

ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2006-2008

TABLE DES MATIÈRES

1	MISE EN CONTEXTE.....	5
2	SOMMAIRE 2006-2008	11
3	IMMOBILISATIONS CORPORELLES EN EXPLOITATION	14
4	ACTIFS INCORPORELS.....	19
5	DÉPENSES NON AMORTIES ET AUTRES ACTIFS.....	21
5.1	Actif au titre des prestations constituées (ATPC).....	21
5.2	Passif au titre des prestations constituées (PTPC)	21
5.3	Actifs réglementaires	22
5.4	Frais de développement et autres frais reportés	22
5.5	Remboursement gouvernemental à recevoir	25
6	FONDS DE ROULEMENT RÉGLEMENTAIRE	25
6.1	Encaisse réglementaire.....	25
6.2	Matériaux, combustibles et fournitures	27
7	AUTORISATIONS RELATIVES AUX MISES EN EXPLOITATION	28
8	MODIFICATIONS AUX DURÉES DE VIE UTILE	32
9	INTÉGRATION DE LA CENTRALE DE LA TOULNUSTOUC – COÛTS D'HYDRO-QUÉBEC ÉQUIPEMENT ILLUSTRÉS.....	33

1 **1 MISE EN CONTEXTE**

2 En guise d'introduction à la présente pièce, le Transporteur porte à l'attention
3 de la Régie les points suivants :

4 **Intégration des actifs de télécommunications spécialisées**

5 La section HQT-8 du présent dossier tarifaire présente la preuve du
6 Transporteur à l'appui de sa proposition d'intégrer les actifs de
7 télécommunications à sa base de tarification à compter du 1^{er} janvier 2008.

8 Les pièces HQT-7, Documents 1 et 4 tiennent compte de cette proposition en
9 appliquant aux données de 2008 celles relatives aux actifs de
10 télécommunications et en spécifiant les éléments importants s'y rattachant.

11 Quant à l'impact de cette intégration d'actifs de télécommunications sur les
12 revenus requis du Transporteur, la section 6 de la pièce HQT-8, Document 1
13 en démontre la neutralité.

14 Le Transporteur considère que cette forme de présentation est la plus efficace
15 et qu'elle établit l'assise de ses présentations futures, favorisant ainsi leurs
16 comparaisons.

17 **Coûts d'Hydro-Québec Équipement (HQÉ) imputés aux projets du**
18 **Transporteur**

19 Afin de refléter adéquatement le développement de ses projets, le
20 Transporteur a intégré les coûts d'HQÉ à sa base de tarification pour les
21 projets qui auront été mis en service d'ici la fin de 2008.

22 La Régie s'est toutefois déclarée insatisfaite de la démonstration des coûts
23 réels du projet d'intégration de la centrale de la Toulnostouc qu'elle avait
24 autorisé par sa décision D-2003-68 et a maintenu, dans sa décision
25 D-2007-08, l'exclusion de la base de tarification du Transporteur des coûts

1 d'HQÉ relatifs à ce projet. La pièce HQT-7, Document 4 révisé le 16 mars
2 2007 dans le dossier R-3605-2006 y a fait suite et contribué à la décision
3 D-2007-34 du 3 mars 2007 approuvant la base de tarification 2007 du
4 Transporteur.

5 Par ailleurs, tel qu'indiqué à la pièce HQT-1, Document 2, la Régie a demandé
6 au Transporteur dans plusieurs de ses décisions concernant l'autorisation de
7 projets d'investissement en vertu de l'article 73 de la Loi, de justifier le coût
8 complet d'HQÉ lors de l'inclusion de ceux-ci à sa base de tarification.

9 À l'instar de sa demande tarifaire 2007, le Transporteur tient à rappeler que le
10 principe réglementaire de l'année témoin projetée adopté par la Régie
11 implique nécessairement, pour l'ensemble des éléments servant à établir son
12 coût du service, l'utilisation de projections fondées sur les pratiques
13 comptables et de gestion également reconnues par la Régie. La pièce
14 HQT-4, Document 1 en fournit un résumé, dont fait partie d'ailleurs la
15 définition du coût complet.

16 L'estimation des coûts des projets est donc réalisée par HQÉ en fonction de
17 ces règles. Principalement, ces estimations tiennent compte :

- 18 • des coûts d'approvisionnement en matériaux et main d'œuvre externe
19 selon les directives d'acquisition d'Hydro-Québec (appels d'offres
20 publics) ;
- 21 • du coût de la main d'œuvre HQÉ à coût complet ;
- 22 • des services facturés à coût complet par les unités fournisseurs
23 d'Hydro-Québec ;
- 24 • du coût de la main d'œuvre du Transporteur selon les taux de prestation
25 de travail en vigueur ;
- 26 • des frais financiers au taux du coût moyen pondéré du capital autorisé
27 par la Régie ;
- 28 • d'une provision pour tenir compte des incertitudes.

1 Le Transporteur tient également à souligner que l'imputation des coûts de
2 main d'œuvre dans les projets se fait au coût réel complet dans la division
3 HQÉ selon les règles de facturation interne du Manuel des règles et pratiques
4 en comptabilité de gestion (MRPCG).

5 Selon la nature du travail (ingénierie de construction, ingénierie d'avant-projet,
6 technicien, gestion de projet, administration et autres), HQÉ calcule le coût
7 complet de l'heure de prestation de services (salaires incluant les avantages
8 sociaux, espaces bureau, informatique, gestion, ressources humaines et
9 autres services utilisés de fournisseurs internes, etc) et facture les projets en
10 fonction du nombre d'heures via les feuilles de temps des employés.

11 À cet égard, il importe de souligner que le taux horaire associé au service
12 rendu est un taux ne comportant aucune majoration ni marge bénéficiaire.
13 Ces mêmes règles de facturation interne sont celles utilisées pour l'estimation
14 des coûts de réalisation des projets inscrits à la base de tarification dans le
15 présent dossier.

16 Toutes les divisions et unités d'Hydro-Québec sont tenues de respecter les
17 encadrements corporatifs en matière de gestion financière, dont fait partie le
18 MRPCG, et c'est sur ce fondement que les projections du Transporteur sont
19 établies. De plus, le Code de conduite du Transporteur, qui encadre entre
20 autres les transactions qu'il effectue avec ses entités affiliées, dont HQÉ fait
21 partie, est également clair à cet égard.

22 Le principe de l'année témoin projetée impose l'utilisation de données
23 projetées à 100 % durant cette période. La reconnaissance dans la base de
24 tarification du coût final d'un projet ou d'une portion de celui-ci après la fin de
25 ce projet n'est pas compatible avec ce principe. Par ailleurs, l'évaluation du
26 caractère raisonnable d'une projection l'est.

27 Au cours de la réalisation d'un projet majeur, la Régie a la possibilité d'en
28 suivre l'évolution annuelle à l'occasion du rapport annuel que le Transporteur

1 lui dépose en vertu de l'article 75 de la Loi. Ainsi, une fois les travaux
2 terminés, les coûts d'un projet de même que le montant de la garantie
3 financière du producteur lors d'un raccordement, deviendront connus
4 définitivement.

5 Nonobstant ce qui précède, le Transporteur fournit à la fin de la présente
6 pièce un tableau détaillé des coûts du projet Touloustouc en date du 30 juin
7 2007. La structure de ce tableau correspond à celle utilisée habituellement au
8 Rapport annuel du Transporteur pour faire état de l'avancement de ses projets
9 majeurs. Tel qu'il appert plus amplement de ce tableau, les éléments
10 pertinents au coût réel des activités réalisées par HQÉ dans ce projet,
11 indiqués en ombragé, totalisent 16,7 M\$ comparativement au budget initial de
12 18,7 M\$.

13 Le Transporteur considère donc que la preuve qu'il soumet par la présente
14 pièce est suffisante et que le reflet des coûts d'HQÉ à ses projets mis en
15 service dans sa base de tarification lui permettra d'obtenir des revenus requis
16 justes et raisonnables en 2008.

17 **Mises en service découlant de projets non autorisés par la Régie**

18 Dans sa décision D-2007-08, concernant la demande tarifaire 2007 du
19 Transporteur, la Régie a refusé de reconnaître certains montants relatifs à des
20 mises en service découlant de projets dont le Transporteur n'avait pas alors
21 obtenu son autorisation. Il s'agit des projets Intégration d'éoliennes – Appels
22 d'offres 990 MW (coûts de 2006 et 2007), Poste de départ Manic 3 (coûts de
23 2007) et Poste Hauterive – Modification du poste et de la ligne (coûts de
24 2007).

25 La pièce HQT-7, Document 4 révisé en date du 16 mars 2007 dans le dossier
26 R-3605-2006 a fait suite à cette décision en retranchant les coûts des mises
27 en service découlant de ces projets en 2007 et contribué à la décision

1 D-2007-34 du 30 mars 2007 approuvant la base de tarification 2007 du
2 Transporteur ainsi réduite.

3 Par ailleurs, le Transporteur a déposé le 20 avril 2007 sa demande
4 d'autorisation R-3631-2007 visant l'intégration des parcs éoliens au réseau
5 régional Matapédia. Celle-ci précise que le projet d'intégration du parc éolien
6 de Baie-des-Sables, dont des coûts de plus de 11 M\$ font partie des budgets
7 d'investissements autorisés par la Régie pour les projets de 2006 du
8 Transporteur dont le coût individuel est inférieur à 25 M\$, ne fait pas l'objet de
9 cette demande d'autorisation. Le Transporteur a cependant soustrait ces
10 coûts de sa base de tarification 2007 en application de la décision D-2007-08
11 précitée, ce qui n'aurait finalement pas été requis si la Régie avait été
12 informée en temps opportun de ce qui précède. Quant à la demande
13 R-3631-2007 du Transporteur, la procédure d'étude de celle-ci est amorcée
14 et, d'ici la décision de la Régie la concernant, le Transporteur en présume la
15 reconnaissance pour les fins de sa base de tarification pour les raisons
16 indiquées plus bas.

17 De son côté, le projet Poste de départ Manic 3 a été retiré, vu l'absence d'un
18 engagement d'achat avec la Producteur. Il n'appartient donc plus à la base de
19 tarification du Transporteur.

20 En ce qui concerne le projet Poste Hauterive – Modification du poste et de la
21 ligne, la demande R-3616-2006 a été déposée par le Transporteur le
22 5 décembre 2006 et la Régie a rendu le 16 avril 2007 sa décision D-2007-41
23 autorisant ce projet. La mise en service de ce projet est prévue en 2009 et il
24 est donc actuellement exclus de la base de tarification.

25 Quant aux autres projets non autorisés par la Régie, dont il est fait état à la
26 section 7 de la présente pièce, le Transporteur les inclut dans sa base de
27 tarification pour les motifs suivants :

- 1 • Le Transporteur croit fermement que le principe réglementaire de
2 l'année témoin projetée lui impose d'indiquer à sa base de tarification
3 toutes les mises en service d'actifs prudemment acquis et utiles qu'il
4 projette réaliser d'ici la fin de l'année tarifaire, ceci afin que celle-ci
5 réponde aux conditions de l'article 48 de la Loi ;
- 6 • La date de dépôt d'une demande tarifaire à la Régie et celle où un
7 projet planifié atteint l'étape d'une recommandation menant à
8 l'autorisation des autorités compétentes, à Hydro-Québec et à la Régie,
9 peuvent souvent présenter des délais rendant impossible la
10 confirmation de ces autorisations avant l'émission d'une décision
11 tarifaire ;
- 12 • Le Transporteur comprend que l'autorisation des projets par la Régie en
13 vertu de l'article 73 de la Loi leur confère la présomption de leur
14 caractère prudemment acquis et utile ;
- 15 • Le Transporteur considère également que l'absence d'une telle
16 autorisation par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi demande à
17 cette dernière d'obtenir un niveau de confiance raisonnable lui
18 permettant d'accepter ces actifs dans la base de tarification ;
- 19 • Le Transporteur croit que le processus d'étude d'une demande tarifaire
20 en vertu de l'article 48 de la Loi fournit à la Régie tous les outils lui
21 permettant d'obtenir ce niveau de confiance raisonnable sans qu'il lui
22 soit nécessaire que tous les ajouts projetés à la base de tarification
23 soient appuyés d'autorisations préalables, ceci fondamentalement en
24 accord avec le principe réglementaire de l'année témoin projetée et la
25 pratique réglementaire généralement observée en la matière.

1 Avant de débiter l'analyse détaillée, le Transporteur croit utile de présenter
 2 aux tableaux 2 à 4 suivants l'évolution annuelle sommaire du solde au
 3 31 décembre de la base de tarification des années 2006, 2007 et 2008. À
 4 noter que la colonne Autres représente tous les éléments de variation des
 5 actifs autres que les mises en exploitation et les amortissements, tels que des
 6 retraits, des transferts ou autres variations annuelles.

7 **Tableau 2**
 8 **Évolution de la base de tarification 2006 (en M\$)**

Évolution de la base de tarification (M\$) exercice terminé le 31 décembre 2006					
	31 déc. 2005	Mises en exploitation	Amortissement	Autres	31 déc. 2006
Immobilisations corporelles en exploitation	14 013,8	777,6	466,2	-32,5	14 292,7
Actifs incorporels	401,3	32,6	32,1	4,3	406,1
Dépenses non amorties et autres actifs	335,6	-25,5	29,5	21,0	301,6
Actif au titre des prestations constituées	162,7			13,1	175,8
Passif au titre des prestations constituées	-79,2			-6,5	-85,7
Mesures de réduction de l'effectif					
Actifs réglementaires	121,9	11,0	26,6	24,5	130,8
Frais de développement et autres frais reportés	31,8	-36,5	2,9	-1,1	-8,7
Remboursement gouvernemental	98,4			-9,0	89,4
Fonds de roulement	174,7	0,0	0,0	-10,3	164,4
Encaisse réglementaire	57,0			0,5	57,5
Matériaux, combustibles et fournitures	117,7			-10,8	106,9
Total	14 925,4	784,7	527,8	-17,5	15 164,8

9
 10 **Tableau 3**
 11 **Évolution de la base de tarification 2007 (en M\$)**

Évolution de la base de tarification (M\$) exercice terminé le 31 décembre 2007					
	31 déc. 2006	Mises en exploitation	Amortissement	Autres	31 déc. 2007
Immobilisations corporelles en exploitation	14 292,7	943,5	490,4	-12,9	14 732,9
Actifs incorporels	406,1	31,4	27,3	-12,8	397,4
Dépenses non amorties et autres actifs	301,6	10,5	43,3	-57,5	211,3
Actif au titre des prestations constituées	175,8			-48,6	127,2
Passif au titre des prestations constituées	-85,7			-11,3	-97,0
Mesures de réduction de l'effectif					
Actifs réglementaires	130,8	3,5	41,0	11,6	104,9
Frais de développement et autres frais reportés	-8,7	7,0	2,3	0,6	-3,4
Remboursement gouvernemental	89,4			-9,8	79,6
Fonds de roulement	164,4	0,0	0,0	2,6	167,0
Encaisse réglementaire	57,5			0,7	58,2
Matériaux, combustibles et fournitures	106,9			1,9	108,8
Total	15 164,8	985,4	561,0	-80,6	15 508,6

1
2

Tableau 4
Évolution de la base de tarification 2008 (en M\$)

Évolution de la base de tarification (M\$) exercice terminé le 31 décembre 2008					
	31 déc. 2007	Mises en exploitation	Amortissement	Autres	31 déc. 2008
Immobilisations corporelles en exploitation	14 732,9	882,0	516,2	645,7	15 744,3
Actifs incorporels	397,4	35,0	31,3	6,6	407,7
Dépenses non amorties et autres actifs	211,3	-71,7	35,2	-24,1	80,3
Actif au titre des prestations constituées	127,2			15,7	142,9
Passif au titre des prestations constituées	-97,0			-10,9	-107,9
Mesures de réduction de l'effectif	0,0			0,0	0,0
Actifs réglementaires	104,9		32,2	0,0	72,7
Frais de développement et autres frais reportés	-3,4	-71,7	3,0	-18,5	-96,6
Remboursement gouvernemental	79,6			-10,4	69,2
Fonds de roulement	167,0	0,0	0,0	2,8	169,8
Encaisse réglementaire	58,2			0,8	59,0
Matériaux, combustibles et fournitures	108,8			2,0	110,8
Total	15 508,6	845,3	582,7	631,0	16 402,2

3

4 Les sections qui suivent expliquent l'évolution des diverses composantes de la
5 base de tarification du Transporteur, soit :

- 6 • Immobilisations corporelles en exploitation ;
7 • Actifs incorporels ;
8 • Dépenses non amorties et autres actifs ;
9 • Fonds de roulement réglementaire.

10 Quant aux actifs de télécommunications intégrés à la base de tarification à
11 compter de 2008, la pièce HQT-8, Document 4 décrit leur évolution.

3 IMMOBILISATIONS CORPORELLES EN EXPLOITATION

Les immobilisations corporelles en exploitation représentent 96 % du solde au 31 décembre de la base de tarification. Elles constituent de loin l'élément le plus important de la base de tarification du Transporteur. Elles se composent des quatre rubriques suivantes, dont l'importance relative en termes de valeur nette en 2008 est indiquée entre parenthèses :

- Postes (55 %) ;
- Lignes (37 %) ;
- Autres actifs de réseaux (2 %) ;
- Actifs de soutien (2 %) ;
- Actifs de télécommunications (4 %).

Tableau 5

Composantes	Immobilisations corporelles en exploitation (en millions de \$)							
	Au 31 décembre					Variation nette		
	Autorisé 2007	2005	2006	2007	2008	2006	2007	2008
Postes	8 593,4	8 075,6	8 242,5	8 500,1	8 746,8	166,9	257,6	246,7
Lignes	5 810,9	5 505,0	5 579,4	5 700,8	5 827,7	74,4	121,4	126,9
Autres actifs de réseaux	147,1	131,6	169,3	239,7	262,5	37,7	70,4	22,8
Actifs de soutien	336,9	301,6	301,5	292,3	282,2	-0,1	-9,2	-10,1
Télécommunications					625,1			
Total	14 888,3	14 013,8	14 292,7	14 732,9	15 744,3	278,9	440,2	386,3
<i>Croissance versus autorisé</i>				-1,0%	5,7%			

La valeur nette des immobilisations corporelles en exploitation du Transporteur pour l'année témoin projetée 2008 est supérieure de 5,7 % à celle de l'année témoin projetée 2007 approuvée par la Régie. Tel que mentionné à la section 2, cette croissance s'explique par l'intégration des actifs de télécommunications à la base de tarification du Transporteur ainsi que par l'augmentation des investissements liés à la croissance de la demande afin de répondre aux nouveaux besoins.

1 Par ailleurs, pour faire suite à la décision D-2006-76 concernant les
2 contributions à recevoir suite à des demandes de déplacements et de
3 modifications d'actifs du réseau de transport par des tiers, le Transporteur
4 informe la Régie que les montants présentés au tableau 6 suivant, établis
5 selon la moyenne des 13 soldes mensuels, sont inscrits à sa base de
6 tarification.

7

Tableau 6

(M\$)	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>
Crédit - Contributions	16,1	16,8	24,9
Amortissement cumulé	<u>0,1</u>	<u>0,3</u>	<u>0,6</u>
Crédit net	16,0	16,5	24,3

8

- 1 Le tableau 7 indique que les immobilisations corporelles nettes en exploitation
 2 sont en hausse de 278,9 M\$ (2,0 %) pour la période 2005-2006.

3 **Tableau 7**
 4 **Variation nette des immobilisations corporelles en exploitation 2006 (M\$)**

	COÛT	AMORT. CUMULÉ	VALEUR NETTE
Au 31 DÉC. 2005	20 224,4	6 210,6	14 013,8
Au 31 DÉC. 2006	20 899,8	6 607,1	14 292,7
Ecart			278,9
Mises en exploitation 2006		Autorisation	777,6
<i>Mises en exploitation > 5 M\$</i>			485,0
Intégration de la centrale Eastmain 1		≥ 25 M\$	128,9
Raccordement du village Waskaganish		≥ 25 M\$	73,7
Déglaceur Lévis		≥ 25 M\$	47,4
Poste Arnaud - Alimentation du client Alouette		≥ 25 M\$	31,9
Poste Lafontaine - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	19,0
Poste Donnacona - Ajout de trois transformateurs		< 25 M\$	14,8
Intégration d'éoliennes Matapédia (appel d'offre 990 MW)		≥ 25 M\$	13,3
Intégration d'éoliennes (appel d'offre 990 MW)		≥ 25 M\$	11,3
Ligne Notre-Dame / Longue-Pointe - Remplacement des câbles		< 25 M\$	9,9
Poste Jonquière - Reconstruction		< 25 M\$	9,6
Poste Atwater - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	9,5
Poste Carillon - Remplacement de bassins de récupération		< 25 M\$	9,5
Poste Mirabel - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	9,4
Poste Iberville - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	9,2
Poste St-Rémi - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	8,8
Ste-Thérèse - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	7,9
Poste Cowansville - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	7,9
Poste Reed - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	7,5
Poste Mascouche - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	6,1
Poste Duvernay - Pompe de drainage		< 25 M\$	6,0
Poste Laprairie - Remplacement disjoncteurs		< 25 M\$	5,9
Poste Groulx - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	5,7
Intégration centrale Rapide-des-Cœurs et Chutes-Allard		≥ 25 M\$	5,5
Boucle Montérégienne		< 25 M\$	5,4
Poste Renaud - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	5,4
Intégration de la centrale Toulnostouc		≥ 25 M\$	5,2
Outardes 3 (réfection poste de départ)		< 25 M\$	5,2
Réfection Beauharnois		< 25 M\$	5,1
<i>Mises en exploitation < 5 M\$</i>			292,6
Amortissement			-466,2
Transferts aux actifs réglementaires (sorties d'immobilisations)			-29,0
Autres			-3,5
Variation nette			278,9

5

1 Le tableau 8 fournit le détail de la variation nette de 440,2 M\$ des
 2 immobilisations corporelles en exploitation entre les années 2006 et 2007.

3 **Tableau 8**
 4 **Variation nette des immobilisations corporelles en exploitation 2007 (M\$)**

	COÛT	AMORT. CUMULÉ	VALEUR NETTE
Au 31 DÉC. 2006	20 899,8	6 607,1	14 292,7
Au 31 DÉC. 2007	21 788,8	7 055,9	14 732,9
Ecart			440,2
Mises en exploitation 2007		Autorisation	943,5
<i>Mises en exploitation > 5 M\$</i>			534,0
Intégration de la centrale Péribonka		≥ 25 M\$	148,2
Déglaceur Lévis		≥ 25 M\$	128,2
Intégration d'éoliennes (appel d'offre 990 MW)		≥ 25 M\$	61,8
Intégration de la centrale Rapide-des-Cœurs et Chutes-Allard		≥ 25 M\$	26,4
Poste Lévis - Compensateur synchrone		≥ 25 M\$	18,4
Ligne Kingsey / Bois Franc		< 25 M\$	18,4
Intégration de la centrale Mercier		< 25 M\$	16,5
Ligne St-Maxime / Marie-Victorin		< 25 M\$	14,1
Poste Radisson - Bâtiment administratif		< 25 M\$	13,3
Centrale de surveillance de Trois-Rivière		< 25 M\$	9,6
Poste Émard - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	9,0
Poste Saint-Sulpice - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	8,8
Poste Chomedey - Réfection toiture et mur		< 25 M\$	8,5
Poste Templeton - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	8,5
Remplacement de la ligne Berri / Delorimier		< 25 M\$	6,0
Intégration d'éoliennes Matapédia (appel d'offre 990 MW)		≥ 25 M\$	5,8
Poste Ste-Thérèse - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	5,8
poste bout de l'île - Remise à neuf des bases de béton		< 25 M\$	5,7
Poste Guy - Réfection de bâtiment		< 25 M\$	5,7
Intégration central hydrolique de Magpie		< 25 M\$	5,2
Poste des Cèdres- Remplacement commande, transformateur		< 25 M\$	5,1
Poste Baie d'Urfé - Ajout transformateur et 6 départs de lignes		< 25 M\$	5,0
<i>Mises en exploitation < 5 M\$</i>			409,5
Amortissement			-490,4
Transferts aux actifs réglementaires (sorties d'immobilisations)			-11,6
Autres			-1,3
Variation nette			440,2

5

1 Le tableau 9 décrit l'augmentation de 1 011,4 M\$ des immobilisations
2 corporelles en exploitation entre les années 2007 et 2008.

3 **Tableau 9**
4 **Variation nette des immobilisations corporelles en exploitation 2008 (M\$)**

	COÛT	AMORT. CUMULÉ	VALEUR NETTE
Au 31 DÉC. 2007	21 788,8	7 055,9	14 732,9
Au 31 DÉC. 2008	23 972,1	8 227,8	15 744,3
Ecart			1 011,4
Mises en exploitation 2008		Autorisation	882,0
<i>Mises en exploitation > 5 M\$</i>			460,3
Intégration centrale Rapide-des-Cœurs et Chutes-Allard		≥ 25 M\$	75,9
Poste St-Lin - Nouveau poste		≥ 25 M\$	48,4
Intégration d'éoliennes (appel d'offre 990 MW)		≥ 25 M\$	41,9
Poste Saraguay - Ajout de Transformateurs		≥ 25 M\$	38,4
Interconnexion Ontario		P. acquis	27,2
Wemindji - Alimentation de la communauté Cri		≥ 25 M\$	23,6
Intégration du nouveau client NSI		< 25 M\$	19,4
Poste St-Maxime - Reconstruction d'une section		≥ 25 M\$	17,3
Poste Lévis - Compensateur synchrone		≥ 25 M\$	10,7
Poste Mégantic - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	12,3
Ligne Beaumont/ Dorchester - Remplacement		< 25 M\$	11,9
Ligne Sorel/ Tracy - Augmentation de la charge		< 25 M\$	11,1
Poste Rapides 7 - Réfection		< 25 M\$	11,0
Poste Jonquière - Reconstruction		< 25 M\$	10,3
Poste Bourget - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	10,2
Poste Carleton - Réfection		< 25 M\$	9,6
Poste Baie d'Urfé - Ajout transformateur et 6 départs de lignes		< 25 M\$	9,5
Aliment Masson Erco - Ajout d'une nouvelle ligne		< 25 M\$	8,8
Poste Rapides 2 - Réfection		< 25 M\$	8,3
Poste Muskeg - Remplacement de transformateurs		< 25 M\$	7,4
Poste Duvernay - Remplacement d'automatismes (ALCID)		< 25 M\$	7,2
Poste Bout-de-l'île- Remplacement de protection des lignes		< 25 M\$	7,0
Poste des Cèdres- Remplacement commande, transformateur		< 25 M\$	6,3
Poste Saint-Sulpice - Ajout d'un transformateur		< 25 M\$	5,9
Intégration de la centrale Péribonka		≥ 25 M\$	5,5
Poste Carignan - Remplacement des transformateurs		< 25 M\$	5,1
Outardes 4 - Réfection		< 25 M\$	5,1
Poste Châteauguay - Réfection		≥ 25 M\$	5,0
<i>Mises en exploitation < 5 M\$</i>			421,7
Amortissement			-516,2
Actifs nets de télécommunications (renvois HQT-08, doc. 4)			625,1
Autre (note 1)			20,6
Variation nette			1 011,4

5 Note 1: Transfert de la ligne La Grande 1 - Wemindji en provenance du Distributeur.

1 **4 ACTIFS INCORPORELS**

 2 Comme l'indique le tableau 10, les actifs incorporels nets ont augmenté
 3 légèrement entre l'année historique 2006 et la fin de l'année témoin projetée
 4 2008. Ils représentent 2,5 % de la base de tarification à cette dernière date.

 5 **Tableau 10**

Composantes	Actifs incorporels (en millions de \$)							
	Au 31 décembre					Variation		
	Autorisé 2007	2005	2006	2007	2008	2006	2007	2008
Servitudes	302,9	302,7	309,8	311,9	311,9	7,1	2,1	0,0
Logiciels	83,6	95,5	93,2	81,3	89,1	-2,3	-11,9	7,8
Autres	0,7	3,1	3,1	4,2	0,1	0,0	1,1	-4,1
Télécommunications					6,6			
Total	387,2	401,3	406,1	397,4	407,7	4,8	-8,7	3,7
<i>Croissance versus autorisé</i>				2,6%	5,3%			

6

 7 La valeur nette des actifs incorporels a augmenté de 4,8 M\$ entre les années
 8 2005 et 2006, soit une augmentation de 1,2 % comme le démontre le
 9 tableau 11.

10

11

Tableau 11
Variation nette des actifs incorporels 2006 (M\$)

	COÛT	AMORT. CUMULÉ	VALEUR NETTE
Au 31 DÉC. 2005	649,6	248,3	401,3
Au 31 DÉC. 2006	686,5	280,4	406,1
Ecart			4,8
Mises en exploitation 2006		Autorisation	32,6
<i>Mises en exploitation > 5 M\$</i>			5,1
Reconfiguration des délesteurs de charge		< 25 M\$	5,1
<i>Mises en exploitation < 5 M\$</i>			27,5
Amortissement			-32,1
Autres			4,3
Variation nette			4,8

12

1 La diminution nette prévue des actifs incorporels du Transporteur sera de
 2 8,7 M\$ entre 2006 et 2007 et est illustrée dans le tableau 12.

3 **Tableau 12**
 4 **Variation nette des actifs incorporels 2006 (M\$)**

	COÛT	AMORT. CUMULÉ	VALEUR NETTE
Au 31 DÉC. 2006	686,5	280,4	406,1
Au 31 DÉC. 2007	716,7	319,3	397,4
Ecart			-8,7
Mises en exploitation 2007		Autorisation	31,4
<i>Mises en exploitation > 5 M\$</i>			14,2
Télécommande par affichage déporté		< 25 M\$	14,2
<i>Mises en exploitation < 5 M\$</i>			17,2
Amortissement			-27,3
Autres			-12,8
Variation nette			-8,7

5
 6 L'augmentation nette prévue des actifs incorporels du Transporteur sera de
 7 10,3 M\$ entre 2007 et 2008 et est illustrée dans le tableau 13.

8 **Tableau 13**
 9 **Variation nette des actifs incorporels 2008 (M\$)**

	COÛT	AMORT. CUMULÉ	VALEUR NETTE
Au 31 DÉC. 2007	716,7	319,3	397,4
Au 31 DÉC. 2008	774,4	366,7	407,7
Ecart			10,3
Mises en exploitation 2008		Autorisation	35,0
<i>Mises en exploitation > 5 M\$</i>			7,5
Modernisation du logiciel de prévision de la demande		< 25 M\$	7,5
<i>Mises en exploitation < 5 M\$</i>			27,5
Amortissement			-31,3
Actifs nets de télécommunications (renvois HQT-08, doc. 4)			6,6
Variation nette			10,3

10

1 **5 DÉPENSES NON AMORTIES ET AUTRES ACTIFS**

2 Ce regroupement représente une portion très faible de la base de tarification
3 du Transporteur, soit 0,5 % selon le solde au 31 décembre 2008.

4 **Tableau 14**

Composantes	Dépenses non amorties et autres actifs (en millions de \$)							
	Au 31 décembre					Variation		
	Autorisé 2007	2005	2006	2007	2008	2006	2007	2008
Actif au titre des prestations constituées	172,0	162,7	175,7	127,2	142,9	13,0	-48,5	15,7
Passif au titre des prestations constituées	-107,0	-79,2	-85,7	-97,0	-107,9	-6,5	-11,3	-10,9
Actifs réglementaires	67,7	121,9	130,8	104,9	72,7	8,9	-25,9	-32,2
Frais de développement et autres frais reportés	71,5	31,8	-8,7	-3,4	-96,6	-40,5	5,3	-93,2
Remboursement gouvernemental	79,6	98,4	89,4	79,6	69,2	-9,0	-9,8	-10,4
Total	283,8	335,6	301,5	211,3	80,3	-34,1	-90,2	-131,0
<i>Croissance versus autorisé</i>				<i>-25,5%</i>	<i>-71,7%</i>			

5

6 Les paragraphes suivants expliquent sommairement l'évolution de chacun de
7 ces éléments.

8 **5.1 Actif au titre des prestations constituées (ATPC)**

9 La variation de l'ATPC au cours de la période 2006-2008 résulte
10 essentiellement du congé de cotisations de l'employeur applicable à l'exercice
11 2007. L'évaluation actuarielle au 31 décembre 2006, transmise à la Régie des
12 rentes du Québec le 16 février 2007, présentait un surplus de capitalisation
13 suffisant pour permettre à Hydro-Québec de prendre un congé de cotisations
14 pour l'exercice financier 2007. Un retour aux cotisations est prévu pour
15 l'exercice financier 2008.

16 **5.2 Passif au titre des prestations constituées (PTPC)**

17 Ce poste varie en fonction du coût annuel des avantages complémentaires de
18 retraite, principalement constitués de régimes d'assurance, établi également
19 par des actuaires. L'augmentation du PTPC résulte de la constatation
20 progressive de l'obligation d'Hydro-Québec à l'égard des avantages sociaux
21 futurs autres que la retraite et du coût de financement de cette obligation.

1 L'augmentation plus importante du PTPC constatée au cours de la période
2 2006-2008 s'explique essentiellement par la baisse des taux d'intérêt à long
3 terme sur les marchés, entraînant la reconnaissance de pertes actuarielles
4 plus importantes dans le coût annuel des avantages complémentaires de
5 retraite, à compter de l'exercice 2005.

6 **5.3 Actifs réglementaires**

7 Les actifs réglementaires du Transporteur correspondent aux coûts nets liés
8 aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels, aux projets
9 majeurs abandonnés ainsi qu'au frais reportés liés au projet du déglaceur au
10 poste Lévis.

11 L'augmentation du solde de fin d'année de 2006 s'explique principalement par
12 l'ajout de frais reportés de 10,3 M\$ liés au projet du déglaceur au poste de
13 Lévis. Le traitement comptable de cet actif réglementaire est conforme à la
14 décision D-2004-175 de la Régie de l'énergie. D'autre part, un ajout de 29 M\$
15 provenant des immobilisations corporelles en exploitation, suite à la sortie
16 d'immobilisations, a été compensé par l'amortissement de l'année.

17 En ce qui concerne la baisse entre les années 2006 et 2008, celle-ci résulte
18 de l'amortissement des actifs réglementaires existants. Le Transporteur tient
19 également à mentionner que les coûts du projet majeur abandonné de la
20 Boucle outaouaise auront été complètement amortis à la fin de l'année 2007.

21 **5.4 Frais de développement et autres frais reportés**

22 L'évolution des frais de développement et autres frais reportés au cours de la
23 période 2006-2008 est présentée en détail dans les tableaux 15 à 17 suivants.

1
2
3

Tableau 15
Variation nette des frais de développement
et autres frais reportés 2006 (M\$)

	COÛT	AMORT. CUMULÉ	VALEUR NETTE
Au 31 DÉC. 2005	39,0	7,2	31,8
Au 31 DÉC. 2006	1,4	10,1	-8,7
Ecart			-40,5
Mises en exploitation 2006		Autorisation	-36,5
<i>Mises en exploitation > 5 M\$</i>			-41,0
Ligne Némiscau - Waskaganish		≥ 25 M\$	-76,0
Intégration de la Centrale de TransCanada Energy		≥ 25 M\$	35,0
<i>Mises en exploitation < 5 M\$</i>			4,5
Amortissement			-2,9
Autres			-1,1
Variation nette			-40,5

 4
5
6
7

Tableau 16
Variation nette des frais de développement et
autres frais reportés 2007 (en M\$)

	COÛT	AMORT. CUMULÉ	VALEUR NETTE
Au 31 DÉC. 2006	1,4	10,1	-8,7
Au 31 DÉC. 2007	9,7	13,1	-3,4
Ecart			5,3
Mises en exploitation 2006		Autorisation	7,0
<i>Mises en exploitation > 5 M\$</i>			2,0
Intégration d'éoliennes (appel d'offre 990 MW)		≥ 25 M\$	7,1
Intégration de la centrale Mercier		< 25 M\$	-5,1
<i>Mises en exploitation < 5 M\$</i>			5,0
Amortissement			-2,3
Autres			0,6
Variation nette			5,3

8

1
 2
 3

Tableau 17
Variation nette des frais de développement et
autres frais reportés 2008 (en M\$)

	COÛT	AMORT. CUMULÉ	VALEUR NETTE
Au 31 DÉC. 2007	9,7	13,1	-3,4
Au 31 DÉC. 2008	-77,7	18,9	-96,6
Ecart			-93,2
Mises en exploitation 2008		Autorisation	-71,7
<i>Mises en exploitation > 5 M\$</i>			-75,7
Intégration centrale Rapide-des-Cœurs et Chutes-Allard		≥ 25 M\$	-43,2
Wemindji - Alimentation de la communauté Cri		≥ 25 M\$	-22,6
Poste St-Lin - Nouveau poste		≥ 25 M\$	-9,9
<i>Mises en exploitation < 5 M\$</i>			4,0
Amortissement			-3,0
Actifs nets de télécommunications (renvois HQT-08, doc. 4)			2,1
Autre (note 1)			-20,6
Variation nette			-93,2

4

Note 1: Transfert de la ligne La Grande 1 - Wemindji en provenance du Distributeur.

 5
 6

Le Transporteur fournit également le détail de ses frais de développement et autres frais reportés dans le tableau 18.

7

Tableau 18

Frais de développement et autres frais reportés (en millions de dollars)			
Composantes	<i>Exercices terminés le 31 décembre</i>		
	Année historique	Année de base	Année témoin
	2006	2007	2008
Frais de développement	7,8	10,4	7,4
Frais reportés - Producteurs privés	49,2	56,0	58,0
TransCanada Energy	35,0	34,3	33,6
Energie éolienne du Mont Copper	5,7	5,6	5,5
Energie éolienne du Mont Miller	5,0	4,9	4,8
Northland Power		4,3	4,1
Cartier Énergie éolienne			3,1
TransCanada Energy & Innergex		2,9	2,8
Hydrowatt	1,5	1,5	1,5
Cartier Énergie Éolienne	1,4	1,4	1,4
Hydroméga		0,6	0,6
Brookfield Énergie Marketing	0,3	0,3	0,3
Bowater	0,2	0,2	0,2
Parc éolien du renard	0,1	0,1	0,1
Frais reportés - Hydro-Québec Production	6,3	1,1	-41,0
Frais reportés - Hydro-Québec Distribution	-72,4	-71,1	-123,2
Autres frais reportés	0,4	0,2	2,2
Total	-8,7	-3,4	-96,6

8

1 La variation des frais reportés avec Hydro-Québec Production entre 2007 et
 2 2008 s'explique par sa contribution à l'intégration de la centrale
 3 Rapides-des-cœurs et Chute Allard. Pour ce qui de la variation des frais
 4 reportés avec Hydro-Québec Distribution entre 2007 et 2008, celle-ci
 5 s'explique par les contributions relatives au raccordement du village Wemindji
 6 ainsi qu'au nouveau poste de Saint-Lin.

7 **5.5 Remboursement gouvernemental à recevoir**

8 La baisse du compte entre 2006 et 2008 résulte du cours normal des
 9 remboursements conformément aux modalités prévues au décret 1321-2003,
 10 adopté le 10 décembre 2003, modifiant l'échéance et les montants
 11 périodiques de ces versements, qui s'échelonnent jusqu'en 2014.

12 **6 FONDS DE ROULEMENT RÉGLEMENTAIRE**

13 Le fonds de roulement réglementaire du Transporteur est constitué de deux
 14 éléments principaux, soit l'encaisse réglementaire et les stocks de matériaux,
 15 combustibles et fournitures tel que détaillé au tableau 19 suivant.

16 **Tableau 19**

Composantes	Fonds de roulement (en millions de \$)							
	Au 31 décembre					Variation		
	Autorisé 2007	2005	2006	2007	2008	2006	2007	2008
Encaisse réglementaire	60,2	57,0	57,5	58,2	59,0	0,5	0,7	0,8
Matériaux, combustibles et fournitures	121,6	117,7	106,9	108,8	110,8	-10,8	1,9	2,0
Total	181,8	174,7	164,4	167,0	169,8	-10,3	2,6	2,8
<i>Croissance versus autorisé</i>				<i>-8,1%</i>	<i>-6,6%</i>			

18 **6.1 Encaisse réglementaire**

19 Les tableaux 20 à 22 suivants présentent les résultats des calculs des délais
 20 de recouvrement des dépenses effectués pour établir l'encaisse
 21 réglementaire. Sa faible croissance de 2006 à 2008 découle de l'évolution
 22 nette des dépenses sous-jacentes à ces calculs.

1 En vue de sa cause tarifaire 2008, le Transporteur a pris soin de vérifier si les
 2 délais relatifs aux mouvements de fonds générés par ces dépenses étaient
 3 différents de ceux constatés lors de sa cause tarifaire 2007, ce qui ne s'est
 4 pas avéré. Suite à cette vérification, il n'a donc pas été jugé opportun ni
 5 économique de mettre à jour une telle étude.

6 **Tableau 20**

SERVICE DE TRANSPORT
 CALCUL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE (en milliers \$)
 AU 31 DÉCEMBRE 2006

DESCRIPTION DES VARIABLES	DEPENSES RÉELLES	NBRE DE JOURS (LEAD) / LAG	Net	TAUX ((3) / 365 jrs)	ENCAISSE (1) x (3)
	2006 (1)				
REVENUS		36,5			
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN					
Salaires nets	191 203	-17,07	19,43	5,32%	10 178
Remises gouvernementales	166 654	-24,82	11,68	3,20%	5 333
Autres dépenses	138 743	-34,23	2,27	0,62%	863
TAXES					
Taxe sur le capital	80 500	-14,23	22,27	6,10%	4 912
Taxe sur les services publics	68 200	121,67	158,17	43,33%	29 554
Taxes foncières	11 400	106,46	142,96	39,17%	4 465
ACHATS DE SERVICES DE TRANSPORT	19 700	-30,21	6,29	1,72%	339
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION					<u>1 900</u>
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE					<u>57 544</u>

Tableau 21

SERVICE DE TRANSPORT
 CALCUL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE (en milliers \$)
 AU 31 DÉCEMBRE 2007

DESCRIPTION DES VARIABLES	DEPENSES PROJÉTÉES	NBRE DE JOURS (LEAD) / LAG	Net	TAUX ((3) / 365 jrs)	ENCAISSE (1) x (3)
	2007 (1)				
REVENUS		36,5			
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN					
Salaires nets	196 016	-17,07	19,43	5,32%	10 434
Remises gouvernementales	170 849	-24,82	11,68	3,20%	5 467
Autres dépenses	142 235	-34,23	2,27	0,62%	885
TAXES					
Taxe sur le capital	78 700	-14,23	22,27	6,10%	4 802
Taxe sur les services publics	68 300	121,67	158,17	43,33%	29 597
Taxes foncières	11 700	106,46	142,96	39,17%	4 583
ACHATS DE SERVICES DE TRANSPORT	20 000	-30,21	6,29	1,72%	345
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION					<u>2 068</u>
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE					<u>58 180</u>

Tableau 22

 SERVICE DE TRANSPORT
 CALCUL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE (en milliers \$)
 AU 31 DÉCEMBRE 2008

DESCRIPTION DES VARIABLES	DEPENSES PROJETÉES	NBRE DE JOURS (LEAD) / LAG	Net	TAUX	ENCAISSE
	2008 (1)	(2)		((2) / 365 jrs) (3)	(1) x (3) (4)
REVENUS		36,5			
CHARGES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN					
Salaires net	202 446	-17,07	19,43	5,32%	10 777
Remises gouvernementales	176 453	-24,82	11,68	3,20%	5 647
Autres dépenses	146 901	-34,23	2,27	0,62%	914
TAXES					
Taxes sur le capital	59 200	-14,23	22,27	6,10%	3 612
Taxes sur le revenu brut	70 800	121,67	158,17	43,33%	30 681
Taxes foncières	12 000	106,46	142,96	39,17%	4 700
ACHATS DE SERVICES DE TRANSPORT	20 000	-30,21	6,29	1,72%	345
EFFET DES TAXES À LA CONSOMMATION					2 352
TOTAL DE L'ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE					59 026

1 6.2 Matériaux, combustibles et fournitures

2 Les stocks de matériaux, combustibles et fournitures varient en fonction des
 3 besoins opérationnels du Transporteur dont les installations sont dispersées
 4 partout au Québec. Pour les années 2006 à 2008, ce compte passe de
 5 106,9 M\$ en 2006 à 110,8 M\$ en 2008, ce qui est relativement stable. Le
 6 tableau 23 donne plus de détails sur ce compte.

Tableau 23

Matériaux, combustibles et fournitures (en millions de dollars)			
Catégories	Exercices terminés le 31 décembre		
	Année historique	Année de base	Année témoin
	2006	2007*	2008*
Disjoncteurs (équipements accessoires)	41,5	42,3	43,1
Quincaillerie de lignes	24,5	24,9	25,3
Isolateurs	11,9	12,1	12,3
Matériel de postes	11,1	11,3	11,6
Quincaillerie de pylônes	10,1	10,3	10,5
Pompes et compresseurs	0,8	0,8	0,9
Autres	6,9	7,0	7,2
Total	106,9	108,8	110,8

* Les données 2007 et 2008 ne sont pas disponibles en projection selon ce découpage par catégorie.
 Ainsi, les données sont calculées en proportion de leur valeur au 31 décembre 2006.

8

1 **7 AUTORISATIONS RELATIVES AUX MISES EN EXPLOITATION**

2 Comme en témoignent les tableaux des sections précédentes, le Transporteur
3 a présenté les mises en exploitation de projets d'un coût individuel supérieur à
4 5 M\$ en les associant aux types d'autorisation auxquels ils ont trait.

5 D'autre part, à chacune de ses demandes annuelles d'autorisation de projets
6 d'investissement dont le coût individuel est inférieur à 25 M\$, le Transporteur
7 fournit un historique de la réalisation des enveloppes de projets
8 antérieurement autorisées, ce qui permet à la Régie d'en évaluer l'évolution.

9 Le Transporteur est en effet d'avis qu'il est important d'obtenir une assurance
10 raisonnable que le montant des additions n'excède pas la somme des coûts
11 des projets antérieurement autorisés par la Régie.

12 Le tableau 24 fait état des mises en exploitation réelles et projetées du
13 Transporteur au cours de la période 2006-2008, en isole celles découlant de
14 projets assujettis à l'autorisation de la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi et
15 compare ces dernières aux montants des autorisations qu'elle a émises au
16 cours de la même période.

17 À sa lecture, on constate que, cumulativement, les montants autorisés par la
18 Régie auront excédé de 240,8 M\$ les montants des mises en exploitation
19 pertinentes. Ainsi, le Transporteur n'aura pas mis en exploitation des actifs
20 d'une valeur supérieure aux montants autorisés pour ses différents projets.

1
2
3

Tableau 24
Comparaison des mises en exploitation et des montants autorisés
2006-2008 (M\$)

Mises en exploitation des immobilisations				
	2006	2007	2008	Total
Projets réputés prudemment acquis et utiles			27,2	
Projets assujettis à l'aurorisation de la Régie	777,6	943,5	854,8	2 575,9
- Projets dont le coût individuel ≥ 25 M\$	318,6	395,9	287,6	
- Projets dont le coût individuel < 25 M\$	459,0	547,6	567,2	
Total	777,6	943,5	882,0	
Mises en exploitation des actifs incorporels				
	2006	2007	2008	
Projets réputés prudemment acquis et utiles				
Projets assujettis à l'aurorisation de la Régie	32,6	31,4	35,0	99,0
- Projets dont le coût individuel ≥ 25 M\$				
- Projets dont le coût individuel < 25 M\$	32,6	31,4	35,0	
Total	32,6	31,4	35,0	
Mises en exploitation des frais reportées				
	2006	2007	2008	
Projets réputés prudemment acquis et utiles				
Projets assujettis à l'aurorisation de la Régie	-36,5	7,0	-71,7	-101,2
- Projets dont le coût individuel ≥ 25 M\$	-39,7	7,1	-71,7	
- Projets dont le coût individuel < 25 M\$	3,2	-0,1		
Total	-36,5	7,0	-71,7	
Mises en exploitation des actifs réglementaires				
	2006	2007	2008	
Projets réputés prudemment acquis et utiles				
Projets assujettis à l'aurorisation de la Régie	11,0	3,5	0,0	14,5
- Projets dont le coût individuel ≥ 25 M\$	10,3	3,5		
- Projets dont le coût individuel < 25 M\$	0,7			
Total	11,0	3,5	0,0	
Autorisation reçues de la Régie				
	2006	2007	2008	
Projets réputés prudemment acquis et utiles		138,7	246,5	
Projets assujettis à l'aurorisation de la Régie	993,4	851,7	996,6	2 841,7
- Projets dont le coût individuel ≥ 25 M\$	405,9	339,5	354,9	
- Projets dont le coût individuel < 25 M\$	587,5	512,2	641,7	
Total investissement	993,4	990,4	1 243,1	
Montants autorisés moins Mises en exploitation	219,7	-130,2	151,3	240,8

4

* Autorisation présumée en 2008

- 1 En complément, les tableaux 25 à 27 présentent les autorisations de la Régie
 2 de l'énergie rattachées aux additions de plus de 5 M\$ à la base de tarification
 3 réalisées au cours des années 2006 à 2008, ainsi qu'un suivi de leurs valeurs
 4 autorisées.

5 **Tableau 25**

Mises en exploitation > 5 M\$ - 2006					
	Valeur autorisée Hydro-Québec	Valeur autorisée Régie	MEE (Note 1)	Autorisation (Note 2)	Décision Régie
Intégration de la centrale de l'Eastmain-1	151,8	145,7	128,9	≥ 25 M\$	D-2004-187
Déglaceur Lévis	190,8	190,8	57,7	≥ 25 M\$	D-2004-175
Intégration de la centrale de TransCanada Energy	39,5		36,6	≥ 25 M\$	s.o.
Poste Arnaud - Alimentation du client Alouette	32,2	32,2	31,9	≥ 25 M\$	D-2005-119
Poste Lafontaine - Ajout d'un transformateur	19,2		19,0	< 25 M\$	
Raccordement du village Waskaganish (Note 3)	61,7	64,0	-2,3	≥ 25 M\$	D-2003-214
Poste Donnacona - Ajout de trois transformateurs	20,0		14,8	< 25 M\$	
Intégration d'éoliennes Matapédia (appel d'offres 990 MW) (note 4)	34,6	34,6	13,3	≥ 25 M\$	D-2005-142
Intégration d'éoliennes (appel d'offres 990 MW)	601,8	509,5	12,6	≥ 25 M\$	À venir
Ligne Notre-Dame / Longue-Pointe - Remplacement des câbles	12,6		10,2	< 25 M\$	
Poste Jonquière - Reconstruction	21,8		9,6	< 25 M\$	
Poste Atwater - Ajout d'un transformateur	13,7		9,5	< 25 M\$	
Poste Carillon - Remplacement de bassins de récupération	9,9		9,5	< 25 M\$	
Poste Mirabel - Ajout d'un transformateur	10,7		9,4	< 25 M\$	
Poste Iberville - Ajout d'un transformateur	10,5		9,2	< 25 M\$	
Poste St-Rémi - Ajout d'un transformateur	9,9		8,8	< 25 M\$	
Poste Cowansville - Ajout d'un transformateur	9,2		7,9	< 25 M\$	
Ste-Thérèse - Ajout d'un transformateur	13,1		7,9	< 25 M\$	
Poste Reed - Ajout d'un transformateur	12,9		7,5	< 25 M\$	
Poste Mascouche - Ajout d'un transformateur	6,4		6,1	< 25 M\$	
Poste Duvernay - Pompe de drainage	6,2		6,0	< 25 M\$	
Poste Laprairie - Remplacement disjoncteurs	6,2		5,9	< 25 M\$	
Poste Groulx - Ajout d'un transformateur	7,1		5,7	< 25 M\$	
Boucle Montérégienne	5,5		5,5	< 25 M\$	
Raccordement des centrales Chute-Allard et Rapides-des-Cœurs	107,8	104,5	5,5	≥ 25 M\$	D-2006-36
Poste Renaud - Ajout d'un transformateur	5,8		5,4	< 25 M\$	
Intégration de la centrale de la Toulustouc	128,7	129,1	5,2	≥ 25 M\$	D-2003-68
Outardes 3 (réfection poste de départ)	10,8		5,2	< 25 M\$	
Réfection Beauharnois	5,1		5,1	< 25 M\$	
Reconfiguration des délesteurs de charge	5,3		5,1	< 25 M\$	
Total	1 570,6	1 210,4	462,7		

Note 1 : Représente les mises en exploitation partielles ou complètes effectuées au cours de l'année.

Note 2 : Autorisation < 25 M\$ indique que ces projets faisaient partie d'enveloppes autorisées au cours des années passées.

Note 3 : Valeur autorisée de 51,1 M\$ pour la ligne Némiscau / Waskaganish et de 10,6 M\$ concernant le poste Waskaganish. La MEE représente un montant de 73,7 M\$ en immobilisations corporelles en exploitation et d'un crédit reporté de 76,0 M\$ (contribution du Distributeur).

Note 4 : Optimisation de contenu et révision de la valeur autorisée en cours pour le Conseil d'administration.

6

1

Tableau 26

Mises en exploitation > 5 M\$ - 2007					
	Valeur autorisée Hydro-Québec	Valeur autorisée Régie	MEE (Note 1)	Autorisation (Note 2)	Décision Régie
Intégration de la centrale Péribonka	170,7	173,8	148,2	≥ 25 M\$	D-2006-25
Déglaceur Lévis	190,8	190,8	131,7	≥ 25 M\$	D-2004-175
Intégration d'éoliennes (appel d'offre 990 MW) (note3)	601,8	509,5	68,9	≥ 25 M\$	À venir
Intégration centrale Rapide-des-Cœurs et Chutes-Allard	107,8	104,5	26,4	≥ 25 M\$	D-2006-36
Poste Lévis, compensateur synchrone	32,9	33,0	18,4	≥ 25 M\$	D-2005-45
Ligne Kingsey Bois Franc	18,8		18,4	< 25 M\$	
Télécommande par affichage déporté	17,0		14,2	< 25 M\$	
Ligne St-Maxime / Marie-Victorin	14,3		14,1	< 25 M\$	
Poste Radisson - Bâtiment administratif	13,0		13,3	< 25 M\$	
Intégration de la centrale Mercier	14,4		11,4	< 25 M\$	
Centrale de surveillance de Trois-Rivières	9,9		9,6	< 25 M\$	
Poste Émard - Ajout d'un transformateur	9,0		9,0	< 25 M\$	
Poste Saint-Sulpice - Ajout d'un transformateur	14,9		8,8	< 25 M\$	
Poste Chomedey - réfection toiture et mur	7,8		8,5	< 25 M\$	
Poste Templeton - Ajout d'un transformateur	13,6		8,5	< 25 M\$	
Remplacement de la ligne Berri / Delorimier	6,2		6,0	< 25 M\$	
Intégration d'éoliennes Matapédia (appel d'offre 990 MW)	34,6	34,6	5,8	≥ 25 M\$	D-2005-142
Poste Ste-Thérèse - Ajout d'un transformateur	13,1		5,8	< 25 M\$	
Intégration central hydrolique de Magpie	6,1		5,8	< 25 M\$	
Poste bout de l'île - Remise à neuf des bases de béton	6,7		5,7	< 25 M\$	
Poste Guy - réfection de bâtiment	6,2		5,7	< 25 M\$	
Poste des Cèdres - Remplacement commande, transformateur	17,8		5,1	< 25 M\$	
Poste Baie d'Urfé - Ajout transformateur et 6 départs de ligne	14,1		5,0	< 25 M\$	
Total	1 341,5	1 046,2	554,3		

Note 1 : Représente les mises en exploitation partielles ou complètes effectuées au cours de l'année.

Note 2 : Autorisation < 25 M\$ indique que ces projets faisaient partie d'enveloppes autorisées au cours des années passées.

Note 3 : Optimisation de contenu et révision de la valeur autorisée en cours pour le Conseil d'administration.

2

3

Tableau 27

Mises en exploitation > 5 M\$ - 2008					
	Valeur autorisée Hydro-Québec	Valeur autorisée Régie	MEE (Note 1)	Autorisation (Note 2)	Décision Régie
Intégration d'éoliennes (appel d'offre 990 MW) (note 3)	601,8	509,5	45,0	≥ 25 M\$	À venir
Poste St-Lin - Nouveau poste	46,9	48,1	38,5	≥ 25 M\$	D-2007-78
Poste Saraguay - Ajout de Transformateurs	38,9	38,9	38,4	≥ 25 M\$	D-2005-153
Intégration centrale Rapide-des-Cœurs et Chutes-Allard	107,8	104,5	32,7	≥ 25 M\$	D-2006-36
Interconnexion Ontario	396,0		27,2	P.A.	
Intégration du nouveau client NSI	À venir		19,4	< 25 M\$	
Poste St-Maxime - Reconstruction d'une section	42,3		17,3	≥ 25 M\$	À venir
Poste Lévis, compensateur synchrone	32,9	33,0	10,7	≥ 25 M\$	D-2005-45
Poste Mégantic - Ajout d'un transformateur	12,3		12,3	< 25 M\$	
Ligne Beaumont/ Dorchester - Remplacement	À venir		11,9	< 25 M\$	
Ligne Sorel/ Tracy - Augmentation de la charge	11,1		11,1	< 25 M\$	
Poste Rapides 7 - Réfection	21,5		11,0	< 25 M\$	
Poste Jonquière - Reconstruction	21,8		10,3	< 25 M\$	
Poste Bourget - Ajout d'un transformateur	À venir		10,2	< 25 M\$	
Poste Carleton - Réfection	9,7		9,6	< 25 M\$	
Poste Baie d'Urfé - Ajout transformateur et 6 départs de ligne	14,7		9,5	< 25 M\$	
Aliment Masson Erco - Ajout d'une nouvelle ligne	À venir		8,8	< 25 M\$	
Poste Rapides 2 - Réfection	16,6		8,3	< 25 M\$	
Modernisation du logiciel de prévision de la demande	9,8		7,5	< 25 M\$	
Poste Muskeg - Remplacement de transformateurs	À venir		7,4	< 25 M\$	
Poste Duvernay - Remplacement d'automatisme (ALCID)	6,4		7,2	< 25 M\$	
Poste Bout-de-l'île - Remplacement de protection des lignes	7,4		7,0	< 25 M\$	
Intégration de la centrale Péribonka	170,7	173,8	6,4	≥ 25 M\$	D-2006-25
Poste des Cèdres - Remplacement commande, transformateur	17,8		6,3	< 25 M\$	
Poste Saint-Sulpice - Ajout d'un transformateur	14,9		5,9	< 25 M\$	
Poste Carignan - Remplacement des transformateurs	À venir		5,1	< 25 M\$	
Outardes 4 - Réfection	17,1		5,1	< 25 M\$	
Poste Châteauguay - Réfection	À venir		5,0	≥ 25 M\$	À venir
Wembindji - Alimentation de la communauté Cri	3,0	2,2	1,0	≥ 25 M\$	D-2007-18
Total	1 621,4	910,0	396,1		

Note 1 : Représente les mises en exploitation partielles ou complètes effectuées au cours de l'année.

Note 2 : Autorisation < 25 M\$ indique que ces projets faisaient partie d'enveloppes autorisées au cours des années passées.

Note 3 : Optimisation de contenu et révision de la valeur autorisée en cours pour le Conseil d'administration.

4

1 **8 MODIFICATIONS AUX DURÉES DE VIE UTILE**

2 Dans sa décision D-2002-95 rendue à l'occasion de la cause tarifaire 2001 du
3 Transporteur, la Régie a ordonné ce qui suit à la page 91 :

4 *« Pour tout changement de durée de vie utile des immobilisations qui peut
5 avoir un impact tarifaire, la Régie s'attend à ce qu'avant de modifier les
6 tarifs, le transporteur justifie le changement et indique les résultats avec et
7 sans la modification. »*

8 Le Transporteur souligne qu'aucune modification aux durées de vie utile n'a
9 été fait pour l'année 2006 et qu'il n'en prévoit aucune pour les années 2007 et
10 2008.

9 INTÉGRATION DE LA CENTRALE DE LA TOULNUSTOUC – COÛTS D'HYDRO-QUÉBEC ÉQUIPEMENT ILLUSTRÉS

Coûts d'intégration de la production de la centrale de la TOULNUSTOUC au réseau de transport d'Hydro-Québec
EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

	Volet intégration transport														
	Lignes Bergeronnes			Poste Bergeronnes			Poste Jacques - Cartier			Poste Manicouagan			Poste Lévis		
	Budget	Réalisé au 2007-06-30	Tendance	Budget	Réalisé au 2007-06-30	Tendance	Budget	Réalisé au 2007-06-30	Tendance	Budget	Réalisé au 2007-06-30	Tendance	Budget	Réalisé au 2007-06-30	Tendance
Coûts d'avant projet :															
Études d'avant projet	0,0	0,0	0,0	330,0	236,8	236,8	357,0	220,2	220,2	12,9	11,0	11,0	12,9	11,0	11,0
Frais généraux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Frais financiers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	110,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sous-total :	0,0	0,0	0,0	330,0	236,8	236,8	467,2	220,2	220,2	12,9	11,0	11,0	12,9	11,0	11,0
Coûts du projet :															
Ingénierie interne	80,2	60,4	60,4	1 129,9	1 237,1	1 237,1	487,1	278,7	279,2	73,3	65,7	65,7	83,9	47,3	47,3
Ingénierie client	0,0	0,0	0,0	0,0	249,4	249,4	62,1	32,3	32,3	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5	4,5
Ingénierie externe	27,6	25,8	25,8	0,0	396,8	396,8	10,4	118,0	118,0	0,0	3,5	3,5	0,0	6,7	6,7
Approvisionnement	376,2	575,3	575,3	7 534,7	7 506,6	7 506,6	3 340,3	2 067,0	2 067,0	174,8	48,5	48,5	174,8	50,9	50,9
Déboisement	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Construction	1 033,8	674,8	674,8	5 556,3	8 546,6	8 736,6	1 235,2	1 075,0	1 075,0	103,8	108,5	108,5	103,4	104,8	104,8
Clé en main (Approv. & Construction)	0,0	0,0	0,0	27 118,2	15 317,8	15 317,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gérance de projets	163,5	82,1	82,1	2 353,3	1 663,5	1 663,5	443,1	263,4	271,0	85,3	48,6	48,6	85,6	58,9	58,9
Gérance chantier interne	70,6	85,3	85,3	1 652,8	680,8	685,7	179,6	237,2	237,2	39,4	4,1	4,1	39,4	4,1	4,1
Gérance chantier externe	0,0	0,0	0,0	0,0	203,6	203,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mise en valeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Provision	173,4	0,0	0,0	4 720,1	0,0	0,0	825,3	0,0	0,0	58,4	0,0	0,0	62,9	0,0	0,0
Frais généraux	38,5	69,0	69,0	1 006,1	1 214,0	1 218,0	108,9	63,6	64,0	11,1	9,3	9,3	11,3	16,2	16,2
Frais financiers	52,3	32,1	32,1	3 898,8	2 496,7	2 496,7	330,9	264,5	264,5	38,3	23,0	23,0	40,6	24,2	24,2
Sous-total :	2 016,1	1 604,8	1 604,8	54 970,2	39 512,9	39 711,8	7 022,9	4 399,6	4 408,1	584,4	311,2	311,2	601,9	317,6	317,6
TOTAL :	2 016,1	1 604,8	1 604,8	55 300,2	39 749,7	39 948,6	7 490,1	4 619,8	4 628,3	597,3	322,2	322,2	614,8	328,6	328,6

	Volet intégration locale														
	Ligne 315 kV Micoua / Toulnostouc			Poste Toulnostouc			Poste Micoua			Total			Total		
	Budget	Réalisé au 2007-06-30	Tendance	Budget	Réalisé au 2007-06-30	Tendance	Budget	Réalisé au 2007-06-30	Tendance	Budget	Réalisé au 2007-06-30	Tendance	Budget	Réalisé au 2007-06-30	Tendance
Coûts d'avant projet :															
Études d'avant projet	2 111,2	2 168,5	2 168,5	339,1	434,5	434,5	131,5	153,4	153,4	3 294,6	3 235,4	3 235,3	2,6%	100,0%	2,6%
Frais généraux	16,4	0,0	0,0	19,1	0,0	0,0	6,6	0,0	0,0	42,1	0,0	0,0	0,0%	0,0%	0,0%
Frais financiers	732,3	0,0	0,0	132,5	0,0	0,0	47,3	0,0	0,0	1 022,3	0,0	0,0	0,8%	0,0%	0,0%
Sous-total :	2 859,9	2 168,5	2 168,5	490,7	434,5	434,5	185,4	153,4	153,4	4 359,0	3 235,4	3 235,3			
Coûts du projet :															
Ingénierie interne	2 152,9	2 482,6	2 482,6	792,6	981,7	982,5	966,5	1 234,2	1 244,5	5 766,4	6 387,7	6 399,3	4,5%	99,8%	5,1%
Ingénierie client	300,5	38,6	38,6	14,1	18,4	18,4	14,1	56,2	56,3	390,8	399,4	399,5	0,3%	100,0%	0,3%
Ingénierie externe	549,0	468,9	468,9	65,7	125,6	128,8	25,4	471,6	471,6	678,1	1 616,9	1 620,2	0,5%	99,8%	1,3%
Approvisionnement	5 170,7	6 849,8	6 849,8	8 867,6	8 095,2	8 095,8	4 479,0	5 429,9	5 429,9	30 118,1	30 623,2	30 623,8	23,3%	100,0%	24,4%
Déboisement	5 301,1	2 481,0	2 481,1	0,0	41,7	41,7	0,0	0,0	0,0	5 301,1	2 522,7	2 522,8	4,1%	100,0%	2,0%
Construction	9 754,4	20 017,8	20 021,7	2 483,6	4 468,4	4 598,6	2 991,6	9 402,1	9 739,1	23 262,1	44 398,0	45 059,0	18,0%	98,5%	35,9%
Clé en main (Approv. & Construction)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27 118,2	15 317,8	15 317,8	21,0%	100,0%	12,2%
Gérance de projets	660,4	863,3	863,3	518,5	473,1	473,8	493,2	505,7	508,7	4 802,9	3 958,6	3 970,0	3,7%	99,7%	3,2%
Gérance chantier interne	1 562,1	990,9	990,9	483,0	204,6	210,5	817,2	870,8	872,7	4 844,1	3 077,8	3 090,6	3,8%	99,6%	2,5%
Gérance chantier externe	150,8	777,5	777,5	172,2	316,6	316,6	81,3	120,3	120,3	404,3	1 418,0	1 418,0	0,3%	100,0%	1,1%
Mise en valeur	355,9	358,4	358,4	165,1	0,0	0,0	120,7	0,0	0,0	641,7	358,4	358,4	0,5%	100,0%	0,3%
Provision	1 869,6	0,0	0,0	1 176,8	0,0	0,0	1 169,6	0,0	0,0	10 056,1	0,0	0,0	7,8%	0,0%	0,0%
Frais généraux	671,2	219,8	219,8	294,9	195,6	202,5	223,2	188,2	197,7	2 365,2	1 975,7	1 996,4	1,8%	99,0%	1,6%
Frais financiers	2 883,5	3 844,6	3 844,6	1 148,5	1 427,5	1 427,5	621,8	1 470,8	1 519,1	9 014,7	9 583,4	9 631,6	7,0%	99,5%	7,7%
Sous-total :	31 382,0	39 393,2	39 397,1	16 182,6	16 348,4	16 496,8	12 003,6	19 749,8	20 159,8	124 763,7	121 637,5	122 407,3			
TOTAL :	34 241,9	41 561,7	41 565,6	16 673,3	16 782,9	16 931,2	12 189,0	19 903,2	20 313,3	129 122,7	124 872,9	125 642,6	100,0%	99,4%	100,0%
Frais reportés										0,0	6 399,0	6 399,0			
GRAND TOTAL										129 122,7	131 271,9	132 041,6			