



DÉCISION

**DANS L’AFFAIRE D’UNE demande relative à
une audience pour étudier la modification
des frais, des taux et des droits de *la*
Corporation de distribution et service à la
clientèle Énergie NB**

Le 22 février 2008

**COMMISSION DE L’ÉNERGIE ET DES SERVICES PUBLICS
DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

DANS L’AFFAIRE D’UNE demande relative à une audience pour étudier la modification des frais, des taux et des droits de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB

COMMISSION :

PRÉSIDENT : Raymond Gorman, c.r.

VICE-PRÉSIDENT : Cyril Johnston

MEMBRES : Donald Barnett
Roger McKenzie
Constance Morrison
Yvon Normandeau

CONSEIL: Ellen Desmond

PARTIE DEMANDERESSE :

Corporation de distribution et service
à la clientèle Énergie NB
(« la Corporation de distribution ») Terrance Morrison
Edward Keyes

INTERVENANTS FORMELS :

Conseil de la conservation du Nouveau-
Brunswick (« CCNB ») David Coon
Scott Kidd

Enbridge Gas Nouveau-Brunswick
(« EGNB ») David MacDougall

Irving Oil Limited (« IOL ») Gordon Nettleton

JD Irving Pulp and Paper Group
(« JDI ») Wayne Wolfe

Manufacturiers et Exportateurs du Canada
Division du Nouveau- Brunswick
(« MEC ») Gerald Lawson

New Brunswick Municipal Electric
Utility Association (« UM ») Peter Zed, c.r.

Vibrant Communities Saint John
(« VCSS »)

Kurt Peacock

À titre personnel

Dr Kenneth Sollows

Intervenant public

Daniel Thériault

Intervenants informels :

Alliance agricole du Nouveau-Brunswick

Association des produits forestiers du Nouveau-Brunswick

Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick

Flakeboard Company Limited

Ministère de l'Énergie

Ville de Miramichi

Terry MacDonald

Saint John Board of Trade

Times and Transcript

TABLE des MATIÈRES

| | |
|---|----|
| INTRODUCTION..... | 1 |
| MOTIONS PRÉLIMINAIRES..... | 2 |
| BESOIN EN REVENUS..... | 11 |
| ACHAT D'ÉNERGIE..... | 11 |
| Ajustements selon le debit d'électricité..... | 13 |
| Mur d'eau de Belledune..... | 14 |
| Coûts de couverture et de carburant..... | 18 |
| Producteurs sans vocation de service public..... | 21 |
| Bénéfices liés à l'exportation..... | 23 |
| Règlement PDVSA | 25 |
| Dépenses inhérentes à l'achat d'énergie..... | 27 |
| TRANSPORT..... | 28 |
| EXPLOITATION, ENTRETIEN et ADMINISTRATION..... | 28 |
| AMORTISSEMENT..... | 30 |
| TAXES, excluant les paiements en remplacement d'impôts..... | 31 |
| INTÉRÊT..... | 31 |
| BÉNÉFICE NET..... | 32 |
| PAIEMENT EN REMPLACEMENT D'IMPOT..... | 34 |
| TOTAL DU BESOIN EN REVENUS..... | 35 |
| RISTOURNE..... | 35 |
| PRÉVISION DE LA CHARGE..... | 37 |
| RÉPARTITION DES COÛTS..... | 38 |
| RATIO REVENU-COÛTS..... | 40 |
| BESOIN EN REVENUS POUR CHAQUE CATÉGORIE D'USAGERS..... | 45 |
| CONCEPTION TARIFAIRE..... | 45 |
| TAUX RÉSIDENTIELS..... | 45 |
| Frais de service..... | 45 |
| Frais d'électricité..... | 47 |
| Fermes..... | 49 |

| | |
|--|----|
| TAUX DES CATÉGORIES USAGE GÉNÉRAL..... | 50 |
| TAUX DES PETITES INDUSTRIES..... | 51 |
| TAUX DES GRANDES INDUSTRIES..... | 51 |
| TAUX DES VENTES EN GROS..... | 51 |
| AUTRES TAUX..... | 52 |
| AUTRES QUESTIONS..... | 52 |
| GESTION DE LA CONSOMMATION..... | 52 |
| TRANSACTIONS AFILÉES..... | 53 |
| DROITS D’USAGE..... | 55 |
| COMPTE DIFFÉRÉ – RÈGLEMENT PDVSA..... | 55 |
| ANNEXE A – REVENUE REQUIREMENT FOR 2007/2008..... | 65 |
| ANNEXE B – REVIEW OF REVENUE REQUIREMENT & INTERIM RATE INCREASES..... | 66 |
| ANNEXE C – REVENUE REQUIREMENT BY CUSTOMER CLASS..... | 67 |
| ANNEXE D – ADJUSTMENT TO THE PDVSA SETTLEMENT BENEFITS..... | 68 |

INTRODUCTION

La Corporation de distribution a introduit une requête auprès de la Commission des entreprises de service public (la « Commission »), le 19 avril 2007, pour obtenir une audience afin d'étudier la modification de ses frais, de ses taux et de ses droits. Cette requête a été introduite en vertu de l'article 101 de la *Loi sur l'électricité*, chapitre E-4.6, tel que modifié (la « *Loi sur l'électricité* »).

La Commission a la responsabilité de s'assurer que les taux sont justes et raisonnables. Si, à la fin de l'audience, la Commission n'est pas convaincue que les taux proposés sont justes et raisonnables, elle devra établir des taux qu'elle jugera justes et raisonnables.

Pour déterminer ce qui représente des taux justes et raisonnables, la Commission doit prendre en compte le besoin en revenus de la Corporation de distribution pour l'année. Le besoin en revenus est le montant requis pour permettre à la Corporation de distribution de couvrir ses frais, incluant un niveau approprié de gains nets et de taxes. Dans sa décision, la Commission étudiera les coûts de la Corporation de distribution et déterminera le besoin en revenus approprié.

En plus d'étudier le besoin en revenus de la Corporation de distribution, la Commission peut également se pencher sur d'autres questions, incluant les politiques de comptabilité et financières de la Corporation de distribution, la répartition proposée des coûts pour les catégories d'usager et les questions liées à la conception tarifaire. Les parties présenteront leur position respective sur chacune de ces questions au cours de l'audience, chacune d'elles étant traitée dans cette décision.

La Corporation de distribution établit différents taux selon la catégorie d'usagers, qu'il s'agisse de la catégorie Résidentiel, Usage général, Grandes industries, etc. La Commission juge important de tenir compte dans sa décision du ratio revenu-coûts pour les différentes catégories d'usager.

La Corporation de distribution répartit ses coûts entre les différentes catégories d'usager selon une méthodologie approuvée par cette Commission le 21 décembre 2005. Le but de ce processus est de répartir dans chaque catégorie les coûts qui y sont occasionnés. La Corporation de distribution obtient un montant total pour les coûts répartis dans chaque catégorie. Pour obtenir un ratio revenu-coûts, il faut diviser le montant du revenu total de la catégorie par les coûts répartis dans cette catégorie. Une catégorie dont la répartition des coûts équivaut au revenu de la Corporation de distribution obtient un ratio revenu-coûts de 1,00. Une catégorie dont le ratio revenu-coûts est supérieur à 1,00 signifie que le revenu de la Corporation de distribution est supérieur aux coûts occasionnés par cette catégorie. Une catégorie dont le ratio revenu-coûts est inférieur à 1,00 signifie que le revenu de la Corporation de distribution est inférieur aux coûts occasionnés par cette catégorie.

Parce que la répartition des coûts n'est pas une science exacte, la Commission estime qu'un ratio se situant entre 0,95 et 1,05 est un objectif approprié pour chaque catégorie. Toutefois, un bon nombre de catégorie ont un ratio qui se situe à l'extérieur de cette fourchette. Dans cette décision, la Commission cherchera à ramener les catégories extrêmes à l'intérieur de la fourchette-cible.

MOTIONS PRÉLIMINAIRES

La requête incluait également deux motions. La première motion demandait à la Commission de rendre une ordonnance provisoire en vertu de l'article 40 de la *Loi sur l'électricité* relative à une augmentation de 9,6 pour cent pour toutes

les catégories tarifaires d'électricité, mis à part la location des chauffe-eau et les frais de raccordement qui seraient de 3 pour cent à partir de la date de l'ordonnance provisoire jusqu'à ce que la Commission n'en décide autrement.

Une audience publique relative à cette motion a eu lieu le 31 mai 2007, au cours de laquelle la Commission a entendu les plaidoyers relatifs à l'approbation éventuelle de cette requête. Après mûre réflexion, la Commission a ordonné, le 1er juin 2007, que les modifications tarifaires provisoires demandées par la Corporation de distribution entrent en vigueur à partir du 8 juin 2007, jusqu'à ce qu'une ordonnance finale soit rendue par la Commission ou jusqu'au 31 mars 2008, à défaut d'une décision à ce moment. Les principales raisons à l'appui de cette décision étaient les suivantes :

- (a) La Commission était d'avis que les décisions provisoires devaient être prises rapidement, à partir d'éléments de preuve souvent insuffisants pour rendre une décision finale ;
- (b) La Commission jugeait que Distribution et Service à la clientèle Énergie NB avait fait la preuve *prima facie* que sa demande est raisonnable ; et
- (c) Si la décision finale déterminait que les taux provisoires étaient trop élevés, la Commission ordonnerait à la Corporation de distribution de prendre les mesures nécessaires pour rembourser les revenus perçus en trop. Cependant, si la décision finale déterminait que les taux provisoires étaient trop bas, la Corporation de distribution ne pourrait récupérer les pertes encourues.

La deuxième motion présentée par la Corporation de distribution (la « deuxième motion ») demandait à la Commission :

« de déterminer, lors de l'audience relative à cette demande, s'il est approprié de tenir compte des éléments de preuve pour établir le caractère raisonnable de la production et de certains autres coûts qui sous-tendent le besoin en revenus de la partie demanderesse pour l'exercice de référence 2007/2008. »

Le 23 mai 2007, l'intervenant public a déposé la motion suivante :

« Que la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick obtienne la compétence des ententes d'achat d'énergie et des conventions sur le niveau de service conclues par la Corporation de distribution. »

JD Irving Pulp and Paper Group (JDI) a déposé la motion suivante le 4 juin 2007 :

« Que la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick ordonne à la Corporation de distribution de distribuer ses états financiers, à tout le moins de façon trimestrielle. Ces états financiers devraient être distribués au plus tard 30 jours suivant la fin de la période déterminée. »

Une journée réservée à l'audition de la deuxième motion de la Corporation de distribution, des motions de l'intervenant public et de JDI a eu lieu le 21 juin 2007.

Ces trois motions émanent de la restructuration de l'industrie de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Cette restructuration a permis de créer la Corporation de distribution, une « corporation séparée » responsable de distribuer l'électricité aux usagers du Nouveau-Brunswick. La restructuration a également créer un certain nombre d'autre corporations chargées de tâches relevant autrefois d'une seule compagnie, à savoir la Corporation Énergie Nouveau-Brunswick. Ces nouvelles compagnies, mis à part Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick, sont affiliées à la Corporation de distribution. De ces nouvelles compagnies, la Corporation de distribution, Exploitant de réseau du Nouveau-

Brunswick et la Corporation de transport Énergie NB sont assujettis aux règlements de la Commission, conformément à la *Loi sur l'électricité*. La Commission ne règlemente pas les corporations de production Énergie NB ou d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick.

Lors du processus de restructuration, la Corporation de distribution a conclu diverses ententes, nommées ententes d'achat d'énergie et conventions sur le niveau de service, pour obtenir des services d'un certain nombre de compagnies affiliées, la majorité n'étant pas réglementée par cette Commission. Les coûts associés à ces ententes équivalent à environ 80 % des coûts récupérés par la Corporation de distribution auprès de ses usagers et, par conséquent, représentent une partie très importante de ses besoins en revenus proposés.

La *Loi sur l'électricité* oblige la Commission à se satisfaire que les taux de la Corporation de distribution sont justes et raisonnables mais elle n'accorde aucune compétence à la Commission de réglementer Production Énergie NB ou Énergie nucléaire NB. La Commission a jugé qu'elle devait obtenir des renseignements aussi détaillés que possible sur les coûts sous-jacents de la Corporation de distribution sans pour autant détenir l'autorité réglementaire de Production Énergie NB ou de Énergie nucléaire NB. Toutes les parties ont reconnu que Production Énergie NB et Énergie nucléaire NB étaient des corporation séparées et que ces compagnies n'étaient pas réglementées.

La Commission s'est demandé s'il y avait lieu de réviser les coûts sous-jacents des ententes d'achat d'énergie et des conventions sur le niveau de service pour déterminer si les paiements de la Corporation de distribution prévus par ces ententes étaient raisonnables.

La Commission a entendu des allégations à l'effet que, sans étude complète des coûts sous-jacents, il était difficile de déterminer le caractère raisonnable des coûts découlant des ententes d'achat d'énergie et des conventions sur le niveau de service. On a également soutenu, bien que la Corporation de distribution puisse faire affaire en toute légitimité avec ses corporations affiliées, que ces transactions devraient être transparentes.

Les transactions entre compagnies affiliées, entre un fournisseur monopoliste réglementé et d'autres qui ne sont pas réglementés, doivent être considérées de façon différente que les transactions entre compagnies sans lien de dépendance. Afin de protéger les clients du monopole réglementé, un organisme de réglementation doit être en mesure de révoquer le recouvrement des coûts par le monopole si l'organisme de réglementation détermine que les coûts rejetés n'ont pas été engagés de façon prudente. Autrement, cela permettrait à une compagnie affiliée d'accumuler un profit déraisonnable aux dépens des usagers de la compagnie réglementée.

En tant que service public réglementé, la Corporation de distribution devrait faire la preuve du caractère raisonnable de tels coûts. L'article 125 (2) de la *Loi sur l'électricité* stipule :

« Dans une demande portant sur les frais, taux, droits et tarifs, le fardeau de la preuve incombe au demandeur. »

À l'égard des ententes d'achat d'énergie et des conventions sur le niveau de service, la Commission a décidé que la Corporation de distribution devait expliquer les mesures prises pour minimiser les coûts découlant de l'administration de ces ententes. De plus, la Corporation de distribution devait identifier les mesures prises pour déterminer que les coûts découlant des ententes d'achat d'énergie et des conventions sur le niveau de service représentaient en fait l'option la moins coûteuse. En d'autres mots, la

Corporation de distribution devait démontrer qu'il ne pouvait recevoir le même service d'un autre fournisseur à un moindre coût.

La Commission a également soutenu que les autres parties avaient la responsabilité d'examiner les coûts et la justification présentés en appui par la Corporation de distribution. Si les parties jugeaient que de tels coûts étaient excessifs, elles avaient l'obligation de présenter une preuve pouvant être étudiée lors du processus d'audience. Comme tout tribunal ou organisme quasi judiciaire, la Commission doit considérer la preuve présentée devant elle et elle ne devrait pas se fier entièrement aux allégations présentées sans fondement probatoire.

La Commission en a conclu que les coûts associés aux ententes d'achat d'énergie et aux conventions sur le niveau de service devraient être étudiés avec soin lors du processus d'audience publique relative à la demande tarifaire présentée par la Corporation de distribution pour l'année 2007/2008.

Toutefois, la Commission n'a pas jugé bon de mener une étude sur l'efficacité de l'exploitation de Production Énergie NB.

À l'égard de la motion présentée par JDI, la Commission, après avoir entendu les argumentations, a ordonné à la Corporation de distribution de présenter des états financiers trimestriels, en débutant avec les résultats trimestriels du 1er avril au 30 juin 2007. Le premier état trimestriel doit être déposé dans les 45 jours suivant la date de cette décision et les états subséquents doivent être déposés dans les 45 jours suivant la fin de chaque trimestre.

Dans une troisième motion déposée auprès de la Commission le 8 août 2007, la Corporation de distribution a indiqué que le règlement d'une poursuite entre la Corporation de portefeuille Énergie NB et Petroleos De Venezuela, S.A (« le règlement PDVSA ») entraînerait une réduction des frais fixes de la Corporation

de Coleson Cove Énergie NB (« Coleson Cove »). Les bénéfices de la réduction de ces frais seront transférés à la Corporation de distribution par le biais des contrats d'achat d'énergie de Coleson Cove (« ententes à façon »). La Corporation de distribution a proposé la mise sur pied d'un compte différé qui lui permettrait d'actualiser, sur une base annuelle, le montant du bénéfice qui serait crédité aux usagers de la Corporation de distribution. La Corporation de distribution a demandé à la Commission d'approuver ce qui suit :

- (a) la mise sur pied d'un compte différé ;
- (b) une réduction du manque à gagner pour le besoin en revenus prévu de 112,3 millions \$ à 83,1 millions \$; et
- (c) une réduction de l'augmentation des taux provisoires à 7,1 % pour toutes les catégories tarifaires d'électricité dont les taux avaient connu une augmentation de 9,6 % le 8 juin 2007.

Une audience publique a eu lieu le 17 août 2007 pour entendre les argumentations des parties. La Commission a étudié attentivement la preuve et ces argumentations et elle a rendu une décision le 23 août 2007 qui ordonnait :

- (a) la mise sur pied d'un compte différé pour une durée de 23 ans ;
- (b) le crédit des bénéfices aux usagers en versements annuels égaux et sur une période de 17 ans débutant en 2007/2008 (et non sur une période de 23 ans comme demandé par la Corporation de distribution).
- (c) que le bénéfice annuel égal versé aux usagers soit fixé à 36,8 millions \$.
- (d) une réduction du manque à gagner de 112,3 millions \$ à 75,5 millions \$ pour le besoin en revenus prévu en 2007/ 2008, soit un montant de 7,6 millions \$ inférieur à la demande présentée par la Corporation de distribution;

- (e) une réduction de l'augmentation des taux provisoires à 7,1 % pour toutes les catégories tarifaires d'électricité dont les taux avaient connu une augmentation de 9,6 % le 8 juin 2007, ce qui représente un pourcentage de 0,7 % inférieur à l'augmentation demandée par la Corporation de distribution. Ces nouveaux taux provisoires devaient entrer en vigueur le 28 août 2007, jusqu'à ce qu'une ordonnance finale soit rendue par la Commission ou jusqu'au 31 mars 2008, à défaut d'une décision à ce moment ;
- (f) que la Corporation de distribution présente une demande à la Commission pour l'approbation de toute modification au compte différé.

L'audience relative à la demande de la Corporation de distribution a débuté le 26 novembre 2007 et s'est terminée le 20 décembre 2007, après 14 jours d'audience. Les témoins présents à l'audience étaient :

| | |
|-------------------------------|--|
| Pour la partie demanderesse : | David Hay Sharon MacFarlane Blair Kennedy Jeff Good Dr James Sustman Angela Leaman Neil Larlee Kathleen McShane John Dobson Andrew Cook John Calabrese |
| CME : | Mark Drazen |
| EGNB : | Dave Charleson |

À titre personnel : Dr Kenneth Sollows

VCSJ: Kurt Peacock

Intervenant public : Robert Knecht
Kurt Strunk
Dr Lawrence Booth

La Commission a également tenu une journée publique le 13 décembre 2007, permettant ainsi au grand public et aux intervenants informels d'effectuer des présentations publiques. Les organismes suivants ont effectué des présentations :

Real Poverty Incorporated Bethany Thorne-Dykstra
Lois Dunfield
Glen Baldwin
Harold Gladstone

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

Leanne Hachey
Richard Dunn

Flakeboard Company Limited Barry Gallant

Alliance agricole du Nouveau-Brunswick Robert Thériault

Jolly Farmer Jonathan English

Nouveau parti démocratique
du Nouveau-Brunswick Patrick Hanratty

Syndicat canadien des communications,
de l'énergie et du papier Ervan Cronk

La Commission désire remercier tous les participants, qu'ils soient formels ou informels.

La Commission a étudié attentivement la preuve et les argumentations présentées dans le cadre de cette audience. Cette décision établit en premier lieu le besoin en revenus global de la Corporation de distribution pour l'année 2007/2008, elle établit par la suite le besoin en revenus et les taux spécifiques pour chaque catégorie d'utilisateurs et elle traite enfin de certaines autres questions connexes.

BESOIN EN REVENUS

La Commission a établi le besoin en revenus total de la Corporation de distribution pour 2007/2008 en étudiant chaque catégorie principale de dépenses et en déterminant le montant approprié pour chacune de ces catégories.

ACHAT D'ÉNERGIE

Les ententes d'achat d'énergie contiennent des dispositions relatives à l'achat d'énergie nécessaire pour les utilisateurs de la Corporation de distribution. Les ententes d'achat d'énergie représentent des contrats entre la Corporation de distribution et ses compagnies de production affiliées. Certaines ententes d'achat d'énergie tiennent compte des contrats entre Production Énergie NB et les producteurs autonomes, à savoir des compagnies privées fournissant de l'énergie à Distribution et service à la clientèle Énergie NB par l'entremise de Production Énergie NB. Les dépenses découlant des ententes d'achat d'énergie

représentent la partie la plus importante des dépenses de la Corporation de distribution pour 2007/2008.

Les amendements suivants aux ententes d'achat d'énergie ont fait l'objet d'une étude lors de l'audience :

- (a) l'ajustement selon le débit d'hydroélectricité ;
- (b) les améliorations apportées au mur d'eau de la centrale thermique de Belledune ;
- (c) les coûts de l'opération de couverture et du carburant ; et
- (d) le règlement PDVSA.

Tout amendement aux ententes d'achat d'énergie nécessite le consentement de la Corporation de distribution et, pour ces motifs, la Commission s'inquiétait de savoir si l'amendement avait un impact sur les contribuables et, le cas échéant, si les résultats obtenus étaient appropriés et raisonnables.

La Commission doit être convaincue que la Corporation de distribution a géré les ententes d'achat d'énergie de façon prudente et qu'elle a agi dans le meilleur intérêt des contribuables. Si la Commission n'est pas convaincue que la négociation de l'amendement par la Corporation de distribution a été effectuée dans un souci de protéger les contribuables, le besoin en revenus doit être ajusté en conséquence. Cette affirmation est confirmée, peu importe le libellé employé.

En tenant compte de ce qui précède, la Commission traite de chaque amendement présenté ci-dessous comme faisant partie de son étude relative aux éléments des ententes d'achat d'énergie et de sa décision relative aux dépenses appropriées pour l'achat d'énergie en 2007/2008.

Ajustement selon le débit d'hydroélectricité

Les ententes d'achat d'énergie prévoient une production d'énergie d'hydroélectricité annuelle de 2654 GWh. Cette production annuelle est divisée de façon mensuelle. Lorsque la production mensuelle nette d'énergie d'hydroélectricité est moindre que prévue, la Corporation de distribution doit effectuer un paiement à l'endroit de Production Énergie NB et, réciproquement, lorsque la production mensuelle nette d'énergie d'hydroélectricité est plus élevée que la prévision, Production Énergie NB doit effectuer un paiement à l'endroit de la Corporation de distribution. Ces paiements sont les ajustements selon le débit d'hydroélectricité et n'affectent aucunement le montant du besoin en revenus de la Corporation de distribution pour une année donnée.

Les ententes d'achat d'énergie ont été amendées pour permettre la modification de la méthodologie employée dans le calcul de l'ajustement selon le débit d'hydroélectricité. À la suite de cet amendement, le prix de l'ajustement selon le débit d'hydroélectricité est établi en fonction de la capacité la plus onéreuse pour approvisionner la charge de la province.

La Corporation de distribution a soutenu que la modification avait été effectuée pour corriger une iniquité dans le calcul de l'ajustement du débit mensuel d'hydroélectricité et que cette modification n'était pas préjudiciable aux usagers de la Corporation de distribution parce que le risque inhérent aux bénéfices ou aux pertes occasionnés pendant l'année était assumé par ces actionnaires. L'intervenant public a contesté cet amendement. La Commission note que cette modification déroge des pratiques précédentes ; cependant la preuve démontre clairement que cette modification n'a aucun effet sur les taux pour 2007/2008. Par conséquent, la Commission juge que la méthode employée par la Corporation de distribution pour 2007/2008 est appropriée.

Comme question connexe, l'intervenant public a demandé que la Corporation de distribution mette sur pied un compte différé pour les ajustements selon le débit d'hydroélectricité. Bien que les ajustements selon le débit d'hydroélectricité n'aient aucun effet sur le besoin en revenus, la Commission est d'avis que la création d'un compte différé constituerait une bonne pratique pour la Corporation de distribution. L'utilisation d'un compte différé empêcherait la Corporation de distribution d'être affectée par les variances de la production d'énergie selon le débit d'hydroélectricité et limiterait les risques financiers encourus par la Corporation de distribution.

Mur d'eau de Belledune

La Corporation de distribution a accepté l'amendement aux ententes d'achat d'énergie suivant, relatif à l'amélioration du mur d'eau de la chaudière de la centrale thermique de Belledune.

« 10. Centrale thermique de Belledune

La Corporation de distribution et Production Énergie NB se sont entendus pour que Production Énergie NB procède à l'amélioration du mur d'eau de la chaudière de la centrale thermique de Belledune (l'« amélioration de la chaudière de Belledune ») et que la Corporation de distribution rembourse Production Énergie NB pour les coûts et les frais occasionnés lors de l'amélioration de la chaudière de Belledune (les coûts relatifs à l'amélioration de la chaudière de Belledune) comme suit...

10.3 Le paiement mensuel sera ajusté comme prévu à l'annexe 7.2, sous réserve que pour les besoins du calcul d'un tel ajustement :

10.3.1 Le terme « coûts environnementaux » représente les coûts relatifs à l'amélioration de la chaudière de Belledune ; »

Au cours des 10 dernières années, la centrale de Belledune a brûlé un mélange de charbon et de coke de pétrole parce que le coke de pétrole est moins cher que le charbon qu'il remplace. Le mélange de combustibles a été modifié jusqu'à 25 % de coke de pétrole et 75 % de charbon. Une récente inspection de la chaudière a permis de noter une importante détérioration des tubes et des parois tubulaires en raison de l'utilisation de 25 % de coke de pétrole.

Lors de l'entretien annuel en 2007/2008, des entrepreneurs ont réparé les tubes détériorés et ont ensuite soudé une plaque en acier inoxydable pour recouvrir tous les tubes du mur d'eau dans le but d'augmenter leur résistance à la corrosion par le soufre et permettre à la centrale de continuer à brûler le mélange de 75 % de charbon et de 25 % coke de pétrole jusqu'en octobre 2028, c'est-à-dire la durée de vie de la centrale. Le coût total de cette amélioration était de 9,1 millions \$ et l'effet de l'amendement sur les contribuables en 2007/2008 s'est soldé par une augmentation des paiements de la Corporation de distribution d'une valeur de 800 000 \$, en vertu des ententes d'achat d'énergie.

La pièce A-53 indique que le coke de pétrole contient une quantité plus élevée en soufre et que sa combustion est inférieure; ce qui a entraîné une corrosion plus importante que prévue du mur d'eau.

Dans le but de déterminer la pertinence du recouvrement de l'augmentation auprès des usagers, la Commission a étudié les quatre questions suivantes :

1. L'amélioration, si elle est justifiée, pourrait-elle être classée comme « coût environnemental » en vertu des ententes d'achat d'énergie ?
2. La corrosion accélérée du mur d'eau est-elle uniquement imputable à la combustion du coke de pétrole ou d'autres facteurs pourraient-ils avoir contribué aux dommages subis par la chaudière ?
3. Les réparations effectuées à la chaudière de Belledune représentent-elles une « remise à neuf » en vertu des ententes d'achat d'énergie ?

4. La réduction des coûts du carburant occasionnée par la combustion du coke de pétrole justifie-t-elle les coûts en capital de l'amélioration ?

Les ententes d'achat d'énergie prévoient un mécanisme particulier permettant à Production Énergie NB de transférer des coûts à la Corporation de distribution lorsque ces coûts sont directement occasionnés en raison de modifications apportées à la loi sur l'environnement du Nouveau-Brunswick ou du Canada ; sous réserve que les coûts engendrés représentent « la méthode la moins coûteuse pour se conformer aux modifications de la loi sur l'environnement ».

La description des coûts environnementaux est assez précise et exige que toute dépense en capital occasionnée de cette manière soit imputable à des modifications apportées à la loi sur l'environnement. Il s'agit d'une description astreignante. Selon la preuve présentée, l'amélioration de la chaudière de Belledune ne répond pas aux critères précisés à l'article 7.2.1.2. La Commission est d'avis qu'il s'agit d'un usage inapproprié de l'article 7.2 et qu'il aurait été préférable d'utiliser un amendement plus spécifique.

Si la détérioration du mur d'eau avait été attribuable à un facteur autre que la combustion du coke de pétrole, Production Énergie NB aurait été responsable de la partie de ces réparations. Toutefois, après un examen attentif de la preuve, la Commission est d'avis que la détérioration accélérée de la chaudière de Belledune est imputable à la combustion du coke de pétrole dont la concentration s'élève jusqu'à 25 %.

En vertu des ententes d'achat d'énergie, si la réparation au mur d'eau avait été une « remise à neuf », les coûts de cette remise à neuf auraient figuré sous la rubrique « coûts de production » et Production Énergie NB en aurait été responsable.

Le terme remise à neuf est défini dans les ententes d'achat d'énergie comme étant :

« ...toute remise à neuf, construction ou remise en état de cette centrale jugée nécessaire pour continuer son exploitation jusqu'à la date prévue de fermeture...»

La Commission est d'avis que la centrale de Belledune aurait pu continuer son exploitation jusqu'à la date prévue de fermeture, en 2028, sans avoir à améliorer le mur d'eau de la chaudière, pour autant qu'elle n'employait pas le coke de pétrole comme combustible. Par conséquent, la Commission juge que les réparations apportées au mur d'eau de la chaudière ne constituent pas une « remise à neuf » en vertu des ententes d'achat d'énergie.

La combustion continue de concentration plus élevée de coke de pétrole occasionnera une réduction des coûts en carburant, en plus de l'amortissement des coûts relatifs à la réparation du mur d'eau de la chaudière. Ces économies sont transmises aux usagers de la Corporation de distribution. Puisque les réparations au mur d'eau de la chaudière étaient nécessaires pour continuer la combustion du coke de pétrole et réaliser des économies en carburant, la Commission juge approprié de recouvrer des usagers l'ensemble des coûts relatifs à la réparation du mur d'eau de la chaudière.

Pour les raisons présentées plus haut, la Commission juge que la Corporation de distribution a agi avec prudence à l'égard de cette dépense et elle approuve le montant de 800 000 \$ relatif à l'amélioration de la chaudière de Belledune comme étant une dépense raisonnable pour 2007/2008.

Coûts de couverture et de carburant

La Corporation de distribution a accepté l'amendement suivant aux ententes d'achat d'énergie :

*« Pour chaque année financière débutant le 1er avril 2005 ou après, le comité d'exploitation devra déterminer la composante en carburant du prix d'achat de l'énergie selon les lignes directrices de modélisation suivantes :
7. Toutes les couvertures financières seront incluses dans le calcul du prix d'achat de l'énergie. »*

L'intervenant public a allégué que les ententes d'achat d'énergie ne permettaient pas le transfert des coûts de couverture de Production Énergie NB à la Corporation de distribution, sauf pour les dépenses associées aux couvertures financières effectuées avant le 1^{er} octobre 2004. Cette question a été étudiée *in extenso* lors de l'audience. La Commission juge que cet amendement aux ententes d'achat d'énergie ne fait que confirmer le fonctionnement uniforme du programme de couverture depuis l'an 2000 et qu'il s'agit d'un amendement raisonnable.

Une discussion également importante a porté sur la politique de couverture du carburant et des besoins en devises étrangères de la Corporation de distribution. La Corporation de distribution a indiqué que les dépenses en carburant représentaient presque la moitié de l'augmentation de ses dépenses acquises d'énergie (45,3 des 100,9 millions \$ d'augmentation).

La Corporation de distribution a allégué que sa politique de couverture du carburant et des devises étrangères datait de l'an 2000, c'est-à-dire avant la restructuration de la Corporation Énergie Nouveau-Brunswick, son objectif principal étant « d'assurer la prévisibilité du revenu net / de la trésorerie. »

Pour ce faire, la Corporation de distribution a adopté des critères de couverture formels, à savoir :

1. La couverture du carburant et de la position de change est effectuée selon une période continue d'un mois pour une durée de dix-huits mois.
2. Les couvertures sont établies le 1^{er} octobre pour l'ensemble des prévisions relatives au besoin en gaz naturel et en mazout de chauffage domiciliaire pour les dix-huit prochains mois.
3. Les couvertures pour le dix-huitième mois sont ajoutées à 80 % des besoins en prévision. Les couvertures sont augmentées ou diminuées selon les dernières mises à jour effectuées par PROMOD.
4. Les couvertures non réglées sont rectifiées jusqu'à 100 % avant de fixer le prix d'achat d'énergie.

La Corporation de distribution adopte une « démarche mécaniste » pour la couverture, c'est-à-dire qu'elle exploite ses couvertures à intervalles réguliers, tel que suggéré par le logiciel de modélisation de production (PROMOD). Ces couvertures sont exploitées en faisant abstraction des influences subjectives, sans égard aux prix. Le programme de couverture remplit l'objectif défensif de gérer les risques financiers en établissant des prix fixes pour le carburant et les devises étrangères. Le programme de couverture n'a pas été établi pour des besoins de spéculation comme générer des profits de couverture. Le point de vue de la Corporation de distribution, à savoir que cette méthode de couverture est un exemple de meilleure pratique de l'industrie, est appuyé par l'une des conclusions d'un rapport publié par RiskAdvisory et intitulé *NB Power Review of Commodity and Foreign Exchange Hedging Activity*. Le rapport, publié le 24 juillet 2005, indiquait :

[TRADUCTION] « *Énergie NB respecte les normes des meilleures pratiques de l'industrie pour ce qui est de l'utilisation continue de la stratégie mécaniste de couverture, laquelle a servi à augmenter la prévisibilité de la*

trésorerie et limiter une exposition accrue à l'augmentation des prix de marchandises. » (p. 3)

Un bon nombre d'intervenants ont contesté cette politique de couverture alléguant que, en 2007/2008, la couverture des contrats à terme de la Corporation de distribution (pour le gaz naturel et le mazout lourd) avait généré des « pertes de couverture » de dizaines de millions de dollars.

L'intervenant public et JDI recommandaient que la Commission rejette les « pertes de couverture » de 48,9 millions \$ occasionnées par la Corporation de distribution.

La Corporation de distribution a soutenu que les « pertes de couverture » identifiées par les intervenants étaient plutôt des « pertes comptables » puisqu'elles représentaient un instantané des positions de couverture de la partie demanderesse à un moment précis. La « perte ou le gain comptable » est la différence entre les couvertures payées par la Corporation de distribution et le montant qui pourrait être obtenu par la vente de ces couvertures à un moment précis. La Corporation de distribution était d'avis que ces « pertes ou gains comptables » n'étaient pas utiles pour déterminer le besoin en revenus pour 2007/2008 puisque tout gain ou toute perte de la position financière est compensé par l'augmentation ou la diminution correspondante du prix du disponible des produits sous-jacents. Cette situation fait en sorte que le prix actuel du produit payé par la Corporation de distribution équivaut au prix utilisé dans les ententes d'achat d'énergie.

La Corporation de distribution adopte une démarche mécaniste rigoureuse. Il s'agit d'une méthode appropriée de gestion du risque. Bien que la politique de couverture de la Corporation de distribution puisse occasionner des gains ou des pertes latents à un moment précis, la Commission juge que ces gains ou

ces pertes n'affectent pas le coût actuel d'achat de carburant pour les besoins de fixation des besoins en revenus pour 2007/2008.

L'intervenant public a contesté la pratique de la Corporation de distribution de conclure des ententes d'achat de carburant dix-huit mois à l'avance mais il n'a présenté aucune preuve appuyant les avantages d'un différent laps de temps. Le rapport du Risk Advisory a indiqué qu'une période de couverture de 18 mois est très fréquente dans la communauté des services publics d'électricité de l'Amérique du Nord.

Pour les raisons présentées plus haut, la Commission juge appropriée la politique de couverture de la Corporation de distribution.

Producteurs autonomes

Une préoccupation additionnelle soulevée lors de cette audience portait sur les contrats avec les producteurs autonomes. Ces contrats entre Production Énergie NB et les producteurs autonomes prévoient l'approvisionnement en puissance et en énergie au Nouveau-Brunswick. La Corporation de distribution ne fait pas partie de ces ententes.

Toute l'énergie provenant des contrats avec les producteurs autonomes est acheminée à la Corporation de distribution en vertu des ententes d'achat d'énergie. Certains producteurs autonomes exploitent des centrales alimentées en gaz naturel. En 2007/2008, le montant payé par la Corporation de distribution pour le gaz naturel utilisé par les producteurs autonomes est de 23,8 millions \$ supérieur à l'année précédente. Il s'agit d'une augmentation importante et diverses parties ont soulevé des questions relatives aux producteurs autonomes.

Les ententes d'achat d'énergie stipulent que la consommation de carburant des centrales exploitées par les producteurs autonomes est estimée selon l'hypothèse de modélisation, laquelle préconise que toutes les installations des producteurs autonomes sont affectées sous réserve de «production obligatoire», sans égard à leur ordre de mérite économique. Si les centrales étaient affectées selon un ordre de mérite, le volume de carburant et les estimations de coûts relatifs à ces contrats pourraient être réduits.

M. Strunk prétend que l'affectation de l'énergie des producteurs autonomes en tant qu'unité de « production obligatoire » avait un effet négatif sur le coût d'exploitation du système parce qu'elle interdisait la possibilité de remplacer l'énergie prévue dans les contrats avec les producteurs autonomes par une énergie à moindre coût achetée ou fournie par une autre unité de Production Énergie NB.

De même, le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a allégué que ces contrats d'achat ferme occasionnent des coûts supérieurs pour les usagers du Nouveau-Brunswick alors que des coûts de moindre capacité sont disponibles pour le marché de l'exportation. Cette situation engendre à son tour des bénéfices liés à l'exportation qui semblent favoriser Production Énergie NB au détriment de la Corporation de distribution et, au bout du compte, au détriment des contribuables. .

M. Strunk prétend que plus de 11 millions \$ pourrait être épargnés en renégociant un contrat avec les producteurs autonomes mais il ne possédait pas suffisamment de données pour permettre une analyse complète de l'impact créé par la modification de ce contrat de «production obligatoire » en contrat selon un ordre de mérite économique.

La Commission ne réduira pas le besoin en revenus de 11 millions \$, tel que demandé par l'intervenant public puisqu'il n'existe pas de preuves suffisantes pour permettre à la Commission de rejeter cette dépense.

Toutefois, la Commission accepte le point de vue qu'il existe une forte tendance dans l'industrie de se retirer de ces contrats de «production obligatoire». Bien que les épargnes occasionnées par une renégociation de ces contrats auraient pu être partagées avec le producteur autonome étant partie à ce contrat, il pourrait toujours s'avérer possible d'obtenir des épargnes pour les contribuables.

Dans ce cas, et étant donné que le coût du gaz naturel a un effet important sur le besoin en revenus, il est important que la Corporation de distribution collabore avec Production Énergie NB pour évaluer les possibilités de renégociation et déterminer, ce faisant, si des épargnes pourraient être occasionnées. La Commission s'attend à ce que la Corporation de distribution traite de cette question dans l'intérêt des contribuables.

Bénéfices liés à l'exportation

Le montant des bénéfices liés à l'exportation de la Corporation de distribution pour l'année 2007/2008 est de 69,6 millions \$, comme identifié dans les ententes d'achat d'énergie. Ce montant est calculé selon une estimation des bénéfices tirés des ventes liées à l'exportation par Production Énergie NB pour l'année 2007/2008. La prévision de 69,6 millions \$ a été utilisée par la Corporation de distribution pour déterminer ses coûts en vertu des ententes d'achat d'énergie.

Si les bénéfices réels de Production Énergie NB dépassent la prévision de plus de 20 %, Production Énergie NB doit remettre 50 % de cet excédent à la

Corporation de distribution. Réciproquement, si les bénéfices réels sont inférieurs à la prévision de plus de 20 %, la Corporation de distribution doit remettre 50 % du manque à gagner à Production Énergie NB. Les paiements de la Corporation de distribution à l'endroit de Production Énergie NB ou de Production Énergie NB à l'endroit de la Corporation de distribution en 2007/2008 relatifs aux bénéfices liés à l'exportation n'ont aucun effet sur le besoin en revenu de la Corporation de distribution pour l'année 2007/2008.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a allégué qu'en désignant la capacité des producteurs autonomes comme étant à fiabilité impérative pour la charge de la province, on permettait à une capacité à moindre coût déplacée par l'affectation des producteurs autonomes de pouvoir concurrencer sur le marché de l'exportation. Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a allégué que la totalité des bénéfices liés à l'exportation d'énergie des centrales de production, dont les coûts fixes sont récupérés par les taux aux usagers de la province, devrait servir à réduire les taux aux usagers de la province.

Lors du contre-interrogatoire, Mme McFarlane a effectué la déclaration suivante relative aux bénéfices liés à l'exportation :

[TRADUCTION] « *Et, comme je le disais, la situation après la restructuration avait pour but d'égaliser et de surpasser la situation avant la restructuration.*

Production Énergie NB n'achète pas le droit à l'exportation, Production Énergie NB a une responsabilité d'exporter parce qu'elle a des usagers de la province qui paient l'ensemble des coûts de capacité pour ses centrales à coûts fixes. Et elle a la responsabilité par la suite de faire le meilleur emploi de ces centrales et de vendre ce qui est possible sur le marché de l'exportation afin de remettre le bénéfice à la Corporation de distribution.

Alors, comme M. Kennedy l'a indiqué plus tôt, il ne s'agit pas d'une ligne directe vers des bénéfices liés à l'exportation. Parce qu'il existe des mesures d'encouragement. C'est un montant prescrit qui change chaque année. Et il y a une formule pour ça.

Mais de façon théorique, Production Énergie NB détient une responsabilité envers les usagers de la province et la Corporation de distribution pour exporter ce qu'elle peut. Parce que la Corporation de distribution s'acquitte du paiement entier de la capacité. Et ces bénéfices reviennent aux usagers de la province. » (Pages 1195-6 de la transcription)

La Commission note que le montant du crédit des bénéfices liés à l'exportation figure dans les ententes d'achat d'énergie. La modification demandée par le New Brunswick Municipal Electric Utility Association nécessiterait un amendement aux ententes d'achat d'énergie. Aucune preuve n'a été présentée en appui à une telle modification aux ententes d'achat d'énergie et, tel que noté plus haut, les paiements effectués entre la Corporation de distribution et Production Énergie NB n'ont aucun effet sur les besoins en revenus pour 2007/2008.

Par conséquent, la Commission juge approprié le montant de 69,6 millions \$ des bénéfices liés à l'exportation utilisé dans le calcul des dépenses d'achat d'énergie pour l'année 2007/2008.

Règlement PDVSA

Dans sa décision du 23 août 2007, la Commission ordonnait que le bénéfice annuel pour les usagers relatif au Règlement PDVSA soit fixé à 36,8 million \$ à partir de l'année 2007/2008. La décision indiquait que les hypothèses sous-jacentes seraient pleinement étudiées lors du processus d'audience publique. La Commission reconnaissait qu'il pourrait s'avérer nécessaire d'effectuer des

ajustements au compte différé lorsque la valeur réelle des bénéfices serait connue. La Commission indiquait également qu'un ajustement serait effectué en 2009/2010 puisque les bénéfices seraient pleinement réalisés à ce moment.

Cette approche était conforme à la preuve présentée par la Corporation de distribution en appui à sa demande pour le compte différé. La page 3 de la pièce A-13 indique comment le compte différé sera exploité et stipule :

[TRADUCTION] « *Jusqu'à ce que le règlement soit pleinement mis en œuvre, les ajustements au compte différé seront effectués de façon à représenter les résultats réels. La mise à jour des calculs différés figurera dans les besoins en revenus futurs.* » (C'est nous qui soulignons)

Le concept que tout ajustement au compte différé ne serait effectué que dans les années futures est confirmé par les commentaires suivants, formulés le 26 novembre 2007, lorsque la Corporation de distribution a demandé la permission de déposer de nouveaux renseignements relatifs au compte différé :

Vice-président Johnston :

[TRADUCTION] « *Et pour ce qui est des modifications au compte différé, si je comprends bien et qu'on me corrige si je me trompe, d'ailleurs j'aimerais demander aux parties de commenter mon interprétation, les modifications aux ententes d'attribution – pardon, les modifications aux comptes différés n'ont aucun effet sur le besoin en revenu de l'exercice de référence. Selon la lecture que j'en fais, encore une fois corrigez-moi si j'ai tort, il semble que les modifications proposées au compte différé permettront de conserver le statu quo par rapport à ce qui a été déposé précédemment pendant l'exercice de référence.* » (p. 972 de la transcription)

M. Morrison :

« ... en fait, il y a deux différences fondamentales par rapport à ce qui a été déposé en août. La première différence est un ajustement de la valeur du règlement et la deuxième, une modification du calcul de l'intérêt.

Et comme M. Johnston vient tout juste de mentionner, il n'y a aucun effet sur la demande tarifaire pour 2007 et 2008. Et j'aimerais indiquer que c'est justement ce type de renseignement que la Commission aimerait étudier lors de cette audience. » (p. 985 de la transcription)

Par conséquent, la Commission réitère son ordonnance du 23 août 2007 et elle établit les bénéfices aux usagers relatifs au Règlement PDVSA pour 2007/2008 à 36,8 million \$.

Les nouveaux renseignements sur le compte différé présentés par la Corporation de distribution en novembre 2007 donnent lieu à certains ajustements au compte différé. Ces ajustements et l'amendement aux ententes d'achat d'énergie en lien avec le Règlement PDVSA seront traités plus loin dans cette décision puisqu'ils n'affectent pas le besoin en revenus pour 2007/2008.

Coûts d'achat d'énergie

Le seul ajustement aux coûts d'achat d'énergie pour 2007/2008 est imputable au bénéfice du Règlement PDVSA. Il réduit les dépenses proposées à l'origine par la Corporation de distribution de 36,8 millions \$.

Par conséquent, la Commission approuve le montant de 1 061,6 millions \$ comme dépenses d'achat d'énergie pour 2007/2008.

TRANSPORT

La Corporation de distribution prévoit des dépenses de transport de 65,9 millions \$ pour l'exercice de référence. Aucune partie ne s'est opposée à la prévision. Les dépenses de transport sont fondées sur les taux approuvés par la Commission pour la Corporation de transport Énergie NB. La Commission approuve les dépenses de 65,9 millions \$ pour 2007/2008.

EXPLOITATION, ENTRETIEN ET ADMINISTRATION

La Corporation de distribution prévoit des dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA) de 106 millions \$ pour 2007/2008. Les dépenses EEA sont composé de coûts directs EEA; de dépenses intercompagnies; de services partagés ou de services aux entreprises. Les coûts directs EEA incluent le salaire et les avantages sociaux, pour un total équivalent à plus de 70 pour cent de la prévision. Les services aux entreprises affiliées sont composé de dépenses intercompagnies ou de services partagés et sont facturés en vertu des conventions sur le niveau de service. Les services aux entreprises permettent au groupe d'entreprises Énergie NB d'encourir des dépenses selon le pourcentage des dépenses totales EEM réparties parmi les compagnies exploitantes.

La Corporation de distribution a indiqué qu'aucune partie ne s'opposait de façon sérieuse aux dépenses EEA. Elle a indiqué que les conventions sur le niveau de service conclues avec les compagnies affiliées étaient établies en fonction des coûts et pour une durée de 3,5 années, se terminant le 31 mars 2008. La Corporation de distribution a également indiqué que les conventions sur le niveau de service maximisaient l'efficacité et que, si elle ne pouvait pas

utiliser les services des compagnies sœurs, elle aurait à embaucher du personnel supplémentaire.

L'intervenant public a fait part de son inquiétude quant aux dépenses découlant des conventions sur le niveau de service et prétend que la Corporation de distribution devait faire l'acquisition des services fournis par ses compagnies affiliées en vertu de la *Loi sur les achats publics*.

VCSJ a questionné le rôle des conseillers en énergie de la Corporation de distribution et a demandé si les dépenses étaient généralement classées sous la rubrique Exploitation du service à la clientèle. La Corporation de distribution a confirmé ce classement et elle a indiqué qu'elle consacrait environ 600 000 \$ aux salaires des 6 conseillers en énergie et du superviseur, responsables d'environ 300 000 clients résidentiels. La Corporation de distribution a accepté le fait qu'un des rôles des conseillers en énergie était de faire la promotion du travail d'agences externes comme Efficacité NB.

Lors des observations finales, VCSJ a demandé que la Commission étudie le besoin en revenus de la Corporation de distribution dans le but d'éliminer toute dépense ne contribuant pas de façon valable à la fourniture d'électricité au moindre coût possible. VCSJ a cité les dépenses du personnel relatives au programme de conseillers en énergie.

Le chapitre E-9.15 de la *Loi sur l'Agence de l'efficacité et de la conservation énergétiques du Nouveau-Brunswick* crée une agence de l'efficacité ayant pour objet :

- (a) de promouvoir l'utilisation efficace de l'énergie et la conservation de l'énergie dans tous les secteurs de la province ;
- (b) de concevoir et d'établir des programmes et des projets relatifs à l'efficacité et à la conservation de l'énergie ;

- (c) de promouvoir la croissance du secteur des services en efficacité énergétique ;
- (d) d'agir comme chef de file de la promotion de l'efficacité et de la conservation énergétiques dans la province ;
- (e) de sensibiliser les consommateurs d'énergie aux conséquences économiques et environnementales entraînées par la consommation énergétique ;
- (f) d'exercer les activités assignées par le lieutenant-gouverneur en conseil et qui sont relatives à l'efficacité et la conservation énergétiques.

La Commission juge que c'est à l'agence de l'efficacité énergétique que revient le mandat de prodiguer des conseils sur l'utilisation de l'énergie aux clients résidentiels. Bien qu'interrogée sur ce sujet, la Corporation de distribution n'a pas été en mesure de prouver à la Commission que les conseillers en énergie de distribution et service à la clientèle Énergie remplissent des tâches autres que celles prévues dans le mandat de l'agence de l'efficacité énergétique.

La Commission juge que la prévision des dépenses pour le groupe de conseillers en énergie de la Corporation de distribution n'est pas raisonnable puisqu'il s'agit essentiellement d'un dédoublement des tâches assumées par l'agence de l'efficacité énergétique. Par conséquent, la Commission rejette les dépenses relatives aux conseillers en énergie de la Corporation de distribution qui totalisent 600 000 \$. En tenant compte de ce qui précède, la Commission approuve un montant de 105,4 millions \$ en EEA pour 2007/2008.

AMORTISSEMENT

La Corporation de distribution a identifié un montant de 41,9 millions \$ pour l'amortissement des immobilisations dans le besoin en revenus de 2007/2008. La Corporation de distribution a demandé à Gannett Fleming, un expert indépendant, de mener une étude de ses politiques et de ses pratiques d'amortissement. Toutes les recommandations présentées par Gannett

Fleming ont été adoptées et elles expliquent à elles seules l'augmentation des dépenses d'amortissement pour 2007/2008 par rapport à 2006/07.

La Commission a étudié les modifications apportées et elle les juge appropriées. Aucun intervenant ne s'est opposé aux modifications. Par conséquent, la Commission autorise des dépenses d'amortissement de 41,9 millions \$ pour 2007/08.

TAXES, excluant les paiements en remplacement d'impôts

La prévision pour 2007/08 incluait un montant de 12,7 million \$ pour les taxes, excluant les paiements en remplacement d'impôts. Ce montant inclut les taxes foncières, les taxes pour les services publics, les taxes pour le droit de passage et la taxe provinciale pour les grandes entreprises.

La Commission a étudié le calcul de ces taxes et les juge conformes. Les taxes représentent une obligation réglementaire de la Corporation de distribution et aucun intervenant ne s'est opposé à cet effet. Par conséquent, la Commission autorise un montant de 12,7 millions \$ pour les taxes de 2007/2008, excluant les paiements en remplacement d'impôts.

INTÉRÊT

La prévision des dépenses d'intérêt pour 2007/2008 est de 39,2 millions \$. Ce montant inclut l'intérêt sur la dette à long terme et à court terme, les frais de gestion du portefeuille de la dette, divers frais d'intérêt et les ajustements pour les intérêts occasionnés dans le projet de construction ainsi que le compte différé réglementaire. La Commission a étudié les calculs des dépenses d'intérêt présentés par la Corporation de distribution pour 2007/2008 et juge que le calcul du montant a été effectué de façon adéquate.

L'encours de la dette à long terme de la Corporation de distribution au 31 mars 2007 était de 531,3 millions \$, à des taux d'intérêt variant entre 4,25 % et 7,50 %. La dette est administrée par la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick, qui perçoit en retour des droits pour la gestion du portefeuille de la dette de la Corporation de distribution. Les droits servent à reconnaître la valeur reçue par la Corporation de distribution pour avoir accès aux marchés financiers de la dette en se prévalant de la cote crédit de la province. Les droits sont établis par décret annuellement et ils sont de 0,6489 % pour l'exercice de référence, ce qui équivaut à 3,6 millions \$.

La *Loi sur l'électricité* donne clairement le pouvoir à la Corporation financière de l'électricité de percevoir des droits pour l'administration du portefeuille de la Corporation de distribution et, une fois ces droits perçus, la Corporation de distribution a l'obligation de les payer. Ces droits ont été perçus pour 2007/2008 et la Commission juge que les droits de 3,6 millions de \$ pour la gestion du portefeuille de la dette sont raisonnables. Par conséquent, la Commission approuve des dépenses d'intérêt de 39,2 millions \$ pour 2007/2008.

BÉNÉFICE NET

Le besoin en revenus pour 2007/2008 indique un bénéfice net avant les paiements en remplacement d'impôt de 9,8 millions \$, ce qui représente un ratio de couverture des intérêts avant impôt de 1,25. La Corporation de distribution a précisé que l'entreprise devait être autosuffisante avant de pouvoir avoir accès aux marchés financiers de la dette sans garantie de la province. La Corporation de distribution a présenté une preuve indiquant que des revenus nets visés avec un ratio de couverture des intérêts avant impôt de 1,75 permettraient, dans un échéancier raisonnable, une accumulation des gains correspondant à une entreprise autosuffisante. Elle a également reconnu qu'une démarche graduelle vers les revenus visés diminuerait le choc tarifaire

des usagers et elle a proposé un ratio de 1,25 pour l'exercice de référence. Elle a également indiqué que ce ratio était conforme aux décisions précédentes de la Commission en 1991 et 2006.

Un bon nombre d'intervenants ont appuyé la position de la Corporation de distribution et ont indiqué qu'il était raisonnable de permettre à la Corporation de distribution d'accumuler des gains et que le montant proposé pour l'exercice de référence était à la fois raisonnable et modéré.

L'intervenant public a allégué que la Corporation de distribution n'était pas un service public autonome et qu'elle devrait être traitée comme une société de la Couronne. Une discussion a porté sur le fait que les contribuables n'avaient pas à porter le fardeau du droit sur l'actif requis par la Corporation de distribution et que la province devrait plutôt effectuer une injection de capitaux propres. L'intervenant public a allégué, puisque la Corporation de distribution n'avait actuellement aucun droit sur l'actif et que l'actionnaire avait le droit d'éliminer les gains, que la Corporation de distribution ne devait pas avoir la possibilité d'accumuler des gains. L'intervenant public a demandé le refus des 9,8 millions \$ de bénéfice net avant les paiements en remplacement d'impôt.

La Commission juge prudent de permettre à la Corporation de distribution de déclarer un bénéfice net et d'accumuler des gains qui lui permettront éventuellement d'atteindre l'autosuffisance. La Commission est d'avis que la meilleure méthode pour déterminer le bénéfice net est de demander un taux de rendement du droit sur l'actif admissible. Cette suggestion n'est pas possible, cependant, puisqu'aucune injection de capitaux propres n'a été effectuée par l'actionnaire et que la Corporation de distribution n'a accumulé que des bénéfices minimes non répartis jusqu'à présent. Par conséquent, la Commission accepte la démarche de la Corporation de distribution d'utiliser un ratio de couverture des intérêts pour établir le revenu de l'exercice de référence.

La Commission est d'avis que les récentes augmentations tarifaires ont eu un impact important sur les usagers, tout comme les augmentations approuvées

dans cette décision. La Commission juge qu'une augmentation du ratio de couverture des intérêts à 1,25 ne serait pas appropriée à ce moment. Par conséquent, la Commission maintient le ratio actuel de couverture des intérêts de 1,10. Ce faisant, le montant des bénéfices nets requis pour 2007/2008, avant les paiements en remplacement d'impôt, est réduit à 3,9 millions \$. Après les paiements en remplacement d'impôt, le bénéfice net est de 2,5 millions \$ et la Commission autorise ce montant pour 2007/2008.

PAIEMENTS EN REMPLACEMENT D'IMPÔT

La Corporation de distribution est tenue d'effectuer des paiements en remplacement d'impôt auprès de la Corporation financière de l'électricité. Pour 2007/2008, la Corporation de distribution a inclus dans le besoin en revenus un montant de 3,4 millions comme paiements en remplacement d'impôt.

Auparavant, la Corporation de distribution ne tenait pas compte des paiements en remplacement d'impôt comme l'exige l'article 37 de la *Loi sur l'électricité*. La *Loi sur l'électricité* indiquait clairement que les paiements en remplacement d'impôt devaient être calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu*. La Corporation de distribution utilisait simplement le taux d'imposition correspondant au bénéfice net calculé. La Corporation de distribution a utilisé la même démarche dans le cadre de cette demande tarifaire. Cependant, le 20 décembre 2007, l'article 37 a été amendé de façon à ce que les calculs des paiements en remplacement d'impôt de la Corporation de distribution respectent dorénavant l'article 37.

Le montant des paiements en remplacement d'impôt est déterminé par le montant du bénéfice net. Par conséquent, le montant approuvé des paiements en remplacement d'impôt pour 2007/2008, en tenant compte de l'amendement au bénéfice net de la section précédente, est de 1,4 millions \$.

TOTAL DU BESOIN EN REVENUS

Pour les raisons présentées plus haut, la Commission approuve un besoin en revenus total pour 2007/2008 de 1 330,6 millions \$. Il en résulte un manque à gagner de 69,0 millions \$. Le tableau de l'annexe A présente le montant proposé par la Corporation de distribution et le montant approuvé par la Commission pour chaque rubrique des dépenses.

RISTOURNE

La demande originelle de la Corporation de distribution proposait une augmentation du bénéfice total de 112,3 millions \$ sur une base annuelle. Le montant de l'augmentation avait été déterminé en comparant le total prévu des dépenses pour 2007/2008 et le total des revenus obtenus avec les taux actuels.

Dans sa décision en date du 1^{er} juin 2007, la Commission a approuvé une augmentation moyenne de 9,6 %, à titre provisoire, pour les toutes les catégories de clientèle mis à part les chauffe-eau et les frais de raccordements. La Commission ordonnait à la Corporation de distribution d'effectuer une mise à jour régulière des dossiers appropriés pour permettre une ristourne aux abonnés, le cas échéant.

La Corporation de distribution a déposé un avis de motion le 8 août 2007 pour informer la Commission du Règlement PDVSA. Dans sa décision du 23 août 2007, la Commission ordonnait une réduction des augmentations du taux provisoire pour les catégories de clientèle de 3,2 %, passant ainsi de 9,6 % à 6,4 %.

À la suite de l'audience publique, la Commission a réduit le besoin en revenus de la Corporation de distribution pour 2007/2008 de 6,5 millions \$. La

demande originelle pour une augmentation du revenu de 112,3 millions \$ est, par conséquent, réduite à 105,8 millions \$ sur une base annuelle. La Commission a déterminé que les bénéfices provenant du Règlement PDVSA en 2007/2008 totalisent 36,8 millions \$. Ce qui laisse 69,0 millions \$, sur une base annuelle dont 0,6 million provient de la location de chauffe-eau et de frais de raccordement. Le solde de 68,4 millions \$ correspond à 5,9 % du revenu annuel des catégories de clientèle. Le tableau de l'annexe B fait état des montants présentés ci-dessus.

La Commission juge que l'augmentation moyenne de 5,9 % des taux des catégories de clientèle, le Règlement PDVSA ainsi que l'augmentation du revenu provenant de la location des chauffe-eau et des frais de raccordement permettront à la Corporation de distribution de recevoir le plein montant du besoin en revenus approuvé pour 2007/2008, sur une base annuelle. Par conséquent, la Commission approuve l'augmentation moyenne de 5,9 % pour les catégories d'utilisateurs, du 8 juin 2007 au 27 mars 2008.

Pendant la période de taux provisoires, tous les clients des catégories de clientèle payaient la même augmentation moyenne. Ces augmentations étaient supérieures au 5,9 % approuvé à la fin par la Commission. Par conséquent, chaque client des catégories de clientèle est admissible à une ristourne. La ristourne doit refléter le fait qu'il existait deux différents niveaux d'augmentation tarifaire pendant la période en question. Pour la période du 8 juin au 27 août 2007, l'augmentation moyenne pour les catégories de clientèle était de 9,6 %. Chaque usager a droit à une ristourne équivalant à 3,7 % du montant payé à la Corporation de distribution pendant cette période (9,6 % moins 5,9 %). Pour la période du 28 août 2007 au 27 mars 2008, l'augmentation moyenne pour les clients des catégories de clientèle a été réduite à 6,4 %. Chaque usager a droit à une ristourne équivalant à 0,5 % du montant payé à la Corporation de distribution pendant cette période (6,4 % moins 5,9 %).

La Corporation de distribution est tenue de créditer la ristourne sur la facture d'électricité des abonnés au plus tard en mai 2008. Pour ce qui est des parties qui étaient des abonnés pendant la période du 8 juin 2007 au 27 mars 2008 et qui ne le sont plus, la Corporation de distribution est tenue d'acheminer la ristourne à l'adresse de réexpédition, le cas échéant.

Quant aux taux de location des chauffe-eau et des frais de raccordement, la Commission approuve les taux qui étaient en vigueur pendant la période provisoire. Par conséquent, aucun ajustement ou aucune ristourne n'est prévu pour ces services.

Ce qui précède portait sur le traitement des taux pendant la période des taux provisoires. La Commission traitera plus loin, dans la présente décision, des taux en vigueur à partir de la fin de la période provisoire.

PRÉVISION DE LA CHARGE

La prévision de la charge de la Corporation de distribution pour 2007/2008 est de 14 876 GWh d'énergie pour toutes les catégories de clientèle. Un certain nombre d'intervenants ont soulevé la question de la méthodologie employée pour la prévision par la Corporation de distribution. Cette prévision est calculée selon la méthodologie approuvée dans la décision de la Commission en date du 21 décembre 2005 relative à la répartition des coûts et la conception tarifaire et il s'agit de l'information la plus récente disponible.

La Commission juge que la prévision de la charge de la Corporation de distribution est la plus complète et qu'il s'agit de la meilleure estimation pour 2007/2008. Par conséquent, elle approuve cette prévision qui servira à déterminer les taux pour 2007/2008.

RÉPARTITION DES COÛTS

Dans sa décision du 2 octobre 2007, la Commission indiquait qu'elle avait l'intention d'accepter la méthodologie actuellement approuvée pour la répartition des coûts de 2007/2008. Toutefois, un certain nombre de parties ont soulevé des questions relatives à la répartition des coûts lors de l'audience et ils ont identifié des situations où, selon eux, la méthodologie utilisée par la Corporation de distribution n'était pas adéquate. La Commission a révisé chacune de ces situations et juge qu'il n'est pas nécessaire d'effectuer des ajustements à la répartition des coûts proposée par la Corporation de distribution pour 2007/2008.

Le 23 novembre 2007, Manufacturiers et Exportateurs du Canada ont déposé une motion auprès de la Commission demandant :

[TRADUCTION] « *Que la Commission de l'énergie et des services publics ordonne la tenue d'une audience pour étudier la question de la répartition des coûts selon les catégories de clientèle immédiatement après la tenue de l'audience prévue du 26 novembre au 20 décembre 2007 environ ou dès que la Commission sera en mesure de traiter de cette question.* »

Avec le consentement de toutes les parties, cette motion originelle a été reportée jusqu'aux observations finales.

Il est à noter que Manufacturiers et Exportateurs du Canada ont, par la suite, modifié leur motion originelle, ils ont demandé à la Commission d'ordonner une augmentation tarifaire conditionnelle et, dans les six mois qui suivraient, de tenir une audience relative à la répartition des coûts et à la conception tarifaire. À la suite de cette audience, si aucune modification importante n'était apportée à la répartition des coûts, l'ordonnance conditionnelle deviendrait permanente. Toutefois, dans le cas de modifications importantes à

la répartition des coûts, la Commission aurait à décider de ce qui en résulterait.

Une augmentation tarifaire conditionnelle représente le pire scénario possible. Le temps requis pour retenir les experts et mener à bien les interrogatoires signifie que l'augmentation tarifaire conditionnelle pourrait être en vigueur pendant plusieurs mois et, par conséquent, le besoin en revenus pour l'exercice de référence ne serait pas complété.

La Commission juge qu'il est nécessaire de rendre une décision finale sur les taux à ce moment et, par conséquent, elle rejette la demande relative à une augmentation tarifaire conditionnelle.

Par conséquent, la Commission étudiera les mérites de la motion originelle. Diverses opinions ont été présentées par les intervenants lors des conclusions finales des 19 et 20 décembre 2007.

La Commission note que diverses parties ont soulevé la question de la répartition des coûts pour les catégories de clientèle. Une répartition inadéquate des coûts peut avoir un effet important sur le ratio revenu-coûts, la conception tarifaire, et sur les taux réels des diverses catégories de clientèle.

Des parties ont soulevé la question à savoir si la méthodologie pour la répartition des coûts était utilisée de façon adéquate et correcte. Dans sa décision du 27 septembre 2007, la Commission s'était penchée spécifiquement sur cette question et indiquait :

[TRADUCTION] « *Le besoin total en revenus est réparti chez les diverses catégories de clientèle selon une méthodologie de répartition des coûts approuvée dans une décision en date du 19 juin 2006. Lors de*

l'audience du 27 septembre 2007, une certaine partie de la discussion a porté sur la méthodologie mais aucune partie n'a suggéré une étude de la méthodologie avant la fixation des taux pour l'année 2007/2008 par la Commission. La Commission a l'intention d'accepter la méthode actuellement en vigueur pour la répartition des coûts de 2007/2008. »

La Commission est d'avis qu'une révision de la méthodologie relative à la répartition des coûts devrait être menée dans le cadre d'une procédure séparée de la demande tarifaire générale. Une révision devrait être effectuée à un moment jugé comme étant le plus opportun par les parties. La dernière révision a été complétée en décembre 2005 et moins de 18 mois se sont écoulés entre la fin de cette révision et le dépôt de la présente demande. À la lumière de ce qui précède, la Commission n'est pas disposée à fixer une date d'audience à ce moment.

Toutefois, avant de tenir une audience publique sur toute autre demande relative à une modification des taux de la Corporation de distribution, la Commission est d'avis qu'il faudrait compléter une révision de la méthodologie relative à la répartition des coûts.

RATIO REVENU-COÛTS

Le principe à savoir que les Abonnés doivent payer une juste part des coûts de l'électricité utilisée est bien établi et ne fait généralement pas l'objet de contentieux. La Commission a établi qu'un ratio revenu-coûts se situant entre 0,95 et 1,05 est raisonnable et elle a encouragé la Corporation de distribution de modifier ses taux de façon à ce que toutes les catégories de clientèle se situent dans cette fourchette.

La première journée de l'audience, M. Hay a témoigné ce qui suit :

[TRADUCTION] *Nous sommes entièrement d'accord que tous devraient payer un dollar pour chaque dollar d'électricité utilisé. Sans l'ombre d'un doute.* (p. 1076 de la transcription)

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a indiqué que le ratio revenu-coûts devrait être de 1,00 et que l'écart entre 0,95 et 1,05 devrait être utilisé pour établir les priorités lors de l'ajustement des taux. La Commission est du même avis et elle croit que les taux devraient être fixés, de façon idéale, pour que les ratios revenu-coûts de chaque catégorie soient de 1,00. La Commission est également d'avis que les ratios se situant à l'extérieur de la fourchette de 0,95 à 1,05 sont particulièrement préoccupants. En déplaçant les ratios à 1,00, les taux seront justes et raisonnables et chaque usager paiera ainsi sa juste part de l'ensemble des coûts.

Comme principe général, la Commission croit que les taux ne devraient pas être établis de façon à augmenter l'interfinancement existant. Ce principe guidera la Commission pour les décisions relatives aux taux dans la présente décision.

Toutefois, la Commission note des écarts importants entre les ratios revenu-coûts actuels, certains bien au-dessus de 1,00 et d'autres bien en-dessous de 1,00. Ces ratios ont été développés sur un bon nombre d'années et le principe visant à éviter un choc tarifaire signifie que ces taux ne devraient pas être déplacés trop rapidement vers un ratio de 1,00. La Commission a tenu compte de ces objectifs contradictoires, à savoir des taux justes et raisonnables et éviter un choc tarifaire, lorsqu'elle a rendu ses décisions relatives aux besoins en revenus pour chaque catégorie.

L'éclairage, le service non mesuré, le service interruptible, la location des chauffe-eau, les frais de raccordement, l'utilisation des poteaux d'électricité et les « autres services » fournis par la Corporation de distribution n'ont pas fait l'objet de discussions dans le cadre de l'audience. La Commission a étudié les ajustements proposés à ces services par la Corporation de distribution et elle juge qu'ils sont appropriés.

Ce qui laisse les catégories. Résidentiel, Usage général I, Usage général II, Petites industries, Grandes industries et Ventes en gros. Après un examen approfondi, la Commission a jugé qu'une augmentation tarifaire moyenne de 5,9 % serait appropriée pour la plupart de ces catégories. Par conséquent, la Commission ordonne une augmentation tarifaire moyenne de 5,9 % pour les catégories Résidentiel, Usage général II, Petites industries et Ventes en gros.

Les deux dernières catégories présentent un ratio revenu-coûts le plus éloigné de 1,00. La Commission juge approprié d'apporter une amélioration mineure à ces deux ratios revenu-coûts.

Les taux de la catégorie Usage général sont les taux payés par les abonnés qui ne font pas partie des catégories Industries ou Résidentiel. En général, il s'agit de petites entreprises et d'institutions. La catégorie est divisée en deux groupes : Usage général II (catégorie utilisant uniquement l'électricité), qui utilise l'électricité pour tous les besoins en énergie, et Usage général I pour les autres abonnés. Le ratio revenu-coûts est inférieur dans la catégorie Usage général II. Depuis juillet 2006, aucun nouvel usager ne peut faire partie de la catégorie utilisant uniquement l'électricité.

Les taux de la catégorie Usage général I ont peu fait l'objet de discussion pendant l'audience. Toutefois, le ratio revenu-coûts est bien au-dessus de 1,00 et l'a été depuis longtemps. De plus, il est de l'avis général que les ratios revenu-coûts des catégories Usage général I et Usage général II devraient être

rapprochées. La Corporation de distribution a proposé une augmentation de 5,3 % des taux pour la catégorie Usage général I, soit 1,1 % de moins que la moyenne du système. La Commission juge insuffisante la proposition de la Corporation de distribution et elle ordonne une réduction de l'augmentation moyenne de la catégorie Usage général I à 4,0 %, soit 1,9 % de moins que la moyenne du système. La Commission juge qu'une augmentation moyenne de 4,0 % pour la catégorie Usage général I permettra d'apporter une amélioration mineure au ratio revenu-coûts pour cette catégorie et que, de plus, elle permettra de rapprocher le ratio revenu-coûts de celui de la catégorie Usage général II.

La Corporation de distribution a proposé une augmentation des taux de 7,4 % pour la catégorie Grandes industries, soit un pour cent supérieur à l'augmentation moyenne proposée. La Corporation de distribution a indiqué qu'une augmentation supérieure à l'augmentation moyenne proposée était nécessaire pour réduire l'octroi de subventions à la catégorie.

L'intervenant public et le New Brunswick Municipal Electric Utility Association ont allégué que l'augmentation devait être encore plus prononcée et que la catégorie Grandes industries devait s'efforcer de réduire davantage l'octroi actuel des subventions. L'intervenant public a recommandé une augmentation tarifaire de la catégorie Grandes industries de 1,5 fois celle de la moyenne du système.

Manufacturiers et Exportateurs du Canada ont allégué que l'étude sur la répartition des coûts comportait des erreurs et que le ratio revenu-coûts se situait en réalité dans la fourchette de 0,95 à 1,00. Manufacturiers et Exportateurs du Canada ont recommandé une augmentation de la catégorie des Grandes industries n'étant pas supérieure à celle de l'augmentation moyenne du système. Cette recommandation a été appuyée par JDI.

La Commission juge que, dans un monde idéal, il y aurait un déplacement important du ratio revenu-coûts de la catégorie Grandes industries vers un ratio de 1,00, ce qui serait conforme à l'objectif visant à faire en sorte que la catégorie s'acquitte de ses frais. Toutefois, la Commission a tenu compte de la politique de procéder graduellement et du principe visant à éviter un choc tarifaire, si possible. La Commission juge qu'une modeste amélioration du ratio revenu-coûts permettant de se rapprocher du ratio de 1,00 pour la catégorie Grandes industries est appropriée à ce moment. Par conséquent, la Commission ordonne une augmentation moyenne de 6,9 % pour la catégorie Grandes industries.

BESOIN EN REVENUS POUR CHAQUE CATÉGORIE DE CLIENTÈLE

La Commission a utilisé les augmentations tarifaires moyennes approuvées plus haut pour calculer le besoin en revenus de chaque catégorie de clientèle. Cette information est présentée à l'annexe C.

CONCEPTION TARIFAIRE

Tous les taux approuvés par la Commission dans les sections suivantes entreront en vigueur le 28 mars 2008.

TAUX RÉSIDENTIELS

Le montant du revenu annuel requis pour la catégorie Résidentiel est de 534,3 millions \$. Les taux résidentiels comptent deux éléments principaux ; les frais de service et les frais d'énergie.

Frais de service

Les frais de service représentent un montant fixe mensuel qui ne varie pas selon la consommation d'électricité. Les frais de service ont pour but de recouvrer des usagers ces coûts de service qui ne sont pas liés à l'énergie. Avant la présente demande, les frais de service étaient de 19,16 \$ pour les clients urbains et de 21 \$ pour les clients ruraux et saisonniers. Le 8 juin 2007, les frais de service ont augmenté de 9,6 pour cent pour atteindre 20,99 \$ et 23,01 \$ respectivement. Le 28 août 2007, ces frais ont été réduits à 20,39 \$ et 22,34 \$ respectivement. La Corporation de distribution a recommandé que

les frais de service soient rétablis aux niveaux qui existaient avant les ajustements provisoires, soit 19,16 \$ et 21 \$.

L'étude sur la répartition des coûts de la Corporation de distribution indique que les coûts moyens relatifs aux frais de service sont de 22,06 \$. La Corporation de distribution a allégué qu'elle avait lentement augmenté les frais de service pour correspondre aux coûts indiqués dans son étude mais que le moment n'était pas opportun pour augmenter davantage les frais de service. La Corporation de distribution a fait valoir qu'une augmentation des frais de service représenterait un fardeau additionnel pour les ménages à faible revenu.

Le Dr Sollows a allégué que la Commission devrait accepter les résultats produits par l'étude sur la répartition des coûts ou accepter que l'étude n'était pas précise et déterminer un montant jugé approprié par la Commission.

VCSJ a allégué que les frais de service équivalent essentiellement à une redevance ou à une taxe pour avoir accès au réseau de distribution d'électricité de la province. VCSJ a fait valoir que des frais de service élevés ont un effet plus important par kilowatt-heure sur les ménages à faible revenu et les utilisateurs d'un faible volume d'électricité que sur les usagers qui sont de grands consommateurs d'énergie. VCSJ a allégué que si les frais de service avaient augmenté selon le niveau d'inflation depuis 1992, ils seraient de 13,64 \$.

M. Knecht a indiqué que les frais de service dépendent de l'étude sur la répartition des coûts. Il a présenté la preuve qu'une nouvelle répartition de certains coûts entraînerait des frais de service d'environ 15 \$. M. Knecht n'a pas suggéré la réduction des frais de service, toutefois, parce qu'il en résulterait une plus grande augmentation des prix de l'énergie.

La Commission note une amélioration du ratio revenu-coûts pour la catégorie Résidentiel ainsi qu'un progrès dans l'alignement entre les frais de service et

les coûts sous-jacents. La Commission juge que la proposition de la Corporation de distribution donne lieu à un équilibre approprié du recouvrement des recettes entre les frais de service et les frais d'énergie.

Par conséquent, la Commission approuve des frais de service mensuel de 19,16 \$ pour les clients urbains résidentiels et de 21 \$ pour les clients ruraux et saisonniers résidentiels.

Frais d'électricité

Avant les ajustements provisoires, les usagers payaient 9,04 cents le kilowatt-heure (KWh) pour la première tranche de 1 300 KWh par mois et 7,16 cents le KWh pour chaque KWh additionnel. Il s'agit d'une différence de 1,88 cents le KWh, ce qui équivaut à un rabais de 21 pour cent. La deuxième tranche est une tranche décroissante et elle entraîne des taux moyens inférieurs pour ces usagers qui consomment plus d'électricité.

Toutes les parties participant à l'audience ont convenu que la tranche décroissante devrait être éliminée pour faire en sorte que les usagers reçoivent un signal de prix adéquat et qu'ils paient leur juste part des coûts.

Dans une décision en date du 21 décembre 2005, la Commission a rendu l'ordonnance suivante :

TRADUCTION :

« La Commission consent à ce que le taux décroissant de la deuxième tranche soit éliminé dès que possible. Nous nous préoccupons de l'impact tarifaire possible pour certains usagers si le changement s'effectue trop rapidement. La Commission a analysé les impacts probables et elle

juge approprié d'éliminer le taux décroissant de la deuxième tranche en trois étapes. Chaque étape devrait rapprocher le taux décroissant de la deuxième tranche d'un tiers du taux de la première tranche. Le premier ajustement devrait faire partie des changements tarifaires pour l'année 2006/07. Les deux autres ajustements pourraient survenir lors des changements tarifaires généraux ultérieurs mais la Commission ordonne que le processus soit complété dans les cinq années suivant la date de cette décision. »

La Corporation de distribution a proposé une diminution de 7 pour cent du rabais de 21 pour cent pour amener ce rabais à 14 pour cent. La Corporation de distribution s'est également engagé à éliminer la tranche décroissante avant décembre 2010.

M. Larlee a témoigné :

TRADUCTION :

« Et bien, je crois qu'ultimement ça dépend de la décision de la Commission, mais il est clair qu'en vertu de la décision au cours de laquelle cette proposition a été développée, c'est le plan, c'est-à-dire qu'il y aura un seul taux en 2010. » (page 1754 de la transcription)

Certains intervenants ont allégué que le Règlement PDVSA offre l'occasion d'éliminer entièrement la tranche décroissante dès maintenant. Le CCNB a recommandé que la Commission élimine la tranche décroissante afin de donner les signaux de prix adéquats aux usagers. EGN a appuyé l'élimination de la tranche décroissante, tout comme VCSJ.

L'intervenant public a recommandé que la Commission élimine la tranche décroissante avant décembre 2010 mais non dans l'immédiat. L'intervenant

public a demandé à la Commission d'ordonner l'élimination de la moitié du rabais dès maintenant et l'élimination complète du rabais au début avril 2009. La Commission s'inquiète du choc tarifaire potentiel pour les usagers qui chauffent uniquement à l'électricité si la tranche décroissante devait être éliminée d'un seul coup. Par conséquent, la Commission n'ordonnera pas l'élimination immédiate de la tranche décroissante dans cette décision.

Toutefois, la Commission juge approprié d'aller au-delà de la proposition de la Corporation de distribution et elle estime que le rabais devrait être réduit d'environ 50 %.

Par conséquent, la Commission ordonne que le taux pour la première tranche de 1 300 KWh soit établi à 9,26 cents le KWh et que le taux mensuel pour chaque KWh additionnel soit établi à 8,37 cents le KWh.

La Commission ordonne l'élimination du rabais résiduel de la tranche décroissante avant le 1er avril 2010.

Fermes

Les fermes ont fait partie de la catégorie Résidentiel pendant un bon nombre d'années. Certaines parties étaient d'avis que la classification des fermes n'était pas appropriée. La Corporation de distribution n'a pas proposé de changements à la classification des fermes. La Corporation de distribution a allégué que tout changement devrait faire l'objet de consultations additionnelles dans le cadre d'une audience portant sur cette question.

La Commission accepte que cette question fasse l'objet d'une procédure séparée qui permettrait de recevoir les commentaires appropriés des intervenants.

La Commission s'attend à ce que la Corporation de distribution présente une proposition sur cette question avant sa prochaine demande relative à une augmentation tarifaire.

TAUX DES CATÉGORIES USAGE GÉNÉRAL

La Commission a approuvé un besoin en revenus pour la catégorie Usage général I de 113,9 millions \$ et de 120,5 millions pour la catégorie Usage général II. Par conséquent, la Commission approuve les taux suivants pour ces classes :

Usage général I :

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Frais de service (\$/mois) | 19,16 |
| Frais de puissance : | |
| Premier 20 kW | aucun frais |
| Reste kW (\$/kW) | 8,84 |
| Frais d'électricité (¢/kWh) | |
| Premier 5000 kWh | 11,05 |
| Reste kWh | 7,84 |

Usage général II :

| | |
|------------------------------|-------------|
| Frais de service (\$/mois) | 19,16 |
| Frais de puissance : | |
| Premier 20 kW | aucun frais |
| Reste kW : | |
| LE MOINDRE ENTRE : \$/kW | 5,43 |
| OU \$/kWh | 0,02715 |
| Frais d'électricité (¢/kWh) | |
| Première tranche 5000 kWh | 11,05 |
| Deuxième tranche de 5000 kWh | 8,43 |
| Reste kWh | 8,43 |

TAUX DES PETITES INDUSTRIES

La Commission a ordonné un besoin en revenus de 45,2 millions \$ pour la catégorie Petites industries et, par conséquent, elle approuve les taux suivants pour cette catégorie :

| | |
|--|-------|
| Frais de puissance : Tous les kW (\$/kW) | 5,81 |
| Frais d'électricité (¢/kWh) | |
| 1 ^{er} 100 kWh/kW | 11,21 |
| Reste kWh | 5,27 |

TAUX DES GRANDES INDUSTRIES

La Commission a ordonné un besoin en revenus de 299,1 millions \$ pour la catégorie Grandes industries et, par conséquent, elle approuve les taux suivants pour cette catégorie :

| | |
|--|--------|
| Frais de puissance : Tous les kW (\$/kW) | 11,850 |
| Frais d'électricité : Tous les kWh (¢/kWh) | 4,35 |
| Frais de démarrage (¢/kWh) | 6,57 |
| Équivalent location kVA (\$/kVA) | 1,20 |

TAUX DES VENTES EN GROS

La catégorie des ventes en gros comprend les services publics municipaux. La Commission a ordonné un besoin en revenus de 99,9 millions \$ pour cette catégorie et, par conséquent, elle approuve les taux suivants pour la catégorie en gros :

Long terme

Frais de puissance : Tous les kW (\$/kW) 11,89

Frais d'électricité : Tous les kWh (¢/kWh) 5,54

AUTRES TAUX

La Commission a étudié les modifications proposées par la Corporation de distribution et juge qu'elles sont raisonnables. Par conséquent, la Commission approuve les modifications proposées par la Corporation de distribution pour l'éclairage des rues, le service non mesuré, la location des chauffe-eau, les frais de raccordement et les taux d'utilisation des poteaux.

AUTRES SUBJECTS

GESTION DE LA CONSOMMATION

Le CCNB a allégué que la Corporation de distribution n'a pas réussi à développer et à mettre en œuvre un programme de gestion de la consommation, ce qui a directement affecté la prévision de la charge. Le CCNB prétend qu'une réduction de 1 % de la prévision résidentielle constituerait un objectif raisonnable pour un programme de gestion de la consommation et qu'elle pourrait entraîner une réduction des dépenses de la Corporation de distribution. Le CCNB a imploré la Commission de réduire le besoin en revenus de 6 millions \$ pour représenter les épargnes qui auraient pu être occasionnées. La preuve sur cette question étant insuffisante, la Commission n'ordonnera pas la réduction demandée.

La Commission reconnaît que la planification et la mise en œuvre d'une programmation de gestion de la consommation représentent une stratégie employée par un bon nombre de services publics pour réduire les coûts et gérer

la croissance de la charge. La Commission sait également qu'un bon nombre de compétences ne bénéficient pas d'une agence comme l'Agence de l'efficacité et de la conservation énergétiques du Nouveau-Brunswick (« l'Agence de l'efficacité énergétique »). La Commission s'attend à ce que les prévisions de la charge à venir reflètent l'effet des initiatives de gestion de la consommation.

La décision de la Commission de rejeter les coûts liés aux conseillers en énergie ne signifie pas que Distribution et service à la clientèle ne joue aucun rôle dans la gestion de la consommation. Les mesures de gestion de la consommation comme le délestage des charges, la vitesse du rendement maximal ou autres mesures peuvent s'avérer utiles dans la réduction des coûts généraux liés à l'approvisionnement en électricité et pour respecter les normes environnementales. La Commission cherche à éviter un dédoublement des tâches de la Corporation de distribution et de l'Agence de l'efficacité énergétique. Dans l'éventualité où la Corporation de distribution devait présenter des dépenses relatives à la gestion de la consommation lors de demandes tarifaires ultérieures, elle devrait faire la preuve que ces dépenses ne constituent pas un dédoublement du mandat de l'Agence de l'efficacité énergétique et qu'elles profitent à la Corporation de distribution et à ses clients.

TRANSACTIONS AFFILIÉES

Un certain nombre d'intervenants ont commenté la question des transactions affiliées. La Corporation de distribution possède deux types de transactions affiliées ; la première, à savoir les ententes d'achat d'énergie, prévoit l'approvisionnement et les coûts d'électricité et la seconde, à savoir les conventions sur le niveau de service, prévoit les services spécifiques et la main d'œuvre.

Pour ce qui est des ententes d'achat d'énergie, la Corporation de distribution a allégué qu'elle respectait les modalités et les conditions de ces contrats, qu'elle

gérerait les ententes de façon raisonnable et qu'elle respectait le processus développé pour la vente et l'achat de l'électricité. De même, pour ce qui est des conventions sur le niveau de service, la Corporation de distribution a indiqué que les contrats étaient fondés sur les coûts et qu'ils avaient pour objectif de maximiser l'efficacité. Si les services n'étaient pas partagés entre les diverses entreprises, la Corporation de distribution devrait embaucher du personnel additionnel, ce qui occasionnerait des coûts additionnels.

Aucune preuve n'a été présentée dans le cadre de cette procédure à l'effet que la Corporation de distribution n'agissait pas de façon raisonnable dans l'administration de ces transactions affiliées. Néanmoins, les contrats de cette nature sont sources de préoccupation pour les organismes réglementaires. Cette préoccupation relève du fait que les transactions ne sont pas effectuées entre des parties « sans lien de dépendance » et, par conséquent, qu'elles offrent la possibilité de transférer des dépenses d'une compagnie non réglementée à une compagnie réglementée, créant ainsi un fardeau additionnel pour les contribuables.

Étant donné la nature très sensible des transactions affiliées, un bon nombre de compétences ont développé des règles ou des procédures qui régissent de tels contrats afin d'assurer des prix justes pour les consommateurs. Ces règles sont également utiles pour le service public puisqu'elles permettent de faire la preuve d'une interprétation conséquente et d'une mise en œuvre juste et transparente des politiques.

Étant donné la valeur de telles lignes directrices, la Commission demande à la Corporation de distribution de développer des règles et des politiques en lien avec l'utilisation et la mise en œuvre de transactions affiliées avant la prochaine révision tarifaire. La Commission est d'avis que ces règles permettront à toutes les parties de constater à l'avenir que de telles transactions sont justes et équitables.

DROITS D'USAGE

EGNB a demandé à la Commission d'ordonner une audience relative au développement d'un droit d'usage pour ces gros clients en mesure de générer leur propre électricité. Le droit d'usage s'adresserait aux usagers désirant obtenir l'électricité de la Corporation de distribution en cas d'urgence seulement, dans l'éventualité d'une panne. La Corporation de distribution a témoigné que les taux d'électricité en surplus/interruptible avaient le même objet.

La Commission est d'avis que les droits d'usage devraient être faire l'objet d'une discussion dans le cadre d'une audience relative à la répartition des coûts et à la conception tarifaire.

COMPTE DIFFÉRÉ – RÈGLEMENT PDVSA

La décision de la Commission du 23 août 2007 permettait à la Corporation de distribution d'utiliser un compte différé en lien avec le Règlement PDVSA. L'utilisation d'un compte différé ne devait pas faire l'objet d'une étude additionnelle lors de l'audience publique ; cependant, les montants inscrits au compte différé ou qui devaient en être déduits n'avaient été approuvés qu'à première vue. Les montants utilisés pour mettre sur pied le compte différé étaient fondés sur des estimations fournies par la Corporation de distribution et n'ont pas fait l'objet d'une étude complète lors de l'audience du mois d'août. Ces montants devaient faire l'objet d'une étude complète à l'automne, tel que confirmé par la conversation suivante :

[TRADUCTION] « M. MORRISON : En raison de l'audience relative aux questions de confidentialité d'hier et des résultats qui en découlent, la Corporation de distribution reconnaît que les intervenants n'ont reçu qu'hier les détails compris dans la preuve déposée à titre confidentiel auprès de la Commission. Nous comprenons que cette situation présente des difficultés pour ce qui est de l'examen des détails financiers par les parties. Par conséquent, la Corporation de distribution propose une procédure pour permettre à la Commission d'approuver le compte différé et faciliter, ce faisant, la réalisation immédiate des bénéfices relatifs au règlement pour les usagers tout en préservant la capacité des intervenants d'étudier les montants réels inscrits au compte différé ou qui en sont déduits. De cette façon, les usagers pourront commencer à obtenir des bénéfices immédiatement. Et la Corporation de distribution ne risque pas de recouvrer un montant moins élevé que prévu en raison de la réduction des taux provisoires. Par conséquent, la Corporation de distribution propose de mettre sur pied – propose que la Commission mette sur pied un compte différé pour gérer l'écart temporaire entre les montants provenant de l'entente à façon de Coleson Cove en raison du Règlement PDVSA et les bénéfices devant être versés aux usagers en raison de la réduction du besoin en revenus – pendant la durée de l'entente à façon. ... Et nous croyons, si vous préférez, qu'en procédant essentiellement à première vue que les questions relatives aux détails réels de certains éléments financiers peuvent être traitées lors de l'audience relative à cette question

qui aura lieu en novembre et que, dans l'intervalle, les intervenants peuvent soumettre des RI relatives aux questions portant sur le compte différé.

PRÉSIDENT : J'aimerais simplement obtenir une précision. Ce que vous demandez est l'approbation d'un compte différé pour le reste de la durée de l'entente à façon. Mais les chiffres qui y sont inscrits feraient l'objet d'une étude lors de l'audience. Est-ce que c'est ce que vous nous dites ce matin ?

M. MORRISON : C'est exact. » (pages 510-12 de la transcription. C'est nous qui soulignons)

Au cours de l'audience publique, la question de l'utilisation d'un compte différé en lien avec le Règlement PDVSA n'a pas été soulevée. Toutefois, diverses parties ont contesté les montants qui seraient inscrits au compte différé et ceux qui en seraient déduits et ont allégué que des modifications importants devaient être approuvées par la Commission.

Le 20 novembre 2007, Distribution et service à la clientèle Énergie NB a effectué le dépôt de nouveaux renseignements portant sur le compte différé. La nouvelle preuve comprenait des calculs plus détaillés ainsi que deux rapports de Deloitte et Touche, vérificateurs externes, sur le traitement comptable du règlement et le résultat des procédures d'examen particulières relatives au

calcul. Les ajustements identifiés par la Corporation de distribution comprenaient :

le calcul de la valeur du règlement ;

le calcul des épargnes d'intérêt ;

les hypothèses des taux d'intérêt ;

le nouveau prix d'encours des marchandises ;

la réduction de l'encours du mazout lourd ;

le compte différé – taux d'intérêt ;

le compte différé – la moyenne des bénéfices ; et

le compte différé – demande des coûts d'intérêt.

Ces ajustements proposés ont été révisés lors de l'audience publique et ont été étudiés par la Commission. La Commission juge que les ajustements proposés par la Corporation de distribution sont raisonnables et qu'ils devraient figurer dans le compte différé, à l'exception d'un seul élément. La Commission n'a pas approuvé l'ajustement proposé relatif à la moyenne des bénéfices du compte différé. Les bénéfices pour 2007/2008 demeurent à 36,8 millions \$ comme discuté dans cette décision et tel qu'ordonné dans une décision antérieure de la Commission.

Divers intervenants ont indiqué que les bénéfices du Règlement PDSVA devaient être partagés entre les usagers de la Corporation de distribution et son actionnaire. Ils alléguaient que la répartition proposée des bénéfices de la Corporation de distribution n'était pas juste pour les usagers.

Le calcul de la valeur totale du Règlement PDSVA était de 333,4 millions \$ et incluait la partie en espèces et en nature. La Corporation de distribution a proposé que son actionnaire reçoive 46,7 millions \$ du Règlement. Les bénéfices restants, soit 286,7 millions \$, seraient versés à la Corporation de distribution pour être remis, ultimement, aux contribuables de la Corporation de distribution. La Corporation de distribution a indiqué que cette répartition permettrait de compenser son actionnaire pour les coûts absorbés et qui n'ont pas été transmis aux usagers. Les 46,7 millions \$ serviraient à rembourser entièrement l'actionnaire pour les coûts encourus.

Un bon nombre d'intervenants ont contesté le traitement de 46,7 millions \$ proposé par la Corporation de distribution. Manufacturiers et Exportateurs du Canada, JDI, New Brunswick Municipal Electric Utility Association ainsi que l'intervenant public ont tous allégué que les contribuables n'étaient pas pleinement compensés pour les coûts encourus en leur nom et qu'il ne serait pas juste que l'actionnaire récupère 100 % de ses coûts alors que les usagers en récupèreraient moins de 100 %.

Manufacturiers et Exportateurs du Canada ont allégué que la perte ultime encourue par les usagers devait être la valeur incluse dans la poursuite et ils

ont recommandé un versement des bénéfices d'une valeur de 7 millions \$ à l'actionnaire et de 40 millions \$ aux usagers de la Corporation de distribution. Ces bénéfices devraient être versés sur une courte période de temps (pas plus de 5 ans). JDI a appuyé la recommandation de Manufacturiers et Exportateurs du Canada.

Le New Brunswick Municipal Electric Utility Association a proposé un partage des 46,7 millions selon les coûts réels de l'Orimulsion^{MC} occasionnés à Coleson Cove et a conclu, dans l'éventualité où la Corporation de distribution ne serait pas en mesure de fournir des renseignements sur de tels coûts, que les 46,7 millions \$ devraient être répartis selon un mode 50/50.

L'intervenant public a contesté un amendement aux ententes d'achat d'énergie, en date du 20 novembre 2007 qui permettait qu'une partie des bénéfices tirés du Règlement PDVSA soit versée à l'actionnaire de la Corporation de distribution. L'entente originelle prévoyait le remboursement de 100 % des dommages à la Corporation de distribution et le paiement de tous les frais juridiques associés à la poursuite par la Corporation de distribution. Les révisions ont été menées rétroactivement, à partir de la date du règlement (le 2 août 2007). L'intervenant public a allégué que la Corporation de distribution n'avait pas agi de façon raisonnable en acceptant de modifier les ententes d'achat d'énergie et qu'il s'agissait clairement d'un cas de traitement préférentiel à l'égard des entreprises affiliées. L'intervenant public a conclu

que le libellé originel devait régir la situation et que tous les bénéfices devraient être versés à la Corporation de distribution et, ultimement, aux contribuables.

La Commission juge approprié que les bénéfices provenant du Règlement PDVSA soient partagés de façon équitable, en répartissant les bénéfices pour correspondre à la proportion des coûts. Pour ce faire, la Commission doit déterminer les coûts encourus par l'actionnaire et les usagers pour l'utilisation de l'Orimulsion.

La Commission juge, selon la preuve présentée, que les coûts encourus par l'actionnaire totalisaient 46,7 millions \$.

À la page 3 de son rapport, M. Todd a indiqué (Pièce A - 14) :

[TRADUCTION] « *Le coût réel en capital pour la remise à neuf a finalement été de 497 millions \$ supérieur à l'estimation originale pour la remise à neuf de la centrale, une installation consommant du pétrole et ne respectant que les normes environnementales minimales.* »

Lors du contre-interrogatoire de Mme MacFarlane par le Dr Sollows, celle-ci a confirmé que les coûts capitalisés pour la remise à neuf de Coleson Cove n'incluaient pas les 47 millions \$ du système d'alimentation en combustible. Les usagers de la Corporation de distribution sont responsables de payer les coûts en capital de la centrale Coleson Cove. Par conséquent, la Commission juge que les coûts occasionnés par les usagers en lien avec l'utilisation de l'Orimulsion sont de 497 millions \$.

Les 46,7 millions \$ occasionnés par l'actionnaire ainsi que les 497 millions \$ occasionnés par les usagers représentent un coût total de 543,7 millions \$ en lien avec l'utilisation de l'Orimulsion. Les bénéfices tirés du Règlement PDVSA s'élèvent à 333,4 millions \$, ce qui équivaut à 61,3 % du coût total.

Par conséquent, la Commission juge que l'actionnaire et les usagers devraient recevoir 61,3 % des coûts en lien avec l'Orimulsion, tirés des bénéfices du Règlement PDVSA.

Les coûts occasionnés par l'actionnaire étaient de 46,7 millions \$, pour un partage de 28,6 millions \$. Le reste des bénéfices devra être crédité aux usagers. L'annexe D présente un sommaire de ces calculs.

Les ajustements présentés plus haut n'affectent aucunement le besoin en revenus pour 2007/2008. Toutefois, ils auront un effet sur l'exploitation du compte différé lors des exercices futurs. Par conséquent, la Commission ordonne que la Corporation de distribution effectue un recalcul du compte différé et le dépôt des résultats auprès de la Commission aux fins d'étude et d'approbation. Le recalcul doit reposer sur ce qui suit :

1. Les bénéfices des usagers pour 2007/2008 doivent demeurer à 36,8 millions \$ comme ordonné par la Commission dans une décision antérieure.

2. Les flux de trésorerie réels utilisés pour calculer les données du compte différé doivent reposer sur :

A. Le montant des bénéfices crédités à l'actionnaire en vertu du Règlement PDVSA est de 28,6 millions \$;

B. Les ajustements suivants, tels que proposés par la Corporation de distribution dans sa preuve de novembre 2007 :

le calcul de la valeur du règlement ;

le calcul des épargnes d'intérêt ;

les hypothèses des taux d'intérêt ;

le nouveau prix d'encours des marchandises ;

la réduction de l'encours du mazout lourd ;

le compte différé – taux d'intérêt ; et

le compte différé – demande des coûts d'intérêt.

La Commission n'a pas approuvé l'ajustement proposé à la moyenne des bénéfices du compte différé figurant dans la preuve de la Corporation de distribution présentée en novembre 2007. Les bénéfices pour 2007/2008 continuent d'être de 36,8 millions \$ comme discuté dans cette décision et tel

qu'ordonné dans une décision antérieure de la Commission. Les bénéfices annuels après 2007/2008 doivent être des montants égaux chaque année et calculés en vertu de l'ordonnance présentée ci-dessus.

ANNEXE A

BESOIN EN REVENUS pour 2007/2008

| | <u>Proposé par Distribution et service à la clientèle Énergie NB</u> | <u>Approuvé par la Commission</u> |
|---|--|-----------------------------------|
| Électricité achetée | 1 098,4 \$ | 1 061,6 \$ |
| Transmission | 65,9 | 65,9 |
| EAA | 106,0 | 105,4 |
| Amortissement | 41,9 | 41,9 |
| Taxes (autres que les paiements en remplacement d'impôt) | 12,7 | 12,7 |
| Intérêt | 39,2 | 39,2 |
| Revenus nets | 6,4 | 2,5 |
| Paiements en remplacement d'impôt | <u>3,4</u> | <u>1,4</u> |
| TOTAL | 1 373,9 \$ | 1 330,6 \$ |

ANNEXE B

ÉTUDE DU BESOIN EN REVENUS ET DE L'AUGMENTATION DES TAUX PROVISOIRE pour 2007/2008

| | Taux actuels | Augmentation tarifaire | Nouveaux taux | Augmentation du revenu |
|---|--------------|------------------------|---------------|------------------------|
| <u>Proposition originelle</u> | | | | |
| Revenus des « Catégories de clientèle » | 1 165,1 \$ | 9,6 % | 1 276,8 \$ | 111,7 \$ |
| Revenus d'autres sources | 96,5 | | 97,1 | 0,6 |
| TOTAL | 1 261,6 \$ | | 1 373,9 \$ | 112,3 \$ |

Le Règlement PDVSA occasionne des bénéfices de 36,8 millions \$ pour 2007/2008

Besoin en revenus révisé

| | | | | |
|---|------------|-------|------------|---------|
| Revenus des « Catégories de clientèle » | 1 165,1 \$ | 6,4 % | 1 240,0 \$ | 74,9 \$ |
| Revenus d'autres sources | 96,5 | | 97,1 | 0,6 |
| TOTAL | 1 261,6 \$ | | 1 337,1 \$ | 75,5 \$ |

La Commission réduit le besoin en revenus pour 2007/2008 de 6,5 millions \$

Besoin final en revenus approuver par la Commission

| | | | | |
|---|------------|-------|------------|---------|
| Revenus des « Catégories de clientèle » | 1 165,1 \$ | 5,9 % | 1 233,5 \$ | 68,4 \$ |
| Revenus d'autres sources | 96,5 | | 97,1 | 0,6 |
| TOTAL | 1 261,6 \$ | | 1 330,6 \$ | 69,0 \$ |

ANNEXE C

BESOIN EN REVENUS SELON LES CATÉGORIES DE CLIENTÈLE

| Catégorie de clientèle | Revenus actuels | Aug. \$ | Revenus finaux | % Aug. |
|-------------------------|-----------------|---------|----------------|--------|
| Résidentiel | 504,5 | 29,8 | 534,3 | 5,9 |
| UG I | 109,5 | 4,4 | 113,9 | 4,0 |
| UG II | 113,8 | 6,7 | 120,5 | 5,9 |
| P. industries | 42,7 | 2,5 | 45,2 | 5,9 |
| G. industries | 279,8 | 19,3 | 299,1 | 6,9 |
| Ventes en gros | 94,3 | 5,6 | 99,9 | 5,9 |
| Éclairage | 19,1 | 0 | 19,1 | 0 |
| Non mesuré | 1,4 | 0,1 | 1,5 | 7,2 |
| Énergie garantie | | | | |
| Sous-total | 1 165,1 | 68,4 | 1 233,5 | 5,9 |
| Interruptible | 59,2 | 0 | 59,2 | 0 |
| Chauffe-eau | 15,6 | 0,5 | 16,1 | 3,0 |
| Branchement | 2,7 | 0,1 | 2,8 | 3,0 |
| Utilisation des poteaux | 2,1 | 0 | 2,1 | 0 |
| Autre | 16,9 | 0 | 16,9 | 0 |
| TOTAL | 1 261,6 | 69,0 | 1 330,6 | |

ANNEXE D

AJUSTEMENT DES BÉNÉFICES DU RÈGLEMENT PDVSA

| | |
|--|-------------------|
| Coûts de l'actionnaire pour l'Orimulsion | 46,7 millions \$ |
| Coûts de la clientèle pour l'Orimulsion | 497,0 millions \$ |
| Coûts totaux pour l'Orimulsion | 543,7 millions \$ |
| Bénéfices du Règlement PDVSA | 333,4 millions \$ |
| Ratio revenue-coûts | 61,3 % |
| Portion des bénéfices de l'actionnaire | 28,6 millions \$ |

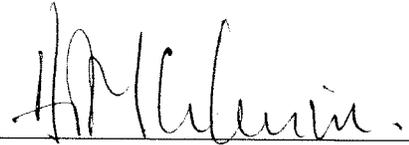
Fait dans la ville de Saint John, au Nouveau-Brunswick, ce 22^e jour de février 2008



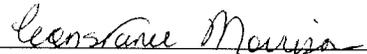
Raymond Gorman, C.R., Président



Cyril W. Johnston, Vice-Président



Roger McKenzie, Membre



Constance Morrison, Membre



Yvon Normandeau, Membre



Don Barnett, Membre