

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2007-08	R-3605-2006	20 février 2007
-----------	-------------	-----------------

PRÉSENTS :

M. Richard Carrier, B. Sc. (Écon.), M.A. (Écon.)
M. François Tanguay
M. Gilles Boulianne, B. Sc. (Écon.)
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

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

**Décision relative à la demande de modification des tarifs et
conditions des services de transport d'Hydro-Québec au
1^{er} janvier 2007**

Intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIÉ/CIFQ);
- Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER);
- Energy Brookfield Marketing Inc. (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Grand Conseil des Cris (Eeyou/Istchee)/Administration régionale Crie (GCC(EI)/ARC);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Option consommateurs (OC);
- Powerex Corp. (Powerex);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	6
2.	RÉGLEMENTATION DE LA PERFORMANCE	8
2.1	Indicateurs de performance	8
2.2	Objectifs corporatifs.....	9
3.	PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES....	12
3.1	Les principes réglementaires	12
3.2	Les conventions comptables.....	12
3.2.1	Reclassement de l'effet des couvertures des ventes en dollars américains	13
3.2.2	Contrats de location.....	14
3.2.3	Nouvelles normes comptables relatives à la comptabilisation des instruments financiers, en vigueur à compter du 1er janvier 2007.....	15
4.	DÉPENSES D'EXPLOITATION	18
4.1	Charges brutes directes.....	19
4.2	Charges de services partagés	24
4.3	Coûts capitalisés.....	30
4.4	Charges nettes d'exploitation	31
4.5	Autres charges.....	35
4.5.1	Achats de services de transport auprès de la Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée (CRT) et d'Alcan.	36
4.5.2	Achats d'électricité.....	39
4.5.3	Amortissement	40
4.5.4	Taxes	40
4.6	Frais corporatifs, intérêts découlant du remboursement gouvernemental et facturation externe.....	41
5.	BASE DE TARIFICATION.....	41
5.1	Immobilisations corporelles en exploitation	43
5.2	Actifs incorporels.....	44
5.3	Dépenses non amorties et autres actifs	45
5.4	Fonds de roulement réglementaire.....	46
5.5	Autorisations relatives aux mises en exploitation	47
5.6	Modifications aux durées de vie utile	48
6.	COÛT DU CAPITAL	48
6.1	Taux de rendement sur l'avoir propre.....	49
6.2	Coût de la dette	49
6.3	Taux de rendement sur la base de tarification	53
6.4	Coût en capital prospectif.....	53

7.	REVENU REQUIS	54
8.	PLANIFICATION DU RÉSEAU	55
8.1	Confidentialité	56
8.2	Interconnexion avec l'Ontario	58
9.	COMMERCIALISATION.....	60
9.1	Prévision des besoins et revenus des services de Transport	60
10.	RÉPARTITION DES COÛTS ET TARIFICATION.....	64
10.1	Répartition du coût de service	64
10.2	Tarification	64
11.	TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT	66
11.1	Dispositions distinctes pour le raccordement des centrales éoliennes	66
11.2	Article 10.1	70
11.3	Article 12A.2	71
11.4	Article 13.4	79
11.5	Articles 7.2 et 17.3	79
11.6	Autres dispositions.....	80
12.	RÉTROACTIVITÉ DES TARIFS.....	80

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	18
Évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service 2005-2007	
Tableau 2	19
Évolution des charges brutes directes 2005-2007	
Tableau 3	24
Évolution des charges de services partagés 2005-2007	
Tableau 4	35
Évolution des Autres charges 2005-2007	
Tableau 5	42
Évolution de la base de tarification 2005-2007	
Tableau 6	54
Évolution du revenu requis 2005-2007	

1. INTRODUCTION

Le 6 juillet 2006, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) en vertu des articles 31, 32, 48, 49, 50, 51 et 164.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) une demande relative à la modification des conditions des services de transport². Les conclusions recherchées sont les suivantes :

« ACCUEILLIR la présente demande;

APPROUVER pour le Transporteur des revenus requis de l'ordre de 2 729,7 M\$ pour l'année témoin projetée se terminant le 31 décembre 2007;

MAINTENIR pour le Transporteur une structure de capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres;

AUTORISER un coût moyen pondéré du capital applicable à la base de tarification du Transporteur de l'ordre de 7,936 % qui tient compte d'un taux de rendement de 8,02 % sur les capitaux propres;

ÉTABLIR le coût moyen pondéré du capital prospectif du Transporteur à 6,5 %;

RECONNAÎTRE les méthodes d'établissement du coût du service qui ont été utilisées par Hydro-Québec pour les fins de la présente demande du Transporteur, sujet à leur modification, substitution ou ajustement par décision expresse de la Régie;

MODIFIER les tarifs du Transporteur facturés à ses clients en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec de façon à ce qu'ils génèrent des revenus de 2 729,7 M\$, pour permettre de rencontrer le coût total de la prestation du service, incluant l'atteinte du taux de rendement demandé;

APPROUVER les conditions des services de transport telles que proposées en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec produits au soutien des présentes. »

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² Demande du Transporteur du 6 juillet 2006.

Le 10 juillet 2006, le Transporteur dépose, en vertu des articles 16, 31(5^o) et 73 de la Loi, une demande d'autorisation pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité au cours de l'année 2007.

Le 12 juillet 2006, la Régie rend sa décision procédurale D-2006-119 dans laquelle elle décide de procéder à l'examen de ces deux demandes dans le cadre de la même audience. L'avis public paraît le 15 juillet 2006.

Le 18 août 2006, la Régie rend sa décision D-2006-126 par laquelle elle se prononce sur les demandes d'intervention et les sujets à débattre dans la présente audience. Le 6 septembre 2006, dans sa décision D-2006-132, elle accorde également à GCC(EI)/ARC le statut d'intervenant.

Le 20 septembre 2006, la Régie rejette les demandes de S.É./AQLPA et du GRAME relatives à leur participation au Groupe de travail sur la réglementation de la performance mis en place suite à la décision D-2006-99³.

L'audience a lieu du 1^{er} au 15 novembre 2006. Une séance à huis clos regroupant le Transporteur et la Régie et portant sur l'étude des alternatives possibles à l'utilisation du service de transport d'Alcan⁴ déposée sous pli confidentiel est tenue le 7 novembre 2006. Les dossiers R-3605-2006 et R-3606-2006 sont pris en délibéré à l'issue de l'audience.

Le 13 décembre 2006, le Transporteur dépose une requête interlocutoire afin que les tarifs existants du service de transport soient déclarés provisoires à compter du 1^{er} janvier 2007. Il dépose également des amendements à sa demande principale qu'il juge nécessaires afin que l'application des tarifs fixés subséquemment au 1^{er} janvier 2007 puisse être rétroactive. Le 21 décembre 2006, la Régie rend sa décision D-2006-169 relative à ladite requête.

Le 21 décembre 2006, la Régie rend sa décision D-2006-170 relative à la demande du Transporteur faisant l'objet du dossier R-3606-2006 portant sur les investissements 2007 afférents aux projets de moins de 25 M\$.

Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande du Transporteur relative à la modification des *Tarifs et conditions* de ses services de transport au 1^{er} janvier 2007.

³ Décision D-2006-99, dossier R-3549-2004, Phase II, 7 juin 2006.

⁴ Pièce B-12, HQT-10, document 1.2.

2. RÉGLEMENTATION DE LA PERFORMANCE

Dans sa décision D-2006-99, la Régie met en place un groupe de travail sur la réglementation de la performance du Transporteur (le Groupe de travail). Le mandat confié au Groupe de travail est défini comme suit :

- « • Déterminer si des indicateurs de performance doivent être ajoutés à ceux spécifiés par la Régie dans sa décision ;
- Établir des cibles pour ces indicateurs selon les indications de la Régie ;
- Déterminer les moyens de mise en oeuvre de ces indicateurs au sein des activités du Transporteur ;
- Échanger sur l'usage du balisage et identifier les sources de balisage utiles à la réglementation du Transporteur ; et
- Examiner les incitatifs adaptés à la réglementation du Transporteur⁵ ».

La lettre du Transporteur du 4 juillet 2006 initie les travaux du Groupe de travail répartis en quatre blocs thématiques. Une lettre du Transporteur du 20 octobre 2006 informe la Régie que les travaux du Groupe de travail, sur demande des intervenants, se poursuivront au-delà du 31 octobre 2006, date à laquelle la décision D-2006-99 fixait le dépôt du rapport final.

Dans sa décision D-2006-126 rendue dans le présent dossier, la Régie circonscrit les sujets à débattre en lien avec le mandat du Groupe de travail :

« Par conséquent, tout débat de fond sur les sujets compris dans le mandat du groupe de travail, auquel il est fait référence ci-dessus, est exclu du présent dossier. Les intervenants désireux d'intervenir sur les indicateurs de performance pourront cependant traiter des 23 indicateurs retenus par la Régie dans sa décision D-2005-50⁶ ».

2.1 INDICATEURS DE PERFORMANCE

Le Transporteur présente les résultats au 31 décembre 2005 des 23 indicateurs retenus par la Régie dans sa décision D-2005-50⁷, ainsi que les données de base pour les ratios de coûts.

⁵ Décision D-2006-99, dossier R-3549-2004, Phase II, 7 juin 2006, page 3.

⁶ Décision D-2006-126, Dossiers R-3605-2006 et R-3606-2006, 18 août 2006, page 6.

⁷ Dossier R-3549-2004 Phase I, 31 mars 2005, page 26.

En réponse aux demandes de renseignements, il fournit également un historique de ces indicateurs depuis 2001 ainsi que leurs cibles pour l'année 2005. Concernant l'indicateur relatif au Coût direct par kilomètre de circuit 230 kV, le Transporteur mentionne que, conjointement avec les autres participants au *Committee on Corporate Performance and Productivity Evaluation* (COPE), il travaille à élaborer de nouveaux indicateurs de coûts qui devraient être disponibles au cours de l'année 2007. Il participe aussi en 2006 au balisage P.A. Consulting avec les données de l'année 2005. Ce balisage est en cours et la présentation des résultats est prévue pour le printemps 2007⁸.

Selon l'ACEF de Québec, les agences réglementaires devraient être consultées sur la refonte du programme du COPE.

Pour le GRAME, le Transporteur devrait identifier les «exigences environnementales» qui ont une incidence sur l'exploitation du réseau du Transporteur. L'intervenant demande, le cas échéant, à la Régie d'examiner la possibilité de préparer un plan de vérification de ces «*exigences environnementales*», soit par échantillonnage, par réseau ou par client du service de transport. Il demande une bonification de l'indicateur relatif aux déversements accidentels.

S.É./AQLPA considère qu'une gestion utile des indicateurs de performance nécessite la production d'informations complémentaires importantes. Concernant les quatre indicateurs relatifs au nombre et à la durée moyenne des interruptions planifiées, ainsi que ceux portant sur la durée et la fréquence moyenne des interruptions par point de livraison (SAIDI⁹ et SAIFI¹⁰), S.É./AQLPA recommande qu'ils soient étudiés par région. En ce qui a trait aux indicateurs environnementaux, l'intervenant recommande que la présentation des indicateurs soit complétée annuellement par plusieurs informations nécessaires à une évaluation des indicateurs et à une explication de la performance du Transporteur en la matière.

2.2 OBJECTIFS CORPORATIFS

Le Transporteur produit, pour les années 2005 et 2006, des informations sur les objectifs corporatifs qui sont établis aux fins des régimes d'intéressement et de rémunération variable lors du processus de planification annuelle du plan d'affaires. Il est prévu que les objectifs corporatifs 2007 soient établis au cours de l'automne 2006 et approuvés par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec en décembre 2006.

⁸ Pièce B-11, HQT-13, document 1, page 5.

⁹ *System Average Interruption Duration Index.*

¹⁰ *Sustained Average Interruptions Frequency Index.*

Les paramètres considérés en 2006 diffèrent parfois de ceux retenus en 2005. Deux objectifs, dont celui relatif aux charges d'exploitation nettes, ne figurent plus dans les résultats de 2006. Par ailleurs, un objectif lié à la *Sécurisation des installations de TransÉnergie de niveaux 3 et 4* est introduit en 2006.

Pour chacun des objectifs, le Transporteur fournit le seuil, la cible, l'idéal et la donnée réelle lorsque disponible. Des tableaux résumant, pour 2005 et 2006, les résultats pour fins de régime d'intéressement et de rémunération variable. Les objectifs y sont classés selon trois catégories. La catégorie A se rapporte aux clients, la catégorie B aux employés et la catégorie C à l'actionnaire. Parmi les objectifs présentés, le Transporteur fait état d'une amélioration de l'*Indice de continuité du service de transport (IC-Transport)* depuis 1990, exception faite d'une détérioration de cet indicateur en 2005 expliquée par cinq événements majeurs. Le Transporteur souligne que la cible de 0,65 heure d'interruption qu'il s'était fixée en 2005 a été revue et améliorée à 0,60 heure en 2006 pour tenir compte des commentaires de la Régie et des intervenants.

Concernant l'indicateur *Partenariat qualité avec Hydro-Québec Distribution*, l'ACEF de Québec doute de la complète neutralité et indépendance du Distributeur vis-à-vis du Transporteur, bien que le résultat de l'évaluation de 2005 fasse ressortir des exigences de Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) à l'endroit du Transporteur. Pour l'intervenante, certains éléments évalués à une note inférieure à 7 méritent une attention particulière et un engagement ferme à s'améliorer de la part du Transporteur.

Selon l'ACEF de Québec, les priorités réglementaires diffèrent des priorités d'affaires et corporatives. Des objectifs et cibles précis et spécifiques doivent être établis afin de répondre aux exigences réglementaires et à l'engagement d'amélioration de la performance, conformément à l'article 49 (1) (4^e) de la Loi.

Selon S.É./AQLPA, le régime d'intéressement et de rémunération variable du Transporteur ne contient aucun indicateur environnemental, couvre insuffisamment la fiabilité et l'optimisation de l'exploitation et accorde une importance disproportionnée à l'indicateur de partenariat qualité avec le Distributeur, affilié du Transporteur. L'intervenant recommande la suppression, ou, du moins, une diminution de l'importance de l'indicateur *Partenariat qualité avec le Distributeur* dans les critères des régimes d'intéressement et de rémunération variable du Transporteur. L'intervenant recommande également d'inclure les indicateurs *Incidents d'exploitation G1 et G2*, en plus du *Taux de conformité aux exigences du North American Reliability Council (NERC)/Northeast Power Coordinating Council (NPCC)* et de l'IC-Transport. Enfin, l'engagement environnemental du Transporteur devrait, dès le dossier

tarifaire 2008, se traduire par une inclusion de ces considérations dans son régime d'intéressement et de rémunération variable.

La Régie prend acte des résultats portant sur les 23 indicateurs existants ainsi que des observations produites par S.É./AQLPA et le GRAME.

La Régie demande au Transporteur et aux intervenants de s'assurer que les travaux du Groupe de travail soient complétés pour le printemps 2007 et qu'un échéancier des étapes restantes lui soit transmis.

Tenant compte du mandat confié au Groupe de travail, la Régie ne se prononce pas dans le présent dossier sur les améliorations proposées aux indicateurs existants. Elle prend cependant acte de l'engagement du Transporteur de discuter des indicateurs environnementaux dans le cadre des travaux du Groupe de travail¹¹.

Concernant l'indicateur *Coûts directs d'exploitation par kilomètre de circuit 230 kV équivalent*, l'exigence contenue dans la décision D-2005-50 et relative au facteur de conversion¹² sera prise en compte dans l'élaboration, par les participants du COPE, de nouveaux indicateurs de coûts. La Régie prend acte que ces derniers devraient être disponibles en 2007¹³.

Seulement quatre des 23 indicateurs de performance retenus par la Régie sont considérés dans les objectifs corporatifs aux fins des régimes d'intéressement et de rémunération variable, soit l'IC, le *Partenariat qualité avec le Distributeur*, le *Taux de conformité aux exigences du NERC¹⁴/NPCC* et la *Fréquence des accidents de travail*. La Régie juge relativement faible la pondération de ces indicateurs dans les objectifs corporatifs. Ils interviennent seulement pour 13 % et 17 % respectivement en 2005 et 2006, alors que l'importance accordée à la catégorie C relative à l'actionnaire dans les objectifs corporatifs demeure élevée.

La Régie est d'avis que le Transporteur ne peut se limiter à un indicateur de partenariat qualité avec un affilié aux fins de régimes d'intéressement et de rémunération variable. De plus, la Régie prend acte de l'engagement du Transporteur d'intégrer un indicateur d'efficience dans ses objectifs 2007¹⁵.

¹¹ Pièce B-11, HQT-13, document 7, page 4.

¹² Décision D-2005-50, Dossier R-3549-2004, Phase I, 31 mars 2005, page 23.

¹³ Pièce B-11, HQT-13, document 1, page 5.

¹⁴ North American Electric Reliability Council.

¹⁵ Notes sténographiques (NS), volume 1, page 54.

3. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES

Le Transporteur demande la reconnaissance des méthodes d'établissement du coût de service qui ont été utilisées par Hydro-Québec pour les fins du présent dossier, sujet à leur modification, substitution ou ajustement par décision expresse de la Régie. Il demande également le report de l'application de certaines normes comptables qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2007.

3.1 LES PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

Les principes réglementaires utilisés par le Transporteur dans sa demande et dans la présentation des données ont été reconnus par la Régie dans ses décisions D-99-120¹⁶, D-2002-95¹⁷, D-2004-122¹⁸ et D-2005-50¹⁹. Le Transporteur en fait une synthèse dans les tableaux apparaissant à la pièce B-1, HQT-4, document 1.

3.2 LES CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés d'Hydro-Québec sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR), tels qu'édictés par l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA), et tiennent compte des méthodes et pratiques comptables généralement reconnues par les organismes de réglementation.

Lorsqu'applicables aux fins du calcul de ses revenus requis, le Transporteur tient compte des conventions comptables en usage par Hydro-Québec au 31 décembre 2005, telles que décrites dans les notes complémentaires aux états financiers consolidés présentées dans son rapport annuel 2005.

Le Transporteur présente un sommaire des conventions comptables qu'il juge pertinentes à sa demande. En plus des conventions déjà reconnues par la Régie, il présente un

¹⁶ Dossier R-3405-98, 16 juillet 1999.

¹⁷ Dossier R-3401-98, 30 avril 2002.

¹⁸ Dossier R-3401-98, 17 juin 2004.

¹⁹ Dossier R-3549-2004, Phase I, 31 mars 2005.

reclassement de l'effet des couvertures des ventes en dollars américains et les modifications ou ajouts aux contrats de location et à la comptabilisation des instruments financiers.

Le Transporteur demande la reconnaissance par la Régie des modifications ou ajouts aux conventions comptables déjà reconnues ainsi que de la stratégie qu'il a adoptée concernant l'adoption des nouvelles normes comptables relatives à la comptabilisation des instruments financiers qui seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2007.

3.2.1 RECLASSEMENT DE L'EFFET DES COUVERTURES DES VENTES EN DOLLARS AMÉRICAINS

L'entreprise présente l'effet des couvertures en compensation des éléments couverts sauf pour un élément important, soit la présentation avec les frais financiers des gains et pertes de change associés aux dettes et swaps désignés en couverture des ventes en dollars américains.

Hydro-Québec, à titre d'entité corporative, détient de la dette et des swaps en dollars américains dont les variations dues au taux de change compensent l'entreprise pour les effets inverses sur ses ventes en dollars américains.

Historiquement, tous les gains et pertes de change étaient présentés au poste Perte de change sous la rubrique Frais financiers, sans égard à l'élément couvert. Dans leur rapport déposé en 2005, les vérificateurs externes d'Hydro-Québec avaient noté cette situation et recommandaient une présentation uniforme de tous les effets des couvertures, soit avec l'élément couvert.

Hydro-Québec a alors décidé de reporter ce changement jusqu'au moment où une analyse approfondie serait effectuée à propos, d'une part, de la comptabilisation de tous les instruments financiers, incluant les instruments dérivés et, d'autre part, des implications de ce changement sur la problématique du traitement réglementaire du risque de change dans le coût de la dette présumée.

À la suite des travaux réalisés en 2005, Hydro-Québec a adopté, à partir de 2006, une présentation où l'effet des couvertures des ventes en dollars américains par les dettes et swaps est reclassé sous la rubrique Produits, avec l'élément couvert. Cet effet de couverture ne fait donc plus partie des frais financiers.

Selon Hydro-Québec, cette présentation est cohérente avec les objectifs économiques de cette couverture et avec le traitement comptable de couverture accordé à ces relations et

ainsi, le coût de la dette est en grande partie immunisé contre la volatilité induite par le risque de change.

L'impact sur le coût de la dette est examiné dans la section 6 de la présente décision. La Régie se prononce sur le changement demandé dans cette même section.

3.2.2 CONTRATS DE LOCATION

Depuis le 1^{er} janvier 2005, Hydro-Québec applique les modifications incluses dans l'Abrégé des délibérations CPN-150 du Comité sur les problèmes nouveaux de l'ICCA. Cet abrégé exige qu'un accord prévoyant une opération ou une série d'opérations liées, qui ne revêt pas la forme juridique d'un contrat de location mais qui confère le droit d'utiliser un actif corporel en contrepartie d'un paiement ou d'une série de paiements, entre dans le champ d'application du chapitre 3065 du Manuel de l'ICCA, intitulé *Contrats de location*.

Les règles des contrats de location s'établissent comme suit. Lorsqu'en vertu d'un contrat de location, pratiquement tous les avantages et les risques inhérents à la propriété du bien sont transférés au preneur, il s'agit d'un contrat de location - acquisition et le preneur doit comptabiliser un actif et une obligation à la valeur actualisée des paiements exigibles, abstraction faite de la partie de ces paiements couvrant les frais liés à l'utilisation du bien. Dans les autres cas, il s'agit d'un contrat de location - exploitation où les loyers exigibles doivent être imputés aux résultats selon une formule linéaire appliquée sur la durée de l'entente, sauf si une autre formule permet de mieux respecter l'avantage qu'en tire l'utilisateur.

Le Transporteur explique qu'une entente de raccordement de centrale d'un producteur privé pourrait être considérée comme étant assortie d'un contrat de location - acquisition en ce qui concerne les contributions versées pour le poste de départ. Ceci modifierait la nature de la transaction à comptabiliser aux livres du Transporteur. La contribution visant à rembourser le coût d'acquisition et d'installation des équipements d'un poste de départ ferait alors partie de la base de tarification, mais à la rubrique des Immobilisations corporelles en exploitation plutôt qu'à la rubrique des Dépenses non amorties et autres actifs, à titre d'Autres frais reportés.

Le Transporteur précise que ce type de modification n'affecte pas le calcul de ses revenus requis puisque la méthode et la période d'amortissement de cette contribution demeurent les mêmes. Par ailleurs, la nature de la contribution relative aux frais d'exploitation et d'entretien comptabilisée par le Transporteur demeure inchangée.

La Régie reconnaît l'application des modifications aux normes comptables afférentes aux contrats de location pour la détermination du revenu requis du Transporteur.

3.2.3 NOUVELLES NORMES COMPTABLES RELATIVES À LA COMPTABILISATION DES INSTRUMENTS FINANCIERS, EN VIGUEUR À COMPTER DU 1ER JANVIER 2007

Relations de couverture avant le 1^{er} janvier 2007

Depuis le 1^{er} janvier 2004, Hydro-Québec a adopté les recommandations de la note d'orientation concernant la comptabilité intitulée «*Relations de couverture*» (NOC-13) qui établit les conditions d'application de la comptabilité de couverture se résumant à une documentation adéquate et à une démonstration de l'efficacité des relations de couverture. Comme la majorité des relations de couverture de l'entreprise respectent les critères établis par la NOC-13, la comptabilité de couverture s'applique. Les instruments financiers dérivés ne répondant pas aux conditions d'admissibilité à la comptabilité de couverture exposées dans la NOC-13 sont constatés dans le bilan à la juste valeur et les variations de juste valeur sont constatées aux résultats.

Instruments financiers et relations de couverture après le 1^{er} janvier 2007

À compter du 1^{er} janvier 2007, Hydro-Québec adoptera des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers. Ces nouvelles normes sont couvertes par trois nouveaux chapitres du Manuel de l'ICCA.

Chapitre 3855. Instruments financiers – comptabilisation et évaluation

Ce chapitre établit les normes de comptabilisation et d'évaluation des actifs financiers, des passifs financiers et des dérivés non financiers. Il traite également du mode de présentation des gains et des pertes sur les instruments financiers.

Chapitre 3865. Couvertures

Ce chapitre reprend les recommandations de la NOC-13 quant aux conditions d'application de la comptabilité de couverture en plus de préciser la manière d'appliquer la comptabilité de couverture.

Chapitre 1530, Résultat étendu

Ce chapitre introduit de nouvelles règles concernant certains gains et pertes qui doivent être cumulés temporairement hors des résultats pour y être reclassés en temps opportun. Le résultat étendu et ses composantes doivent être présentés dans un état financier ayant la même importance que les autres états compris dans un jeu complet d'états financiers.

Effets de l'implantation des nouvelles normes

Selon le Transporteur, les effets s'observeront à trois niveaux.

Comptabilisation des instruments dérivés et application de la comptabilité de couverture

À compter du 1^{er} janvier 2007, tous les instruments dérivés seront évalués à leur juste valeur. Les gains et pertes relatifs aux variations des justes valeurs devront être comptabilisés aux résultats sauf si ces éléments sont désignés comme des éléments constitutifs d'une relation de couverture. Dans ces conditions, les nouvelles normes comptables permettent d'assurer que les gains, pertes, produits et charges qui se compensent de façon efficace soient comptabilisés aux résultats au cours de la même ou des mêmes périodes.

Le Transporteur explique que ces règles ont pour effet de préserver l'objectif poursuivi dans la comptabilité de couverture pratiquée en vertu des normes existantes. Ainsi, selon le Transporteur, l'application des nouvelles normes aurait ultimement peu d'impact sur le niveau du coût de la dette réglementaire²⁰.

La comptabilisation des instruments dérivés à leur juste valeur occasionnera celle d'un élément compensatoire. Le Transporteur reconnaît qu'elle amènera des modifications importantes au bilan et dans la présentation des informations financières et que la formule du coût de la dette réglementaire sera à revoir de manière à toujours bien traduire la définition fondamentale. Cependant, le Transporteur soumet que l'adaptation de la définition du coût de la dette réglementaire ne devra pas être examinée avant la projection du coût de la dette réglementaire du prochain dossier tarifaire. Les données réelles refléteraient alors les effets des nouvelles normes et la définition du coût de la dette réglementaire y serait adaptée. Le Transporteur pourrait alors confirmer la nature marginale de l'impact des nouvelles normes compte tenu des ajustements proposés.

²⁰ Pièce B-1, HQT-4, document 2, page 15.

Dettes à long terme

À compter du 1^{er} janvier 2007, le Transporteur comptabilisera la dette à long terme au coût après amortissement selon la méthode du taux effectif. Ainsi, les escomptes/prime et frais d'émission actuellement présentés dans la rubrique «Frais reportés liés à la dette à long terme» ou «Escomptes et autres crédits reportés liés à la dette à long terme» et amortis linéairement sur la durée des emprunts, seraient dorénavant inclus dans le solde de la dette à long terme. Selon le Transporteur, l'impact se limitera à la reconnaissance temporelle des escomptes et frais d'émission dont les effets se somment à zéro sur la durée de vie des titres.

Le Transporteur soumet ne pas pouvoir chiffrer tous les effets des nouvelles normes avant la mise en place des outils informatiques associés à leur implantation. La nouvelle méthode serait intégrée pour l'évaluation du coût de la dette du prochain dossier tarifaire. Le Transporteur identifierait alors l'impact de ce changement de traitement sur l'année de base et sur l'année projetée. Ainsi, le coût de la dette réglementaire projeté pour 2007 est basé sur les normes en vigueur en 2006.

Couverture des ventes en dollars américains

Présentement, dans les cas où Hydro-Québec désigne la dette en couverture des ventes en dollars américains, seul le capital de la dette est désigné. À compter du 1^{er} janvier 2007, le Transporteur devra également désigner les intérêts de la dette. Ainsi, compte tenu du reclassement mentionné précédemment, les gains et pertes de change sur les intérêts de ces dettes seront dorénavant présentés sous la rubrique Produits alors que les intérêts seront comptabilisés au taux historique sous la rubrique Frais financiers.

La Régie prend acte des orientations du Transporteur. Étant donné que les nouvelles normes comptables relatives à la comptabilisation des instruments financiers ne sont pas utilisées dans l'établissement du coût de la dette au présent dossier tarifaire, la Régie ne se prononce pas quant à la reconnaissance et à l'application, aux fins réglementaires, de ces nouvelles normes.

4. DÉPENSES D'EXPLOITATION

Le Transporteur projette, pour l'année témoin 2007, des charges totales de 1 515,3 M\$. Comparées aux dépenses nécessaires à la prestation du service de l'année témoin projetée 2005, établies par la Régie à 1 368,1 M\$, leur progression se chiffre à 147,2 M\$, soit 10,8 %. Par rapport aux données historiques 2005, l'augmentation est de 133,2 M\$, soit 9,6 %.

Tel qu'il est indiqué dans le Plan stratégique 2006-2010 d'Hydro-Québec, le Transporteur a pris l'engagement de poursuivre l'objectif d'amélioration de ses pratiques de maintenance et d'exploitation et entend limiter la croissance des charges nettes d'exploitation à 2 % par année à partir de 2007.

Tableau 1

Évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service 2005-2007

(en millions de dollars)	2005 autorisé D-2005-63	2005 année historique	2006 année de base	2007 année témoin	Variation 2007-2005 historique	
					M\$	%
Dépenses nécessaires à la prestation du service						
Charges nettes d'exploitation						
Charges brutes directes	424,6	457,7	493,9	502,5	44,8	9,8%
Charges de services partagés	336,0	345,5	368,2	379,1	33,6	9,7%
Coûts capitalisés	(79,2)	(92,6)	(102,1)	(106,1)	(13,5)	14,6%
Facturation interne émise	(40,5)	(44,6)	(37,7)	(38,5)	6,1	-13,7%
	640,9	666,0	722,3	737,0	71,0	10,7%
Autres charges						
Achats services de transport	20,7	20,9	21,0	21,0	0,1	0,5%
Achats d'électricité	7,5	6,2	6,4	6,8	0,6	9,7%
Amortissement, déclassement	498,0	493,4	547,7	558,6	65,2	13,2%
Taxes	179,0	175,5	161,4	164,6	(10,9)	-6,2%
	705,2	696,0	736,5	751,0	55,0	7,9%
Frais corporatifs	30,8	30,3	33,3	35,2	4,9	16,2%
Intérêts reliés au remboursement gouvernemental	(7,2)	(7,2)	(6,6)	(5,9)	1,3	-18,1%
Facturation externe	(1,6)	(3,0)	(2,1)	(2,0)	1,0	-33,3%
Total	1 368,1	1 382,1	1 483,4	1 515,3	133,2	9,6%

Tableau établi à partir de la pièce HQT-5, document 1, page 3

4.1 CHARGES BRUTES DIRECTES

Les charges brutes directes de 2007 sont projetées à 502,5 M\$, représentant une hausse de 77,9 M\$ ou de 18,4 % par rapport au montant autorisé en 2005. Par rapport aux valeurs historiques de cette même année, l'écart se chiffre à 44,8 M\$, soit 9,8 %. Ces charges sont constituées de la masse salariale et des autres charges relatives à la réalisation des activités de transport d'électricité.

Le tableau suivant présente l'évolution des charges brutes directes.

Tableau 2
Évolution des charges brutes directes 2005-2007

	<i>(en millions de dollars)</i>				Variation 2007-2005 historique	
	2005 autorisé D-2005-63	2005 année historique	2006 année de base	2007 année témoin	M\$	%
Charges brutes directes						
Masse salariale						
Salaire de base	221,0	217,2	232,4	237,0	19,8	9,1%
Temps supplémentaire	19,6	29,7	27,9	27,9	(1,8)	-6,1%
Primes et revenus divers	20,6	24,3	22,0	22,5	(1,8)	-7,4%
<i>Régime d'intéressement corporatif</i>	7,2	8,7	7,3	7,4	(1,3)	-14,9%
<i>Régime de gestion de la performance</i>	2,8	3,0	3,0	3,0	0,0	0,0%
Autres	10,6	12,6	11,7	12,1	(0,5)	-4,0%
Avantages sociaux	50,7	74,3	96,6	97,6	23,2	31,2%
<i>Charge de retraite</i>	8,6	29,7	48,8	48,8	19,1	64,3%
Autres	32,7	34,0	36,7	37,4	3,4	10,0%
<i>Avantages complémentaires-retraités</i>	9,4	10,6	11,1	11,3	0,7	6,6%
Optimisation	(5,9)					
Sous-Total	306,0	345,5	378,9	384,9	39,4	11,4%
Autres charges directes	125,4	116,0	116,7	119,3	3,3	2,8%
Récupération des coûts	(2,1)	(3,8)	(1,7)	(1,7)	2,1	-55,3%
Non reconnu par la Régie	(4,7)					
Total	424,6	457,7	493,9	502,5	44,8	9,8%

Tableau établi à partir des pièces B-1, HQT-6, document 2, pages 5-6 et B-11, HQT-13, document 2, page 22 et R-3548-2004, Phase I, Pièce HQT-10, document 1, page 83

Au cours de la période 2005-2007, les salaires de base des employés du Transporteur ont augmenté de 19,8 M\$, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 4,5 %. Le Transporteur attribue cette hausse aux augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail signées et à la croissance de l'effectif en équivalents temps complet annuels.

Les primes et revenus divers totalisent 22,5 M\$ en 2007. Les charges relatives aux avantages sociaux augmentent de 23,2 M\$ entre l'année historique 2005 et l'année témoin 2007. Cette hausse s'explique essentiellement par la croissance du coût de retraite chiffrée à 19,1 M\$ pour la période.

Les salaires et avantages sociaux reflètent les paramètres des conventions collectives convenus avec les syndicats des employés d'Hydro-Québec.

Dans l'élaboration de son coût du service, le Transporteur présume que l'entreprise atteindra le bénéfice net visé, déclenchant ainsi le versement de bonis.

Régimes de rémunération variable

Deux régimes de rémunération variable sont en vigueur à Hydro-Québec : le Régime de gestion de la performance des cadres et le Régime d'intéressement des employés syndiqués.

Le régime de gestion de la performance se chiffre à 3,0 M\$. Il vise le personnel non régi par des conventions collectives de travail. Il comporte un volet corporatif et un volet individuel. Le boni du volet corporatif est conditionnel à l'atteinte d'un déclencheur financier, soit le niveau de bénéfice net visé approuvé par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec. Si ce déclencheur est atteint, il y a versement d'un boni dont le montant dépend des résultats spécifiques de la division. Le boni du volet individuel dépend du degré d'atteinte des objectifs individuels.

Le régime d'intéressement se chiffre à 7,4 M\$. Il vise le personnel régi par des conventions collectives de travail. Il s'appuie sur le même déclencheur financier que le régime de gestion de la performance. Toutefois, le montant du boni dépend du degré d'atteinte des résultats du président directeur général (PDG) d'Hydro-Québec, qui sont fonction de ceux des divisions et des unités corporatives selon une moyenne pondérée. Depuis 2004, le régime d'intéressement prévoit le versement d'un boni additionnel de 1,5 % lié à l'atteinte du bénéfice net visé par Hydro-Québec.

Le Transporteur soumet également qu'à compter du 1^{er} janvier 2007, à la suite du renouvellement de la convention collective des spécialistes pour la période du 1^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2009, le montant qui pourrait être versé en vertu de ce volet dépendra des résultats d'affaires de la division de l'employé. Cependant, le déclencheur demeure le degré d'atteinte du niveau de bénéfice net visé par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec.

L'UMQ examine la rémunération globale des employés du Transporteur qu'elle estime être supérieure à celle des travailleurs exerçant un métier comparable sur le marché de référence. Selon l'intervenante, le Transporteur doit démontrer la compétitivité de sa rémunération globale, en tenant compte de facteurs comme la valeur de la sécurité d'emploi. Elle recommande que le Transporteur développe une méthode de calcul des coûts unitaires en main-d'œuvre permettant de voir l'évolution de la rémunération globale et de la productivité de l'entreprise²¹.

Pour ce qui est de la rémunération variable, l'UMQ recommande que les bonis des employés soient déterminés en fonction d'objectifs à atteindre soit individuellement, soit dans une unité d'affaires précise du Transporteur.

L'ACEF de Québec et OC recommandent que les primes ou bonis rattachés à des objectifs et intérêts corporatifs soient retranchés du revenu requis.

L'ACEF de Québec considère que les bonis prévus qui ne sont pas versés aux employés doivent revenir à la clientèle et non au Transporteur ou à l'actionnaire. L'intervenante mentionne qu'il serait inacceptable que l'actionnaire s'attribue les primes non versées du fait que les objectifs n'ont pas été atteints. La clientèle doit être compensée pour la faible performance du Transporteur²².

OC partage ce point de vue. L'intervenante soutient que le montant total du régime d'intéressement ne devrait pas être inclus dans le revenu requis du Transporteur car le boni versé dépend surtout de l'atteinte des résultats du PDG d'Hydro-Québec. Elle demande à la Régie d'exclure au minimum 80 % des montants versés en bonis puisque le Transporteur ne contribue qu'à hauteur de 20 % aux résultats du PDG. En ce qui concerne le régime de gestion de la performance, OC constate que 30 % des objectifs bénéficient à l'actionnaire et demande à la Régie d'exclure cette proportion des bonis versés.

Dans sa décision D-2002-95, la Régie émettait la réserve suivante à l'égard des régimes de rémunération variable du Transporteur :

« Cela étant, la Régie manifeste la préoccupation suivante quant à la séparation fonctionnelle. La rémunération des gestionnaires du transporteur serait liée à la performance d'Hydro-Québec intégré, ce qui, pour la Régie, peut ne pas respecter le principe de traitement non discriminatoire puisque le transporteur a un incitatif financier qui peut le conduire à favoriser les transactions

²¹ NS, volume 11, pages 176 et 177.

²² C-15-4, ACEF de Québec - Preuve, page 26.

d'Hydro-Québec Production en fonction de la contribution de ce dernier à la rentabilité globale d'Hydro-Québec.

La Régie s'attend donc à ce que le transporteur fasse des modifications à la politique de rémunération afin d'assurer une séparation fonctionnelle plus complète²³ ».

Dans sa décision D-2005-50, la Régie réitère ses réserves face à la politique de rémunération du Transporteur et statue comme suit :

« La Régie reconnaît par ailleurs qu'Hydro-Québec s'est engagée par des conventions collectives à verser certains bonis. Elle reconnaît aussi que les contrats d'emploi avec ses cadres doivent être respectés. La Régie accepte donc, dans le présent dossier, et à titre provisoire et exceptionnel, les bonis des régimes de rémunération variable au titre de charge nécessaire à la prestation de service du Transporteur.

Les commentaires de la Régie visent tous les régimes du Transporteur, tant ceux des gestionnaires que ceux des employés syndiqués. La Régie poursuit l'objectif d'harmoniser tous ces régimes avec les incitatifs de performance élaborés dans la présente décision. Elle est toutefois consciente que le rythme de cette harmonisation variera en fonction des échéances des contrats de travail du Transporteur et de ses employés, notamment ceux régis par des conventions collectives dont l'échéance peut être aussi lointaine que 2009. Elle s'attend du Transporteur à ce qu'il travaille à cette harmonisation au rythme des échéances contractuelles qui le lient et qu'il en fasse rapport à la Régie lors de ses prochains dossiers tarifaires. Pour le prochain dossier, le Transporteur intégrera notamment les incitatifs de gestion retenus par la Régie au Régime de gestion de la performance visant les employés soumis à des contrats individuels de travail, notamment ses cadres et professionnels.

Quant aux objectifs, le Transporteur devra voir à intégrer les incitatifs de gestion, créés par les indicateurs de performance, à la définition et à la pondération de ses objectifs divisionnaires. Ces objectifs doivent donner aux gestionnaires un incitatif tangible à la réduction du coût de service dans le cadre d'un niveau de qualité acceptable aux clients afin d'inciter le Transporteur à la création de valeur au profit de la clientèle²⁴ ».

²³ Dossier R-3401-98, 30 avril 2002, pages 36 et 37.

²⁴ Décision D-2005-50, dossier R-3549-2004, Phase I, pages 33 et 34.

La preuve soumise montre que la convention collective sur les conditions de travail des ingénieurs et scientifiques de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) pour la période du 1^{er} janvier 2004 au 31 décembre 2009 a été renouvelée en septembre 2005. Bien que ce renouvellement ait été effectué après la date d'émission de la décision D-2005-50²⁵, les conditions liées aux bonis n'ont pas changé²⁶. Dans le cas des spécialistes, la Régie note une amélioration. Le renouvellement des conventions collectives, en juin 2006 établit un lien plus étroit avec la performance de la division de l'employé.

La Régie rappelle au Transporteur ses exigences quant à sa politique de rémunération, telles que précisées dans ses décisions D-2002-95 et D-2005-50. Elle réitère l'importance d'intégrer les objectifs de performance de sa division à tout son personnel. **Les objectifs et orientations du Transporteur en matière de régimes de rémunération variable doivent faire partie de sa preuve afin de lui permettre d'établir qu'ils répondent aux exigences précisées par la Régie dans ses décisions. Elle lui demande de faire rapport des actions prises à cet égard lors de son prochain dossier.**

La Régie note que les mandats de négociation avec le personnel syndiqué concernant la rémunération globale sont approuvés par le Conseil d'administration et sont soumis pour approbation au Conseil du trésor. Elle considère, cependant, que cette réalité ne dispense aucunement le Transporteur de présenter les mesures prises pour assurer un contrôle adéquat de la croissance de l'effectif et des charges salariales dans l'objectif d'assurer des tarifs à la fois justes et raisonnables pour les clients.

Le coût de retraite

Le coût de retraite du Transporteur passe d'un montant de 29,7 M\$ en 2005 à une projection de 48,8 M\$ pour chacune des années 2006 et 2007. Le Transporteur explique cette augmentation de 19,1 M\$ par la baisse des taux d'intérêt à long terme constatée sur les marchés entre 2004 et 2005.

La Régie prend acte de la preuve à l'effet que l'année 2007 marque le début d'un régime de croisière plus stable quant à ces coûts.

²⁵ Décision D-2005-50, dossier R-3549-2004, Phase I, 31 mars 2005.

²⁶ Pièce B-1, HQT-6, document 2, page 21.

4.2 CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS

Les charges de services partagés représentent pour le Transporteur un montant de 379,1 M\$ en 2007. Les principaux fournisseurs de services partagés du Transporteur sont le groupe Technologie, le Centre de services partagés (CSP) et les unités corporatives.

Tableau 3
Évolution des charges de services partagés 2005-2007

(en millions de dollars)

	2005	2005	2006	2007	Variation 2007-2005 historique	
	autorisé D-2005-63	année historique	année de base	année témoin	M\$	%
Charges de services partagés						
Groupe Technologie						
Télécommunications de service	22,1	23,2	24,8	25,1	1,9	8,2%
Télécommunications spécialisées	121,7	121,9	124,1	126,3	4,4	3,6%
Rendement sur les actifs du fournisseur	13,4	13,0	15,0	21,9	8,9	68,5%
Innovation	18,4	11,9	14,3	14,3	2,4	20,2%
	175,6	170,0	178,2	187,6	17,6	10,4%
Centre de services partagés						
Approvisionnement et services	83,9	81,9	86,1	88,4	6,5	7,9%
Technologie de l'information	12,2	12,6	11,9	13,4	0,8	6,3%
Autres	3,9	3,6	3,7	3,7	0,1	2,8%
Rendement sur les actifs du fournisseur	2,1	2,1	3,2	3,2	1,1	52,4%
	102,1	100,2	104,9	108,7	8,5	8,5%
Unités corporatives						
Services financiers	5,9	6,3	6,3	6,4	0,1	1,6%
Ressources humaines	7,4	7,8	7,7	8,3	0,5	6,4%
Sécurité	2,6	13,0	12,7	10,1	(2,9)	-22,3%
Contentieux et autres	1,8	2,5	2,3	2,2	(0,3)	-12,0%
	17,7	29,6	29,0	27,0	(2,6)	-8,8%
Hydro-Québec Équipement	6,1	7,1	18,0	14,0	6,9	97,2%
Hydro-Québec Production						
Maintenance et exploitation des installations	15,5	20,6	16,7	16,9	(3,7)	-18,0%
Espaces nordiques	7,3	7,8	7,1	7,2	(0,6)	-7,7%
Autres	0,1	0,6	3,5	6,7	6,1	1016,7%
	22,9	29,0	27,3	30,8	1,8	6,2%
Hydro-Québec Distribution						
Refacturation des espaces	9,8	9,3	9,6	9,8	0,5	5,4%
Autres	1,6	1,7	1,2	1,2	(0,5)	-29,4%
	11,4	11,0	10,8	11,0	0,0	0,0%
Ajustements divers	0,2	(1,4)	0,0	0,0	1,4	-100,0%
Total	336,0	345,5	368,2	379,1	33,6	9,7%

Tableau établi à partir des pièces B-1, HQT-6, document 3, page 6 et B-11, HQT-13, document 2, page 22

La conclusion des ententes client - fournisseur de services partagés pour l'exercice 2007 étant planifiée pour l'automne 2006, le Transporteur a utilisé pour la projection de ces charges en 2007, les ententes qu'il a négociées avec ses fournisseurs pour l'année 2006, augmentées d'une inflation ne dépassant pas 2 % et d'éléments spécifiques tels que le coût de retraite, la sécurisation des installations et les interventions sur des équipements d'automatismes du réseau de transport. De l'avis du Transporteur, il s'agissait des hypothèses les plus réalistes et probables au moment de la préparation du présent dossier tarifaire.

De 2005 à 2007, les charges de services partagés sont en hausse de 33,6 M\$. Le Transporteur explique cette hausse principalement par la prise en compte, depuis 2006, de la hausse du coût de retraite dans le calcul des grilles de facturation des fournisseurs, par la mise en place du programme de sécurisation des installations ainsi que par des interventions sur des équipements d'automatismes du réseau de transport.

Cette période est marquée par des changements plus ou moins importants dans les responsabilités et les ressources de certaines activités des fournisseurs. Le changement le plus important s'avère être la création en 2006 du groupe Technologie qui inclut les activités de télécommunications spécialisées et de service ainsi que l'IREQ.

L'ACEF de Québec soumet que les hausses importantes de la base de tarification du groupe Technologie et de celle du CSP ne sont pas justifiées, que le rendement intégré dans la facturation des autres services partagés n'est pas explicité et qu'on ne peut juger de leur caractère raisonnable. L'intervenante recommande de rejeter la hausse arbitraire budgétée par le Transporteur pour 2007 de 2 % des prix des services partagés et corporatifs. Selon l'ACEF de Québec, la hausse des dépenses des services partagés entre 2006 et 2007 devrait, au minimum, respecter les objectifs inscrits dans le Plan stratégique 2006-2010.

La Régie observe que les charges de services partagés ont augmenté de 9,7 % de 2005 à 2007. Elle prend note de la preuve du Transporteur à l'effet que l'augmentation des charges de retraite et celle des coûts du programme de sécurisation expliquent, en bonne partie, la croissance observée.

Groupe Technologie

Les charges de services partagés incluent un montant de 187,6 M\$ au titre du groupe Technologie.

Le groupe Technologie offre des services importants au Transporteur relatifs à l'exploitation du réseau de transport. Entre autres, des besoins spécialisés de télécommunications découlent de la nécessité d'assurer la sécurité et la fiabilité même du réseau électrique et de l'exploiter de façon efficace²⁷.

En février 2006, le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a approuvé la création du groupe Technologie et lui a confié, notamment, la responsabilité des activités de télécommunications de l'entreprise ainsi que celles relatives à l'innovation. Ainsi, les activités de télécommunications auparavant sous la responsabilité de la division Hydro-Québec TransÉnergie ont été transférées à ce nouveau groupe.

L'ACEF de Québec soumet que la restructuration des activités au sein d'Hydro-Québec ne peut permettre de soustraire certaines activités du contrôle réglementaire. Le Transporteur d'électricité représente Hydro-Québec dans ses fonctions de transport d'électricité et non TransÉnergie en tant que division d'Hydro-Québec. De plus, le Transporteur devrait obtenir l'autorisation de la Régie avant de soustraire des activités réglementées. Selon l'intervenante, peu importe la façon dont les activités sont réparties à l'interne chez Hydro-Québec, les activités et actifs nécessaires pour offrir le service de transport et pour planifier, construire et entretenir le réseau font partie intégrante du service de transport et sont soumis à la réglementation de la Régie.

L'UMQ indique que le Transporteur est de loin le principal client de la nouvelle entité non réglementée, la majeure partie des actifs de télécommunications spécialisées étant spécifique aux activités du Transporteur. Selon l'UMQ, le transfert à l'externe de ces activités spécialisées de télécommunications entraîne des coûts de transaction plus importants. Dans la mesure du possible, il y a lieu de maintenir à l'interne ces activités. Selon l'intervenante, ce transfert fait perdre à la Régie et aux intervenants leur droit de regard réel sur les coûts associés à ces activités. L'UMQ recommande que les télécommunications soient sous le contrôle du Transporteur.

Dès le premier dossier tarifaire du Transporteur²⁸, la Régie s'interrogeait sur le fait que le Transporteur ne soit pas directement responsable de ces activités qui jouent un rôle essentiel à la gestion de son réseau :

« La Régie s'interroge sur le fait que des actifs essentiels à l'opération du réseau de transport, qui sont en plus des actifs qui servent à un réseau stratégique, ne soient pas directement sous le contrôle du transporteur et ne figurent pas à la

²⁷ Pièce B-1, HQT-6, document 3, page 8.

²⁸ Dossier R-3401-98.

base de tarification. La proposition du transporteur n'est pas cohérente avec celle sur les immeubles partagés, dont la propriété est attribuée à l'utilisateur principal qui facture par la suite les autres utilisateurs.

La Régie demande au transporteur, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, de présenter, pour examen, des informations supplémentaires concernant les activités de télécommunications, soit le montant des immobilisations à inclure à la base de tarification et les dépenses, par catégorie, nécessaires à la prestation de service, avec le même niveau de détail que pour les charges directes du transporteur. Ces informations devraient inclure celles présentées comme si les actifs étaient détenus et gérés par le transporteur²⁹ ».

Dans sa décision D-2005-50 relative au second dossier tarifaire du Transporteur, la Régie prend acte des intentions du Transporteur d'incorporer les actifs de télécommunication à sa base de tarification réglementée :

« Le Transporteur présente aussi l'état d'avancement de ses travaux sur la réglementation de ses activités de télécommunications. Il fait état des impacts sur le revenu requis du passage à leur réglementation sur la base du coût de service et chemine vers une demande d'approbation d'investissements, en vertu de l'article 73 de la Loi, qui sera déposée en 2005.

[...]

Elle [la Régie] prend acte de l'intention du Transporteur de déposer en 2005 une demande d'approbation visant la réglementation de ses activités de télécommunications, conformément à la décision D-2002-95³⁰ ».

Contrairement à ce qu'il annonçait dans le précédent dossier tarifaire, le Transporteur n'a pas déposé de demande visant à réglementer les activités de télécommunications. Il informe la Régie que le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a approuvé la création du groupe Technologie en février 2006 et lui a confié, notamment, la responsabilité des activités de télécommunications de l'entreprise.

Le Transporteur reconnaît que les actifs de télécommunications sont stratégiques pour la conduite de son réseau³¹. En réponse aux questions de la Régie portant sur les moyens mis en œuvre lors du transfert pour assurer le maintien de la qualité de ses services et un contrôle adéquat sur ses coûts, il dépose l'entente cadre 2006 qui existait entre la direction

²⁹ Décision D-2002-95, dossier R-3401-98, 30 avril 2002, pages 93 et 94.

³⁰ Décision D-2005-50, dossier R-3549-2004, Phase I, 31 mars 2005, pages 7 et 8.

³¹ NS, volume 1, page 150.

Télécommunications Réseau de transport (DTRT) et la division Hydro-Québec TransÉnergie (HQT)³² et fournit les précisions suivantes :

« Lors de la création du groupe Technologie en février 2006, la DTRT a été détachée d'HQT tout en continuant d'agir comme son fournisseur de services partagés en matière de télécommunications du réseau de transport.

Le Transporteur indique qu'après vérification il n'existe pas d'autre entente concernant les services de télécommunications spécialisés³³ ».

Le Transporteur précise, de plus, qu'aucune étude n'a été effectuée eu égard aux économies d'échelle réalisables à court et moyen terme par le regroupement des activités de télécommunications au sein d'une unité spécialisée³⁴.

Par ailleurs, en tant qu'opérateur du réseau de transport, le Transporteur doit assurer un accès non discriminatoire à tous ses clients et éviter tout traitement préférentiel à l'égard de ses affiliés. La Régie a soulevé des préoccupations à l'audience afin de s'assurer que cette responsabilité n'est pas compromise par le transfert des activités de télécommunications au groupe Technologie et par l'accès aux données stratégiques du Transporteur par les employés de ce groupe affilié. En réponse, le Transporteur mentionne que le code de conduite d'Hydro-Québec s'appliquera aux employés du groupe Technologie.

La Régie constate, de plus, qu'en maintenant les activités de télécommunications à l'extérieur des activités réglementées, le Transporteur et la Régie se voient privés du contrôle direct de dépenses représentant plus de 25 % des charges nettes d'exploitation.

Compte tenu de ses décisions antérieures, des préoccupations émises par les intervenants et du caractère incomplet ou non convaincant de la preuve, la Régie juge nécessaire de faire un examen approfondi dans le prochain dossier tarifaire de divers enjeux découlant du transfert des activités de télécommunications et portant sur la capacité du Transporteur d'assumer les responsabilités qui lui incombent à l'égard, notamment, des éléments suivants :

- 1. L'exploitation efficace et fiable de son réseau dans une perspective à moyen et long terme;**

³² Pièce B-41, HQT-16, document 17.

³³ Pièce B-41, HQT-16, document 17, page 3.

³⁴ Pièce B-41, HQT-16, document 12, page 3.

2. L'accès non discriminatoire au réseau et l'absence de tout traitement préférentiel à l'égard d'affiliés du marché de gros;
3. Le contrôle sur l'évolution de près de 25 % de ses charges nettes d'exploitation;
4. La capacité d'appliquer des mesures incitatives et des mécanismes d'amélioration de la performance sur ce bloc de dépenses.

Étant donné le caractère insuffisant de la preuve à l'appui des montants projetés et du fait que près de 25 % de ses charges nettes reliées à des activités spécialisées sont transférées depuis février 2006 à une entité affiliée qui n'est soumise à aucune forme de concurrence, la Régie autorise un montant de 176,9 M\$ au titre des charges reliées aux activités de télécommunications transférées au groupe Technologie. Ce montant est basé sur les dépenses réelles de 2005 ajustées d'une inflation annuelle de 2 %.

Elle demande que la description des montants facturés par le groupe Technologie dans le prochain dossier tarifaire comprenne une ventilation détaillée des diverses rubriques de ses charges de télécommunications avec justifications des variations sous chaque rubrique. La présentation devra également permettre de comparer diverses formules de prix avec celle prévue aux règles de facturation interne existantes, y incluant des alternatives portant sur un horizon pluriannuel. Le Transporteur devra également faire part des économies d'échelle réalisables à court et à moyen terme et des mesures incitatives proposées afin de contrôler l'évolution de ses charges de télécommunications.

Programme de sécurisation des installations

Le Transporteur prévoit un montant de 13,3 M\$ pour le programme de sécurisation des installations.

Un budget exceptionnel a été alloué concernant la sécurisation des installations en 2006 et des budgets sont également prévus en 2007 pour des interventions sur des équipements d'automatismes du réseau de transport.

Dans le but de sécuriser ses installations, depuis les événements du 11 septembre 2001, le Transporteur a procédé à la classification de ses actifs selon plusieurs critères dont leur impact stratégique. Après des intrusions survenues en 2005 dans certaines installations d'Hydro-Québec, dont celles du Transporteur, il a été décidé de mettre en place rapidement un programme de sécurisation des installations.

Le niveau de protection de chaque installation sera modulé en fonction de la norme de classification des actifs du Transporteur et de l'impact de l'installation sur la fiabilité du réseau. Des systèmes de sécurité physique et de télésurveillance des installations seront améliorés et ajoutés et le gardiennage renforcé.

Les frais de gardiennage pour la surveillance physique des installations aux montants de 10 M\$ en 2005, 10,4 M\$ en 2006 et 7,2 M\$ en 2007 sont facturés par l'unité corporative Sécurité industrielle. Il est prévu qu'à compter de 2007, la facture de Sécurité industrielle diminuera à la suite de la mise en service des systèmes de sécurisation physique et de télésurveillance.

Les factures d'Hydro-Québec Équipement imputées à l'exploitation du Transporteur représentent 0,7 M\$ en 2005 et 7,1 M\$ en 2006 pour des travaux de sécurisation des installations non capitalisables. Il est prévu qu'Hydro-Québec Équipement termine ces travaux en 2006. Aucun coût imputable à l'exploitation ne sera facturé en 2007.

En ce qui concerne Hydro-Québec Production (le Producteur), les coûts sont de 2,9 M\$ en 2006 et 6,1 M\$ en 2007 et correspondent à la portion des frais relatifs à la mise en place de deux centrales d'alarmes qui serviront, entre autres, à assurer la protection des actifs du Transporteur.

La Régie reconnaît les frais de sécurisation des installations de 13,3 M\$ à titre de charges nécessaires à la prestation du service.

4.3 COÛTS CAPITALISÉS

Les coûts capitalisés, au montant de 106,1 M\$ pour 2007, sont déduits des charges brutes directes et des charges brutes de services partagés afin d'imputer aux immobilisations corporelles et aux actifs incorporels en cours du Transporteur leur juste part des coûts encourus.

L'ACEF de Québec soumet que le Transporteur devrait apporter une correction lorsqu'il y a des écarts de taux de prestation et des coûts capitalisés qui amènent une surestimation du revenu requis.

La Régie note que les coûts capitalisés réels en 2005 sont de 17 % supérieurs au niveau autorisé par la Régie. Lorsque les montants de coûts capitalisés sont sous-estimés, il se crée

un avantage direct pour le Transporteur puisque la dépense d'exploitation de fin d'année est réduite d'autant, alors que les montants ont été collectés dans les tarifs.

La Régie demande au Transporteur de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, l'évolution annuelle, depuis 2001, des coûts capitalisés, incluant un tableau des montants projetés ou budgétés et des montants réels.

4.4 CHARGES NETTES D'EXPLOITATION

Telles que présentées au tableau 1, les charges nettes d'exploitation s'élèvent en 2007 à 737,0 M\$. Elles comprennent les charges brutes directes, les charges de services partagés, les Coûts capitalisés et la Facturation interne qui ont fait l'objet de l'examen détaillé ci-dessus. Les charges nettes d'exploitation représentent 48,6 % des dépenses projetées pour l'année 2007.

Les charges nettes d'exploitation passent d'un montant autorisé de 640,9 M\$ en 2005 à 737,0 M\$ en 2007, soit une hausse de 15,0 %.

Pour l'année historique 2005, le Transporteur présente des dépenses réelles de 666,0 M\$, dépassant de 3,9 % le montant autorisé de 2005.

Pour l'année de base 2006, le montant budgété de 722,3 M\$ montre une croissance de 8,5 % par rapport aux dépenses réelles de 2005. Le Transporteur projette de limiter la croissance des charges nettes d'exploitation à 2,0 % par année à partir de 2007.

Selon le Transporteur, les augmentations de charges d'exploitation sont dues aux éléments incontrôlables de coûts³⁵. Le Transporteur mentionne que ces derniers se limitent en 2007 au coût de retraite et au programme de sécurisation du réseau.

«[...] je comprends très bien que les éléments hors contrôle rendent inconfortable la Régie de l'énergie et les intervenants, avec raison d'ailleurs. Alors, j'ai mentionné la charge de retraite qui était - je ne répéterai pas, là, mais qui est une situation conjoncturelle. La sécurisation des installations [...] de l'accès de nos actifs, qui va se terminer à toutes fins pratiques en deux mille sept (2007).

Si vous me demandez est-ce que je connais actuellement d'autres éléments hors contrôle, je vous dirais que non, je n'en connais pas. Et j'espère qu'on n'en

³⁵ Pièces B-11, HQT-13, document 1, pages 6 et 7 et B-11, HQT-13, document 1.1, page 5.

connaîtra pas ou peu dans le futur parce que ce n'est pas une situation qui est, je dirais, tout à fait normale. Mais je suis tout à fait d'accord que devant la Régie de l'énergie, dans l'avenir on ne devrait pas parler d'éléments hors contrôle; on devrait se retrouver en situation normale de contrôle sur la croissance de nos charges d'exploitation³⁶ ».

Pour 2007, le Transporteur mentionne s'astreindre à une croissance des charges de l'ordre de 2 % par rapport à 2006 en conformité avec le Plan stratégique 2006-2010 de l'entreprise. Cet objectif fait suite à celui du précédent Plan stratégique qui comportait un gel des charges de la période 2003-2006.

L'ACEF de Québec soutient que les charges nettes d'exploitation devraient être de 708,5 M\$, vu le taux d'indexation de 0,95 % utilisé dans le Plan stratégique 2006-2010 original ou de 715,8 M\$ si l'on considère l'indexation de 2 % utilisée dans le plan stratégique révisé. Selon l'intervenante, les entités réglementées devraient avoir des objectifs en termes de gain de productivité et d'efficacité similaires aux divisions non réglementées. Elle souligne que les gains d'efficacité annuels proposés de 1 % sont faibles, comparés aux gains de productivité rencontrés dans l'économie canadienne. L'ACEF de Québec questionne également le caractère raisonnable des dépenses de sécurité et de sécurisation³⁷.

Selon l'AQCIE/CIFQ, la croissance des charges d'exploitation entre 2005 et 2007 devrait être de 25,9 M\$ au lieu des 100 M\$ projetés si la hausse était limitée à 2 %. L'intervenante allègue que la croissance de 25 salariés en ÉTC entre 2006 et 2007, la hausse prévue des salaires de 2 % et l'avancement des échelons sont incompatibles avec l'objectif de limiter les dépenses. Il soumet que, vu les augmentations considérables des dernières années, la croissance annuelle devrait être de 1 %.

La FCEI remarque la croissance de 15,0 % des charges nettes d'exploitation en deux ans, à partir des charges nettes autorisées. L'intervenante ne s'oppose pas à une croissance de 2 % des charges nettes d'exploitation pour l'année témoin 2007 mais aurait préféré observer une croissance sensiblement identique entre l'année autorisée 2005 et l'année de base 2006.

UC note que l'augmentation des dépenses de service de transport dans les trois grandes catégories de dépenses, soit les charges nettes d'exploitation, les autres charges et les frais corporatifs, entre 2005 et 2007 est significative et supérieure à 2 % par an. L'intervenante en conclut que cela conduit à une augmentation du coût de transport attribué à la charge locale.

³⁶ NS, volume 1, pages 182 à 184.

³⁷ NS, volume 10, pages 195 à 198.

Selon l'UMQ, les conventions collectives n'offrent pas nécessairement la flexibilité voulue pour permettre une augmentation suffisante de la productivité pour maintenir la croissance des charges sous le seuil de 2 %. Selon l'intervenante, la démonstration que le Transporteur est en mesure de changer les façons de faire sans se heurter aux dispositions des conventions collectives reste à faire.

La Régie estime qu'un contrôle rigoureux de l'évolution des charges nettes d'exploitation est nécessaire afin d'éviter une pression à la hausse structurelle de ce poste de dépenses sur le revenu requis et sur les tarifs du Transporteur. Ces charges représentent 48,6 % des dépenses nécessaires à la prestation du service et 27,0 % du revenu requis total. Elles constituent, de plus, un poste de dépenses directement sous le contrôle du Transporteur.

Bien que l'entreprise ne soit pas soumise à la concurrence, elle doit s'assurer d'intégrer les meilleures pratiques en matière d'efficacité et de productivité observées dans son industrie et dans les autres secteurs d'activité soumis à la concurrence. Elle doit pouvoir en témoigner tant en regard du niveau et de l'évolution de ses dépenses qu'en regard des processus de gestion et de contrôle mis en œuvre.

Dans le dernier dossier tarifaire, le Transporteur a présenté sa demande, pour l'année 2005, en fonction d'un objectif de maintien de ses charges nettes d'exploitation au niveau budgété de 2003 de 606,9 M\$ ajusté pour tenir compte de l'évolution du coût des avantages sociaux et de paramètres hors de son contrôle. Dans sa décision D-2005-50, la Régie jugeait approprié cet objectif de gel des charges du Transporteur mais n'a accepté qu'un ajout de 34 M\$ pour tenir compte de l'évolution des charges de retraite³⁸ en sus du montant de base proposé.

Or, pour l'année 2005, la Régie note que les charges nettes d'exploitation réelles établies en fin d'année dépassent de 25,1 M\$ le montant autorisé, soit de 3,9 %. Bien que ce dépassement puisse s'expliquer en partie par des coûts plus élevés que prévus pour les charges de retraite, il est, selon la Régie, de la responsabilité du Transporteur de prendre les mesures nécessaires et raisonnables pour compenser, en cours d'année, l'effet des imprévus sur le budget autorisé.

Entre 2005 et 2006, la croissance observée des charges nettes d'exploitation est particulièrement forte, celles-ci passant de 666,0 M\$ à 722,3 M\$, soit une hausse de 8,5 %. Bien que le Transporteur n'ait pas soumis de demande de modification de ses tarifs pour

³⁸ Décision D-2005-50, dossier R-3549-2004, Phase I, pages 28 et 29.

l'année 2006, la Régie est d'avis que le Transporteur doit, en pareilles circonstances, s'astreindre à la même rigueur de contrôle de l'évolution de ses dépenses.

De 2006 à 2007, la croissance proposée des charges nettes d'exploitation est de 2 %. La croissance par rapport au montant autorisé en 2005 est cependant de l'ordre de 96 M\$ ou de 15 %. Il s'agit d'une croissance très élevée qui surpasse nettement la croissance de la demande de ses clients et l'effet de l'inflation au cours de la période. Tenant compte du dépassement de budget observé en 2005 et de la forte croissance en 2006, la Régie juge que des efforts d'efficience plus grands sont nécessaires, en 2007, afin de restreindre la croissance tendancielle de ces dépenses tout en préservant la qualité du service.

À titre de point de repère, en limitant la croissance des charges nettes d'exploitation à l'effet combiné de l'inflation et de la croissance des besoins de long terme planifiés par le Transporteur en sus du montant autorisé pour 2005, le montant obtenu serait de 703,1 M\$, soit un montant inférieur de 33,9 M\$ à celui projeté en 2007. Le fait d'appliquer une telle règle aurait pour effet d'éviter toute pression à la hausse, en termes réels, de ce poste de dépenses sur les tarifs du Transporteur au cours de la période considérée.

Pour l'exercice 2007, la Régie choisit de fixer le montant global des dépenses nécessaires à la prestation du service en continuité avec l'approche retenue dans la décision D-2005-50. Ainsi, en tenant compte de l'objectif de gel des charges nettes d'exploitation pris par le Transporteur dans le cadre du Plan stratégique 2004-2008 et de l'évolution des coûts de postes de nature incontrôlable ou stratégique, la Régie autorise un niveau global de charges nettes d'exploitation de 711,3 M\$ pour l'année témoin 2007. Ce montant est calculé comme suit : un montant de base de 606,9 M\$, à titre de charges nettes d'exploitation augmenté de 81,1 M\$ pour l'évolution du coût des charges de retraite, de 13,3 M\$ pour le programme de sécurisation des installations et de 10,0 M\$ correspondant à l'effet de l'inflation sur ses charges estimée par le Transporteur pour 2007.

Le montant autorisé de 711,3 M\$, à titre de charges nettes d'exploitation en 2007, représente une hausse de 45,3 M\$ par rapport à la dépense réelle de l'année historique 2005, soit une croissance de 6,8 % sur deux ans. Par rapport au budget autorisé en 2005, il s'agit d'une hausse de 70,4 M\$ ou de 11,0 %.

4.5 AUTRES CHARGES

Le Transporteur projette un montant de 751,0 M\$ pour l'année témoin 2007 au titre des « Autres charges », ce qui représente une augmentation de 55,0 M\$ comparativement à l'année historique 2005.

L'amortissement représente environ 74 % du total des Autres charges avec un montant projeté de 558,6 M\$. Les autres rubriques sont Achats d'électricité et Taxes. Le Transporteur projette 21,0 M\$ pour les achats de services de transport.

Tableau 4
Évolution des Autres charges 2005-2007

(en millions de dollars)	2005	2005	2006	2007	Variation 2007-2005 historique	
	autorisé D-2005-63	année historique	année de base	année témoin	M\$	%
Autres charges						
Achats de services de transport	20,7	20,9	21,0	21,0	0,1	0,5%
Achats d'électricité	7,5	6,2	6,4	6,8	0,6	9,7%
Amortissement						
Immobilisations en exploitation	438,5	449,3	475,1	497,7	48,4	10,8%
Actifs incorporels	21,0	22,9	31,6	28,2	3,3	14,4%
Actifs réglementaires	20,7	6,7	30,1	27,4	20,7	309,0%
Projets suspendus	10,8	7,8	0,0	0,0	(7,8)	-100,0%
Radiation de projets et d'actifs en exploitation	5,0	4,7	8,0	5,0	0,3	6,4%
Frais de développement et autres	2,0	2,0	2,9	2,3	0,3	15,0%
	498,0	493,4	547,7	558,6	65,2	13,2%
Taxes						
Taxes sur le capital	93,3	96,0	81,0	79,5	(16,5)	-17,2%
Taxes sur les services publics	73,1	68,5	68,3	72,8	4,3	6,3%
Taxes municipales et scolaires	12,6	11,0	12,1	12,3	1,3	11,8%
	179,0	175,5	161,4	164,6	(10,9)	-6,2%
Total	705,2	696,0	736,5	751,0	55,0	7,9%

Tableau établi à partir de la pièce B-11, HQT-13, document 2, page 22

4.5.1 ACHATS DE SERVICES DE TRANSPORT AUPRÈS DE LA SOCIÉTÉ DE TRANSMISSION ÉLECTRIQUE DE CEDARS RAPIDS LIMITÉE (CRT) ET D'ALCAN.

CRT

Le Transporteur demande d'inclure un montant de 6,4 M\$ dans son revenu requis pour l'année 2007 pour l'achat de services de transport auprès de la société affiliée CRT.

Le réseau de CRT est constitué d'une ligne de transport internationale biterne à 120 kV d'environ 72 kilomètres de longueur. Cette ligne, pour laquelle une capacité de 325 MW est commercialisée, relie la centrale Les Cèdres jusqu'à un point d'interconnexion à la frontière des États-Unis situé à l'ouest de la ville de Cornwall en Ontario. Le réseau de transport de CRT est synchronisé aux réseaux de l'état de New York.

CRT figure au nombre des réseaux de transport ouverts au transit en gros. À ce titre, CRT a déposé un contrat de service de transport auprès de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) en 1997. Selon le Transporteur, ce document satisfait aux ordonnances 888 et 889 de la FERC en matière d'accès non discriminatoire et de réciprocité.

Depuis janvier 2004, le tarif de CRT est de 20,37 \$/kW-an. Le Transporteur soumet que ce tarif reflète le coût complet du service, incluant un rendement raisonnable sur les actifs de CRT. Le tarif est calculé en fonction des réservations de transport ferme à long terme.

Pour l'année projetée 2007, le Transporteur prévoit verser un montant de 6,4 M\$ pour la réservation du service de transport et il prévoit percevoir des revenus de 11,1 M\$. L'écart entre les revenus et les coûts réduit son coût du service et, conséquemment, les tarifs de l'ensemble des clients de son réseau.

L'approche intégrée du Transporteur permet de favoriser les transactions inter-réseaux et d'accroître la flexibilité des livraisons par le biais du réseau de CRT.

La Régie accepte la proposition du Transporteur d'intégrer à la détermination de son revenu requis le coût afférent au contrat de service de transport conclu avec CRT, conformément à l'article 49 (2) de la Loi.

La Régie réitère la position exprimée lors du dossier tarifaire précédent³⁹ à l'effet que cette question reste ouverte, tout comme celle du traitement de cette dépense dans l'hypothèse où la réservation de l'ensemble de la capacité du réseau de CRT ferait assumer par la clientèle des coûts supérieurs aux revenus qui en découlent.

La Régie demande au Transporteur d'ajuster, conformément à l'article 5.1 du Code de conduite⁴⁰, le montant correspondant à l'achat de services de transport auprès de son affiliée CRT en fonction d'un taux de rendement ne dépassant pas celui autorisé pour le Transporteur dans le présent dossier.

Alcan

Le Transporteur demande d'inclure un montant de 13,1 M\$ à son revenu requis pour l'année 2007 pour les achats de transit sur le réseau d'Alcan.

Le Transporteur utilise un service de transport fourni par Alcan pour alimenter les charges du Distributeur dans la région du Saguenay – Lac Saint-Jean qui ne peuvent l'être directement par le réseau du Transporteur. Ce service est payé à Alcan par le Transporteur en vertu de deux contrats.

Selon un contrat se terminant le 31 décembre 2008, le Transporteur loue deux lignes d'Alcan, pour un montant annuel de 1,1 M\$.

Selon l'autre contrat se terminant le 31 décembre 2006, le Transporteur achète un service de transport dont le paiement est fonction de la pointe réelle des charges à alimenter. Le paiement prévu pour l'année 2007 est de 12 M\$. Des négociations sont en cours pour le renouvellement de ce contrat⁴¹.

Par ailleurs, conformément à la décision D-2005-50, le Transporteur a déposé une étude des alternatives possibles à l'utilisation du service de transport Alcan. À l'audience, la Régie a accueilli la demande de traitement confidentiel de ce document⁴².

³⁹ Décision D-2005-50, Dossier R-3549-2004, Phase I, 31 mars 2005, page 40.

⁴⁰ Approuvé par la décision D-2004-122, dossier R-3401-98, 17 juin 2004.

⁴¹ Pièce B-1, HQT-6, document 7, page 9.

⁴² NS, volume 2, pages 73 et 74.

La Régie a examiné, dans le cadre d'une audience à huis clos tenue le 7 novembre 2006, l'ensemble de la preuve sur ce sujet.

La Régie prend acte que des négociations étaient en cours pour le renouvellement du contrat de service de transport.

Après la prise en délibéré de la présente demande, la *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives*⁴³ est entrée en vigueur le 13 décembre 2006. Cette Loi prévoit, entre autres, que tout contrat de service de transport entre le Transporteur et un « transporteur auxiliaire » doit être soumis à la Régie pour approbation⁴⁴.

La Régie accepte le montant présenté pour 2007. Elle demande au Transporteur de refaire le point lors du prochain dossier tarifaire sur la stratégie de desserte de cette région.

Confidentialité

Le Transporteur a demandé que le document intitulé *Alternatives d'utilisation du réseau d'Alcan*⁴⁵ soit traité de façon confidentielle puisqu'il contient des informations qui ont un caractère commercial, stratégique et concurrentiel.

Le 2 novembre 2006, en cours d'audience, la Régie a accueilli la demande du Transporteur et déclaré confidentiel ce document, le tout « avec motifs à suivre »⁴⁶. Ces motifs sont énoncés dans la présente section.

Selon le Transporteur, la divulgation de ces informations permettrait à Alcan de connaître le coût que devrait encourir le Transporteur pour éviter d'utiliser le réseau d'Alcan, ce qui risquerait de nuire et de porter atteinte à ses intérêts économiques et à ceux de sa clientèle lors de la négociation portant sur le coût d'utilisation de ce réseau. La position du Transporteur vise à restreindre les coûts de transit sur le réseau d'un tiers, lesquels se retrouvent finalement dans les tarifs.

⁴³ L.Q., 2006, c. 46.

⁴⁴ Article 85.15.

⁴⁵ Pièce B-12, HQT-10, document 1.2.

⁴⁶ NS, volume 2, pages 73 et 74.

Le Transporteur mentionne que le rapport contient également des informations qui permettent d'identifier des besoins spécifiques du client Alcan, lesquelles ont un caractère commercial stratégique pour ce client. À cet effet, il rappelle ces propos contenus dans une lettre du Distributeur au secrétariat de la Régie :

« [...] afin de respecter le caractère commercial, stratégique et concurrentiel des données concernant la consommation électrique de ses clients Grandes Entreprises, a systématiquement traité toute information relative à ses obligations de livraison à l'égard de sa clientèle de façon confidentielle. De la même manière, le Distributeur exige systématiquement du Transporteur qu'il traite toute telle information avec le même souci de confidentialité⁴⁷ ».

De plus, le Transporteur informe la Régie qu'aucune version élaguée masquant les renseignements confidentiels ne peut être déposée au dossier public puisque la totalité du rapport est confidentielle de par sa nature même. En effet, un processus d'évaluation d'options, sans mention de chiffres ni de données commerciales aurait pour effet de dénaturer le rapport.

Dans sa décision rendue lors de l'audience du 2 novembre 2006, la Régie a retenu les arguments du Transporteur quant au risque de préjudices pour sa clientèle et quant au respect du caractère nominatif de certaines données concernant la consommation électrique des clients Grandes entreprises du Distributeur, si le document était divulgué.

4.5.2 ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

Les achats d'électricité représentent l'usage interne d'électricité par le Transporteur, tel qu'il lui est facturé par le Distributeur, sur la base de la consommation réelle mesurée. Les achats d'électricité au montant de 6,8 M\$ en 2007 sont en progression de 0,6 M\$ depuis 2005.

La Régie accepte le montant projeté par le Transporteur pour l'année témoin 2007 pour les Achats d'électricité.

⁴⁷ Pièce B-31 en liasse.

4.5.3 AMORTISSEMENT

Les charges d'amortissement sont établies conformément aux conventions comptables résumées à la pièce B-1, HQT-4, document 2. Le montant projeté de ces charges évolue en fonction de l'âge moyen des actifs du Transporteur.

L'ACEF de Québec questionne la méthode d'amortissement du Transporteur basée sur un intérêt composé de 3 %. Du point de vue de l'intervenante, cette méthode implique un amortissement croissant avec l'âge d'un actif, contrairement à la méthode linéaire qui présente une dépense d'amortissement constante sur toute la durée de vie d'un actif amortissable.

La méthode d'amortissement du Transporteur a été reconnue dans le dossier R-3401-98 par la décision D-2002-95. La Régie rejette la proposition de l'ACEF de Québec. Elle considère que le réexamen d'une méthodologie déjà reconnue doit être proposé dans la demande d'intervention en début de dossier. Une telle demande devrait être accompagnée des motifs à l'appui, ce qui n'était pas le cas dans le présent dossier. La Régie serait ainsi en mesure de déterminer s'il est opportun ou non de procéder à un tel examen.

La Régie accepte le montant projeté par le Transporteur pour l'année témoin 2007 pour les charges d'amortissement.

4.5.4 TAXES

Les taxes applicables au service de transport représentent 164,6 M\$ en 2007 soit une baisse de 10,9 M\$ par rapport à la dépense réelle 2005. Cette baisse s'explique par une diminution de 16,5 M\$ des taxes sur le capital au cours de cette période.

La Régie accepte le montant projeté par le Transporteur pour l'année témoin 2007 pour les taxes.

En résumé, la Régie accepte les montants projetés par le Transporteur pour l'année témoin 2007 pour les Autres charges, sous réserve des dispositions contenues dans la présente décision.

4.6 FRAIS CORPORATIFS, INTÉRÊTS DÉCOULANT DU REMBOURSEMENT GOUVERNEMENTAL ET FACTURATION EXTERNE

Pour l'année témoin projetée 2007, les frais corporatifs s'élèvent à 35,2 M\$. La répartition des frais corporatifs est effectuée selon la méthode autorisée par la Régie dans la décision D-2005-50.

Les intérêts découlant du remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998 sont attribués de façon spécifique au Transporteur et au Distributeur dans des proportions appropriées à leur quote-part respective afin d'éviter que d'autres divisions d'Hydro-Québec n'en bénéficient indûment. Pour l'année 2007, le montant d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental s'élève à 5,9 M\$ pour le Transporteur.

La facturation externe émise par le Transporteur, de 2,0 M\$ en 2007, permet de réduire le coût du service du Transporteur. Elle correspond à des revenus d'importance mineure, externes à Hydro-Québec, qui ne sont pas liés à ses activités de base. Ces revenus proviennent principalement de la location de terrains et de bâtiments, d'emprise de lignes et de pylônes à des entreprises de télécommunications.

La Régie accepte les montants projetés par le Transporteur pour l'année témoin 2007 pour les Frais corporatifs, les Intérêts reliés au remboursement gouvernemental et la Facturation externe.

5. BASE DE TARIFICATION

Le Transporteur projette une base de tarification de l'ordre de 15 302,0 M\$ pour l'année témoin 2007, en hausse de 644,9 M\$, soit 4,4 % par rapport à celle de l'année 2005 autorisée. Par rapport aux valeurs historiques de cette même année, l'écart se chiffre à 730,8 M\$, soit 5,0 %.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la base de tarification depuis 2005.

Tableau 5
Évolution de la base de tarification 2005-2007

(en milliers de dollars) (moyenne des 13 soldes)	2005	2005	2006	2007	Variation 2007-2005 historique	
	autorisé D-2005-63	année historique	année de base	année témoin	000\$	%
Base de tarification						
Immobilisations corporelles en exploitation						
Postes	7 990 647	7 874 871	8 056 604	8 340 371	465 500	5,9%
Lignes	5 549 345	5 493 349	5 486 888	5 621 865	128 516	2,3%
Autres actifs de réseau	117 826	125 192	125 528	135 164	9 972	8,0%
Actifs de soutien	278 344	292 251	298 423	325 482	33 231	11,4%
D-2005-50 Mises en exploitation réduites	(4 565)					
	13 931 597	13 785 663	13 968 443	14 422 882	637 219	4,6%
Actifs incorporels						
Servitudes	311 309	302 086	302 889	302 907	821	0,3%
Logiciels	100 847	82 150	86 512	80 916	(1 234)	-1,5%
Autres	2 731	1 931	2 440	1 251	(680)	-35,2%
	414 887	386 167	391 841	385 074	(1 093)	-0,3%
Dépenses non amorties et autres actifs						
Actif au titre des prestations constituées	135 931	134 193	165 448	173 500	39 307	29,3%
Passif au titre des prestations constituées	(73 835)	(75 540)	(85 077)	(100 000)	(24 460)	32,4%
Mesures de réduction de l'effectif	52	83	0	0	(83)	-100,0%
Actifs réglementaires	—	50 919	109 621	81 386	30 467	59,8%
Frais de développement et autres frais reportés	7 328	16 617	45 687	74 643	58 026	349,2%
Remboursement gouvernemental	102 057	102 057	93 243	83 791	(18 266)	-17,9%
	171 533	228 329	328 922	313 320	84 991	37,2%
Fonds de roulement						
Encaisse	58 894	57 333	57 932	60 050	2 717	4,7%
Matériaux, combustibles et fournitures	80 202	113 710	115 761	120 639	6 929	6,1%
	139 096	171 043	173 693	180 689	9 646	5,6%
Total	14 657 113	14 571 202	14 862 899	15 301 965	730 763	5,0%

Tableau établi à partir des pièces B1- HQT-7, documents 2, 3 et 4, pages 2 et 3

La Régie approuve, aux fins de la détermination du revenu requis du Transporteur et de ses tarifs, la base de tarification projetée pour 2007, sous réserve des ajustements découlant de la présente décision. Elle demande au Transporteur de mettre à jour les données de sa base de tarification et de les déposer pour approbation à la Régie au plus tard le 5 mars 2007 à 12h.

5.1 IMMOBILISATIONS CORPORELLES EN EXPLOITATION

Les immobilisations corporelles représentent près de 95 % de la base de tarification projetée pour 2007. Elles se composent des quatre rubriques suivantes : Postes (58 %), Lignes (39 %), Autres actifs de réseaux (1 %) et Actifs de soutien (2 %).

Les immobilisations corporelles en exploitation sont de 14 422,9 M\$ pour 2007, en hausse de 637,2 M\$ par rapport à 2005. Le Transporteur explique cette croissance principalement par l'augmentation des investissements liés à la croissance de la demande.

Le Transporteur, en suivi de la décision D-2006-76⁴⁸, inscrit les montants de 1,2 M\$, 14,9 M\$ et 14,7 M\$ respectivement à la base de tarification 2005, 2006 et 2007 comme contributions à recevoir à la suite des demandes de déplacements et de modifications d'actifs du réseau de transport par des tiers.

Le Transporteur réfère à plusieurs décisions de la Régie relatives aux autorisations de projets d'investissement en vertu de l'article 73 de la Loi. Dans ces décisions, la Régie demandait de justifier le coût complet de la division HQÉ lors de l'inclusion de ces projets à sa base de tarification.

Le Transporteur précise que le principe réglementaire de l'année témoin projetée adopté par la Régie implique nécessairement l'utilisation de données projetées. L'estimation des coûts des projets réalisés par HQÉ est basée sur le coût complet, tel qu'établi par les pratiques et conventions comptables d'Hydro-Québec reconnues par la Régie.

Le Transporteur souligne que l'imputation des coûts de main-d'œuvre dans les projets se fait au coût réel complet dans la division HQÉ selon les règles de facturation interne du Manuel des règles et pratiques en comptabilité de gestion (MRPCG). Le Transporteur réfère également à son Code de conduite, qui encadre, entre autres, les transactions qu'il effectue avec ses entités affiliées.

En ce qui concerne les projets de Tournestouc, Waskaganish, Eastmain-1, Poste Arnaud, Mise à niveau du réseau régional Matapédia dans le cadre de l'intégration des éoliennes, Péribonka et Chute-Allard et Rapides-des-Cœurs, dont la Régie avait spécifiquement demandé de justifier le coût complet de la division HQÉ lors de l'inclusion de ceux-ci à sa base de tarification, le Transporteur soumet qu'ils sont soit en cours de réalisation, soit à l'étape de l'établissement des coûts réels et qu'il n'en connaît pas définitivement les coûts

⁴⁸ Dossier R-3594-2005, 10 mai 2006, page 6.

réels et finaux. Lorsque les travaux seront terminés, les coûts des projets, de même que le montant de la garantie financière du producteur lors d'un raccordement, deviendront connus définitivement. Le Transporteur note que les décisions rendues par la Régie dans les dossiers d'investissement de plus de 25 M\$ prévoient d'inclure l'évolution des coûts des projets majeurs qu'elle a autorisés, dans le rapport annuel du Transporteur déposé en vertu de l'article 75 de la Loi.

Dans sa décision D-2005-50, la Régie s'exprime sur l'inclusion, dans la base de tarification du Transporteur, des coûts de HQÉ relatifs au projet de Toulnostouc :

« La Régie reconnaît l'ajout à la base de tarification du Transporteur d'un actif de 93,5 M\$ pour le raccordement de la centrale de la Toulnostouc. Puisque le coût complet du projet dans son ensemble ne sera définitivement connu qu'à la fin des travaux, à la suite de sa mise en service, la Régie rejette, jusqu'à leur démonstration conformément à la décision D-2003-68, la demande d'inclusion des coûts de HQÉ, au montant de 20,2 M\$, à la base de tarification du Transporteur⁴⁹ ».

Les coûts réels du projet de Toulnostouc n'étant pas encore connus et la démonstration exigée par la décision D-2003-68⁵⁰ n'ayant pas été produite de manière satisfaisante, la Régie maintient l'exclusion des coûts de HQÉ de la base de tarification, tel qu'ordonné dans la décision D-2005-50.

Aux fins de la démonstration du caractère prudemment acquis et utile des actifs au sens de l'article 49 de la Loi, la Régie demande au Transporteur de présenter lors du premier dossier tarifaire suivant la fin d'un projet, les coûts réels de ce projet avec les justifications à l'appui. Elle s'attend, de plus, à ce que le Transporteur réponde à toutes les exigences spécifiques formulées par la Régie dans ses décisions antérieures.

5.2 ACTIFS INCORPORELS

Les actifs incorporels nets se composent des rubriques Servitudes, Logiciels et Autres. En 2007, ils sont évalués à 385,1 M\$ et représentent 2,5 % de la base de tarification.

⁴⁹ Décision D-2005-50, Dossier R-3549-2004, Phase I, 31 mars 2005, page 54.

⁵⁰ Décision D-2003-68, Dossier R-3497-2002, 4 avril 2004, page 21.

5.3 DÉPENSES NON AMORTIES ET AUTRES ACTIFS

Les dépenses non amorties et autres actifs se composent des rubriques suivantes : Actif au titre des prestations constituées (ATPC), Passif au titre des prestations constituées (PTPC), Actifs réglementaires, Frais de développement et autres frais reportés et Remboursement gouvernemental. Les dépenses non amorties et autres actifs sont de 313,3 M\$ en 2007.

Abandon du projet de la Boucle outaouaise

Conformément à la décision D-2002-95, qui requiert le dépôt de l'étude de réévaluation d'un projet abandonné lors du dossier tarifaire suivant cet abandon, le Transporteur dépose l'analyse relative à l'abandon du projet majeur de la Boucle outaouaise.

Le Transporteur rappelle que le projet de la Boucle outaouaise à 315 kV a été élaboré afin d'accroître la sécurité de l'alimentation en électricité pour la région de l'Outaouais, après les pannes causées par la tempête de pluie verglaçante de janvier 1998. Au début de février 1999, le ministère de l'Environnement autorise la construction de la ligne Grand-Brûlé - Vignan sur la majeure partie du tracé.

Le 23 février 1999, la Cour supérieure du Québec ordonne l'arrêt des travaux. Le 19 juin 1999, la *Loi concernant la construction par Hydro-Québec d'infrastructures et d'équipements par suite de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998* est entrée en vigueur⁵¹.

En juillet 1999, Hydro-Québec obtient l'autorisation de mener des études sur le projet de la boucle outaouaise. Elle réalise une étude d'impact sur la ligne Grand-Brûlé - Vignan, qu'elle dépose en tant qu'avant-projet au gouvernement.

En juillet 2001, le ministre de l'Environnement et le ministre des Ressources naturelles endossent les recommandations du BAPE et indiquent que le projet de ligne de transport électrique Grand-Brûlé - Vignan ne sera pas autorisé par le gouvernement du Québec.

Le projet de la Boucle outaouaise était inscrit au Plan stratégique 2004-2008 d'Hydro-Québec. Il ne l'est pas dans le Plan 2006-2010. Le Transporteur soumet avoir encouru des coûts de l'ordre de 64,8 M\$ pour ce projet. De ce montant, 21,5 M\$ ont été crédités pour les équipements réutilisés dans d'autres projets tandis qu'une valeur de

⁵¹ L.Q., 1999, c.27, article 10.

12,7 M\$ a fait l'objet d'amortissement. Au 31 décembre 2005, le Transporteur a radié de ses livres la valeur restante de ce projet soit 30,6 M\$. Il compte amortir ce montant sur trois ans, en conformité avec les conventions comptables de l'entreprise concernant l'abandon des projets majeurs, soit 10,2 M\$ pour chacune des années 2005, 2006 et 2007.

L'ACEF de Québec recommande à la Régie de rejeter l'amortissement associé au projet de la Boucle outaouaise. L'intervenante conclut que si les actifs ne sont pas mis en exploitation, ils ne répondent pas au caractère prudent et utile des investissements ajoutés à la base de tarification, au caractère nécessaire des dépenses ni au caractère juste et raisonnable des tarifs, tel que stipulé à l'article 49 de la Loi.

La Régie prend acte de l'étude déposée, conformément à l'exigence de la décision D-2002-95, relativement à l'abandon du projet de la Boucle outaouaise. Le Transporteur ayant encouru ces dépenses en vertu d'autorisations gouvernementales, la Régie reconnaît un montant de 30,6 M\$ amorti sur 3 ans à compter de 2005 en conformité avec les conventions comptables portant sur les projets majeurs abandonnés ou reportés. En conséquence, elle accepte la charge d'amortissement de 10,2 M\$ qui en découle pour l'année témoin 2007.

5.4 FONDS DE ROULEMENT RÉGLEMENTAIRE

Le fonds de roulement réglementaire du Transporteur est constitué de deux éléments principaux, soit l'encaisse réglementaire et les stocks de matériaux, combustibles et fournitures. En 2007, il est évalué à 180,7 M\$. Entre la fin de l'année témoin projetée 2005 et celle de l'année témoin projetée 2007, le fonds de roulement a augmenté de 7,1 M\$, soit 4,1 %.

L'encaisse réglementaire passe de 57,3 M\$ en 2005 à 60,1 M\$ en 2007. Le Transporteur soumet que, pour le présent dossier, les délais relatifs aux mouvements de fonds générés par les dépenses du fonds ne sont pas différents de ceux constatés lors de son dossier tarifaire 2005. Il n'a donc pas jugé opportun ni économique de mettre à jour une étude sur les délais.

Les stocks de matériaux, combustibles et fournitures passent de 113,7 M\$ en 2005 à 120,6 M\$ en 2007. Entre le montant autorisé en 2005 et celui de l'année historique 2005, le compte passe de 80,2 M\$ à 113,7 M\$. Cette variation est justifiée par la création, en 2004, d'un nouveau compte de stocks destiné à la comptabilisation du matériel retourné provenant des projets suspendus et des surplus de fin de projets. Ce compte n'avait pas été prévu lors de la projection de la base de tarification 2005.

La Régie accepte l'inclusion du compte de stocks dans le fonds de roulement et autorise le montant projeté par le Transporteur pour le fonds de roulement pour l'année témoin projetée 2007.

5.5 AUTORISATIONS RELATIVES AUX MISES EN EXPLOITATION

Le Transporteur fournit un historique de la réalisation de projets de plus de 25 M\$ antérieurement autorisés. Cumulativement, les montants des mises en exploitation sont inférieurs de 7,9 M\$ à ceux autorisés par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi pour les années 2005, 2006 et 2007. Le Transporteur explique cette différence principalement par le report des projets et avant-projets d'éoliennes.

Le Transporteur présente également les tableaux des autorisations de la Régie rattachées aux additions de plus de 5 M\$ à la base de tarification réalisées au cours des années 2005 à 2007, ainsi qu'un suivi de leurs valeurs autorisées.

En ce qui concerne les mises en exploitation 2006, la Régie reconnaît les montants demandés par le Transporteur à l'exception d'un montant totalisant 19,9 M\$ relatif au projet *Intégration d'éoliennes (appel d'offres 990 MW)* dont l'autorisation est à venir.

En ce qui concerne les mises en exploitation 2007, la Régie reconnaît les montants demandés par le Transporteur à l'exception d'un montant de 62,8 M\$ pour les projets n'ayant pas fait l'objet d'autorisations de la Régie. Il s'agit des projets *Intégration d'éoliennes (appel d'offres 990 MW)* pour un montant de 39,1 M\$, *Poste de départ Manic 3* pour un montant de 11,9 M\$ et *Poste Hauterive - Modification du poste et de la ligne* pour un montant de 11,8 M\$.

Pour les prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Transporteur de produire, pour chacun des projets en cours de réalisation, un rapport de suivi du projet. Elle demande au Transporteur de déposer les tableaux montrant les montants cumulatifs des mises en exploitation, tels que présentés à la pièce B-11, HQT-13, document 1⁵². Les dépenses d'un même projet devraient être regroupées afin d'en faciliter le suivi.

⁵² Pièce B-11, HQT-13, document 1, pages 25 et 26.

5.6 MODIFICATIONS AUX DURÉES DE VIE UTILE

Conformément à la décision D-2002-95⁵³, le Transporteur souligne qu'aucune modification aux durées de vie utile n'a été effectuée en 2005 et qu'il n'en prévoit aucune pour les années 2006 et 2007.

La décision D-2002-95 fait état de la convention comptable utilisée par le Transporteur sur la durée de vie des immobilisations⁵⁴. Il y est mentionné que la durée de vie utilisée pour l'amortissement est révisée périodiquement selon un plan quinquennal.

La Régie demande au Transporteur de faire le point, dans son prochain dossier tarifaire, sur l'application de la convention comptable relative à la révision de la durée de vie utilisée pour l'amortissement des immobilisations.

6. COÛT DU CAPITAL

Dans sa décision D-2002-95, la Régie reconnaît au Transporteur une structure de capital présumée composée de 30 % d'avoir propre et de 70 % de dette⁵⁵. Conformément aux paramètres de la décision D-2004-47⁵⁶, la Régie, dans la décision D-2005-50, reconnaît au Transporteur une prime de risque de marché de 6,19 %⁵⁷. Elle statue également sur un taux de rendement sur l'avoir propre composé d'un taux de rendement sans risque, mis à jour chaque année à partir des données du *Consensus Forecasts*, et d'une prime de risque fixée à 3,28 %.

Depuis les dossiers tarifaires R-3541-2004 et R-3549-2004, le Distributeur et le Transporteur ont mentionné leur intention de revoir avec la Régie les divers éléments de détermination du rendement sur l'avoir propre et de la structure présumée du capital à la faveur d'un dossier générique conjoint. Jusqu'à ce que cet examen soit fait, ils proposent d'utiliser, dans le cadre de leurs demandes tarifaires, les paramètres financiers conformes aux décisions antérieures de la Régie.

⁵³ Dossier R-3401-98, 30 avril 2002, page 91.

⁵⁴ Dossier R-3401-98, 30 avril 2002, page 95.

⁵⁵ Décision D-2002-95, Dossier R-3401-1998, 30 avril 2002, page 169.

⁵⁶ Dossier R-3492-2002, Phase II, 26 février 2004.

⁵⁷ Décision D-2005-50, Dossier R-3549-2004, Phase I, 31 mars 2004, page 57.

Le Transporteur propose de reconduire ces paramètres financiers qu'il juge conformes aux décisions D-2002-95 et D-2005-50.

Dans sa décision procédurale D-2006-126, la Régie détermine que les principes en matière de politique financière ne sont pas à l'ordre du jour de la présente audience.

6.1 TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE

L'examen de la Régie, dans le cadre du présent dossier, porte sur la mise à jour du taux de rendement en fonction de la variation du taux sans risque basé sur le taux des obligations à long terme du gouvernement du Canada. Le Transporteur propose un taux de rendement de 8,021 % sur la base des prévisions du *Consensus Forecast* du mois de mai 2006.

Selon la méthode retenue et la pratique admise⁵⁸, la Régie demande au Transporteur de mettre à jour l'évaluation du taux sans risque sur la base des données du *Consensus Forecast* de novembre 2006 et sur la base de la moyenne mensuelle d'octobre 2006 des écarts quotidiens des obligations du Canada 10 ans – 30 ans.

Selon les données disponibles, la Régie estime le rendement admissible sur l'avoir propre du Transporteur pour l'année témoin projetée 2007 au taux de 7,47 %, soit une baisse d'environ 55 points de base par rapport au taux demandé lors du dépôt du dossier. Cette baisse correspond à environ 25 M\$.

La Régie demande au Transporteur de mettre à jour les données du dossier et de les déposer pour approbation au plus tard le 5 mars 2007 à 12 h, selon le format des tableaux 1 et 2 déposés par le Transporteur à la pièce B-1, HQT-8, document 2 du présent dossier.

6.2 COÛT DE LA DETTE

Le Transporteur propose de continuer à utiliser le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec comme estimateur du coût de la dette du Transporteur. Il est convaincu que cette approche est nettement à l'avantage des clients.

⁵⁸ Décision D-2005-50, dossier R-3549-2004 Phase I, 31 mars 2005, pages 56 et 57.

L'estimateur du coût présumé de la dette du Transporteur est le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec auquel sont apportés certains ajustements réglementaires qui ont été définis dans la décision D-2004-47⁵⁹. Tout changement comptable qui affecte le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec affecte l'estimateur du coût de la dette du Transporteur.

Tel qu'il appert dans la section 3 de la présente décision, Hydro-Québec a effectué en 2005 une revue de la présentation comptable des effets des instruments de couverture aux résultats. À la suite de cette revue, depuis 2006, les gains et pertes de change associés aux instruments en couverture des ventes en dollars américains ne font plus partie des frais financiers de l'entreprise Hydro-Québec. Ils sont présentés en compensation des produits. Ce faisant, le coût de la dette est, selon le Transporteur, en grande partie immunisé contre les effets du risque de change. Il mentionne, de plus, que le coût de la dette américaine obtenu après le reclassement des gains de change demeure inférieur au coût d'une dette canadienne équivalente⁶⁰.

Le Transporteur projette, pour l'année témoin 2007, un coût de la dette de 7,90 % incluant un reclassement des gains et pertes de change associés aux dettes et swaps en couverture des ventes. L'impact de ce reclassement est le transfert d'un gain de change de l'ordre de 130 M\$ pour 2006 et de 200 M\$ pour 2007 dans le calcul de coût de la dette. Le reclassement a pour effet d'augmenter le coût de la dette aux fins réglementaires pour l'année 2007 de 59 points de base correspondant à 63 M\$⁶¹. Le taux passe ainsi de 7,31 % à 7,90 %.

L'ACEF de Québec mentionne que le Transporteur est en conflit d'intérêt lorsqu'il défend la stratégie de l'entité corporative concernant le reclassement des gains de change. Selon l'intervenante, il s'agit d'un changement de présentation comptable. De plus, il n'y a pas que les effets de taux de change à considérer dans le concept de dette présumée que cherche à introduire le Transporteur. Selon l'intervenante, la Régie a la discrétion d'utiliser des concepts de dette différents pour le Transporteur et le Distributeur de ceux utilisés par Hydro-Québec corporatif. Elle propose de conserver le taux de la dette intégrée tant que le sujet ne sera pas débattu dans une cause générique.

⁵⁹ Décision D-2004-47, Dossier R-3492-2002 Phase II, 26 février 2004, pages 88 à 100.

⁶⁰ Pièce B-11, HQT-8, document 1, page 15.

⁶¹ Pièce B-11-HQT-13, document 8, pages 16 et 17.

Selon OC, les nouvelles normes comptables doivent être mises en place. Cependant, l'intervenante propose d'étaler sur les deux prochaines années l'impact de ces changements sur le revenu requis. OC est d'avis que, pour les prochains dossiers, lorsque le Transporteur propose des changements d'une telle ampleur, les intervenants et la Régie doivent en connaître avec précision les impacts.

La Régie partage le point de vue de l'ACEF de Québec sur le fait que la modification proposée ne porte pas sur tous les aspects du coût de la dette intégrée mais uniquement sur le reclassement des gains et pertes de change en couverture des ventes en dollars américains. La Régie partage également le point de vue d'OC à l'effet que le Transporteur doit présenter une preuve financière détaillée et décrire avec précision les impacts qui découlent des changements proposés. Si le reclassement des gains et pertes de change peut être vu comme découlant strictement de l'application des nouvelles normes comptables, il n'en constitue pas moins un changement important quant aux éléments de la dette intégrée d'Hydro-Québec pris en compte pour établir le coût de la dette du Transporteur aux fins réglementaires.

La Régie note que ce changement prive l'entité réglementée des gains de change prévus pour 2007. La proposition de reclassement des gains de change en couverture des ventes en dollars américains a cependant pour résultat d'immuniser en grande partie le coût de la dette réglementée des effets du risque de change. De plus, selon la preuve, le coût de la dette américaine obtenue après le reclassement des gains de change demeure inférieur au coût d'une dette canadienne équivalente.

Le changement proposé ne représente toutefois qu'un des éléments du reclassement des gains de change. Le Transporteur annonce, en effet, des changements dans les normes comptables à partir du 1^{er} janvier 2007, notamment celui concernant le reclassement des gains de change afférents aux intérêts sur les dettes dans les relations des couvertures de ventes. Il souligne qu'il n'est pas en mesure d'en chiffrer les impacts avant la mise en place des outils informatiques associés à leur implantation. Le Transporteur présente donc un coût de la dette pour l'année 2007 sans l'application de ces nouvelles normes comptables.

Le Transporteur reconnaît, par ailleurs, que l'application de ces nouvelles normes exigera une modification à la définition du coût de la dette réglementaire de manière à toujours bien traduire la définition fondamentale.

La Régie accepte la proposition de reclassement des gains de change en couverture des ventes en dollars américains. Afin d'être en mesure de bien apprécier les impacts de ces changements, la Régie demande au Transporteur, pour le prochain dossier tarifaire, un examen portant sur les divers éléments touchés par la proposition de reclassement des gains de change. Bien que la liste ci-dessous ne soit pas exhaustive, la Régie demande que les informations suivantes lui soient présentées:

1. **Une description détaillée de la méthode de détermination du coût de la dette et de son évolution depuis le dossier R-3401-98;**
2. **Une présentation de la stratégie de couverture des ventes en dollars américains et des liens avec les frais financiers; le Transporteur devra à cet effet indiquer :**
 - **La nature et le montant des ventes en dollars américains ainsi que leur évolution dans le temps;**
 - **Le type de dette ou d'instruments financiers utilisés en couverture des ventes en dollars américains, les montants, les échéances et leur utilisation dans le calcul du coût de la dette aux fins réglementaires;**
 - **Les éléments de couverture concernant le principal et les intérêts ainsi que l'effet du reclassement proposé;**
3. **Le dépôt des nouvelles normes comptables, l'ensemble des données détaillées et pertinentes à leur examen avec et sans modification;**
4. **Le mode d'imputation des nouvelles émissions de dette et des refinancements entre le poste frais financiers et le poste couverture des ventes en dollars américains;**
5. **Une proposition de suivi annuel.**

La Régie retient un coût de la dette du Transporteur pour l'année témoin 2007 de 7,90 %.

6.3 TAUX DE RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

Le Transporteur présente le calcul du coût moyen pondéré du capital applicable à sa base de tarification. Le taux proposé est de 7,936 %. Il découle des taux de la dette et de l'avoir propre établis selon les paramètres économiques retenus lors du dépôt de la demande.

En tenant compte de la mise à jour demandée du taux sur l'avoir propre, la Régie estime le rendement admissible sur la base de tarification du Transporteur pour l'année témoin projetée 2007 au taux de 7,77 %. Ce taux correspond à la somme pondérée d'un taux de rendement sur l'avoir propre estimé de 7,47 % et d'un coût de la dette de 7,90 %.

La Régie demande au Transporteur de mettre à jour et de déposer, pour approbation, le taux de rendement sur la base de tarification pour l'année 2007 ainsi que le détail de son calcul au plus tard le 5 mars 2007 à 12 h.

6.4 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

Le Transporteur demande à la Régie l'approbation d'un taux moyen du coût en capital prospectif établi lors du dépôt à 6,50 %⁶².

La Régie estime un taux moyen du coût en capital prospectif de 6,34 % pour l'évaluation des projets d'investissements du Transporteur. Ce taux correspond à la somme pondérée d'un taux de rendement sur l'avoir propre estimé de 7,47 % et d'un coût prospectif de la dette de 5,85 % tel que proposé par le Transporteur⁶³.

La Régie demande au Transporteur de mettre à jour le coût en capital prospectif pour 2007 et de déposer le détail de son calcul au plus tard le 5 mars 2007 à 12 h.

⁶² Pièce B-1, HQT-8, document 2, page 8.

⁶³ Pièce B-1, HQT-8, document 2, page 9.

7. REVENU REQUIS

Le Transporteur projette, pour l'année témoin 2007, un revenu requis de 2 729,7 M\$. Comparé au revenu requis de l'année témoin projetée 2005, établi par la Régie à 2 591,1 M\$, sa progression se chiffre à 138,6 M\$, soit 5,35 %. Par rapport aux données historiques 2005, l'augmentation est de 129,5 M\$, soit 5,0 %.

Tableau 6
Évolution du revenu requis 2005-2007

<i>(en millions de dollars)</i>	2005	2005	2006	2007	Variation 2007-2005 historique	
	autorisé D-2005-63	année historique	année de base	année témoin	M\$	%
Revenus requis						
Rendement sur la base de tarification						
Coût des capitaux empruntés	845,4	767,0	820,9	846,2	79,2	10,3%
Coût des capitaux propres	377,5	451,1	382,6	368,2	(82,9)	-18,4%
Base de tarification (moyenne 13 mois)	14 657,1	14 571,2	14 862,9	15 302,0	730,8	5,0%
Coût moyen pondéré du capital	8,343%	8,360%	8,097%	7,936%		
Coût de la dette	8,240%	7,520%	7,890%	7,900%		
Taux de rendement sur les capitaux propres	8,585%	10,319%	8,580%	8,021%		
	1 222,9	1 218,1	1 203,4	1 214,4	(3,7)	-0,3%
Dépenses nécessaires à la prestation du service						
Charges nettes d'exploitation						
Charges brutes directes	424,6	457,7	493,9	502,5	44,8	9,8%
Charges de service partagés	336,0	345,5	368,2	379,1	33,6	9,7%
Coûts capitalisés	(79,2)	(92,6)	(102,1)	(106,1)	(13,5)	14,6%
Facturation interne émise	(40,4)	(44,6)	(37,7)	(38,5)	6,1	-13,7%
	641,0	666,0	722,3	737,0	71,0	10,7%
Autres charges						
Achats services de transport	20,7	20,9	21,0	21,0	0,1	0,5%
Achats d'électricité	7,5	6,2	6,4	6,8	0,6	9,7%
Amortissement, déclassement	498,0	493,4	547,7	558,6	65,2	13,2%
Taxes	179,0	175,5	161,4	164,6	(10,9)	-6,2%
	705,2	696,0	736,5	751,0	55,0	7,9%
Frais corporatifs	30,8	30,3	33,3	35,2	4,9	5,1%
Intérêts reliés au remboursement gouvernemental	(7,2)	(7,2)	(6,6)	(5,9)	1,3	-18,1%
Facturation externe	(1,6)	(3,0)	(2,1)	(2,0)	1,0	-33,3%
	1 368,2	1 382,1	1 483,4	1 515,3	133,2	9,6%
Total	2 591,1	2 600,2	2 686,8	2 729,7	129,5	5,0%

Tableau établi à partir des pièces B-1, HQT-5, document 1, page 3 et HQT-13, document 2, page 22

Le revenu requis 2007 doit être ajusté en fonction des diverses décisions rendues par la Régie dans les sections précédentes. La Régie réduit le montant des charges nettes d'exploitation de 25,7 M\$. Elle révisé le coût du capital à la baisse d'un montant estimé à 30,0 M\$, incluant l'ajustement à la baisse de la base de tarification. Au total, le revenu requis demandé est réduit d'un montant estimé à 55,7 M\$ pour s'établir à 2 674,0 M\$, en hausse de 73,8 M\$ par rapport à 2005.

La Régie demande au Transporteur de mettre à jour et de déposer, pour approbation, les données relatives au revenu requis, en tenant compte des dispositions de la présente décision relative aux dépenses nécessaires à la prestation du service de transport, à la base de tarification et au taux de rendement. Elle ordonne au Transporteur de déposer, pour approbation, le détail du calcul de son revenu requis ainsi ajusté au plus tard le 5 mars 2007 à 12 h.

8. PLANIFICATION DU RÉSEAU

Le Transporteur rappelle que l'ensemble de ses actifs de transport forme un tout intégré et que leurs interactions sont nécessaires à l'exploitation et au bon fonctionnement du réseau de transport. Il ajoute que la planification du réseau de transport est établie en fonction de la pointe hivernale qui correspond au moment où la demande est la plus élevée sur son réseau.

Il précise que la conception et la planification du réseau de transport s'appuient sur des critères de conception dont la mise en application est nécessaire afin d'assurer une fiabilité adéquate du service de transport pour l'ensemble de sa clientèle. Il doit également s'assurer de l'acceptabilité sur les plans financier et environnemental.

Le Transporteur explique que les critères de conception du réseau exposent les paramètres électriques que le Transporteur doit analyser pour corriger les problèmes pouvant se manifester sur le réseau dans des conditions de régime établi ou transitoire.

Le Transporteur souligne qu'il applique déjà depuis plusieurs années, les normes édictées par le NERC et le NPCC, organismes reconnus en matière de fiabilité des réseaux de transport d'électricité, en plus d'appliquer ses propres normes internes en cette matière.

La démarche de planification du réseau de transport vise à établir le bilan le plus précis possible des investissements nécessaires au cours des 10 prochaines années. Ainsi, les besoins du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale, les demandes des

producteurs, les besoins en pérennité, les besoins en innovation technologique, de même que les besoins pour la conduite du réseau sont évalués.

Le Transporteur présente une prévision des investissements et des mises en exploitation sur un horizon de 10 ans selon les catégories demandées par la Régie dans ses décisions antérieures. Il présente également une prévision des taux d'inflation canadiens et américains représentés par l'indice des prix à la consommation, l'indice des prix des produits industriels et l'indice implicite des prix du produit intérieur brut.

En réponse aux demandes de renseignements, le Transporteur dépose des tableaux relatifs à l'évolution du réseau de transport de 2005 à 2007 et à l'état de la transformation pour les postes du Transporteur. De plus, le Transporteur produit, sous pli confidentiel, le schéma unifilaire du réseau ainsi que des schémas montrant l'écoulement de la puissance à la pointe du réseau.

Concernant les prévisions sur 10 ans des besoins du Transporteur, la Régie note une augmentation du niveau de réservations de point à point de long terme, à partir de 2008. Les besoins, pour ce service, passent de 479 MW en 2007 à 1 317 MW en 2008, 1 420 MW en 2009 et 2 268 MW à partir de 2012.

8.1 CONFIDENTIALITÉ

Le Transporteur a présenté une demande⁶⁴ de traitement confidentiel en vertu de l'article 30 de la Loi eu égard aux documents déposés comme pièce B-12, HQT-9, document 1.1, soit le schéma unifilaire de son réseau et des schémas montrant l'écoulement de puissance à la pointe du réseau.

Le 6 novembre 2006, en cours d'audience, la Régie a accueilli la demande du Transporteur et déclaré confidentiels ces documents, le tout « avec motifs à suivre »⁶⁵. Ces motifs sont énoncés dans la présente section.

Le Transporteur a soumis une preuve à l'appui de sa demande d'ordonnance au moyen d'une réponse écrite⁶⁶ à une demande de renseignements et de témoignages au cours de

⁶⁴ Lettre du Transporteur du 25 septembre 2006, Pièce B-12, et réponse à une demande de renseignement, Pièce B-11, HQT-13, document 1, R18.2, page 61.

⁶⁵ NS, volume 4, page 135.

⁶⁶ Pièce B-11, HQT-13, document 1, R-18.2, pages 61 à 65.

l'audience du 6 novembre 2006⁶⁷. Il a présenté ses arguments lors de cette audience. Par ailleurs, certains intervenants ont soumis des commentaires au sujet de cette demande⁶⁸.

Le Transporteur a invoqué des motifs reliés à la sécurité de ses installations ainsi qu'à la protection, pour des raisons économiques, commerciales et stratégiques, de renseignements provenant de tiers qui, selon le Transporteur, les traitent eux-mêmes systématiquement de façon confidentielle.

Ainsi, en ce qui a trait à la sécurité des installations, le Transporteur se réfère à certaines décisions rendues par la FERC. Il allègue la possibilité que ses installations soient exposées à des risques similaires à ceux évoqués dans ces décisions. Il mentionne également un récent amendement législatif conférant à l'Office national de l'énergie le pouvoir, notamment, de rendre une ordonnance de confidentialité en pareille matière.

Par ailleurs, quant aux motifs d'ordre économique, commercial et stratégique invoqués, il fait référence à des demandes de ses clients, à une affirmation solennelle et à des correspondances datant de 2005, ainsi qu'à certaines décisions de la Régie⁶⁹.

La Régie a jugé qu'il y avait lieu de faire droit à une telle demande de traitement confidentiel dans le contexte et pour les fins du présent dossier. D'une part, tel qu'elle le mentionnait dans sa décision D-2005-22⁷⁰, elle apprécie les impératifs de sécurité soulevés par le Transporteur. Elle a jugé prudent de rendre l'ordonnance demandée pour ce motif, même si un examen plus approfondi de la question n'a pas été fait. D'autre part, elle a pris en considération le fait qu'aucun intervenant n'a manifesté le besoin d'avoir accès aux documents en question pour les fins du présent dossier, ni contesté la demande du Transporteur, et que ces documents ont été produits à la demande de la Régie.

Cela dit, de l'avis de la Régie, la preuve et l'argumentation du Transporteur se sont avérées, dans l'ensemble, assez sommaires, compte tenu des indications et des réserves qu'elle avait exprimées, lors du traitement d'une demande similaire du Transporteur, dans sa décision D-2005-22, en particulier aux pages 9 à 11 et 14. La Régie a fait état du cadre juridique d'analyse de demandes de cette nature dans sa décision D-2006-170⁷¹. Le Transporteur devra apporter une considération plus concrète aux diverses indications qu'elle a émises

⁶⁷ NS, volume 4, pages 98 à 132.

⁶⁸ NS, volume 4, pages 125 à 130.

⁶⁹ Pièce B-31 en liasse.

⁷⁰ Dossier R-3549-2004 Phase I, 1^{er} février 2005, page 11.

⁷¹ Décision D-2006-170, dossier R-3606-2006, 21 décembre 2006, page 18.

dans ses décisions antérieures, lors de la présentation future de demandes similaires d'ordonnances de confidentialité.

8.2 INTERCONNEXION AVEC L'ONTARIO

Dans la planification de son réseau à l'horizon 2016, le Transporteur présente des investissements prévus en deux phases pour la réalisation d'une interconnexion avec l'Ontario. La première phase, dont la mise en service est prévue pour 2009, comprend l'installation au poste de l'Outaouais d'un lien à courant continu d'une capacité de 1 250 MW, ainsi que des infrastructures et équipements connexes. La deuxième phase comprend les travaux permettant de raffermir l'alimentation du poste de l'Outaouais afin de garantir une capacité ferme de transit. La mise en service de cette deuxième phase est prévue au plus tard en 2011. Le Transporteur souhaite cependant la devancer à 2010.

Le Transporteur mentionne que la réalisation de la première phase a été autorisée par le gouvernement du Québec par le *Décret 1450-2000* concernant l'autorisation à Hydro-Québec de construire le poste de l'Outaouais, d'une capacité de 1 250 MW⁷². De plus, l'article 5 de la *Loi concernant la construction par Hydro-Québec d'infrastructures et d'équipements par suite de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*⁷³ prévoit que l'autorisation du gouvernement tient lieu de celle prévue au paragraphe 1^o du premier alinéa de l'article 73 de la Loi. Il en résulte que le projet de modifications au poste de l'Outaouais n'est pas soumis aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le Règlement).

Par ailleurs, selon le Transporteur, l'article 164.1 de la Loi prévoit que, pour l'application du paragraphe 1^o du premier alinéa de l'article 49, sont réputés prudemment acquis et utiles pour l'exploitation d'un réseau de transport, les actifs dont la construction est autorisée ou exemptée d'autorisation entre le 16 juin 2000 et le 20 septembre 2001 pour les projets de 25 M\$ et plus, suivant le Règlement.

Le Transporteur soutient que le projet de construction du poste de l'Outaouais ayant été autorisé par le gouvernement le 13 décembre 2000, les actifs correspondants destinés au transport d'électricité seront réputés prudemment acquis et utiles.

⁷² Décret 1450-2000 concernant l'autorisation à Hydro-Québec de construire le poste de l'Outaouais à 315-230 kV, d'une capacité de 1250 MW, ainsi que les infrastructures et équipements connexes et d'acquérir par voie d'expropriation les immeubles et droits réels requis à cette fin, (2001) 133 G.O. II, 35, 13 décembre 2000.

⁷³ L.Q., 1999, chapitre 27.

Le Transporteur précise également que les travaux projetés actuellement sont les mêmes que ceux qui ont été approuvés en 2000-2001⁷⁴, et que le *Décret 1450-2000* qui les autorise n'est soumis à aucune condition, ni à aucun délai pour la réalisation des travaux. Selon le Transporteur, le décret jouit d'une présomption de validité et ne fait pas l'objet de contestations devant les tribunaux.

La deuxième phase, quant à elle, constitue un nouveau volet qui a été ajouté à la première phase, à la suite d'une demande du Producteur d'obtenir la garantie d'une interconnexion ferme. Le Transporteur précise que le projet de renforcement de ligne correspondant fera l'objet d'une demande d'autorisation spécifique selon l'article 73 de la Loi qui sera présentée ultérieurement à la Régie⁷⁵.

Le Transporteur fait valoir que le Producteur garantit les revenus pour couvrir le coût du projet d'interconnexion afin qu'il n'y ait aucun impact sur la charge locale⁷⁶. Une convention de service de transport de point à point de long terme a été signée entre les deux parties le 16 octobre 2006 et garantit des revenus couvrant la totalité des coûts du projet d'interconnexion comprenant les deux phases prévues par le Transporteur⁷⁷. Ce dernier mentionne que des revenus seront générés par l'interconnexion dès 2009, avec une capacité de transit inférieure à 1 250 MW et avec des limites selon certaines périodes de l'année ou de la journée⁷⁸.

L'ACEF de Québec mentionne que le Transporteur doit faire la preuve que les revenus générés par les réservations du Producteur afin d'exporter vers l'Ontario couvrent la totalité des coûts de l'interconnexion. Pour sa part, le GRAME estime que le projet d'interconnexion respecte les principes de développement durable, notamment concernant le potentiel de réduction des gaz à effet de serre par la substitution d'énergie thermique en Ontario. S.É./AQLPA partage ces mêmes considérations environnementales. L'intervenant précise, de plus, que la construction des actifs déjà autorisée ne requiert pas de nouvelle autorisation. Cependant, il soutient qu'au moment de leur mise en service, les actifs correspondant à la première phase seront présumés prudemment acquis et utiles, et qu'il appartiendra alors à la Régie de déterminer leur juste valeur au sens de l'article 49 de la Loi, sans toutefois pouvoir en refuser l'inclusion dans la base de tarification pour motif d'imprudence ou d'inutilité.

⁷⁴ NS, volume 1, page 167.

⁷⁵ NS, volume 1, page 171.

⁷⁶ NS, volume 1, page 116.

⁷⁷ NS, volume 3, page 178.

⁷⁸ NS, volume 4, page 149.

Le RNCREQ, pour sa part, reconnaît que le projet d'interconnexion, dans sa première phase, est bien « *techniquement le même* » que celui visé par la *Loi concernant la construction par Hydro-Québec d'infrastructures et d'équipements par suite de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*⁷⁹ et par le *Décret 1450-2000*. Cependant, selon l'intervenant, l'objectif du projet diffère de celui prévu au moment des autorisations. Le RNCREQ soutient qu'il ne s'agit plus d'un projet requis pour les besoins de la charge locale ou pour la sécurisation du réseau mais plutôt d'un projet destiné à l'exportation. Ainsi, l'intervenant recommande à la Régie de déclarer que le projet d'interconnexion requiert l'autorisation de la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi.

Dans un dossier antérieur, le Transporteur avait indiqué qu'il reportait son projet de construction d'une interconnexion de 1 250 MW avec l'Ontario jusqu'à ce que les besoins et les règles du marché de l'électricité permettent de rentabiliser l'investissement⁸⁰. **La Régie prend acte de la décision du Transporteur de réactiver le projet d'interconnexion avec l'Ontario à la demande d'Hydro-Québec Production. Elle retient que la phase I sera réalisée en vertu du *Décret 1450-2000* s'appliquant aux travaux à réaliser au poste de l'Outaouais. Elle prend acte également que le Transporteur présentera une demande d'autorisation en vertu de l'article 73 pour la deuxième phase du projet. Elle prend acte, enfin, que l'entente avec Hydro-Québec Production offre la garantie que la totalité des coûts des deux phases du projet sera couverte par les revenus générés.**

9. COMMERCIALISATION

9.1 PRÉVISION DES BESOINS ET REVENUS DES SERVICES DE TRANSPORT

La méthodologie de détermination des besoins du Transporteur repose fondamentalement sur l'utilisation des prévisions faites par les clients, lorsque disponibles⁸¹. Ainsi, le Transporteur utilise la prévision 2007 du Distributeur pour la charge locale et celle du Producteur, pour le service de transport de point à point de court terme. Pour les clients tiers, la prévision du Transporteur est basée sur l'historique de réservations.

⁷⁹ L.Q., 1999, chapitre 27.

⁸⁰ Pièce A-18, extrait de la pièce HQT-1, document 2, page 11, 15 décembre 2003, dossier R-3522-2003.

⁸¹ NS, volume 3, pages 92 et 93.

Besoins de long terme

Le Transporteur indique que les besoins prévus de la charge locale par le Distributeur sont de 35 862 MW en 2007 en hausse de 5,3 % ou 1 802 MW par rapport à la pointe prévue pour l'année 2005. Bien que le Distributeur ait, par la suite, procédé à une révision à la baisse de cette prévision, le Transporteur soutient que la prévision utilisée respecte le principe de l'année témoin projetée et que la révision apportée ultérieurement n'est pas significative⁸².

Les réservations pour le service de point à point de long terme passent de 405 MW en 2005 à 479 MW en 2006 et 2007.

La Régie accepte les prévisions de besoins de la charge locale et du service de point à point de long terme pour l'année 2007 présentées par le Transporteur.

Besoins de court terme

Le Transporteur prévoit des réservations de l'ordre de 11,4 TWh, dont 11,1 TWh pour le service horaire et 0,3 TWh pour les services quotidiens. Cette prévision s'établit comme suit : 10,2 TWh pour le Producteur, 0,6 TWh pour les clients tiers et une provision pour aléas de 0,6 TWh. Cette provision vise à pourvoir aux aléas de l'ensemble de ses clients, y compris ceux associés aux reventes du Distributeur⁸³.

Le Transporteur n'a pas utilisé la prévision du Distributeur de 1,8 TWh de reventes pour l'année témoin projetée 2007 présentée au dossier R-3610-2006⁸⁴ pour l'établissement de ses revenus de point à point de court terme. Le Transporteur, en contre-preuve, a indiqué que la stratégie de réduction des surplus du Distributeur n'était pas arrêtée⁸⁵. Par ailleurs, aucune justification n'a été apportée quant au niveau de la réserve pour aléas.

L'ACEF de Québec considère qu'il y a un intérêt corporatif de la part du Producteur à présenter des prévisions relativement conservatrices et ainsi éventuellement avantager le Transporteur. Selon l'intervenante, les prévisions doivent être revues à la hausse pour prendre en compte les prévisions de reventes du Distributeur chiffrées à 1,8 TWh. La même conclusion est formulée par OC.

⁸² NS, volume 10, pages 57 et 58.

⁸³ NS, volume 7, page 188.

⁸⁴ NS, volume 7, page 200.

⁸⁵ NS, volume 7, page 188.

L'AQCIE/CIFQ soutient que les prévisions de ventes de services de point à point de court terme comportent trop d'éléments qui sont hors du contrôle du Transporteur et du Producteur et qu'en conséquence, les prévisions peuvent être très éloignées de la réalité. L'intervenant déplore également le peu de données fournies par le Transporteur pour permettre d'évaluer la performance de ses prévisions.

Le RNCREQ estime que la prévision de ventes d'énergie effectuée par le Producteur telle que mentionnée dans le Plan stratégique d'Hydro-Québec ne prend pas en compte les ventes supplémentaires qui pourraient découler des achats réalisés en cours d'année par le Producteur et que la prévision présentée dans le présent dossier sous-estime les ventes. L'intervenant est d'avis que le Transporteur n'a pas déposé les données pertinentes qui auraient pu établir la performance de ses prévisions, notamment pour les années où il n'y a pas eu de dossier tarifaire.

La Régie est d'avis que la prévision du Distributeur de revente de 1,8 TWh doit être prise en compte, de par son ampleur, dans les projections de réservations de point à point de court terme.

La somme des besoins du Producteur, soit 10,2 TWh, du Distributeur, soit 1,8 TWh et des clients tiers, soit 0,6 TWh, s'établit à 12,6 TWh, ce qui représente un écart de 1,2 TWh par rapport aux prévisions de réservations de point à point de court terme établies par le Transporteur. En se basant sur le tarif du service horaire de point à point, cet écart équivaut à 10 M\$.

La Régie retient, pour 2007, une prévision de 12,6 TWh pour les services de point à point de court terme. Elle demande au Transporteur d'inclure à ses futurs dossiers tarifaires la prévision de revente de surplus d'électricité du Distributeur.

Par ailleurs, l'AQCIE/CIFQ préconise la création d'un compte d'écart qui permettrait d'accumuler tout écart de revenus entre les prévisions de revenus de point à point de court terme reconnues par la Régie et les revenus réels. L'ACEF de Québec et OC appuient cette proposition.

L'écart, tant positif que négatif, serait reflété dans les tarifs à l'occasion du dossier tarifaire suivant. La justification pour ce type de compte tient à l'existence de facteurs hors du contrôle du Transporteur et du Producteur qui influent fortement sur les besoins de réservations de point à point de court terme, tels les conditions du marché et le niveau des réservoirs. Les écoulements de surplus du Distributeur sont également sujets à des aléas

importants selon l'AQCIE/CIFQ⁸⁶. L'ACEF de Québec et l'AQCIE/CIFQ indiquent, de plus, qu'un compte d'écart englobant les revenus des services de point à point de long terme et de court terme serait envisageable⁸⁷.

Le RNCREQ, quant à lui, propose l'adoption d'un «true-up mechanism». Ce dernier étend le concept de compte d'écart à la prévision des besoins de la charge locale et aux revenus en découlant. Les arguments avancés par le RNCREQ pour une telle extension ont trait au fait que le Transporteur n'a pas déposé une prévision détaillée. Il est à noter que l'approche du «true-up mechanism» suppose que la facture de la charge locale n'est pas fixe et qu'elle varie en fonction de la demande réelle.

Le Transporteur s'oppose à la création d'un compte d'écart ou d'un «true-up mechanism». Il invoque l'article 49 de la Loi qui indique que la Régie doit tenir compte des prévisions de ventes dans l'établissement des tarifs. Le Transporteur indique également que la Régie a, comme alternative, de juger de la validité des prévisions et de les ajuster⁸⁸. Il considère que son risque d'affaires est acceptable⁸⁹.

La Régie reconnaît que les réservations de service de point à point de court terme sont tributaires de nombreux aléas, telles les conditions de marché et l'hydraulicité. Les activités d'écoulement de surplus d'électricité du Distributeur sont également sujettes à des aléas significatifs. Ces divers aléas échappent au contrôle du Transporteur et de ses clients et peuvent induire un impact significatif sur les revenus de point à point de court terme.

Dans ces circonstances, la Régie juge appropriée la création d'un compte d'écart dès l'année 2007.

Ce compte devra englober les revenus des services de point à point de long terme et de court terme. Bien que ce soit les aléas des revenus du service de point à point de court terme qui justifient l'instauration d'un compte d'écart, des transferts de revenus significatifs entre les services de point à point de long terme et de court terme ont été observés dans le passé et peuvent encore survenir. Les écarts tant positifs que négatifs seront cumulés en vue de les répartir entre les clients de la charge locale et les clients du service de point à point de long terme. Le solde du compte portera intérêt au coût moyen pondéré du capital du Transporteur. Les modalités de disposition du compte seront établies à l'occasion du prochain dossier

⁸⁶ NS, volume 5, page 125.

⁸⁷ NS, volume 10, page 209; NS, volume 5, page 153.

⁸⁸ NS, volume 11, page 217.

⁸⁹ NS, volume 10, pages 51 et 52.

tarifaire. Les tarifs de transport, quant à eux, continuent d'être établis en fonction des prévisions de ventes, tel que prévu à l'article 49 de la Loi.

Par ailleurs, la Régie ne retient pas les arguments avancés par le RNCREQ à l'effet d'étendre le compte d'écart à la facturation de la charge locale. La proposition du RNCREQ repose sur une facture variable pour la charge locale et entraînerait, par conséquent, une modification de la structure tarifaire, sujet qui a été exclu dans le présent dossier.

10. RÉPARTITION DES COÛTS ET TARIFICATION

10.1 RÉPARTITION DU COÛT DE SERVICE

La Régie demandait au Transporteur, dans la décision D-2006-66, de fournir, dans son prochain dossier tarifaire, les résultats de l'exercice de répartition des coûts appliquée aux données de l'année témoin projetée considérée. Le Transporteur a, notamment, utilisé une composante énergie et une composante puissance pour les équipements de transport associés à la production et pour les interconnexions, tel que le demandait la Régie⁹⁰.

L'expert d'UC est d'avis que le Transporteur a appliqué correctement la méthode de répartition des coûts énoncée à la décision D-2006-66.

La Régie juge que, dans le présent dossier, la répartition du coût de service a été effectuée conformément à la décision D-2006-66.

10.2 TARIFICATION

Par la décision D-2006-126, la Régie excluait certains sujets du présent dossier.

« Aux fins d'efficacité du processus réglementaire et conformément à la décision susmentionnée, la Régie exclut la politique des rabais et les aspects méthodologiques liés à la structure tarifaire des sujets à débattre dans le présent dossier tarifaire⁹¹ ».

⁹⁰ Pièce B-1, HQT-11, document 1, page 6.

⁹¹ Décision D-2006-126, dossiers R-3605-2006 et R-3606-2006, 18 août 2006, page 5.

Le Transporteur propose que l'approche tarifaire retenue dans la décision D-2006-66 pour l'élaboration des tarifs de services de transport annuel, mensuels, hebdomadaires et horaire pour l'année 2007 et de la facture de la charge locale soit maintenue.

La FCEI présente une proposition touchant le calcul des revenus additionnels requis⁹². Par ailleurs, la FCEI propose des améliorations au calcul des taux unitaires des divers services de transport⁹³.

La Régie constate que le Transporteur a calculé les taux unitaires des services de transport conformément à la décision D-2006-66⁹⁴. Elle accepte donc la proposition du Transporteur, sous réserve des dispositions contenues dans la présente décision.

La Régie estime que les diverses problématiques soulevées par la FCEI pourraient être discutées à la suite du rapport du groupe de travail sur la politique de rabais et la structure tarifaire des services de point à point.

Les tarifs de transport du service de point à point sont appliqués aux capacités réservées par le biais du système OASIS, majorées du taux de pertes de transport. À cet égard, le Transporteur propose de maintenir le taux de pertes de 5,2 % retenu dans la décision D-2006-66. En 2005, le taux de pertes de transport observé est de 5,27 %.

Compte tenu du faible écart entre le taux de pertes de transport en vigueur et le taux de pertes observé, la Régie accepte la proposition du Transporteur de maintenir à 5,2 % le taux de pertes de transport.

En ce qui concerne la mise à jour des tarifs des services complémentaires, la Régie constate que le Transporteur s'est conformé à la méthodologie d'établissement des tarifs approuvée à la décision D-2006-66. **La Régie approuve les tarifs des services complémentaires proposés pour 2007.**

⁹² Pièce C-1-5, FCEI 1, document 1, page 11.

⁹³ Pièce C-1-5, FCEI 1, document 1, pages 12 à 16.

⁹⁴ Décision D-2006-66, dossier R-3549-2004, Phase II, 18 avril 2004, page 24, tableau 2.

En tenant compte des dispositions contenues dans les diverses sections de la présente décision, la Régie présente à titre indicatif, leurs effets sur les tarifs des services de transport de long terme.

Ainsi, le tarif de service de point à point de long terme pour l'année 2007 est estimé à 70,72 \$/KW-an, soit une baisse de 3,0 % par rapport aux tarifs en vigueur. La proposition initiale du Transporteur se chiffrait à 72,45 \$/KW-an.

Quant à la facture annuelle de la charge locale, le montant proposé de 2 598 M\$ pour 2007 est ramené à 2 536 M\$. Il s'agit d'une hausse estimée de 53 M\$ par rapport à 2005 inhérente à l'augmentation des besoins du Distributeur. Sur une base unitaire, le coût pour ce service connaît également une baisse de 3,0 %.

11. TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT (*Tarifs et conditions*)

11.1 DISPOSITIONS DISTINCTES POUR LE RACCORDEMENT DES CENTRALES ÉOLIENNES

Selon GCC(EI)/ARC, près de la moitié de la capacité de production électrique du Québec ainsi que d'importantes infrastructures de transport sont situées dans le territoire traditionnel des communautés crie. Il mentionne également que ce territoire est reconnu pour son potentiel éolien et que plusieurs communautés crie étudient la construction de parcs éoliens.

GCC(EI)/ARC souhaite, dans ce contexte, l'intégration dans le texte des *Tarifs et Conditions*, de dispositions distinctes pour le raccordement des centrales éoliennes au réseau de transport.

Plus spécifiquement, GCC(EI)/ARC propose de faciliter l'intégration des parcs éoliens au réseau de transport en définissant une norme de raccordement pour des petites centrales éoliennes d'une capacité de 20 MW et moins (« road map »). Ainsi, un promoteur pourrait planifier et commercialiser un projet sans avoir recours à une expertise coûteuse et à des négociations ardues avec le Transporteur, sans compromettre la fiabilité du réseau. Selon GCC(EI)/ARC, la définition d'une telle norme permettrait de faciliter le développement de centrales éoliennes sur tout le territoire du Québec. Il en résulterait une diversification géographique d'ailleurs souhaitée par le Transporteur.

GCC(EI)/ARC réfère à la FERC qui a récemment adopté une ordonnance définissant un processus standardisé de raccordement pour les petites centrales, ainsi qu'un contrat pro forma simplifié. GCC(EI)/ARC souligne que le Transporteur poursuit déjà une stratégie de standardisation à l'échelle des grandes centrales avec une approche « one size fits all » quant aux normes de raccordement. Le but recherché par GCC(EI)/ARC est d'arriver à standardiser les meilleures pratiques de commercialisation dans un document public sous la supervision de la Régie afin d'encadrer la planification et d'établir une meilleure coordination entre les producteurs et le Transporteur.

GCC(EI)/ARC demande également que le texte des *Tarifs et Conditions* soit modifié afin d'y intégrer un principe d'accès prioritaire à la capacité de transport disponible aux producteurs d'électricité à partir de ressources intermittentes, semblable au *Participating Intermittent Resource Program* (PIRP) qui, selon l'expert de l'intervenant, est opérationnel depuis 2004 en Californie. L'inclusion d'un mécanisme d'ajustement pour éviter de pénaliser les autres ressources est également souhaitable.

Selon GCC(EI)/ARC, il serait opportun que la Régie demande au Transporteur de soumettre une proposition de modification du texte des *Tarifs et Conditions* afin d'y incorporer des modalités distinctes pour des centrales éoliennes. Comme alternative, GCC(EI)/ARC demande à la Régie de constituer un groupe de travail avec le mandat d'étudier l'intégration, dans le texte des *Tarifs et Conditions*, des normes de raccordement pour les parcs éoliens et particulièrement des petites centrales de moins de 20 MW.

EBMI rappelle que la Régie a accepté la preuve de GCC(EI)/ARC dans le contexte de « l'accessibilité des producteurs éoliens au réseau de transport » et que, considérant les sujets exclus de l'audience, il ne devrait pas y avoir de recommandation de la Régie quant à l'applicabilité des services complémentaires et quant à la structure tarifaire.

L'intervenant rappelle que la question de priorité mentionnée par GCC(EI)/ARC est basée sur des commentaires d'un sénateur américain qui propose de privilégier une forme d'énergie versus une autre. Dans ce cas, il faudrait trouver une façon d'absorber les pertes économiques que pourraient subir certains clients du Transporteur.

Selon EBMI, il n'y a pas de preuve suffisante pour prendre position sur cette question. De plus, il n'existe pas, à l'heure actuelle, de décret qui privilégie une forme d'énergie versus une autre.

Par ailleurs, EBMI rappelle la décision D-2006-66 qui traite de la priorité d'utilisation des interconnexions, où une priorité a été accordée à la charge locale. Dans le contexte de cette

même décision, la Régie a rappelé l'importance d'offrir aux participants un accès non discriminatoire au réseau du Transporteur.

Selon EBMI, la Régie ne peut pas décider de privilégier une forme d'énergie et de changer les règles de priorités actuelles contenues dans le texte des *Tarifs et Conditions* sans qu'il y ait un débat de fond sur ces questions. EBMI demande à la Régie de ne pas retenir les propositions de GCC(EI)/ARC.

Selon le Transporteur, aucune preuve ne fait état d'une problématique concernant le raccordement de la petite production au Québec, qu'elle soit hydraulique, éolienne ou autre. Aucun promoteur de petites éoliennes n'est venu témoigner devant la Régie à cet effet.

Les ententes de raccordement actuelles se prêtent à n'importe quel type d'énergie. Elles sont le résultat d'un processus qui permet de définir les coûts et les délais de raccordement d'une façon tout à fait similaire à ce qui se fait à la FERC.

De plus, le Transporteur estime que la demande de GCC(EI)/ARC n'est pas assez précise quant à ce que devrait contenir une telle entente de raccordement spécifique pour la petite production.

Le Transporteur estime que la Régie serait mal avisée de donner suite à une telle recommandation et d'imposer à une prochaine formation l'étude d'une carte routière dont on ne connaît ni l'étendue ni la nature exacte. Selon le Transporteur, la création d'un groupe de travail sans mandat précis et avec la participation limitée aux seuls promoteurs de petits projets pourraient aboutir à des solutions qui pourraient être incompatibles avec d'autres types de projets. Ainsi, la Régie devrait départager les conclusions des divers groupes d'intérêts particuliers.

Quant au principe de donner une priorité d'accès à la capacité de transport au producteur d'électricité à partir de ressources intermittentes, le Transporteur partage le point de vue de EBMI à l'effet que cette proposition serait discriminatoire et qu'elle est basée sur une proposition d'un sénateur américain laquelle n'a pas encore été déposée devant le Congrès américain.

De plus, il faut prendre en considération le fait que la situation au Québec n'est pas la même que celle de la Californie. Dans des juridictions où on opère un marché, on est en mesure de voir quel est le coût de l'énergie à toute heure du jour et les écarts de réception et de livraison sont assumés par le marché. Au Québec, le Transporteur n'opère pas un marché, il n'y a pas de marché horaire, les écarts de réception ou de livraison sont compensés par le

Producteur à un coût prévu dans les *Tarifs et conditions*. C'est donc ce coût qui s'appliquerait à un écart de réception ou de livraison pour un producteur éolien.

Le Transporteur soutient enfin qu'il ne lui appartient pas de développer une politique qui favoriserait l'éolien.

Selon la Régie, un producteur d'énergie éolienne peut soit alimenter la charge locale en étant choisi par le biais d'un appel d'offres du Distributeur, soit exporter sa production sur le marché limitrophe. Dans les deux cas, il lui faut acheter un service d'équilibrage et/ou un service de garantie de puissance. Un tel service s'apparente aux services complémentaires d'écart de livraison et d'écart de réception, sujet exclu de la présente audience.

Les exigences techniques et commerciales qui découleraient de l'introduction de la production éolienne sur le réseau de transport n'ont pas été examinées au présent dossier. Quant à la demande de donner une priorité d'accès au réseau de transport et aux interconnexions, GCC(EI)/ARC présente l'exemple de la Californie, sans indiquer quelles seraient les modifications qu'il faudrait apporter à cette mesure pour l'adapter au marché du Québec. En effet, une telle priorité donnée à la production éolienne pourrait léser d'autres producteurs qui verraient une diminution de leurs opportunités commerciales.

La Régie considère que la preuve au dossier et, en particulier, les informations disponibles appuyant la demande de GCC(EI)/ARC ne sont pas suffisantes pour lui permettre d'ordonner au Transporteur de soumettre une proposition ou, encore, de constituer un groupe de travail.

La Régie est cependant soucieuse qu'il faille accorder à tous les producteurs d'électricité des conditions qui leur permettent d'avoir accès au réseau dans des conditions qui ne défavorisent pas indûment un type de production par rapport à un autre.

La Régie invite GCC(EI)/ARC à préciser, autant sur les plans technique que commercial, les modifications qu'il entend proposer aux conditions qui régissent le marché de l'électricité au Québec, en vue d'y faciliter le développement et l'intégration de la production éolienne de petite échelle. À cet effet, elle demande la collaboration du Transporteur, notamment par la mise à la disposition de l'intéressé de l'information utile à cette fin. Ainsi, GCC(EI)/ARC pourra, s'il le désire, élaborer une proposition sur d'éventuelles modifications aux *Tarifs et conditions* qui pourront être débattues, le cas échéant, lors d'un prochain dossier.

11.2 ARTICLE 10.1

Le Transporteur demande de modifier les *Tarifs et conditions* en ajoutant à l'article 10.1 Force majeure, la notion d'orages magnétiques.

Le Transporteur explique que les orages magnétiques sont les conséquences de l'interaction des variations du vent solaire avec le champ magnétique de la terre et que ce phénomène est difficile à prédire avec exactitude. Il ajoute que la situation géographique du Québec le rend sensible aux impacts de ce phénomène.

Selon le Transporteur, les orages magnétiques constituent un cas de force majeure puisqu'il s'agit d'un événement imprévisible, irrésistible et extérieur au Transporteur qui peut rendre irréalisable l'exécution de son obligation en vertu des *Tarifs et conditions*.

Bien qu'ils soient l'objet de prévisions météorologiques et que leurs effets puissent être atténués de diverses façons, le Transporteur soutient que les orages magnétiques sont un fait de la nature comparable à d'autres faits de la nature tels, une pluie diluvienne, une tempête, un verglas, un ouragan ou la foudre. Ces phénomènes sont généralement considérés comme étant des cas de force majeure.

Le Transporteur souligne que certaines conventions d'interconnexion du Transporteur prévoient la notion d'orages magnétiques dans les clauses de force majeure. À titre d'exemples, il cite la convention d'interconnexion entre le New York Independent System Operator (NYISO) et Hydro-Québec TransÉnergie. Il mentionne, de plus, les ententes d'interconnexion conclues par le Transporteur avec le New England Independent System Operator (ISO-NE) et le New Brunswick System Operator (NBSO) qui prévoient, dans leur clause de force majeure, la notion de « perturbations magnétiques ou solaires ».

Par ailleurs, lorsqu'il y a des variations de l'activité solaire, le Transporteur reçoit de l'information et des données relatives aux conditions météorologiques spatiales en provenance du Solar Terrestrial Dispatch Center situé en Alberta. Les services de ce centre sont également utilisés par le NPCC. Les informations reçues par le Transporteur lui permettent de mettre en oeuvre les ajustements de transit requis et de se préparer aux corrections de tension et aux déclenchements potentiels des compensateurs statiques.

Le Transporteur présente un tableau indiquant les 21 cas d'orages magnétiques ayant eu des impacts significatifs sur le réseau de transport de 1999 à 2005, ainsi que les mesures prises par le Transporteur pour contrer les effets de ces orages sur le réseau.

Selon l'ACEF de Québec, les informations fournies par le Transporteur l'amènent à conclure qu'une preuve d'expert aurait été nécessaire à un éclairage utile concernant cette question.

La Régie comprend que le Transporteur a conclu quelques ententes bilatérales incorporant les orages magnétiques comme force majeure, mais constate que le Transporteur ne lui a fait part d'aucun cas où l'absence de la notion d'orages magnétiques au texte de l'article 10.1 Force majeure lui ait causé préjudice. De plus, la preuve à l'appui du changement proposé est insuffisante tant sur le plan technique que sur le plan des incidences contractuelles.

Dans ces circonstances, la Régie rejette la proposition du Transporteur d'ajouter la notion d'orages magnétiques à la clause 10.1 des *Tarifs et conditions*.

11.3 ARTICLE 12A.2

Le Transporteur propose plusieurs modifications au texte de l'article 12A.2 afin d'apporter selon lui des précisions permettant de déterminer des modalités d'application.

La Régie se prononce ci-après sur les modifications proposées par le Transporteur, à la lumière de la décision D-2006-66 où elle mentionnait :

« L'objectif de l'article 12A.2 est d'assurer que tout nouveau raccordement génère des revenus additionnels qui permettent de couvrir les coûts qui y sont associés. Cet objectif est assuré par la neutralité tarifaire dont les modalités s'adaptent aux circonstances particulières de chaque projet⁹⁵ ».

Premier paragraphe

Texte proposé :

« [...] De plus, le propriétaire de la centrale, ou un tiers désigné à cette fin par celui-ci doit, à la satisfaction du Transporteur, prendre au moins un des engagements suivants [...] ».

La modification demandée par le Transporteur vise à permettre au propriétaire de la centrale de combiner les diverses options disponibles (i), (ii) et (iii). **La proposition ne change pas**

⁹⁵ Décision D-2006-66, dossier R-3549-2004, 18 avril 2006, page 36.

L'objectif de l'article 12A.2 tout en permettant une plus grande flexibilité. La Régie accepte la proposition.

Option (i)

a) Premier paragraphe

Texte proposé :

*« i) Convention de service de transport de long terme:
Au moins une Convention de service doit avoir été convenue pour le service de transport ferme à long terme dont le point de réception (incluant le point de réception HQT) et le point de livraison sont déterminés par le client ».*

b) Second paragraphe

Texte proposé :

« La puissance en MW des Conventions de service applicables doit être égale en partie ou en totalité à la puissance maximale à transporter en MW de la centrale ».

c) Troisième paragraphe

Texte proposé :

« La valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des Conventions de service applicables est au moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur ».

Le texte proposé au premier paragraphe prévoit la possibilité qu'une ou plusieurs conventions de service soient utilisées pour garantir les revenus. Quant à l'assurance que les revenus additionnels permettront de rentabiliser l'investissement, le Transporteur indique :

« Quand on présente un projet de raccordement d'une centrale, on va devoir vous indiquer quelle est l'option choisie. Puis vous allez voir, avec les revenus

anticipés, que ça couvre amplement les revenus, c'est-à-dire les coûts des ajouts au réseau. Ce n'est pas compliqué à démontrer⁹⁶ ».

Selon la Régie, l'utilisation de plusieurs conventions est acceptable s'il est démontré que chacune de ces conventions amène des revenus additionnels au Transporteur et que l'ensemble des revenus additionnels permet de couvrir les coûts additionnels associés au projet.

Par ailleurs, la Régie maintient le concept de signature d'une convention. **En conséquence, elle retient en lieu du texte proposé, le texte suivant :**

« Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de transport ferme de long terme ».

Les autres modifications proposées au premier paragraphe concernant les points de réception et de livraison ainsi que l'ajout du second paragraphe ne sont pas retenues faute de preuve suffisante à l'appui.

Les modifications proposées au troisième paragraphe ont pour seul objet d'assurer la cohérence du texte. Ces modifications sont retenues par la Régie.

Option (ii)

Le Transporteur propose une série de modifications à l'option (ii). Ces modifications touchent des questions d'envergure fort différente.

a) Premier paragraphe, première phrase

« Un engagement d'achat de services de transport ferme ou non ferme de point à point doit être convenu pour un montant au moins égal en valeur actualisée aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au Transporteur ».

Le Transporteur propose d'enlever la référence au caractère *«take or pay»* de l'engagement d'achat de services de transport. Il mentionne que :

⁹⁶ NS, volume 7, page 204.

« Dans le cas de la formulation approuvée par la Régie pour l'article 12A.2 ii), la quantité de réservation annuelle du client en service de transport de point à point à court terme n'a donc aucun impact sur le montant qu'il aura éventuellement à rembourser au Transporteur. D'où, la nécessité de supprimer l'expression « take or pay⁹⁷ ».

La Régie considère que l'expression «*take or pay*» qui figure au texte en vigueur des *Tarifs et conditions* est nécessaire pour assurer que les engagements d'achat couvrent les coûts encourus. D'autre part, la condition imposée quant à la production injectée doit être comprise comme un test complémentaire permettant d'assurer qu'il s'agit bel et bien de revenus additionnels comme en fait foi la décision D-2006-66.

« La Régie juge la deuxième option acceptable, dans la mesure où la nouvelle production génère des revenus suffisants pour couvrir les coûts encourus du Transporteur... À cette fin, les revenus pris en compte aux fins de la garantie d'achat seront présumés correspondre au produit de la nouvelle production injectée sur le réseau au point de raccordement par le tarif du service de point à point contracté et, à défaut, du service horaire non fermé⁹⁸ ».

Le Transporteur doit donc s'assurer que les achats de services de transport sont au moins égaux aux engagements d'achats présumés. La Régie rejette la modification demandée par le Transporteur.

En conséquence, la Régie retient en lieu de première phrase du premier paragraphe de l'option ii) le texte suivant :

Un engagement d'achat de services de transport ferme ou non ferme de point à point de type "take or pay" doit être signé pour un montant au moins égal en valeur actualisée aux coûts encourus par le Transporteur, moins tout montant remboursé au Transporteur, pour assurer le raccordement de la centrale.

b) Premier paragraphe, deuxième phrase

Texte proposé :

« Sous réserve du paragraphe suivant, à la fin de chaque période de douze (12) mois suivant le 31 décembre de l'année de mise en service de la centrale, le montant annuel de l'engagement d'achat (valeur A) est soustrait du produit de la

⁹⁷ Pièce HQT-13, document 10, pages 34 et 35.

⁹⁸ Décision D-2006-66, dossier R-3549-2004, Phase II, 18 avril 2006, pages 36 et 37.

production annuelle injectée sur le réseau mesurée au point de raccordement et du prix moyen en \$/MWh des réservations de services de transport de point à point effectuées par le client (valeur B) ».

La Régie accepte le texte proposé, à l'exception de la référence au «*prix moyen en \$/MWh des réservations de service de transport effectuées par le client*». La décision D-2006-66 référerait plutôt au «*tarif du service de point à point contracté et, à défaut, du service horaire non ferme*⁹⁹ ».

Aucune justification spécifique n'a été apportée à cette proposition d'introduire la notion de prix moyen en \$/MWh¹⁰⁰. Or, la portée de cette modification pourrait être significative, car elle affecte potentiellement les résultats du test portant sur l'énergie injectée. **Pour ces motifs, la Régie rejette cette modification et demande au Transporteur d'utiliser l'expression «tarif du service de point à point contracté et, à défaut, du service horaire non ferme».**

c) Premier paragraphe, Troisième et quatrième phrases

Texte proposé :

« Tout écart positif ou négatif entre les deux (2) valeurs annuelles A et B est reporté à la période suivante et ajouté à l'écart annuel de celle-ci et ce, jusqu'à la fin de l'engagement d'achat. À l'expiration de l'engagement d'achat, lorsque le solde de la valeur B moins la valeur A est négatif, le client verse au Transporteur un montant égal à ce solde ».

Le Transporteur propose des modalités pour les cas où, pour une année donnée, les revenus présumés à partir de la production injectée d'une centrale s'avèrent inférieurs à l'engagement d'achat lui-même basé sur les coûts de raccordement du projet. Le Transporteur propose de différer le paiement jusqu'à la fin du contrat. Par ailleurs, des variantes à la proposition du Transporteur ont été discutées en audience :

1. Exiger tout paiement 12 mois après la fin de l'année où l'écart est constaté, avec possibilité d'utiliser les crédits amassés dans les années antérieures, c'est-à-dire au cours des années où les revenus présumés ont été supérieurs à l'engagement d'achat¹⁰¹;

⁹⁹ Décision D-2006-66, dossier R3549-2004, Phase II, 18 avril 2006, page 37.

¹⁰⁰ Pièce HQT-12, document 3, page 4.

¹⁰¹ NS, volume 4, page 79.

2. Exiger tout paiement à la fin de l'année où l'écart est constaté, avec possibilité d'utiliser les crédits amassés dans les années antérieures, c'est-à-dire au cours des années où les revenus présumés ont été supérieurs à l'engagement d'achat¹⁰²;
3. Exiger tout paiement à la fin de l'année où un écart négatif est constaté, avec possibilité d'utiliser les crédits amassés dans les années antérieures. En cas d'écart positif, un remboursement au maximum égal à cet écart positif pourrait être effectué jusqu'à concurrence des paiements qui ont été effectués pour combler un écart négatif, au cours d'années antérieures.

Selon le GRAME, l'approche qui préconise la prise en compte de l'injection d'énergie crée un surcoût pour les centrales de production d'énergie renouvelable¹⁰³. S.É./AQLPA adopte un point de vue similaire¹⁰⁴.

En ce qui concerne la position du GRAME, la Régie note que le coût de raccordement à être récupéré par le Transporteur est le même, que l'injection d'énergie soit considérée ou non, et qu'il ne peut donc y avoir de surcoût du fait de considérer l'injection d'énergie. La Régie considère que la neutralité tarifaire des raccordements de centrales est l'objectif recherché.

Les diverses modalités proposées permettent d'introduire une certaine souplesse dans l'application des garanties financières. L'enjeu est de déterminer si ces différentes approches permettent de respecter la neutralité tarifaire. Les analyses présentées ont permis d'établir que la proposition du Transporteur et la variante 1 ne rencontrent pas la neutralité tarifaire¹⁰⁵ contrairement aux alternatives 2 et 3. La variante 3 énoncée par le RNCREQ est plus équitable pour les propriétaires de centrales que la variante 2. Elle leur assure de pouvoir utiliser la production supplémentaire des années favorables pour combler les déficits de production des années défavorables. **Pour ces motifs, la Régie retient la variante 3 ci-dessus et demande au Transporteur de modifier le texte de l'article 12A.2 ii) en conséquence.**

d) Troisième paragraphe

Texte proposé :

« L'engagement annuel d'achat, soit la valeur A indiquée ci-dessus, représente une annuité calculée à partir des paramètres suivants: a) coûts encourus par le

¹⁰² Pièce HQT-13, document 1.1, page 9.

¹⁰³ NS, volume 7, pages 70 à 72.

¹⁰⁴ NS, volume 11, page 151.

¹⁰⁵ Pièce HQT-13, document 1.1, page 10.

Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, majoré d'un montant de 15 % pour couvrir les frais d'entretien et d'exploitation sur vingt (20) ans et majoré des taxes applicables, moins tout montant remboursé par le client; b) coût en capital prospectif du Transporteur approuvé par la Régie et c) durée de l'engagement d'achat ».

Finalement, le Transporteur propose des modalités d'ajustement de l'engagement annuel d'achat pour l'année de mise en service ainsi que les paramètres à considérer pour établir l'engagement annuel d'achat.

L'objet de ces modifications et les précisions qu'elles apportent sont clairs et aucun intervenant ne les a contestés.

La Régie note que le Transporteur introduit, dans ce paragraphe, la notion de majoration de 15 % des coûts encourus pour couvrir les frais d'entretien et d'exploitation sur 20 ans et des taxes applicables et ce, sans tenir compte du type d'utilisateur. La Régie considère que le texte de l'article 12A.2 doit être harmonisé pour être cohérent avec les dispositions de l'appendice J applicables à cet égard.

La Régie accepte les modifications proposées sous réserve de la mention qui précède.

Option (iii)

Texte proposé :

« iii) Remboursement:

Un montant égal en valeur actualisée aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale doit être remboursé au Transporteur ».

Les modifications proposées ont pour seul objet d'assurer la cohérence du texte. **Ces modifications sont retenues par la Régie.**

Paragraphe final de l'article

Texte proposé :

« Le propriétaire de la centrale n'est tenu de fournir aucun des engagements indiqués ci-dessus pour toute production retenue par le Distributeur lors d'un appel d'offres ou lorsque confirmé par écrit par le Distributeur au Transporteur, et que le Distributeur a désigné conformément à l'article 38 des présentes. Lorsqu'une partie uniquement d'une centrale est retenue par le Distributeur, l'engagement du propriétaire de la centrale, ou du tiers qu'il a désigné à cette fin, doit couvrir un montant égal aux coûts assumés par le Transporteur pour assurer le raccordement de la centrale, multipliés par le facteur suivant: le nombre un (1), moins le rapport entre la puissance en kilowatts (kW) retenue par le Distributeur et la puissance nominale totale en kW des groupes turbinealternateurs de la centrale. En cas d'abandon avant la mise en service de la centrale, le demandeur doit rembourser la totalité des coûts encourus par le Transporteur ».

Aux termes de l'article 12A.2, le propriétaire de la centrale n'est tenu de fournir aucun des trois types d'engagements prévus pour toute production retenue par le Distributeur lors d'un appel d'offres. Les modifications proposées ont comme objet d'étendre cette modalité à la production retenue par le Distributeur en vertu de la *Procédure de dispense d'appel d'offres*¹⁰⁶. La Régie considère que le même traitement doit s'appliquer, que la production soit retenue par le Distributeur dans le cadre d'un appel d'offres ou dans le cadre d'un contrat obtenu en vertu d'une dispense d'appel d'offres. **La Régie accepte l'objectif recherché, mais retient la formulation plus précise proposée par le RNCREQ :**

« pour toute production retenue par le Distributeur lors d'un appel d'offres ou en vertu d'une dispense d'appel d'offres ».

De façon générale, la Régie constate que les modifications proposées n'ont fait l'objet que d'une preuve succincte de la part du Transporteur. Certaines des modifications proposées ont nécessité de nombreuses questions et dépassent le concept de précision. Elle s'attend, à l'avenir, à ce que de telles modifications fassent l'objet d'une preuve plus élaborée.

¹⁰⁶ Pièce B-11, HQT-13, document 12, page 82.

11.4 ARTICLE 13.4

Le Transporteur propose de modifier l'article 13.4 intitulé *Convention de service* en remplaçant l'expression « *les trente jours* » par « *un délai raisonnable* ». Il indique qu'un délai de 30 jours peut être contraignant et qu'il aimerait avoir plus de souplesse dans l'application de cet article. Il donne en exemple la possibilité qu'il aurait de regrouper le dépôt de plusieurs conventions signées avec différents clients. Il ajoute que pour éviter l'arbitraire quant à l'interprétation de cet article il pourrait considérer d'indiquer 60 ou 90 jours afin d'avoir plus de flexibilité.

La Régie constate que le délai actuel existe depuis plusieurs années, que le Transporteur ne lui a pas présenté de cas précis où le délai de 30 jours lui a causé des difficultés et ne lui a pas non plus démontré que le délai actuel est contraignant. **En conséquence, la Régie rejette la modification proposée par le Transporteur à l'article 13.4 du texte des *Tarifs et conditions*.**

11.5 ARTICLES 7.2 ET 17.3

Le Transporteur propose de modifier à l'article 7.2 intitulé *Intérêts sur les soldes impayés*, le taux d'intérêt sur les sommes impayées, y compris les sommes en fidéicommiss. Le taux proposé est égal au taux de base des prêts aux entreprises à la fin du mois précédent, tel que publié par la Banque du Canada sur son site Internet ou un taux équivalent en cas de retrait ou de modification de celui-ci¹⁰⁷. La modification porte sur le code de référence. Le code proposé est V122495 au lieu de B14020. Le Transporteur mentionne que le taux utilisé est le même et que seul le code a été modifié par la Banque du Canada.

La Régie approuve l'article 7.2 tel que proposé.

Concernant les procédures pour les arrangements du service de transport ferme de point à point, le Transporteur propose, dans l'article 17.3 intitulé *Dépôt*, de ne plus utiliser le taux d'intérêt considéré à l'article 7.2. Le Transporteur propose d'appliquer, plutôt, le *taux d'intérêt administré des banques à charte – certificats de placement garanti à un an à la fin du mois précédent, tel que publié par la Banque du Canada sur son site Internet, code V122524, ou un taux équivalent en cas de retrait ou de modification de celui-ci*¹⁰⁸.

¹⁰⁷ Pièce B-1, Tarifs et conditions, HQT-12, document 4, feuille 28.

¹⁰⁸ Pièce B-1, Tarifs et conditions, HQT-12, document 4, feuille 66.

Le Transporteur justifie cette modification par le fait que, lorsqu'un client fait un dépôt, le taux applicable devrait être un taux qui correspond plus à un taux d'épargne à court terme qu'à un taux de prêt bancaire dont le taux est plus élevé¹⁰⁹. Ainsi, le taux proposé correspond mieux à la nature du dépôt effectué auprès du Transporteur par le client des services de transport¹¹⁰.

La Régie approuve l'article 17.3 tel que proposé.

11.6 AUTRES DISPOSITIONS

La Régie approuve l'ensemble des autres modifications proposées par le Transporteur dans le texte des *Tarifs et conditions*, sous réserve des ordonnances contenues dans la présente décision qui peuvent avoir un impact sur certaines dispositions dudit texte, telles que les Annexes 8, 9 et 10 ainsi que l'Appendice H. Elle ordonne au Transporteur de déposer, au plus tard le 5 mars 2007 à 12h, un nouveau texte des *Tarifs et conditions* tenant compte des décisions prises dans les diverses sections de la présente décision.

12. RÉTROACTIVITÉ DES TARIFS

Le 13 décembre 2006, le Transporteur dépose une requête interlocutoire afin que les tarifs existants du service de transport soient déclarés provisoires à compter du 1^{er} janvier 2007. Il dépose également des amendements à sa demande principale qu'il juge nécessaires afin que l'application des tarifs fixés subséquemment au 1^{er} janvier 2007 puisse être rétroactive.

« MODIFIER à compter du 1^{er} janvier 2007 et ce, rétroactivement au besoin, les tarifs du Transporteur facturés à ses clients en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec de façon à ce qu'ils génèrent des revenus de 2 729,7 M\$, pour permettre de rencontrer le coût total de la prestation du service, incluant l'atteinte du taux de rendement demandé;

APPROUVER les conditions des services de transport telles que proposées en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec produits au soutien des présentes ».

¹⁰⁹ NS, volume 4, page 88.

¹¹⁰ Pièce B1, HQT-12, document 3, page 6.

Dans ses commentaires quant à la requête ci-dessus, EBMI réfère à certaines dispositions de la décision D-2006-66 et note que la Régie n'avait pas autorisé la rétroactivité à l'égard des tarifs des services complémentaires. Elle mentionne s'en remettre à la discrétion de la Régie.

Dans sa décision D-2006-169 rendue le 21 décembre 2006 dans le présent dossier, la Régie a accueilli la requête interlocutoire du Transporteur et déclaré provisoires les tarifs existants du service de transport d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2007. Dans la présente décision, la Régie s'exprime sur l'aspect rétroactif des tarifs.

L'application rétroactive des tarifs est nécessaire pour permettre au Transporteur de récupérer le revenu requis autorisé par la Régie. La proposition du Transporteur n'inclut aucune modification quant à la structure des tarifs des services complémentaires ni aucune modification quant à la nature de ces services. Par ailleurs, les clients du Transporteur ont été informés, par un avis sur le site OASIS, de la décision D-2006-169.

La Régie autorise le Transporteur à appliquer les tarifs de transport résultant de la présente décision de façon rétroactive, à compter du 1^{er} janvier 2007, dès que la Régie aura rendu sa décision finale quant au texte des *Tarifs et conditions*.

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande amendée du Transporteur;

MAINTIENT pour le Transporteur une structure de capital présumée comportant 70 % de capitaux empruntés et 30 % de capitaux propres;

RÉSERVE sa décision finale quant à la base de tarification, au taux de rendement sur l'avoir propre, au taux de rendement sur la base de tarification, au coût en capital prospectif, au revenu requis pour l'année 2007 ainsi qu'aux tarifs des services de transport et **ORDONNE** au Transporteur de déposer, d'ici le **5 mars 2007 à 12 h**, les mises à jour demandées;

RECONNAÎT l'application des modifications aux normes comptables afférentes aux contrats de location pour la détermination du revenu requis du Transporteur;

APPROUVE partiellement les modifications demandées par le Transporteur aux conditions des services de transport, tel que précisé dans la présente décision;

ORDONNE au Transporteur de déposer, au plus tard le **5 mars 2007 à 12h**, un nouveau texte des *Tarifs et conditions* reflétant les décisions énoncées dans les diverses sections de la présente décision, ainsi qu'une version anglaise de ce document;

ORDONNE qu'un compte d'écart relatif aux revenus des services de transport de point à point de long terme et de court terme soit établi dès l'année 2007 selon les modalités prévues dans la présente décision;

ACCUEILLE la demande du Transporteur à l'effet que les *Tarifs et conditions* qui seront approuvés par la Régie dans sa décision finale soient appliqués de façon rétroactive à compter du 1^{er} janvier 2007;

DEMANDE au Transporteur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Richard Carrier
Régisseur

François Tanguay
Régisseur

Gilles Boulianne
Régisseur

Représentants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M^c Denis Falardeau et M. Richard Dagenais;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jean-François Samray;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^c Pierre Pelletier;
- Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER) représentée par M. Claude Descôteaux;
- Energy Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M^c Paule Hamelin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^c André Turmel;
- Grand Conseil des Cris (Eeyou/Istchee)/Administration régionale crie (GCC(EI)/ARC) représenté par M^c Nathan Richards;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^c Kateri Beaulne-Bélisle;
- Hydro-Québec représentée par M^c Jean Morel et M^c Carolina Rinfret;
- Ontario Power Generation (OPG);
- Option consommateurs (OC) représentée par M^c Stéphanie Lussier;
- Powerex Corp. (Powerex) représentée par M^c Krista L. Hughes;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^c Hélène Sicard;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^c Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^c Eve-Lyne H. Fecteau;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^c Steve Cadrin.