de matériel.

Pour l'année 2004, les coûts unitaires sont augmentés afin de tenir compte de l'inflation. La valeur de remplacement est ramenée aux coûts historiques en tenant compte de l'âge moyen des équipements et de l'indice Handy-Whitman pour les câbles et conducteurs.

La valeur nette est ensuite établie en effectuant le rapport entre la valeur nette et la valeur brute des lignes aériennes et souterraines pour chacune des années.

La répartition aux catégories de consommateurs est basée sur la valeur pondérée de ces branchements.

OC mentionne que la proposition du Distributeur est conforme à la demande de la Régie dans sa décision D-2003-93[279].

[279] Preuve de M. William Harper, page 24.

4.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

Dans sa décision D-2003-93, la Régie avait formulé deux demandes au Distributeur :

> « *[…] ajuster la valeur des branchements sur la base de la méthode de calcul prise en compte dans la réponse du Distributeur à son engagement numéro 7*[280]. »

> « *[…] revoir la répartition des coûts de branchements en utilisant un facteur de répartition correspondant au nombre d'abonnements pondéré par le coût unitaire des branchements*[281]. »

La Régie juge que la proposition du Distributeur est conforme à ce qu'elle a demandé dans sa décision D-2003-93.

4.5 REPARTITION DES COUTS PAR FONCTION DU RESEAU BASSE ET MOYENNE TENSION

4.5.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** rappelle que les systèmes comptables ne permettent pas d'identifier de façon distincte les valeurs au registre des immobilisations pour la moyenne et la basse tension. Des efforts pouvant être qualifiés de « démesurés » seraient nécessaires pour rectifier la situation.

Le Distributeur propose plutôt une méthode alternative, développée à partir des données disponibles, pour estimer la valeur du réseau de distribution par tension.

Le partage entre la moyenne et la basse tension est effectué à partir des coûts estimés des principaux équipements par niveau de tension installés sur le réseau, c'est-à-dire les poteaux, les câbles et conducteurs et les transformateurs, les composantes accessoires étant réparties dans les mêmes proportions que les composantes principales auxquelles elles se rattachent.

Cette estimation des coûts des principaux équipements par niveau de tension est établie à partir d'un échantillon qui correspond aux équipements installés durant la période 1999-2002. Cette façon de procéder par échantillonnage est tirée du manuel de répartition

---

280 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 155.
281 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 167.

des coûts de NARUC de 1973, qui propose une piste de solution pour les entreprises qui ne possèdent pas d'information par niveau de tension.

OC mentionne que la proposition du Distributeur est conforme à la demande de la Régie[282]. Toutefois, elle se dit préoccupée par la taille de l'échantillonnage utilisé par le Distributeur qui représente moins de 10 % des équipements installés. À cet effet, l'intervenante suggère d'augmenter la période d'échantillonnage à travers le temps[283].

Le **Distributeur** s'oppose à cette proposition. Il reconnaît que son échantillon n'est pas représentatif mais il mentionne par ailleurs que cette opération nécessite de conserver beaucoup d'information pour établir un pourcentage qui n'a pas beaucoup d'impact sur la répartition des coûts entre les différentes catégories de clients[284].

UC mentionne que le Distributeur a admis que son échantillon n'est pas représentatif puisqu'il repose seulement sur la base des équipements installés sur le réseau durant la période 1999-2002. De plus, l'intervenante soulève que le Distributeur fait référence à une ancienne version du manuel de la NARUC et que cette façon de procéder n'apparaît plus dans la version du manuel de 1992. Elle demande à la Régie de refuser des résultats non vérifiés scientifiquement[285].

4.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

Dans sa décision de la Phase 1, la Régie mentionnait que:

> « *Étant donné l'importance que représentent ces coûts dans le coût total du réseau de distribution, la Régie considère, comme le soulève OC, que des efforts doivent être déployés pour une allocation plus précise. Ceci est un exemple qui justifie, selon la Régie, une amélioration du système d'information qui, à terme, devrait pouvoir fournir les données ventilées du registre des immobilisations pour la basse tension, la moyenne tension et les branchements.* » [286]

---

282 Preuve de M.William Harper, pages 24-25.
283 Preuve de M.William Harper, page 40.
284 NS, volume 26, pages 228 et 233.
285 Argumentation d'UC, pages 15-16.
286 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 156.

Dans cette même décision, la Régie demandait au Distributeur :

> « *[…] Pour la Phase 2 du dossier, la Régie demande au Distributeur de soumettre, à l'aide des données disponibles, une méthode alternative reflétant davantage les liens de causalité pour répartir les coûts entre la basse et la moyenne tension, et, à défaut, invite les intervenants à présenter des propositions à cet effet.* »[287]

La Régie constate que, faute d'avoir à sa disposition les données du registre des immobilisations ventilées par type d'équipements, le Distributeur a utilisé le coût des équipements installés entre 1999 et 2002 pour estimer le coût des composantes du réseau moyenne et basse tension. Ce faisant, le Distributeur a recours a une estimation qui est basée sur un échantillon qui n'est pas nécessairement représentatif. Toutefois, la Régie juge que la proposition du Distributeur constitue une amélioration par rapport à celle de la Phase 1 et qu'elle répond aux exigences de la décision D-2003-93.

La Régie est consciente que le Distributeur doit disposer de données historiques et qu'il doit améliorer les systèmes d'information qui permettront à terme de conserver ces données. En ce sens, la Régie retient la proposition de OC et demande au Distributeur de conserver, dans une banque de données, toutes les informations concernant les coûts, le nombre, les caractéristiques, les taux d'amortissement et l'année d'installation des équipements installés sur les réseaux moyenne et basse tension à compter de 1999.

4.6 AJUSTEMENT DE LA COMPOSANTE ABONNEMENT DU RESEAU DE TAILLE MINIMALE

4.6.1 POSITION DES PARTIES

Le Distributeur a apporté des modifications à sa méthodologie pour tenir compte d'une puissance de 1 kW par abonné dans le classement des coûts entre les composantes puissance et abonnement.

En prenant pour hypothèse que le réseau de taille minimale du Distributeur correspondrait à une capacité minimale de 1 kVA par abonné, la méthode d'ajustement proposée vient réduire la valeur du réseau de taille minimale en déterminant le coût de la composante abonnement correspondant à une puissance nulle.

---

[287] Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 156.

La valeur ajustée de la composante abonnement est déterminée par la technique utilisée dans la méthode de la valeur fixe extrapolée, à savoir par régression linéaire. Pour ce faire, le Distributeur utilise deux points. Le premier point correspond au coût estimé du réseau de taille minimale, en supposant que ce réseau puisse transporter une capacité installée de 1 kVA par abonné. Le deuxième point suppose que le réseau de distribution possède une capacité de 14,2 kVA par abonné. La capacité de 14,2 kVA est obtenue en considérant que le réseau de distribution possède une capacité installée de 51 000 MVA et un nombre total d'abonnements avec multiplicateur de 3 596 540[288].

Le Distributeur mentionne avoir mis à jour les informations relatives aux éléments qui composent le réseau de taille minimale à la lumière des dernières données disponibles[289]. Il évalue que l'utilisation des coûts unitaires de la Phase 1 du présent dossier, pour estimer le coût du réseau de taille minimale, a pour effet de réduire les coûts alloués à la catégorie domestique de 7 M $ pour les années 2002, 2003 et 2004[290].

L'**ACEF de Québec** estime que la méthode utilisée pour évaluer le coût en puissance du réseau de taille minimale manque de clarté et donne des résultats discutables. Elle conclut qu'il faudrait évaluer s'il serait préférable d'appliquer la solution préconisée par l'expert d'OC en Phase 1, plutôt que la solution retenue par la Régie[291].

OC apporte des réserves sur la proposition du Distributeur bien qu'elle reconnaisse que la proposition satisfait aux exigences de la décision D-2003-93[292]. L'intervenante soulève l'importance de vérifier la justesse des deux points qu'elle qualifie de critique et sur lesquels repose l'évaluation de la composante abonnement du réseau. De plus, elle recommande à la Régie d'analyser en parallèle la proposition du Distributeur et celle proposée en Phase 1 du présent dossier par son expert, et de faire ressortir les avantages et les inconvénients de chacune de ces propositions.

UC mentionne qu'elle ne connaît pas de Distributeur d'électricité qui, aux fins d'allocation des coûts, fait une régression linéaire en se basant sur deux valeurs dont l'une provient d'une hypothèse. L'intervenante rappelle le témoignage de son expert selon lequel cette méthode est inacceptable[293].

---

288 Pièce HDQ-11, document 8, page 30.
289 Pièce HQD-11, document 1, page 84.
290 Pièce HQD-13, document 6.36, page 3.
291 Preuve de l'ACEF de Québec, pages 36-37.
292 Preuve de M. William Harper, page 29.
293 Argumentation d'UC, page 17.

4.6.2 OPINION DE LA RÉGIE

Dans sa décision D-2003-93 la Régie demandait au Distributeur :

> « *[…] déduire de la composante « Abonnement » les coûts de puissance qui y sont alloués et de les transférer à la composante « Puissance » du coût du réseau basse et moyenne tension. Pour ce faire, la Régie demande au Distributeur de considérer que le réseau de taille minimale peut rendre disponible une puissance de 1 kW par abonné. Cette estimation représente, de son point de vue, et tel qu'avancé par l'expert d'OC, un compromis acceptable, en attendant que le Distributeur raffine sa méthode.* »[294]

La Régie juge que la proposition du Distributeur à l'effet d'utiliser une régression linéaire pour retrancher du réseau de taille minimale une capacité de 1 kVA par abonné répond aux exigences de la décision D-2003-93, et elle accepte son application pour le présent dossier tarifaire.

Par ailleurs, la Régie note que la mise à jour des coûts unitaires de remplacement des équipements entre la Phase 1 et la Phase 2 du présent dossier a eu pour effet d'augmenter le coût du réseau de taille minimale et, par conséquent, les coûts liés à la composante abonnement. La Régie constate, d'une part, que cette sensibilité aux fluctuations des coûts unitaires des équipements de remplacement peut influer sur la stabilité à travers le temps des résultats obtenus par cette méthode. D'autre part, elle constate qu'il semble exister un biais dans l'estimation du coût du réseau de taille minimale, dans ce cas-ci à la hausse, lié à l'hypothèse que tous les équipements installés sur le réseau ont les mêmes caractéristiques et les mêmes coûts que les équipements de remplacement. La Régie est d'avis que cette hypothèse reflète l'adoption d'une approche marginale dans une méthode de répartition de coûts moyens.

Pour ces motifs, la Régie juge que l'application de la méthode du réseau de taille minimale, telle que soumise en Phase 2 par le Distributeur, mériterait d'être davantage raffinée dans les dossiers tarifaires subséquents. À cet effet, la Régie rappelle que la décision de considérer que le réseau de taille minimale pouvait rendre disponible une puissance de 1 kVA par abonné constitue un compromis acceptable en attendant que le Distributeur raffine sa méthode.

---

294 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, pages 162-163.

La Régie considère que le classement des coûts du réseau de distribution par composante est un sujet complexe et technique qui se prête bien au forum du comité technique. En conséquence, la Régie réfère ce thème au comité technique pour analyse.

4.7 DEGROUPEMENT DE LA FONCTION « GESTION DES ABONNEMENTS » ET « AUTRES »

4.7.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** propose un critère de répartition de la fonction « Gestion des abonnements » qui serait pondéré, sur la base des sept domaines d'activités qui composent la fonction « Gestion des abonnements ». Les domaines d'activités sont les suivants : relève des compteurs, facturation, encaissement, recouvrement, subtilisation, réponse téléphonique, plaintes et réclamations et relations avec le milieu.

Des facteurs de répartition spécifiques à chacun de ces domaines d'activités sont proposés. Ces nouveaux facteurs visent à traduire, dans la mesure du possible, les relations entre les demandes des services et la variation dans les coûts des différents domaines d'activités.

Relève de compteur

Les coûts du système de télérelève qui s'adresse aux clientèles d'affaires et Grandes entreprises sont distingués. Les coûts de la télérelève sont attribués aux catégories concernées en fonction du nombre d'abonnés faisant l'objet d'une télélecture. Le reste des coûts de relève est réparti en fonction de la fréquence de relève et du nombre d'abonnements.

Facturation

La facturation comporte deux activités, soit l'émission des factures aux clients et l'envoi d'avis de recouvrement. Un facteur de répartition selon les catégories tarifaires basé sur la fréquence de facturation et le nombre d'abonnements est retenu.

Encaissement

Les coûts respectifs pour chacune de ces clientèles sont répartis en fonction de la fréquence d'encaissement et du nombre d'abonnements.

Recouvrement

Les coûts sont répartis en fonction du nombre d'abonnements et de la moyenne des comptes en recouvrement pour les années 2001 et 2002 pour les clientèles domestique et d'affaires.

Subtilisation

Les montants sont répartis selon le nombre d'abonnements et la moyenne des dossiers traités sur la période 2000-2002 pour les clientèles domestique et d'affaires.

Réponse téléphonique

Les coûts sont répartis sur la base du nombre d'appels répondus multipliés par le temps de réponse pour 2002 et du nombre d'abonnements.

Plaintes et réclamations

Les statistiques relatives au nombre de dossiers traités sont disponibles par catégorie de consommateurs pour les années 2001 et 2002, et elles sont utilisées comme facteur de répartition.

Relation avec le milieu

Cette activité consiste principalement à fournir le soutien pour les activités de représentation d'Hydro-Québec et de développement de relations d'affaires et de partenariats avec les milieux concernés. Les services en matière d'affaires publiques, de relation avec les médias et de gestion de communication de crise font également partie de cette activité. Les clientèles desservies sont les clientèles domestique et d'affaires des réseaux reliés, à l'exception des clients Grandes entreprises qui sont desservis par la direction principale Ventes – Grandes Entreprises. Le nombre d'abonnés est utilisé comme facteur de répartition.

En ce qui concerne la fonction « Autres », le Distributeur propose des critères de répartition plus détaillés :

- la base de tarification des activités de gestion d'approvisionnement en électricité du Distributeur est répartie sur la base des coûts d'achat en électricité par catégorie de consommateurs;
- les activités corporatives du Distributeur sont réparties en fonction du coût de prestation total de la distribution et du service à la clientèle;
- la facturation externe émise, les montants de frais d'administration et d'ouverture de dossiers sont répartis entre les clientèles domestique et d'affaires à partir de l'analyse des dossiers pour 2002;
- les autres revenus (ex. : revenus d'intérêts, frais de chèques retournés) sont répartis en fonction du nombre d'abonnements[295].

[295] Pièce HQD-8, document 1, pages 17-20.

L'**ACEF de Québec** soulève que la répartition des coûts reliés à la subtilisation selon le nombre de dossiers traités peut être inadéquate si le coût est proportionnel aux quantités subtilisées et que les plus gros clients sont susceptibles de subtiliser de plus grosses quantités d'énergie.

En ce qui concerne la répartition du coût de la réponse téléphonique, le coût unitaire pour répondre à la clientèle domestique peut être, selon l'intervenante, inférieur au coût unitaire pour répondre à la clientèle d'affaires.

Enfin, en ce qui concerne les dépenses « Relations avec le milieu », l'intervenante mentionne qu'elles seraient plus équitablement réparties en fonction de l'énergie consommée[296].

Pour **OC**, la proposition du Distributeur est conforme et va encore plus loin que ce qui avait été demandé dans la décision au niveau de la désagrégation de la fonction gestion des abonnements. Selon l'intervenante, les facteurs de répartition reflètent raisonnablement les liens de causalité, exception faite du facteur de répartition des coûts des sous-fonctions « Programmes commerciaux » et « Relation avec le milieu ». Pour cette dernière sous-fonction, l'intervenante mentionne que ces coûts sont encourus pour le bénéfice de l'ensemble des clients et qu'ils doivent donc être répartis à l'ensemble des clients du Distributeur[297]. Pour la sous-fonction « Programmes commerciaux », l'intervenante recommande une répartition des coûts en fonction des volumes d'énergie[298].

Concernant les modifications apportées à la répartition de la sous-fonction « Autres », l'intervenante mentionne qu'elle améliore la transparence du processus de répartition par rapport à ce qui avait été fourni en Phase 1.

4.7.2 OPINION DE LA RÉGIE

En ce qui concerne la fonctionnalisation de la sous-fonction « Gestion des abonnements », la Régie mentionnait dans sa décision D-2003-93 :

> « *La Régie favorise une sous-fonctionnalisation plus détaillée, et si possible, par catégorie de consommateurs.* »[299].

---

296 Preuve de l'ACEF de Québec, page 36.
297 Preuve de M. William Harper, pages 33-34.
298 Preuve de M. William Harper, page 40.
299 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 155.

Elle demandait au Distributeur de :

> « *[…] détailler davantage la répartition des coûts de la sous-fonction « Gestion des abonnements par catégorie de consommateur » pour chacune des activités pour lesquelles les données sont disponibles.*
>
> *Dans l'impossibilité de procéder à cette répartition par sous-fonction, la Régie demande au Distributeur d'effectuer une répartition plus détaillée de la Gestion des abonnements en distinguant, à tout le moins, les activités de Facturation et encaissement et Relève de compteurs, des autres activités. »*[300]

En ce qui concerne la répartition de la sous-fonction « Gestion des abonnements », la Régie demandait au Distributeur d'utiliser des facteurs pondérés dans la répartition des coûts de Facturation et encaissement et des coûts de Relève de compteurs. Le détail des calculs devrait être déposé à la Phase 2 du présent dossier[301].

La Régie considère que la désagrégation de la sous-fonction « Gestion des abonnements » en huit sous-fonctions, la répartition de ces huit sous-fonctions selon des facteurs de répartition spécifiques ainsi que l'amélioration des facteurs de répartition de la sous-fonction « Autres » constituent des améliorations substantielles par rapport à ce qui a été demandé par la Régie pour la Phase 2 dans la décision D-2003-93.

La Régie est satisfaite de la proposition du Distributeur et considère qu'indépendamment de l'impact de ces modifications méthodologiques sur les résultats, la proposition améliore grandement la transparence de l'étude. De plus, la proposition permet de refléter et de quantifier plus précisément les liens de causalité entre les coûts et les clients pour lesquels ces coûts ont été encourus.

Toutefois, en ce qui concerne la sous-fonction « Relation avec le milieu », la Régie partage la préoccupation de l'ACEF de Québec et demande au Distributeur de faire, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une nouvelle proposition pour les facteurs de répartition FR8H et FR9H sur la base des volumes d'énergie des catégories de consommateurs concernés.

En conséquence, la Régie accepte la proposition du Distributeur.

---

300 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 155.
301 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 167.

4.8 REPARTITION DES COUTS LIES AU PGEÉ

4.8.1 POSITION DES PARTIES

Le **Distributeur** propose de modifier la méthode de répartition pour la fonction « Ventes et commercialisation » afin de tenir compte du programme d'efficacité énergétique.

Selon le Distributeur, la méthode proposée est en continuité avec les propos tenus lors des audiences du dossier R-3473-2001. Il rappelle que les programmes d'efficacité énergétique permettent de réduire la demande d'électricité, ce qui limite le coût d'approvisionnement et bénéficie à l'ensemble des consommateurs. Conséquemment, le coût du PGEÉ est réparti à l'ensemble des catégories de consommateurs sur la base du coût de fourniture en fonction des facteurs d'utilisation et des taux de pertes spécifiques à chaque catégorie de consommateurs. La part relative des contrats spéciaux est déterminée avant rabais, et les tarifs de gestion de la consommation ne sont pas pris en compte[302].

OC mentionne que la proposition du Distributeur est raisonnable et qu'elle pourrait être éventuellement raffinée lorsque le PGEÉ aura atteint son rythme de croisière[303].

UC soumet que le Distributeur n'a pas fait la démonstration que la méthode proposée est juste et raisonnable. Il relève que le Distributeur n'a effectué aucun balisage à cet effet[304].

4.8.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie comprend que le Distributeur associe la répartition des coûts des programmes d'efficacité énergétique à l'ensemble des catégories de consommateurs sur la base du coût évité de fourniture. Pour l'année 2004, ce coût correspond au coût de l'électricité patrimoniale pour chaque catégorie tarifaire.

La Régie comprend que, dans un proche avenir, le Distributeur pourrait avoir recours à de l'électricité hors patrimoniale pour combler les besoins des clients de la charge locale.

Pour les fins du présent dossier, la Régie accepte la méthode de répartition proposée par le Distributeur. Considérant que les méthodes de répartition du coût de fourniture de l'électricité hors patrimoniale et du coût de transport supporté par le Distributeur seront

302 Pièce HQD-8, document 1, page 21.
303 NS, volume 27, pages 33-34.
304 Argumentation d'UC, page 18.

réévaluées lors de dossiers tarifaires ultérieurs et considérant que les coûts évités servant à établir le PGEÉ sont reliés à ces coûts, la Régie juge qu'il est prématuré de se prononcer sur la validité définitive de la méthode de répartition des coûts liés au PGEÉ.

5. INTERFINANCEMENT ET STRATÉGIE TARIFAIRE

5.1 POSITION DES PARTIES

Plusieurs des positions des intervenants rapportées dans la sous-section suivante ont déjà été consignées dans la décision D-2003-232. La Régie précise que les représentations des intervenants se rapportaient à la proposition globale du Distributeur ayant trait à deux hausses tarifaires. Dans sa décision D-2003-232, la Régie a statué sur la première hausse soumise par le Distributeur et applicable à partir du 1er janvier 2004. Dans la présente décision, la Régie considère les représentations rapportées ci-dessous dans la seule optique de la hausse des tarifs au 1er avril 2004.

Revenu additionnel requis

Le Distributeur établit son revenu requis pour l'année 2004 à 9 056 M $. Si on exclut la part attribuable au tarif BT, le déficit avant hausse tarifaire au 1er avril 2004 est évalué par le Distributeur à 165 M $ pour l'année témoin 2004.

Pour combler le déficit résiduel, le Distributeur propose une hausse de tarif de 2,9 % applicable au 1er avril 2004, ce qui lui permettrait de régulariser sa situation financière et la rendre comparable à celle des autres distributeurs réglementés[305].

L'**ACEF de Québec** s'oppose à la hausse tarifaire proposée par le Distributeur. L'intervenante considère qu'Hydro-Québec doit améliorer sa performance et le niveau de satisfaction de sa clientèle avant de mériter quelque hausse tarifaire que ce soit. L'intervenante recommande des mécanismes incitatifs et la prise en compte d'un balisage plus rigoureux avant de permettre une hausse des tarifs permettant d'éponger la totalité du tarif de la distribution, qu'il juge inéquitable pour les clientèles réglementées[306].

---

305 Pièce HQD-9, document 1, révisée au 10 novembre 2003, pages 7-15.

306 Preuve de l'ACEF de Québec, page 66.

L'intervenante demande le gel des tarifs pour 2004-2005 et l'adoption par la Régie d'un principe reconnaissant le caractère essentiel de l'électricité, soit :

> « *L'électricité doit être accessible aux consommateurs québécois au plus bas tarif possible, dans les limites d'une saine gestion financière.* »[307]

L'**AIEQ** recommande à la Régie d'autoriser, conformément à la Loi, une ou deux hausses uniformes des tarifs afin d'équilibrer dès le 1er avril 2004 les revenus réels avec les revenus requis du Distributeur[308].

L'**AQCIE/CIFQ** s'oppose à la proposition de hausses tarifaires du Distributeur et propose une stratégie de couverture du déficit sur plus de cinq ans, afin de tenir compte de l'élasticité des prix et des conséquences sur le développement durable. La Régie devrait, selon le regroupement, reconnaître le risque plus élevé auquel font face les clients industriels, en matière de production et de transport d'électricité. Ces consommateurs sont généralement caractérisés par une plus forte élasticité par rapport aux prix[309].

Pour l'intervenant, l'augmentation tarifaire proposée par le Distributeur causerait un préjudice réel et quantifiable aux industries québécoises et pourrait mettre en péril leur capacité de concurrencer efficacement les marchés nord-américains[310].

Le regroupement indique que, dans l'exercice de ses pouvoirs de tarification, la Régie dispose de l'autorité requise pour tenir compte des facteurs tels que la capacité de payer des usagers et de l'impact social ou économique des hausses tarifaires proposées[311].

Selon l'intervenant, étant donné l'amélioration relative de la situation financière du Distributeur réalisée au cours des dernières années, des augmentations tarifaires limitées au rythme de l'inflation permettraient au Distributeur d'atteindre l'équilibre beaucoup plus rapidement que la période d'environ dix ans qui était envisagée lors du dépôt du plan stratégique 2002-2006[312].

---

307 Argumentation de l'ACEF de Québec, page 8.
308 Mémoire de l'AIEQ, page 6.
309 Pièce AQCIE/CIFQ-1, pages 6-21.
310 Argumentation de l'AQCIE/CIFQ, pages 7 et 22.
311 Argumentation de l'AQCIE/CIFQ, page 5.
312 Argumentation de l'AQCIE/CIFQ, page 12.

L'AQCIE/CIFQ recommande une hausse moyenne de 1 % le 1er avril 2004 par opposition aux deux hausses de 3 % et de 2,9 % demandées par le Distributeur, correspondant à 4,6 % du coût de distribution du Distributeur[313].

La **Coalition** recommande une hausse tarifaire maximale de 1,6 % par opposition aux deux hausses de 3 % et de 2,9 % demandées par le Distributeur, soit le niveau de l'inflation projetée pour 2004. De son point de vue, les intervenants qui supportent la hausse tarifaire demandée par Hydro-Québec Distribution ont tous présenté des preuves montrant des lacunes significatives[314]. La Coalition soutient la proposition de l'ACEF de Québec relative à l'accessibilité de l'électricité au plus bas tarif possible.

Le **GRAME** reconnaît au Distributeur le droit à son rendement et s'en remet à la Régie pour déterminer les revenus raisonnables du Distributeur et la hausse tarifaire qui en découle. L'intervenant recommande que cette hausse de tarif soit implantée après l'établissement de la structure tarifaire et qu'elle soit conditionnelle à une hausse significative des budgets alloués au programme communautaire d'efficacité énergétique[315].

OC soumet que le Distributeur ne peut, à cette étape, requérir des hausses de tarifs, considérant notamment que le Distributeur ne contrôle pas adéquatement les coûts à sa prestation du service et n'a aucun incitatif réel à hausser sa productivité globale. Subsidiairement, advenant que la Régie accueille favorablement la demande du Distributeur, ces hausses de tarifs devraient être limitées à celles proposées par l'expert Knecht de l'AQCIE/CIFQ, et ce, pour l'année tarifaire 2004-2005 seulement[316]. L'intervenante plaide que la récupération du revenu requis doit être étalée sur une plus longue période[317].

S.É.-AQLPA recommande d'accepter la hausse de 2,9 % de manière à ce que le revenu réel soit au niveau requis sur 12 mois, et ce, à compter du 1er octobre 2004. Selon l'intervenant, le décalage de la hausse d'avril à octobre 2004 permettrait de la faire coïncider avec la date de mise en application de la réforme de la structure tarifaire et de la bonification du plan d'efficacité énergétique du Distributeur[318].

L'intervenant s'oppose à la proposition de l'ACEF de Québec relative à l'adoption par la Régie du principe réglementaire selon lequel l'électricité doit être accessible au plus bas tarif

313 Pièce AQCIE/CIFQ-1, page 21.
314 Argumentation de la Coalition et de FCEI/UMQ, page 53.
315 Pièce GRAME-3, document 4, pages 8 et 12.
316 Argumentation d'OC, page 3.
317 Argumentation d'OC, page 19.
318 Argumentation de S.É.-AQLPA, page i et 19.

possible, dans les limites d'une saine gestion financière. Il estime cette proposition non conforme à la Loi[319].

UC estime que la demande du Distributeur d'augmenter ses tarifs est inappropriée et mal fondée en faits et en droit et demande à la Régie de maintenir le gel des tarifs[320].

Subsidiairement, l'intervenante soumet que si la Régie décidait de ne pas maintenir ce gel, elle demanderait une hausse au 1er avril 2004 ne dépassant pas le taux d'inflation de 1,5 % par opposition aux deux hausses de 3 % et de 2,9 % demandées par le Distributeur. Selon l'intervenante, des hausses alignées sur le taux d'inflation, de 2004 à 2006, seront conformes aux prévisions financières d'Hydro-Québec[321].

UC propose une hausse tarifaire regroupant deux composantes. La première composante est liée au maintien de la situation financière du Distributeur à celle de 2003, qu'elle évalue à 0,8 %. La seconde, associée à l'atteinte graduelle du rendement du Distributeur sur cinq ans, est évaluée à 0,8 % par an[322].

L'intervenante conclut que la Régie pourrait évaluer plus en profondeur la situation du Distributeur lors de l'exercice tarifaire 2005-2006, après l'expérience de sa première décision relative aux tarifs applicables aux consommateurs québécois[323].

Établissement de l'ajustement tarifaire au 1er avril 2004

Le **Distributeur** explique que l'établissement de l'ajustement tarifaire requis au 1er avril 2004 sur la base des volumes des neufs derniers mois de l'année témoin n'entraîne pas un trop-perçu dans l'année 2004. Pour l'année témoin, il entraîne une récupération intégrale du revenu requis, ni plus, ni moins. Par ailleurs, il n'y a pas de risque de trop-perçu, dans la mesure où le Distributeur se présente chaque année devant la Régie et que le tarif s'en trouverait ajusté. Le Distributeur fait également état des procédures existantes en matière de suivi[324].

Quant à l'année 2005, le Distributeur dit qu'il se présentera devant la Régie pour une révision de ses tarifs, étant donné la croissance anticipée des coûts d'approvisionnement, des

319 Argumentation de S.É.-AQLPA, page 4.
320 Plan détaillé de l'argumentation d'UC, pages 19-20.
321 Rapport d'expertise de M. Co Pham, page 25.
322 Rapport d'expertise de M. Co Pham, page 22.
323 Rapport d'expertise de M. Co Pham, page 28.
324 NS, volume 30, pages 178-180.

coûts de transport et des frais financiers et, le cas échéant, la disposition du compte de frais reportés pour l'alimentation du tarif BT[325].

Le Distributeur fait valoir que la hausse applicable à compter du 1er avril 2004 permet d'atteindre le rendement accordé dès la fin du mois de décembre 2004 et que, selon lui, une année tarifaire décalée ne devrait pas empêcher l'atteinte du revenu requis à l'intérieur de l'année témoin[326].

Le Distributeur mentionne, par ailleurs, qu'il y aurait moyen d'instaurer un mécanisme ou un compte dans lequel serait comptabilisée la différence entre le tarif basé sur neuf mois et le tarif annualisé, qui permettrait un traitement adéquat lors du dossier tarifaire suivant[327].

L'**ACEF de Québec** mentionne que la hausse tarifaire, si justifiée, devrait permettre de recouvrer les revenus requis sur l'année tarifaire et non sur l'année financière[328].

Selon l'**AQCIE/CIFQ**, la couverture du revenu requis doit se faire sur un an et non neuf mois, comme le fait le Distributeur. L'expert invoque l'inadéquation entre les revenus requis et les tarifs proposés par le Distributeur. La hausse tarifaire proposée est supérieure à celle qui serait nécessaire pour la récupération des coûts de l'année témoin sur une base annuelle, d'où la création d'un trop-perçu.

De son point de vue, cette pratique va à l'encontre de la pratique réglementaire usuelle. Selon l'intervenant, la pratique réglementaire usuelle consiste à établir le revenu annuel requis de l'année témoin et, par la suite, à déterminer les tarifs qui permettront de récupérer ce revenu requis sur une année complète[329].

Stratégie tarifaire et tarifs proposés

Le Distributeur articule sa stratégie tarifaire autour des éléments suivants :

- rattrapage graduel des coûts;
- atteinte du plein rendement autorisé par la Régie;
- absence de rétrofacturation;
- respect de l'interfinancement;

325 NS, volume 29, page 64.
326 NS, volume 30, page 177.
327 NS, volume 30, page 180.
328 Pièce ACEF-5, page 15.
329 Pièce AQCIE/CIFQ-1, page 6.

- traitement réglementaire distinct du déficit associé au tarif BT[330].

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver une augmentation uniforme des tarifs de 2,9 % le 1er avril 2004. Il mentionne que ces hausses uniformes n'affectent pas le niveau d'interfinancement actuel. La hausse portera de façon uniforme sur les différentes composantes des tarifs puisque l'étude des structures tarifaires se fera lors de la Phase 3 du présent dossier.

Le Distributeur propose également que la hausse tarifaire s'applique aux tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours dont les prix ont été, historiquement et par souci d'équité, ajustés en fonction de la hausse des tarifs généraux (tarifs BT, GD et LP) ou, pour les tarifs plus récents, selon une entente convenue avec le Producteur, comme c'est le cas pour le tarif LD[331].

Le Distributeur produit une nouvelle grille de tarifs. Il explique que la structure d'un tarif est formée de plusieurs éléments que l'on regroupe en trois composantes : la redevance d'abonnement, la puissance et l'énergie. Chacun de ces éléments se voit attribuer un prix exprimé en ¢/jour ou $/mois, en $/kW et en ¢/kWh, auxquels on applique certaines contraintes dans un souci de simplicité pour la clientèle. Les deux principales contraintes que le Distributeur s'est données sont les suivantes :

- les prix sont limités à deux décimales;
- les prix applicables sur une base mensuelle ou hebdomadaire doivent être divisibles par le nombre de jours correspondant afin d'assurer la facturation du service pour un nombre de jours différent.

Pour chaque catégorie tarifaire, tous les éléments des tarifs ont été modifiés en fonction du processus suivant définissant l'augmentation uniforme des tarifs :

- modifier le prix de chacun des éléments du taux d'augmentation proposé;
- ajuster ces prix afin qu'ils respectent les contraintes mentionnées précédemment; et
- s'assurer que le résultat final, c'est-à-dire l'ensemble des tarifs d'une même catégorie de consommateurs, génère des revenus additionnels équivalant au taux d'augmentation proposé.

Pour le Distributeur, la révision des frais de service est exclue du présent dossier et sera discutée lors de la Phase 3[332].

---

330 Pièce HQD-9, document 1, révisée au 10 novembre 2003, pages 7-8.
331 Pièce HQD-9, document 1, révisée au 10 novembre 2003, page 15.
332 Pièce HQD-9, document 1, révisée au 10 novembre 2003, pages 24-25.

Le Distributeur précise qu'il utilise les données disponibles pour une année historique de consommation pour chaque client afin de s'assurer que les revenus additionnels génèrent pour chaque catégorie tarifaire une variation de revenus équivalant au taux d'augmentation proposé[333].

L'**ACEF de Québec** s'oppose à une hausse uniforme des tarifs visant à accroître la rentabilité du Distributeur. Selon l'intervenante, une telle hausse implique une réduction de l'interfinancement en faveur de la clientèle domestique, ce qui va à l'encontre de la loi 116[334].

L'**AQCIE/CIFQ** recommande des hausses tarifaires différenciées selon les catégories de consommateurs. L'intervenant endosse la recommandation de son expert, M. Robert D. Knecht, en matière de hausses tarifaires, se résumant ainsi :

	Hausse
Domestique	0,9 %
Petite puissance	2,4 %
Moyenne puissance	0,2 %
Grande puissance	1,1 %
Total :	1,0 %[335]

FCEI/UMQ recommande que la Régie rejette la recommandation de l'expert de l'AQCIE/CIFQ basée sur une stratégie de hausses tarifaires différenciées. L'intervenant recommande que, si la Régie choisit d'accorder une hausse tarifaire, cette hausse soit uniforme entre les classes d'utilisateurs. De son point de vue, l'indice HQD semble présupposer que la récupération du manque à gagner du Distributeur se fera au moyen de hausses tarifaires uniformes entre les classes d'utilisateurs[336].

Le **GRAME** soumet que la stratégie tarifaire devrait viser une amélioration substantielle de la gestion de la demande. L'acceptation du principe d'améliorer la gestion de la demande devrait justifier le refus de faire adopter une hausse uniforme des tarifs[337].

---

333 Lettre d'Hydro-Québec du 9 octobre 2003 en réponse à l'AQCIE/CIFQ.
334 Preuve de l'ACEF de Québec, page 66.
335 Argumentation de l'AQCIE/CIFQ, page 23.
336 Argumentation de la Coalition et de FCEI/UMQ, page 55.
337 Pièce GRAME-2, document 2, page 38.

S.É.-AQLPA recommande que la hausse de tarifs qu'il reporterait au 1er octobre 2004 fasse l'objet d'une étude de répartition des coûts inter-tarifaire et intra-tarifaire et d'une mesure de l'interfinancement, basées sur les nouvelles catégories tarifaires et les nouvelles modalités et options qui émaneront de la Phase 3[338].

Interfinancement

Le **Distributeur** présente, par catégorie de consommateurs, les revenus requis avant interfinancement, les revenus prévus (ou réels) sur la base des tarifs actuels, les indices d'interfinancement et les revenus requis avec interfinancement pour les années 2002, 2003 et 2004[339].

Le Distributeur incorpore, dans son tableau présentant l'interfinancement, l'information permettant de traiter de façon différenciée les contrats spéciaux et les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2003-93[340].

Ainsi, les catégories de consommateurs se composent des clients domestiques (tarifs D, DM, DH et DT), des clients petite puissance (tarifs G, G-9, éclairage public et à forfait), des clients moyenne puissance (tarif M) et des clients grande puissance (tarifs L et H). Les tableaux sont complétés par l'ajout des contrats spéciaux et des tarifs de gestion de la consommation (tarifs BT, MR, LR et LC) et d'énergie de secours (tarifs GD, LD et LP), afin d'obtenir des résultats qui présentent une image complète des revenus et des coûts[341].

Le Distributeur calcule l'indice d'interfinancement HQD à partir de l'équation suivante :

$$\frac{\text{Revenus prévus de la catégorie / Revenus prévus totaux}}{\text{Revenus requis de la catégorie / Revenus requis totaux}}$$

Les revenus requis totaux et les revenus prévus totaux correspondent aux revenus des tarifs réguliers et excluent les contrats spéciaux et les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours. Les modalités tarifaires des contrats spéciaux étant fixées par le gouvernement sans perte pour le Distributeur, les revenus requis correspondent aux revenus prévus. Les revenus prévus doivent nécessairement correspondre aux revenus requis avec

338 Pièce S.É.-AQLPA-4, document 4, page 10.
339 Pièce HQD-9, document 1, révisée au 10 novembre 2003, page 9.
340 Pièce HQD-9, document 1, révisée au 10 novembre 2003, page 9.
341 Pièce HQD-9, document 1, révisée au 10 novembre 2003, page 9.

interfinancement et cette catégorie de clients se voit donc attribuer un indice d'interfinancement égal à 100 %[342].

En ce qui concerne les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours, le Distributeur est d'avis que ces tarifs doivent générer des revenus équivalant aux revenus requis. Cette proposition est conforme à l'alinéa 2 de l'article 52.1 spécifiant que les tarifs de gestion de consommation et d'énergie de secours peuvent être fixés par la Régie en fonction de toute autre méthode qu'elle juge appropriée, notamment en fonction des prix de marché. Puisque cette particularité ne s'applique pas aux autres catégories de consommateurs, il est approprié d'exclure les tarifs de gestion de consommation et d'énergie de secours de la péréquation qui existe entre les tarifs, et de fixer à 100 % l'indice d'interfinancement[343].

Le Distributeur fournit les résultats obtenus pour les années 2002 à 2004. Le tableau suivant reproduit l'indice d'interfinancement de 2002 à 2004.

TABLEAU 18

ÉVOLUTION DE L'INDICE D'INTERFINANCEMENT HQD DE 2002 À 2004

en %	*2002*	*2003*	*2004*
Domestique	80,2	81,1	80,7
Petite puissance	123,1	121,4	121,8
Moyenne puissance	130,6	129,8	130,6
Grande puissance	116,8	115,9	115,9
Total - Tarifs réguliers	100,0	100,0	100,0
Contrats spéciaux	100,0	100,0	100,0
Tarifs de gestion de la consommation et de secours	100,0	100,0	100,0
Total	100,0	100,0	100,0

Source : pièce HQD-9, document 1, page 14, révisée le 10-11-2003

Selon le Distributeur, l'indice HQD est relativement stable. Pour la catégorie Domestique, il a augmenté légèrement en 2003 et baissé en 2004. Il s'agit, pour le Distributeur, de

342 Pièce HQD-9, document 1, révisée au 10 novembre 2003, pages 10-11.

343 Pièce HQD-9, document 1, révisée au 10 novembre 2003, page 11.

fluctuations naturelles qui reflètent surtout l'évolution des ventes consommées par catégorie tarifaire et celle des coûts qui sont associés à ces catégories[344].

Pour le Distributeur, l'augmentation des tarifs ne modifie pas les indices d'interfinancement dans la mesure où elle est appliquée uniformément.

Selon l'**ACEF de Québec**, la véritable mesure de l'interfinancement doit demeurer le ratio Revenu tarifaire / Coût de service.

Par ailleurs, l'intervenante mentionne qu'il faudra apporter des correctifs si le niveau d'interfinancement diminue de 1 % et plus, relativement à son niveau référence. Le Distributeur a le fardeau de démontrer que les changements dans l'interfinancement ne sont pas causés par des hausses tarifaires ou des hausses de frais de service[345].

L'intervenante mentionne qu'il faudra établir des balises claires pour déterminer à quel moment des modifications à l'indice d'interfinancement nécessiteront des correctifs tarifaires ou des hausses tarifaires effectuées de manière à conserver le mieux possible le niveau d'interfinancement de référence[346].

L'expert de l'**AQCIE/CIFQ** fait valoir qu'il est impossible, algébriquement, de maintenir les mêmes ratios revenu-coût que ceux de 2002, pour chacune des catégories de consommateurs. Il propose le maintien du montant en valeur absolue de l'interfinancement de 2002[347].

Pour l'AQCIE/CIFQ, il appert que l'augmentation uniforme proposée par Hydro-Québec pourrait avoir pour conséquence, si elle est maintenue, d'entraîner de modestes variations dans l'indice d'interfinancement attribué à chaque catégorie[348].

5.2 OPINION DE LA RÉGIE

Comme elle l'a fait dans la décision D-2003-232, la Régie examine la demande du Distributeur relative à la hausse des tarifs au 1er avril 2004, sur la base des articles 52.1, 52.3, 49, 50 et 51 de la Loi, en conjonction avec l'article 5.

344 NS, volume 26, page 40.
345 Preuve de l'ACEF de Québec, page 37.
346 Argumentation de l'ACEF de Québec, page 9.
347 Pièce AQCIE/CIFQ-1, page 18.
348 Argumentation de l'AQCIE/CIFQ, page 22.

Établissement de l'ajustement tarifaire au 1er avril 2004

À cet égard, la Régie rappelle les termes suivants de sa décision D-2003-93 :

> « *L'application de nouveaux tarifs au 1er avril comportera les éléments suivants :*
>
> - *établissement du revenu requis sur la base des prévisions du coût de prestation ainsi que du coût du capital pour une période de douze (12) mois débutant le 1er janvier précédant le début de l'année tarifaire et se terminant le 31 décembre suivant;*
> - *estimation des ventes, des revenus prévus et des revenus additionnels requis pour les mêmes douze (12) mois;*
> - *les tarifs mis en application au 1er avril auront cours jusqu'à la modification tarifaire subséquente.*
>
> *Le cas échéant, le Distributeur pourra proposer des modalités d'ajustement des tarifs pour tenir compte d'écarts pouvant survenir en raison de la non-coïncidence de l'année témoin et de l'année tarifaire. »* [349]

La Régie constate que l'ajustement tarifaire proposé par le Distributeur s'appuie sur une récupération du revenu additionnel requis sur neuf mois plutôt que sur douze mois. Le Distributeur identifie un revenu additionnel requis de 165 M $, ce qui représente un écart de revenu de 2 % sur les douze mois de l'année témoin. Cependant, le Distributeur propose une hausse tarifaire de 2,9 % à compter du 1er avril 2004 afin de récupérer l'ensemble du revenu requis au terme de l'année 2004. La Régie estime que cette méthode ne produit pas des tarifs justes et raisonnables. En choisissant d'établir un tel ajustement tarifaire, le Distributeur crée un tarif artificiellement élevé qui, de l'avis de la Régie, ne satisfait pas à la restriction imposée par l'article 51 de la Loi, applicable au Distributeur en vertu de l'article 52.3.

La Régie a le devoir de fixer des tarifs justes et raisonnables, et ceci pour la période de leur mise en application, c'est à dire l'année tarifaire. Elle est d'avis qu'un tarif ne devrait pas, sauf dans des cas prédéfinis, viser à récupérer des coûts encourus avant sa mise en application. Pour établir des tarifs justes et raisonnables, il est d'usage courant d'établir une projection des revenus requis et des revenus des ventes d'une année témoin, laquelle doit être représentative des conditions qui prévaudront au cours de l'année tarifaire. La théorie réglementaire émet donc l'hypothèse que l'année témoin et l'année tarifaire sont équivalentes en termes de revenus requis et de revenus des ventes. Bien qu'il y ait des avantages, toutes autres choses étant égales par ailleurs, de faire coïncider l'année témoin et

349 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 15.

l'année tarifaire, les deux concepts sont distincts et les périodes de calendrier correspondantes peuvent être différentes.

Dans la décision D-2003-93, la Régie a choisi une année témoin coïncidente avec l'année financière du Distributeur afin d'assurer la transparence, une meilleure qualité de l'information et de simplifier le processus d'établissement de l'ensemble des données budgétaires et réglementaires soumises à la Régie[350].

Pour le présent dossier, comme pour les dossiers ultérieurs, il est important de calculer le tarif sur la base d'une période complète de douze mois de l'année témoin. La Régie est néanmoins sensible à la possibilité que le décalage entre l'année tarifaire et l'année témoin exerce une pénalité sur le Distributeur. Celui-ci devra cependant faire la démonstration que son revenu requis sur la période de l'année tarifaire serait significativement différent de celui évalué sur la période de l'année témoin.

Le Distributeur n'a pas fait une telle démonstration dans le présent dossier. Si c'était le cas dans les dossiers futurs, il pourrait être approprié d'introduire un mécanisme d'ajustement, et la Régie note, à cet égard, les suggestions faites par le Distributeur dans sa réplique et par l'expert Knecht de l'AQCIE/CIFQ. La Régie rappelle que, selon sa décision D-2003-93, le Distributeur pourra proposer des modalités d'ajustement de tarifs, le cas échéant.

Pour ces motifs, la Régie rejette la proposition du Distributeur de récupérer sur les neuf derniers mois de l'année civile la totalité du revenu additionnel requis. Cependant, la Régie réserve les droits du Distributeur de faire une preuve démontrant l'existence d'un écart résultant du décalage entre l'année témoin et l'année tarifaire et de soumettre un mécanisme de prise en compte de cet écart.

En conséquence, les tarifs applicables à compter du 1er avril 2004 devront être établis sur la base du rapport entre le revenu requis 2004 accordé dans la présente décision et le volume des ventes des douze mois de l'année témoin 2004.

---

350 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 14.

Interfinancement

La Régie réfère à l'opinion contenue dans la décision D-2003-93 relative à l'interfinancement[351].

Dans cette décision, la Régie demandait au Distributeur, pour la Phase 2 du présent dossier, de mettre à jour le tableau présentant les indices d'interfinancement pour les années 2002, 2003 et 2004.

La Régie constate que le Distributeur s'est conformé, en Phase 2, aux instructions de la Régie. Le Distributeur mesure l'interfinancement selon l'indice HQD et utilise l'année 2002 comme année de référence. La même méthodologie d'allocation des coûts a été utilisée pour toutes les données présentées pour les années 2002, 2003 et 2004.

La Régie note que l'indice HQD pour 2002 est évalué à 80,2 %. Conformément à la décision D-2003-93, la Régie retient ce pourcentage comme balise de référence dans l'établissement de l'indice HQD des années 2004 et suivantes.

La Régie constate que, dans l'ensemble, l'indice HQD de 2004 est comparable à celui de 2002. Pour la catégorie Domestique, il passe de 80,2 % en 2002 à 80,7 % en 2004. L'écart de 0,5 point de pourcentage a été expliqué par le Distributeur et constitue, selon la Régie, un niveau de fluctuation acceptable.

La Régie note que l'augmentation uniforme des tarifs proposée par le Distributeur ne modifie pas de façon significative les indices d'interfinancement.

La Régie réitère son opinion contenue dans sa décision D-2003-232 et relative à la hausse uniforme et au maintien de l'interfinancement.

> « *Or, comme les données produites en preuve montrent que l'indice HQD s'établirait en 2004 à 80,7 % pour la catégorie « Domestique » à la suite d'une hausse uniforme, comparativement à 80,2 % en 2002, il n'y a pas lieu d'appliquer aux tarifs du Distributeur une correction à l'égard du respect de la mesure de l'interfinancement. La Régie considère donc que, dans le cadre de la présente décision, une hausse uniforme des tarifs respecte les dispositions de la Loi relative au maintien de l'interfinancement.* »[352]

---

351 Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, pages 180-187.

352 Décision D-2003-232, dossier R-3492-2002, 15 décembre 2003, page 21.

Pour ce qui est des contrats spéciaux, le coût de fourniture correspond au tarif prévu au contrat, déduction faite des coûts de transport et de distribution. L'indice d'interfinancement associé à ces contrats spéciaux est donc, de par l'application de la Loi, égal à 100 %.

La Régie note que le Distributeur inclut toutes les catégories tarifaires dans l'analyse de l'interfinancement, y compris les tarifs de gestion de la consommation et de secours et les contrats spéciaux, tel que demandé par la Régie. Le Distributeur fournit les tableaux exigés dans la décision D-2003-93. L'indice HQD est établi à 100 % pour les tarifs de gestion de la consommation et de secours. La Régie considère que cet indice reflète la méthode de répartition des coûts approuvée par la présente décision et la prise en compte d'un compte de frais reportés pour le tarif BT (voir à cet égard la dissidence du régisseur Anthony Frayne à la section 6.3).

En conséquence, la Régie accepte majoritairement la proposition du Distributeur relative à la mesure de l'interfinancement.

Stratégie tarifaire et tarifs proposés

Pour les mêmes motifs, la Régie accepte que les hausses tarifaires soient uniformes entre les catégories de consommateurs. Elle demande au Distributeur de déposer devant la Régie, au plus tard le **8 mars 2004**, à **12 h**, une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision et ce, sous le format de l'annexe 1 de la pièce HQD-9, document 1. Le tableau à la page 9 de la pièce HQD-11, document 1.4, révisée le 10 novembre 2003, correspondant à la nouvelle grille tarifaire, devra également être fourni dans le même délai.

Quant au principe énoncé par l'ACEF de Québec sur le revenu requis et que celle-ci demande à la Régie d'adopter, la Régie considère qu'un tel principe est du ressort du législateur. En tant que tribunal, la Régie se doit d'appliquer la Loi telle qu'elle est écrite.

La Régie considère raisonnable d'établir, par la présente décision, des tarifs générant un revenu qui permet au Distributeur d'atteindre, sur l'année tarifaire 2004-2005, le rendement accordé. La Régie juge que le niveau de la hausse tarifaire accordée concilie l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du Distributeur.

La Régie estime qu'au revenu additionnel requis de 117 M $, accordé au Distributeur par la présente décision, correspond une hausse moyenne de ses tarifs de 1,4 %. Sur la base des données soumises en preuve par le Distributeur, la Régie évalue que cette hausse représente

une augmentation de 1,33 $ par mois pour le client résidentiel moyen et de 1,92 $ par mois pour le client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité.

La Régie fournit, dans le tableau ci-dessous, une synthèse du revenu additionnel requis estimé par la Régie dans le présent dossier, en comparaison avec celui proposé par le Distributeur. Les chiffres présentés prennent en compte la hausse de 3 % accordée par la Régie dans sa décision D-2003-232.

TABLEAU 19
HAUSSE TARIFAIRE ESTIMÉE AUTORISÉE

(en M$)	*Demandés*	*Non reconnus*	*Reconnus*
Revenu requis	9 056	74	8 982
Compte de frais reportés pour le tarif BT *	84	26	58
Contrats spéciaux	535		535
Revenu requis excluant le compte de frais reportés du tarif BT et les contrats spéciaux	8 437	48	8 389
Revenu prévu	8 028		8 028
Hausse de 3% du 1er janvier 2004	244		244
Revenu additionnel requis	165	48	117
Hausse tarifaire autorisée estimée			1,4%

** Le montant de 58 M $ n'est pas complètement reconnu dans la présente décision. Voir le détail des calculs au tableau 21.*

Source : pièce HQD-9, document 1, pages 7, 17 et 18.

Les montants ci-dessus sont estimés à partir de la preuve d'Hydro-Québec et ne tiennent pas compte des impacts des modifications à la base de tarification.

Le revenu additionnel requis définitif devra être établi par le Distributeur à partir des instructions contenues dans la présente décision.

6. COMPTE DE FRAIS REPORTÉS, ENTENTE ET COÛT D'APPROVISIONNEMENT RELATIFS AU TARIF BT

6.1 POSITION DES PARTIES

6.1.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

Création d'un compte de frais reportés

Le Distributeur rappelle que la Régie, dans sa décision D-2002-115, confirme que le tarif BT est considéré comme un tarif de gestion de la consommation, et les volumes qu'il implique ne font pas partie de l'électricité patrimoniale. Dans cette décision, la Régie demande au Distributeur de proposer, après consultation des clients, un nouveau tarif de gestion de la consommation qui serait, entre autres, adapté à la clientèle du tarif BT[353]. Selon l'interprétation du Distributeur, il lui est impossible de modifier le tarif BT sans proposer une alternative au tarif actuel[354].

Le Distributeur annonce que les consultations de la clientèle au tarif BT sont terminées et qu'une requête relative à l'avenir du tarif BT, indépendante du présent dossier, sera déposée à la Régie au plus tard en février 2004. Le Distributeur n'est cependant pas en mesure de dévoiler ses intentions en ce qui a trait au tarif qui sera proposé[355].

Entre-temps, l'engagement du Producteur selon lequel l'approvisionnement du tarif BT sera fourni au prix fixé par le règlement tarifaire, soit 3,32 ¢/kWh, prend fin le 30 novembre 2003. À compter du 1er décembre 2003, le Producteur s'engage à poursuivre la fourniture du tarif BT, à la condition que le prix payé par le Distributeur pour l'alimentation de cette clientèle reflète les conditions de marché[356]. Le Distributeur et le Producteur ont, dès lors, conclu une entente d'approvisionnement par laquelle le tarif BT serait alimenté à un prix de 7,3 ¢/kWh, pour une quantité d'énergie n'excédant pas 2 TWh et à un prix majoré de 10 % pour toute quantité d'énergie au-delà de 2 TWh[357].

Compte tenu de son interprétation de la décision de la Régie, le Distributeur se dit incapable d'intégrer le déficit relié à l'approvisionnement du tarif BT à la hausse tarifaire de 2004. Par

353 NS, volume 32, page 12.
354 NS, volume 32, page 14.
355 NS, volume 31, pages 47-54.
356 Pièce HQD-3, document 2, page 7.
357 Pièce HQD-3, document 2.1, page 3.

ailleurs, cette position est tributaire, notamment, de l'incertitude quant à l'ampleur du déficit et de l'incertitude quant à l'avenir du tarif[358].

Conséquemment, le Distributeur demande à la Régie d'autoriser la création d'un compte de frais reportés à compter du 1er décembre 2003, portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification du Distributeur, afin d'y comptabiliser le déficit correspondant à la différence entre le coût de fourniture payé par le Distributeur pour l'approvisionnement en électricité de la clientèle du tarif BT et le prix correspondant facturé aux clients de ce tarif[359].

Dans le cadre de sa réplique, le Distributeur soumet que la décision D-2002-290 établit que l'encadrement juridique de l'approvisionnement des tarifs de gestion de la consommation n'est pas aussi strict que pour les autres approvisionnements. Par contre, le Distributeur admet que les règles de reconnaissance des coûts des approvisionnements des tarifs de gestion de la consommation, elles, demeurent strictes[360].

Justification du prix prévu à l'entente

Puisqu'il n'existe pas de produit similaire sur le marché, le Distributeur a choisi d'utiliser trois méthodes différentes à des fins de balisage permettant de démontrer que le prix prévu à l'entente est raisonnable. Le balisage comprend une comparaison avec le prix d'un produit cyclable qui a fait l'objet d'un contrat entre le Distributeur et le Producteur approuvé le 19 août 2003 par la Régie[361], les prix d'achat de blocs mensuels à terme sur le marché de la Nouvelle-Angleterre (NEPOOL) et les coûts de production d'une centrale à cycle combiné située dans les marchés limitrophes (évaluations de Merrimack Energy)[362]. Ces coûts se détaillent ainsi : 7,2 ¢/kWh sur le marché à terme du NEPOOL, de 7 à 7,3 ¢/kWh pour le produit cyclable et de l'ordre de 8,2 à 9,1 ¢/kWh pour une turbine à gaz à cycle combiné[363].

Selon le Distributeur, le prix de 7,3 ¢/kWh constitue un prix avantageux par rapport au prix qu'un autre producteur exigerait pour alimenter la charge du tarif BT compte tenu du fait que les clauses de l'entente prévoient que :

- les quantités pouvant être achetées ne sont pas limitées alors que dans chacune des méthodes de balisage utilisées, il faudrait s'engager sur des quantités maximales;

358 NS, volume 32, page 14.
359 La demande, paragraphe 37.
360 NS, volume 33, pages 11-12.
361 Décision D-2003-159, dossier R-3515-2003.
362 Pièce HQD-11, document 1, pages 98-101.
363 Pièce HQD-3, document 2.2, pages 4-12.

- il n'y a pas de programmation des livraisons requises, le Producteur accepte de les constater après coup;
- il n'y a aucune quantité minimale à acheter pendant l'année;
- il n'y a aucune prime fixe à payer, le prix est exprimé en ¢/kWh[364].

Dans les circonstances, le Distributeur croit qu'il s'agit d'un prix juste et raisonnable[365]. Compte tenu du fait que l'entente est conclue avec une unité de l'entreprise qui n'est pas réglementée selon les coûts, il reconnaît que le fardeau de preuve qui lui incombe est de démontrer que l'entente d'approvisionnement qu'il a conclue et le prix qui en découle sont raisonnables. Par ailleurs, il reconnaît que l'évaluation de la raisonnabilité est très stricte dû au fait que, d'une part, il doit transiger avec un unique contractant et que, d'autre part, ce contractant est une unité de la même entreprise intégrée[366].

Le Distributeur argumente que les indicateurs utilisés à titre de balisage font la preuve que le prix négocié reflète adéquatement les conditions du marché et le profil de consommation de la clientèle du tarif BT. Il soumet qu'il n'y a aucun indicateur alternatif sérieux proposé par les intervenants. Le Distributeur relève que l'indicateur utilisé par l'expert de S.É./AQLPA repose sur une hypothèse de stockage qui est inexistante tandis que l'indicateur de la FCSQ est fondé sur l'historique du marché de NYISO. Or, le Distributeur avance que l'historique ne peut constituer une prévision des prix de l'électricité pour 2004[367].

Concernant la valeur du caractère interruptible de la charge du tarif BT, le Distributeur estime qu'il n'est pas pertinent d'en traiter en l'instance. Par contre, si la Régie en décidait autrement, la preuve démontre, selon le Distributeur, que la valeur de l'interruptibilité est marginale[368]. En supposant l'interruption de 600 MW, durant 100 heures, à un prix de 60 $ US/MW pour les mois de janvier et février 2004 sur le marché à terme de New York, le Distributeur estime que la valeur du montant d'achat évité serait de 0,25 ¢/kWh, une fois réparti sur une consommation de 2 TWh[369].

Le Distributeur demande donc à la Régie de :

- reconnaître que le coût d'approvisionnement de la clientèle du tarif BT, découlant de l'entente qu'il a négocié avec Hydro-Québec Production, est raisonnable[370];

364 NS, volume 31, page 24.
365 NS, volume 31, page 25.
366 NS, volume 32, pages 18-19.
367 NS, volume 32, pages 22-23.
368 NS, volume 32, pages 24-25.
369 NS, volume 31, pages 182-184.
370 NS, volume 33, page 16.

- l'autoriser à créer un compte de frais reportés pour y verser l'écart entre ce coût d'approvisionnement et le tarif en vigueur.

6.1.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

L'**ACEF de Québec** considère que la hausse tarifaire requise, pour rembourser le compte de frais reportés du tarif BT, constituera un interfinancement direct d'un tarif de gestion de la consommation de la clientèle d'affaires au détriment de la clientèle domestique. Cette situation va à l'encontre de la Loi.

Également, l'intervenante estime que le Distributeur ne respecte pas la décision de la Régie qui l'oblige à proposer une nouvelle structure tarifaire pour le BT, à la suite d'une consultation et d'une évaluation des coûts véritables. Selon l'ACEF de Québec, le Distributeur cherche à faire, de manière détournée, ce que la décision de la Régie lui interdisait de faire, c'est-à-dire de modifier ou d'abolir le tarif BT de manière unilatérale et avant d'avoir obtenu l'autorisation de la Régie[371]. La Régie doit s'assurer que le Distributeur réponde adéquatement à ses demandes afin que les clients réguliers ne soient pas pénalisés par les choix du Distributeur ni par ses retards de répondre aux demandes de la Régie[372].

Donc, pour l'intervenante, la création d'un compte de frais reportés ne respecterait pas les principes de causalité, d'imputabilité, de traitement équitable des clientèles réglementées, et atténuerait l'interfinancement du secteur domestique, si ce dernier devait assumer le paiement de ce compte[373].

Pour ce qui est de l'entente, l'ACEF de Québec croit que la Régie doit s'assurer que le prix de l'entente est raisonnable et ne comporte pas de marge de profit abusive au détriment des consommateurs. Certains aspects de l'entente devraient être justifiées plus amplement. C'est le cas notamment de la majoration du prix de 10 % en cas de dépassement d'une consommation de 2 TWh et l'utilisation du taux de perte moyen du réseau de 7,8 %[374].

Quant au prix de l'entente, l'ACEF de Québec le trouve exagéré, même en l'absence d'effacement à la pointe, et devrait être réévalué à la baisse par la Régie. De plus, si la

371 Preuve de l'ACEF de Québec, page 31.
372 NS, volume 32, pages 36-37.
373 Preuve de l'ACEF de Québec, page 65.
374 NS, volume 32, page 30.

charge peut effectivement s'effacer à la pointe, la valeur de cet effacement devrait également être prise en compte par la Régie[375].

L'ACEF de Québec recommande à la Régie le rejet de la demande de création du compte de frais reportés pour la raison que le Distributeur n'a pu répondre, dans le délai imparti, aux exigences de la Régie, soit de proposer des modifications au tarif BT, après consultation des clients, qui tienne compte de l'allocation des vrais coûts pour servir cette clientèle de même qu'en considérant les avantages de l'effacement à la pointe[376].

Le témoin de la **FCSQ** estime que les trois méthodes de balisage retenues par le Distributeur pour appuyer le prix de l'entente sont entachées de failles importantes[377].

Tout d'abord, la comparaison avec le contrat cyclable, selon la FCSQ, n'est pas pertinente en l'instance du fait que le contrat cyclable implique l'engagement de ressources pour le fournisseur, et qu'il est basé sur les coûts complets d'une nouvelle centrale. Il faudrait donc retirer du prix convenu environ 1,4 à 1,6 ¢/kWh pour équivaloir aux coûts fixes.

La charge du tarif BT est beaucoup plus prévisible que la charge prévue au contrat cyclable[378]. Étant donné que l'entente constitue un engagement de ressources beaucoup moins lourd que le contrat cyclable, on peut s'attendre à ce que le prix soit également moins élevé[379].

Également, le témoin est d'avis qu'il n'est pas approprié d'utiliser le coût d'une centrale à cycle combiné au gaz naturel pour trouver un indicateur de la valeur fictive de l'énergie dans un contexte de court terme. Pour le témoin, les centrales au gaz naturel représentent les centrales à la marge dans une perspective de long terme. Pour le prix de l'énergie à court terme, d'autres types de centrales ont des coûts d'exploitation plus faibles que les centrales au gaz naturel. En réalité, les centrales au gaz ne fixent le prix du marché que pour les périodes de pointe[380].

En ce qui a trait aux prix de marché de court terme, le témoin de la FCSQ est d'avis que les prix à New York sont généralement moins élevés que ceux des produits comparables en Nouvelle-Angleterre. L'utilisation des prix du marché de la Nouvelle-Angleterre fausse donc

375 NS, volume 32, pages 33-34.
376 NS, volume 31, pages 261-262.
377 Rapport de M. Philip Raphals, page 9.
378 NS, volume 31, pages 290-293.
379 Rapport M. Philip Raphals, page 23.
380 NS, volume 31, pages 291-292.

la comparaison avec le prix de l'entente[381]. Le véritable coût que le Distributeur aurait encouru s'il s'était approvisionné sur le marché de court terme de New York aurait été de 5,2 ¢ à 6,7 ¢/kWh entre 2001 et août 2003, pour une charge pouvant s'effacer. S'il ne peut s'effacer, le coût d'approvisionnement aurait été de 5,2 ¢/kWh à 7,1 ¢/kWh pour la même période[382].

Contrairement à ce qu'avance le Distributeur, FCSQ croit qu'il est possible de développer un modèle prévisionnel de la charge du tarif BT. Même si le modèle ne pouvait pas prévoir la demande au mégawatt près, les écarts cumulatifs devraient s'annuler. Le témoin de l'intervenante reconnaît que le Producteur serait responsable de fournir les écarts de consommation pouvant survenir. Ce service d'équilibrage existe d'ailleurs à New York et ce service est essentiel au fonctionnement du marché[383].

Le témoin de la FCSQ commente le manque d'intérêt apparent du Distributeur à utiliser activement les marchés externes pour réduire son coût d'approvisionnement. Selon lui, le Distributeur pourrait acheter l'électricité sur le NYISO lorsque le prix de cette dernière est inférieur au prix de l'entente[384]. Il conclut que le prix de l'entente semble assez élevé par rapport aux prix de marché[385]. Le témoin n'est pas convaincu que le Distributeur a agi dans le meilleur intérêt de sa clientèle, d'abord en enlevant les mécanismes de contrôle en vue d'abroger le tarif sans en demander l'autorisation à la Régie, et en signant une entente à un prix aussi élevé[386].

En argumentation, FCSQ mentionne qu'il est nécessaire d'attribuer une valeur à l'effacement de la pointe et que les consommateurs ne devraient pas en assumer le coût puisque ce coût relève d'une décision d'Hydro-Québec de retirer les équipements nécessaires pour permettre l'effacement[387].

L'intervenante considère que la démarche du Distributeur pour prouver la justesse du prix de l'entente a été faible et qu'il en aurait coûté moins cher de s'approvisionner sur le marché de New York. L'intervenante rappelle que le Distributeur n'a pas prouvé l'impossibilité d'aller sur le marché new-yorkais[388]. Également, la preuve ne permet pas d'établir clairement quelle est la valeur marchande de l'énergie pour le Producteur, c'est-à-dire quel serait le prix que le

381 Rapport M. Philip Raphals, page 13.
382 Rapport M. Philip Raphals, page 24.
383 NS, volume 31, pages 295-298.
384 NS, volume 31, pages 312-313.
385 NS, volume 31, pages 300-304.
386 NS, volume 31, page 308.
387 NS, volume 32, pages 51-52.
388 NS, volume 32, pages 58-61.

Producteur pourrait obtenir sur les marchés[389]. Puisqu'on n'arrive pas à déterminer précisément la justesse du prix, l'intervenante estime que le consommateur en général ne devrait pas en supporter les frais[390].

S.É./AQLPA est d'avis que, pour que la Régie reconnaisse comme nécessaires les montants globaux de dépenses qui résultent d'un contrat d'approvisionnement entre le Producteur et le Distributeur pour les ventes au tarif BT, le prix d'approvisionnement négocié devrait se rapprocher le plus possible des conditions du marché. L'intervenant estime que ce n'est pas le cas ici[391].

En fait, l'intervenant s'étonne que le Distributeur n'examine pas le scénario où il achèterait lui-même l'énergie requise sur les marchés en période hors pointe et la stockerait dans les réservoirs du Producteur pour ainsi pouvoir répondre à la courbe de consommation de la clientèle du tarif BT. L'intervenant estime que le prix de l'énergie selon cette approche serait de l'ordre de 5,4 à 6,2 ¢/kWh, plus le coût de transport hors Québec, lorsque applicable. L'intervenant conclut donc que le prix proposé ne reflète pas le prix de marché[392].

La demande de création d'un compte de frais reportés pour y cumuler le déficit du tarif BT semble principalement découler d'une stratégie visant à ne pas retarder le processus d'augmentation tarifaire en 2003 et/ou 2004. Pour diverses raisons principalement reliées à la disposition du compte de frais reportés, l'intervenant recommande donc de ne pas en autoriser la création[393].

Le **GRAME** considère que même si certains aspects du balisage peuvent être critiquables, la preuve du Distributeur montre que le prix de l'entente reflète l'ordre de grandeur des prix du marché[394].

L'**UPA** indique que la preuve de la FCSQ a jeté un discrédit important sur la raisonnabilité du prix de l'entente[395].

La majorité des autres intervenants prêchent pour le statu quo jusqu'à ce qu'une nouvelle proposition pour le tarif BT soit déposée par le Distributeur.

---

389 NS, volume 32, page 61.
390 NS, volume 32, page 62.
391 Pièce S.É.-AQLPA-4, document 8, page ii.
392 Pièce S.É.-AQLPA-4, document 8, pages 8-12.
393 Pièce S.É.-AQLPA-4, document 8, pages 27-28.
394 NS, volume 32, page 226.
395 NS, volume 32, page 138.

Certains intervenants, dont **UC**[396] et UPA[397], remettent en cause l'objectivité et la transparence de la négociation survenue entre le Producteur et le Distributeur. Pour certains, l'entente devrait faire l'objet d'une demande spécifique d'approbation par la Régie.

UC argumente que, puisque l'ensemble des consommateurs ne retire aucun bénéfice associé au tarif BT, il ne devrait pas être tenu d'en supporter les frais[398].

6.2 OPINION MAJORITAIRE DE LA REGIE

Création d'un compte de frais reportés

La Régie reconnaît que, le tarif BT n'ayant pas été modifié ou abrogé, le Distributeur a l'obligation de fournir le service d'électricité à cette clientèle. La Régie constate que depuis le 1er décembre 2003, le Distributeur ne dispose plus, comme auparavant, d'un approvisionnement à un coût de 3,32 ¢/kWh. La Régie note que le Distributeur fera face à un déficit occasionné par un coût d'approvisionnement supérieur au prix de l'énergie prévu au tarif BT en vigueur.

Selon la Régie, le statu quo préconisé par certains intervenants n'est plus approprié. Dans sa décision D-2002-290, si la Régie a dit, à titre d'*obiter dictum*, que la création d'un compte de frais reportés était illogique et inappropriée, c'est que le contexte de cette requête était différent du présent dossier. En effet, dans le cas présent, le dépôt d'une nouvelle requête relative au tarif de gestion de la consommation est imminent et la période de gel des tarifs d'Hydro-Québec est terminée. Dans le cadre du dossier sur la demande de dispense (dossier R-3490-2002), le Distributeur ne pouvait contourner le gel tarifaire par la création d'un compte de frais reportés.

Selon la Régie, il est important que la problématique entourant le tarif BT soit résolue. Une approche pragmatique s'impose. La création d'un compte de frais reportés apparaît comme une solution acceptable pour les fins d'établissement du revenu requis dans le contexte actuel, dans la mesure des limites imposées.

Le recours à la création d'un compte de frais reportés pour une telle situation est particulier mais pas unique en réglementation économique. La Régie prend pour exemple la récupération sur plusieurs années des « stranded costs », découlant de la mise au rancart

396 NS volume 32, page 117.
397 NS, volumes 32, pages 136-137.
398 NS volume 32, page 108.

d'équipements de production désuets mais non complètement amortis, imposée par plusieurs juridictions nord-américaines lors de la mise en place de nouvelles conditions de marché. La Régie rappelle que, par le passé, elle a autorisé à plusieurs reprises la création de comptes de frais reportés et ce, tant pour les distributeurs gaziers que pour le distributeur d'électricité. En effet, la base de tarification de SCGM, telle que présentée à son dernier dossier tarifaire[399], comporte dix-sept comptes de frais reportés de diverses natures. De même, dans la base de tarification de Gazifère[400], on dénombre deux comptes de frais reportés et la base de tarification du Distributeur[401] en contient six. Le Distributeur d'électricité a profité récemment d'un compte de frais reportés pour le plan global d'efficacité énergétique.

Cependant, la Régie tient absolument à ce que cette situation particulière, et la mesure qui l'accompagne, ne perdurent pas outre mesure, faisant en sorte de limiter le montant qui en résultera. La Régie prend acte que le Distributeur a annoncé en audience qu'il soumettrait sa nouvelle proposition relative à l'avenir du tarif BT ou à ses substituts au plus tard en février 2004 et qu'il souhaitait que sa demande soit traitée par la Régie dans un dossier indépendant du présent dossier tarifaire. La présente formation laisse donc aux soins de la formation qui sera saisie d'un dossier complet portant sur l'avenir du tarif BT la tâche de juger de la pertinence de permettre au Distributeur de verser dans un compte de frais reportés, au-delà du 31 mars 2004, le déficit associé au coût d'approvisionnement du tarif BT.

En conséquence, la Régie autorise le Distributeur à créer un compte de frais reportés hors base, portant intérêt au taux moyen du coût en capital, et à y comptabiliser, au cours de la période allant du 1er janvier 2004 au 31 mars 2004, le déficit correspondant au coût d'approvisionnement en électricité de la clientèle du tarif BT. La Régie accepte aussi la demande du Distributeur de ne pas aborder, dans le présent dossier, les modalités relatives à la disposition du solde de ce compte, même si ces aspects sont habituellement traités conjointement avec la création du compte.

En conséquence, la Régie juge qu'il est prématuré de prendre en considération le lien de causalité des coûts versés au compte. Il en est de même pour le respect des balises et restrictions relatives à l'interfinancement. La formation suivante en disposera de la façon la plus appropriée, et la présente formation ne peut présupposer des clientèles qui, le cas échéant, seraient mises en cause.

Par ailleurs, par souci de cohérence dans le cadre du présent dossier tarifaire, reposant sur l'année témoin projetée 2004, la Régie considère que le déficit occasionné par le coût

399 Décision D-2003-180, dossier R-3510-2003, 26 septembre 2003.
400 Décision D-2003-243, dossier R-3514-2003, 19 décembre 2003.
401 Pièce HQD-6, documents 1, 2, 3 et 4, page 2.

d'approvisionnement en électricité de la clientèle du tarif BT au cours du mois de décembre 2003 n'a pas à être inclus dans le compte de frais reportés. Ce manque à gagner est ainsi traité de façon comparable au déficit associé à l'ensemble des tarifs du Distributeur constaté en 2003.

Coût d'approvisionnement pour le tarif BT

Le balisage présenté par le Distributeur au soutien du coût de 7,3 ¢/kWh ne convainc pas la Régie que le coût d'approvisionnement négocié avec le Producteur est un coût juste et raisonnable.

D'une part, le Distributeur indique que ni l'effacement de la pointe ni la possibilité de rappel prévus au tarif BT n'ont été considérés lors de ses négociations avec le Producteur, étant donné que, dans les faits, la fourniture n'est pas interruptible pour l'année 2004 et qu'il n'y a pas d'effacement à la pointe. D'autre part, la Régie retient, dans la présente décision, la proposition du Distributeur en matière d'allocation de coûts de transport et de distribution, laquelle suppose un tarif BT qui s'efface à la pointe, tel que prévu au Règlement tarifaire numéro 663 du Distributeur, et qui, donc, ne supporte aucun de ces coûts.

De plus, la Régie note que le Distributeur ne semble pas avoir démontré d'intérêt pour s'approvisionner sur les marchés externes alors que l'échéance du 1er décembre 2003 était connue de longue date. Cette inaction laissait le Distributeur aux prises avec une seule possibilité d'approvisionnement.

La Régie tient compte du fait que le tarif BT, à titre de tarif de gestion de la consommation, n'est pas admissible à l'électricité patrimoniale. Par cohérence pour l'ensemble du présent dossier, la Régie estime qu'il faut reconnaître pour le tarif BT un coût d'approvisionnement correspondant à un produit doté des mêmes attributs d'effacement en pointe et de rappel que ceux utilisés aux fins d'allocation des coûts de transport et de distribution, et définis au Règlement tarifaire numéro 663 du Distributeur.

Certains intervenants fournissent cependant des pistes de réduction significative des coûts associés, notamment à l'effacement de la pointe et à l'approvisionnement partiel sur le marché du nord-est américain.

FCSQ, pour sa part, estime qu'il en aurait coûté au Distributeur entre 5,2 et 6,7 ¢/kWh, s'il avait acquis l'approvisionnement requis pour un tarif BT interruptible sur le marché de court terme de New York entre 2001 et 2003. Pour un tarif BT non interruptible, ce coût

d'approvisionnement aurait varié de 5,2 à 7,1 ¢/kWh. À tous ces coûts, il faut ajouter le coût des services ancillaires.

S.É./AQLPA estime qu'un approvisionnement sur les marchés américains aurait coûté, en moyenne, entre les mois d'août 2000 et 2003, 4,1 ¢/kWh, auquel coût devrait être ajoutés de 1 à 2 ¢/kWh à titre de frais pour le service de stockage.

De son côté, le Distributeur a également mis en preuve des évaluations de coûts d'approvisionnement à des fins de balisage du prix de l'entente. Ces coûts se détaillent ainsi : 7,2 ¢/kWh sur le marché à terme du NEPOOL, de 7 à 7,3 ¢/kWh pour le produit cyclable et de l'ordre de 8,2 à 9,1 ¢/kWh pour une turbine à gaz à cycle combiné. Ces coûts représentent cependant des ententes à long terme et le témoin de la FCSQ suggère de leur retirer la valeur des coûts fixes, soit 1,4 à 1,6 ¢/kWh.

En réponse à une demande de la Régie, le Distributeur évalue également que la valeur de l'interruption sur les marchés à terme pourrait être de l'ordre de 0,25 ¢/kWh.

La Régie retient des évaluations des participants que le coût d'approvisionnement correspondant à un produit doté des mêmes attributs d'effacement en pointe et de rappel devrait se situer entre 5 et 7 ¢/kWh. Sur la base de ces analyses, la Régie estime que le prix de 6,0 ¢/kWh est raisonnable pour le fins du calcul du déficit qui sera comptabilisé dans le compte de frais reportés.

La Régie tient également à rappeler au Distributeur que lors de la signature d'ententes d'approvisionnement avec des producteurs, et plus particulièrement lorsqu'un de ceux-ci lui est associé, il lui incombe, non seulement de défendre les intérêts des consommateurs québécois, mais aussi de faire la preuve de façon non équivoque qu'il s'est acquitté de cette tâche.

En résumé, la Régie autorise le Distributeur à créer un compte de frais reportés hors base, portant intérêts au taux moyen du coût du capital. Elle l'autorise à y comptabiliser, au cours de la période allant du 1er janvier 2004 au 31 mars 2004, le déficit correspondant au coût d'approvisionnement en électricité de la clientèle du tarif BT. Ce déficit correspond à l'écart constaté entre :

- d'une part, la quantité d'électricité livrée à la clientèle du tarif BT au cours de la période, majorée d'un taux de pertes de transport et de distribution de 7,8 %, multipliée par le coût d'approvisionnement reconnu par la Régie de 6,0 ¢/kWh; et
- d'autre part, la quantité d'électricité livrée à la clientèle du tarif BT au cours de la période multipliée par le prix de l'énergie en vigueur, soit 3,42 ¢/kWh.

Le tableau suivant présente, sur la base des ventes projetées au tarif BT pour 2004, une évaluation des sommes qui pourront être versées au compte de frais reportés. La Régie reconnaît que, en fonction des ventes réelles constatées, les montants portés au compte pourront différer de cette évaluation.

TABLEAU 20

COÛT DE FOURNITURE POUR LE TARIF BT

		GWh (incluant les pertes de 7,8%)	*¢/kWh*	*M$*
Selon la requête	2004	1 982	7,3	144,7
Approuvé		1 982	6,0	118,9
			1,3	25,8

Calculé à partir de la pièce HQD-3, document 2, page 12, révisée le 10-11-2003

TABLEAU 21

COMPTE DE FRAIS REPORTÉS POUR LE TARIF BT

		(M$)
Selon la requête		95,2
Décembre 2003	non-reconnu	-11,5
Coût de fourniture	fixé à 6 ¢	-25,8
		57,9
Décision suspendue	pour avril à décembre 2004	-34,4
Montant approuvé		23,5

Calculé sur la base des prévisions de ventes au dossier. Les montants versés au compte de frais reportés correspondront aux ventes réelles constatées.

Source : pièce HQD-3, document 2, page 12

6.3 OPINION DISSIDENTE DU REGISSEUR ANTHONY FRAYNE

Avec respect pour l'opinion contraire et pour des motifs que je ferai valoir ultérieurement, je ne partage pas l'opinion de mes collègues sur, premièrement, la création d'un compte de frais reportés à la section 6.2 et, deuxièmement, sur la conclusion relative à l'indice d'interfinancement des tarifs de gestion de la consommation à la section 5.2.

D'abord, je rejetterais la demande visant à autoriser la création d'un compte de frais reportés afin d'y comptabiliser le déficit occasionné par le coût de fourniture de l'électricité du tarif BT.

Subsidiairement, je réduirais le coût de fourniture de l'électricité du tarif BT servant à calculer le montant du déficit.

Quant à la conclusion relative à l'indice d'interfinancement des tarifs de gestion de la consommation, je suis d'avis que la mesure de cet indice, dans le présent dossier, n'est pas égale à 100 %.

7. DONNÉES À PRÉSENTER DANS LE RAPPORT ANNUEL À LA RÉGIE

7.1 POSITION DES PARTIES

Dans le cadre de l'application de l'article 75, le Distributeur a déposé les informations demandées en Phase 1[402].

7.2 OPINION DE LA REGIE

La Régie juge que l'information déposée est globalement conforme à ses exigences. L'information requise dans le cadre de l'article 75 vise à comparer les résultats historiques réels aux données prévisionnelles utilisées dans l'établissement des tarifs. La Régie s'attend à ce que le format des données présentées et la qualité des explications jointes facilitent cette comparaison.

---

[402] Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, page 195.

Les informations soumises aux documents HQD-10, documents 1, 2 et 3 facilitent la compréhension des résultats présentés au rapport annuel avec ceux faisant l'objet d'un examen dans le cadre d'un dossier tarifaire. Ces informations devront être déposées dans chacun des rapports annuels en vertu de l'article 75.

De plus, l'étude des informations présentées mène la Régie à conclure que certaines données supplémentaires lui sont nécessaires pour comprendre la comparaison réel-prévisionnel présentée dans ce dossier. Les informations supplémentaires suivantes devront être présentées dans le rapport annuel 2003 :

- conciliation du taux de capitalisation réglementaire[403] d'Hydro-Québec avec le taux de capitalisation pour Hydro-Québec non consolidée et consolidée[404]. La conciliation des montants devra inclure à la fois le numérateur et le dénominateur du calcul;
- explications des écarts entre le cadre financier réglementaire et le revenu requis approuvé, à compter du rapport annuel 2004 seulement.

8. FRAIS DES INTERVENANTS

La Régie demande aux intervenants admissibles de lui faire parvenir, au plus tard le **26 mars 2004,** à **12 h**, avec copie à l'attention du Distributeur dans le même délai, leurs réclamations de frais. Ces demandes devront être associées aux travaux effectués dans le cadre de la Phase 2 du présent dossier et dont la preuve fut déclarée close le 15 décembre 2003.

La Régie demande également aux intervenants de procéder à une facturation séparée des frais relatifs à :

- la rencontre technique du 26 août 2003;
- l'audience des 28 et 29 août 2003; et
- l'audience du 14 novembre au 15 décembre 2003.

La Régie précise qu'elle examinera les réclamations de frais en se référant au Guide, adopté en vertu de la décision D-2003-183[405], et selon les paramètres précisés dans certaines de ses décisions rendues ou lettres transmises par son secrétaire dans le cadre du présent dossier. La

403 Pièce HQD-10, document 3, page 4.
404 Rapport annuel 2001 du Distributeur, pièce HQD-2, document 1, page 7.
405 Décision D-2003-183, dossier R-3500-2002, 2 octobre 2003.

Régie invite les intervenants à tenir compte de ces précisions lors de la formulation de leurs réclamations.

Pour la rencontre technique du 26 août 2003, la Régie retient les montants autorisés par sa décision D-2003-138, soit :

> « - *pour la réunion technique du 26 août 2003, un nombre maximal pour les services d'analystes n'excédant pas 2 journées, incluant la préparation et la présence à la réunion, pour un maximum de 2 personnes par intervenant, sur la base de 8 heures par jour, soit 32 heures;* »[406]

Pour les travaux de la Phase 2 du présent dossier relatifs à l'audience des 28 et 29 août 2003, la Régie se conforme à sa lettre du 18 août 2003 dont l'annexe est reproduite ci-dessous :

> « *La Régie établit, pour la présente audience, les bornes maximales suivantes, dont la portion relative à la présence en audience sera ajustée en fonction de la durée effective de l'audience :*
>
> - *pour les services d'analystes, un nombre maximal n'excédant pas 3 journées, incluant la préparation et la présence en audience, sur la base de 8 heures par jour, soit 24 heures;*
> - *pour les services d'avocats, un nombre maximal n'excédant pas 3 journées, incluant la préparation et la présence en audience, sur la base de 8 heures par jour, soit 24 heures;*
>
> *un budget maximal pour les autres dépenses équivalant à 5 % de l'enveloppe d'honoraires soumise; pour les groupes de personnes réunis, le maximum est établi à 6 %;*
>
> *les taxes applicables selon le statut fiscal de l'intervenant.* »[407]

Pour l'audience couvrant la période du 14 novembre 2003 au 15 décembre 2003, la Régie s'appuie sur le temps effectif consacré à l'audience, soit 11 jours et 2 demi-journées et, d'autre part, sur les bornes maximales admissibles définies selon le Guide. Elle ne retient donc pas les paramètres fixés dans la décision D-2003-138, aux pages 10 et 11.

Enfin, pour ce qui est des honoraires d'experts et d'avocat de la Coalition, la Régie réfère à la décision D-2003-184 relative à l'octroi à la Coalition des frais préalables de 20 000 $:

---

406 Décision D-2003-138, dossier R-3492-2002, 7 juillet 2003, page 10.

407 Lettre de la Régie, 18 août 2003, Annexe.

> « *Dans le contexte particulier du présent dossier, en considération du regroupement de plusieurs intervenants au sein de la Coalition et sous réserve de l'utilité, de la pertinence et du caractère raisonnable des coûts, la Régie accepte le principe du remboursement des honoraires d'experts de la Coalition à un taux n'excédant pas 300 $ l'heure*.»[408]

Tenant compte des critères d'examen précités, chaque intervenant admissible devra énoncer, de façon précise et détaillée, dans sa réclamation, les motifs pour lesquels sa participation devrait être jugée utile aux délibérations de la Régie.

Le Distributeur devra formuler ses objections ou commentaires au plus tard le **16 avril 2004** à **12 h**. Les intervenants auront jusqu'au **30 avril 2004** à **12 h** pour soumettre une réplique aux commentaires du Distributeur.

VU ce qui précède;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*[409];

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE en partie la demande d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution;

APPROUVE globalement, pour le présent dossier, les modifications et ajouts apportés à la méthode de répartition des coûts soumise à la pièce HQD-8, document1;

AUTORISE en partie les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution d'électricité pour l'année 2004 et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi jusqu'à concurrence de 499,0 M $ et **DEMANDE** au Distributeur de produire au plus tard le **8 mars 2004** à **12 h** les budgets d'investissements retenus par catégories;

---

408 Décision D-2003-184, dossier R-3492-2002, 2 octobre 2003, page 13.

409 L.R.Q., c. R-6.01.

APPROUVE les soldes des bases de tarification 2002 et 2003 tels que présentés par le Distributeur;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, le taux de rendement, le coût en capital prospectif, les revenus requis pour l'année témoin 2004 et la modification uniforme des tarifs applicable au 1er avril 2004 jusqu'à ce qu'elle ait reçu du Distributeur, au plus tard le **8 mars 2004** à **12 h**, les informations requises par la présente décision, qui tiendront compte des montants non reconnus dans l'établissement des revenus requis;

AUTORISE la création d'un compte de frais reportés pour la période du 1er janvier 2004 au 31 mars 2004, portant intérêts au taux autorisé sur la base de tarification du Distributeur afin d'y comptabiliser le déficit occasionné par le coût de fourniture de l'électricité du tarif BT tel qu'établi dans la présente décision;

RÉITÈRE tous et chacun des éléments décisionnels contenus aux sections « Opinion de la Régie » de la présente et **ORDONNE** au Distributeur de s'y conformer;

DEMANDE au Distributeur de déposer au plus tard le **8 mars 2004** à **12 h** une nouvelle grille tarifaire conforme aux exigences contenues dans la présente décision et ce, sous le format de l'annexe 1 de la pièce HQD-9, document 1;

DEMANDE au Distributeur de mettre à jour le texte de ses tarifs dans un document qui intégrera au texte du Règlement tarifaire numéro 663 les textes des tarifs qui ont été modifiés ou ajoutés depuis le 1er mai 1998. Ce document devra être conçu à des fins de diffusion et déposé à la Régie pour approbation, au plus tard 90 jours après l'approbation par la Régie de la nouvelle grille tarifaire;

AUTORISE le dépôt par les intervenants admissibles de leur réclamation de frais, selon l'échéancier et les conditions et modalités prévus à la section 8 de la présente décision;

RÉSERVE sa décision sur l'utilité de la participation des intervenants et sur l'établissement des quantum de frais devant leur être accordés.

Normand Bergeron
Vice-président

Anthony Frayne
Régisseur

Marc-André Patoine
Régisseur

Liste des représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M. Vital Barbeau et M. Richard Dagenais;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jacques Marquis;
- Association des gestionnaires de parcs immobiliers en milieu institutionnel (AGPI) représentée par M. Gilbert Desmarais;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M^{e} Marie-Claude Perron;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^{e} Guy Sarault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Union des municipalités du Québec (FCEI/UMQ) représenté par M^{e} André Turmel;
- Fédération des commissions scolaires du Québec (FCSQ) représentée par M^{e} Pierre Bérubé;
- Gazifère Inc. (Gazifère) représentée par M^{e} Louise Tremblay;
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) représentée par M. Jean-Marc Rousseau;
- Grand Conseil des Cris (Eeyou Ishchee)/Administration régionale crie (GCC) représenté par M^{e} Johanne Mainville;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M. Razi Shirazi et M. Jean-François Lefebvre;
- Hydro-Québec représentée par M^{e} Éric Fraser et M^{e} Jacinte Lafontaine;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^{e} Yves Fréchette;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^{e} Pierre Tourigny;
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) représentée par M^{e} Jocelyn B. Allard;
- 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} Claude Tardif;
- Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M^{e} Marie-Andrée Hotte;
- M^{e} Richard Lassonde pour la Régie de l'énergie.