

**POLITIQUE FINANCIÈRE ET
COÛT DE LA DETTE**

TABLE DES MATIÈRES

1. STRUCTURE DE CAPITAL PRÉSUMÉE ET RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE	5
2. PRINCIPES GÉNÉRAUX DE DÉTERMINATION DU COÛT DE LA DETTE PRÉSUMÉE	8
3. SOMMAIRE DES IMPACTS DÉCOULANT DES MODIFICATIONS AUX NORMES ET PRATIQUES COMPTABLES DEPUIS 2002	8
4. MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS ET PRATIQUES COMPTABLES AVANT LE 1^{ER} JANVIER 2007	17
4.1. NORME 1650 AMENDÉE : CONVERSION DE DEVICES (1 ^{ER} JANVIER 2002).....	17
4.1.1. <i>Description de la modification</i>	17
4.1.2. <i>Impact de la modification sur le coût de la dette présumée</i>	17
4.2. NOC-13 : NORMES PORTANT SUR LA COMPTABILISATION DE LA DETTE ET DES PRODUITS DÉRIVÉS (ÉTAPE 1 : 1 ^{ER} JANVIER 2004).....	20
4.2.1. <i>Description de la modification</i>	20
4.2.2. <i>Impact de la modification sur le coût de la dette présumée</i>	20
4.3. ADOPTION D'UNE PRÉSENTATION UNIFORME DES EFFETS DE COUVERTURE EN COMPENSATION DES ÉLÉMENTS COUVERTS (1 ^{ER} JANVIER 2006).....	21
4.3.1. <i>Description de la modification</i>	21
4.3.2. <i>Impact de la modification sur le coût de la dette présumée</i>	21
5. MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS ET PRATIQUES COMPTABLES IMPLANTÉES À COMPTER DU 1^{ER} JANVIER 2007.....	22
5.1. DESCRIPTION DES MODIFICATIONS.....	22
5.2. IMPACTS DES MODIFICATIONS SUR LE COÛT DE LA DETTE PRÉSUMÉE.....	25
5.2.1. <i>Traitement proposé des radiations de gains aux BNR</i>	25
5.2.2. <i>Application de la méthode d'amortissement au taux effectif</i>	28
5.2.3. <i>Comptabilisation de l'inefficacité des relations de couverture</i>	28
5.2.4. <i>Désignation des intérêts sur dette en relation de couverture des ventes d'électricité</i> ...	30
5.2.5. <i>Abolition de la règle transitoire de la NOC-13</i>	31
5.2.6. <i>Impact total sur le coût de la dette présumée 2007 et 2008</i>	31
6. DESCRIPTION DE LA DETTE INTÉGRÉE D'HYDRO-QUÉBEC AU 31 DÉCEMBRE 2006	34
6.1. TAILLE ET STRUCTURE DE LA DETTE INTÉGRÉE	34
6.2. DETTES ACCOMPAGNÉES D'OPTIONS.....	35
6.3. DETTES ÉMISES À ESCOMPTE CONSIDÉRABLE.....	35
6.4. DETTE À PERPÉTUITÉ	35
6.5. DETTE AVEC FONDS D'AMORTISSEMENT	36
6.6. AUTRES DETTES	36
7. DESCRIPTION DES PROGRAMMES D'EMPRUNTS 2007-2008	37
7.1. BESOINS DE FINANCEMENT EN 2007 ET 2008	37
7.2. COMPOSITION DU FINANCEMENT.....	37
8. COMPOSITION DES ÉLÉMENTS DE CALCUL DU COÛT DE LA DETTE PRÉSUMÉE	41
8.1. COMPOSITION DES FRAIS FINANCIERS.....	41

8.2. COMPOSITION DU DÉNOMINATEUR DU COÛT DE LA DETTE PRÉSUMÉE	43
9. CALCUL DU COÛT DE LA DETTE PRÉSUMÉE	47
9.1. ÉLÉMENTS PRIS EN COMPTE DANS LA PROJECTION DU COÛT DE LA DETTE PRÉSUMÉE	47
9.2. COÛT DE LA DETTE PRÉSUMÉE POUR L'ANNÉE HISTORIQUE 2006	48
9.3. PROJECTION DU COÛT DE LA DETTE PRÉSUMÉE POUR 2007 ET 2008	50
<i>ANNEXE 1 – SYSTÈMES DE NOTATION LONG TERME DES AGENCES DE CRÉDIT</i>	<i>53</i>
<i>ANNEXE 2 – AJUSTEMENT DES FRAIS REPORTÉS</i>	<i>54</i>
<i>ANNEXE 3 – RÉPARTITION DE LA DETTE EN DEVICES</i>	<i>58</i>
<i>ANNEXE 4 – RÉPARTITION DE LA DETTE À TAUX FIXE OU À TAUX DE COURT TERME PAR DEVISE, APRÈS SWAPS, AU 31 DÉCEMBRE 2006</i>	<i>59</i>
<i>ANNEXE 5 – RÉPARTITION DE LA DETTE PAR ÉCHÉANCE</i>	<i>60</i>
<i>ANNEXE 6 – DETTES AVEC OPTIONS POUR HYDRO-QUÉBEC AU 31 DÉCEMBRE 2006 ..</i>	<i>61</i>
<i>ANNEXE 7 – DETTES VENANT À ÉCHÉANCE EN 2007 ET 2008.....</i>	<i>62</i>
<i>ANNEXE 8 – PRÉVISIONS DES VARIABLES ÉCONOMIQUES POUR 2007-2008</i>	<i>63</i>
<i>ANNEXE 9 – ÉVOLUTION DU COÛT DE LA DETTE EXCLUANT L'IMPACT DES NOUVELLES NORMES</i>	<i>65</i>
<i>ANNEXE 10 – PART D'AVOIR PROPRE AUTORISÉE, ENTREPRISES CANADIENNES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIE</i>	<i>66</i>
<i>ANNEXE 11 – TAUX DE RENDEMENT SUR AVOIR PROPRE ET PRIME DE RISQUE IMPLICITE AUTORISÉS D'ENTREPRISES CANADIENNES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIE.....</i>	<i>67</i>
<i>ANNEXE 12 – ILLUSTRATION DES ÉCARTS ENTRE LES MÉTHODES D'AMORTISSEMENT</i>	<i>68</i>

Tableau 1 - Paramètres financiers (%)

Paramètre	Dossier tarifaire 2007 (D-2007-12)	Proposition du Distributeur pour 2008
- Part présumée de l'avoir propre	35	35
- Taux sans risque	4,17	4,40
- Prime de risque	3,405	3,405
- Rendement sur l'avoir propre	7,57	7,80

1 Les totaux sont calculés à partir des données non arrondies.

2 L'ajustement apporté au rendement sur l'avoir propre du Distributeur reflète
3 100 % de la variation du taux sans risque. Les formules généralement
4 utilisées par d'autres entités réglementées au Canada ne reflètent que 75 %
5 de la variation du taux sans risque (à partir d'un taux sans risque initial se
6 situant entre 5,50 % et 6,00 %¹).

7 Le facteur d'ajustement de 100 %, au lieu de 75 %, utilisé par le Distributeur
8 depuis le premier dossier tarifaire en 2004 avantage ses clients. Plus
9 précisément, le rendement sur l'avoir propre en 2008 du Distributeur
10 s'élèverait à 8,12 % avec un facteur d'ajustement de 75 % tandis qu'il se
11 chiffre à 7,80 % avec un facteur d'ajustement de 100 %.

¹ Taux sans risque lors de la mise en place de la formule.

1 Cette différence de 0,32 % s'explique de la façon suivante :

$$\text{Rendement sur l'avoir propre 2008} = \text{Rendement sur l'avoir propre initial}^1 + \left[\text{Variation taux sans risque}^2 \times \text{Facteur d'ajustement} \right]$$

2 Comparaison du rendement sur l'avoir propre 2008 selon le facteur d'ajustement :

3	Facteur	Rendement sur
4	d'ajustement	l'avoir propre 2008
5	75 %	8,12 % = 9,056 % + [(4,4 % - 5,65 %) x 75 %]
6	100 %	7,80 % = 9,056 % + [(4,4 % - 5,65 %) x 100 %]
7	Écart	0,32 %

8 La proportion des capitaux propres (35 %) dans la composition de la structure
 9 de capital présumée du Distributeur ainsi que sa prime de risque (3,405 %) se
 10 situent nettement dans le bas de la fourchette des paramètres financiers
 11 accordés par les organismes réglementaires canadiens à des entreprises de
 12 services publics œuvrant dans le domaine du transport et de la distribution
 13 d'énergie.

14 Ainsi, pour ces entreprises, la structure de capital se situe entre 33 % et 41 %
 15 et la prime de risque entre 3,80 % et 7,75 % (voir données comparatives aux
 16 annexes 10 et 11).

¹ Rendement approuvé lors du premier dossier tarifaire en 2004 (9,056%)

² Taux sans risque selon le *Consensus Forecast* de mai 2007 (4,4 %) moins Taux sans risque approuvé en 2004 (5,65 %) = -1,25 %

2. PRINCIPES GÉNÉRAUX DE DÉTERMINATION DU COÛT DE LA DETTE PRÉSUMÉE

1 Dans le cadre de la présente demande tarifaire, le Distributeur, à l’instar de
2 ses demandes précédentes, utilise le coût de la dette intégrée
3 d’Hydro-Québec conformément aux décisions antérieures de la Régie.

4 Hydro-Québec a toujours réalisé son financement et géré sa dette selon une
5 approche corporative intégrée. Tel que mentionné dans ses demandes
6 précédentes, elle soutient que cette approche se traduit par une réduction du
7 coût du capital des divisions réglementées.

8 Les principaux facteurs qui expliquent cette réduction sont :

- 9 • économies d’échelle dans la gestion et l’exécution des plans de
10 financement;
- 11 • coûts de financement moindres associés à la plus grande liquidité
12 des émissions individuelles effectuées dans les marchés financiers;
- 13 • effets de diversification (« coassurance ») entre les diverses
14 activités d’Hydro-Québec.

3. SOMMAIRE DES IMPACTS DÉCOULANT DES MODIFICATIONS AUX NORMES ET PRATIQUES COMPTABLES DEPUIS 2002

15 Le coût de la dette intégrée d’Hydro-Québec est basé sur les données
16 publiées dans les états financiers de l’entreprise. Tel que l’exige la *Loi sur*
17 *Hydro-Québec*, ces états financiers sont dressés selon les principes
18 comptables généralement reconnus (PCGR) au Canada ¹.

19 Étant donné que le coût de la dette présumée du Distributeur est établie selon
20 la même méthode que celle appliquée par le Transporteur, il est pertinent

¹ Principes édictés par l’Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) et constitués des normes et pratiques comptables décrites dans le Manuel de l’ICCA.

1 d'inclure, dans la présente pièce, la même information que celle présentée par
2 le Transporteur relativement à la projection du coût de sa dette pour l'année
3 2008 (R-3640-2007, HQT-9, document 2). À cet égard, on retrouvera à la
4 section 4 la description détaillée des impacts sur le coût de la dette présumée
5 des modifications aux normes et pratiques comptables implantées avant le 1^{er}
6 janvier 2007.

7 Par ailleurs, la description détaillée des impacts de l'implantation au 1^{er} janvier
8 2007 des nouvelles normes de comptabilisation des instruments dérivés se
9 trouve à la section 5. En effet, dans le cadre du dossier tarifaire R-3610-2006,
10 le Distributeur a calculé le coût de la dette présumée 2007 selon les normes et
11 pratiques comptables en vigueur au 1^{er} janvier 2006, car il n'était pas alors en
12 mesure de projeter les effets des nouvelles normes appliquées à partir du 1^{er}
13 janvier 2007 dans le coût de la dette présumée 2007. Cependant, il s'était
14 engagé à calculer le coût de la dette présumée 2008 selon ces nouvelles
15 normes.

16 Finalement, la présente section fournit un sommaire des impacts des
17 modifications des normes et pratiques comptables présentés de façon
18 détaillée aux sections 4 et 5.

19 Les normes et pratiques comptables canadiennes ont subi plusieurs
20 modifications depuis 2002 et dans ses décisions antérieures, la Régie a
21 approuvé que le calcul de la dette présumée se fasse conformément aux
22 PCGR au Canada. Quatre modifications ont eu un impact sur le calcul du coût
23 de la dette présumée, dont trois avant le 1^{er} janvier 2007 :

- 24
25
- 26 1. Norme 1650 amendée : conversion de devises (janvier 2002) ;
 - 27 2. Note d'orientation concernant la comptabilité numéro 13 (NOC-13)
28 (janvier 2004) ;
 - 29 3. Présentation uniforme des effets des couvertures avec les éléments
couverts (janvier 2006) ;

1 4. Normes de présentation, d'évaluation et de comptabilisation de la
2 dette et des produits dérivés (janvier 2007).

3 Une synthèse de ces modifications et de leurs impacts sur le coût de la dette
4 présumée se trouve au tableau 2, présenté après la description suivante de
5 ces modifications.

6 1. *Norme 1650 amendée : conversion de devises (janvier 2002)*

7 Cette modification afférente au traitement des gains/pertes de change a
8 eu des impacts importants pour le Distributeur. Plus précisément,
9 l'abolition du traitement de report et amortissement sur les gains et pertes
10 de change associés aux dettes et swaps qui n'étaient pas en relation de
11 couverture des ventes a amené Hydro-Québec, au 1^{er} janvier 2002, à
12 radier 1,3 G\$ de pertes de change à ses bénéfices non répartis (BNR).
13 Cette radiation a eu pour effet de réduire les revenus requis cumulatifs du
14 Distributeur de 2004 à 2030 d'environ 190 M\$ (impact favorable pour les
15 clients du Distributeur).

16 2. *NOC-13 (janvier 2004)*

17 Pour sa part, la NOC-13 a eu des impacts sur la documentation et les
18 exigences d'admissibilité relativement à la comptabilisation des relations
19 de couverture, mais elle n'a pas eu d'impact sur le coût de la dette.

20 3. *Présentation uniforme des effets des couvertures avec les éléments*
21 *couverts (janvier 2006)*

22 Le reclassement des effets des couvertures des ventes a permis
23 l'élimination quasi-totale des effets du risque de change sur le coût de la
24 dette présumée.

25 4. *Normes de présentation, d'évaluation et de comptabilisation*
26 *de la dette et des produits dérivés (janvier 2007)*

- 1 Lors du dépôt de son dossier tarifaire 2007, le Distributeur a informé la
2 Régie que de nouvelles normes et pratiques comptables seraient mises
3 en place à compter du 1^{er} janvier 2007. Celles-ci constituent la deuxième
4 étape de l'implantation de la normalisation comptable amorcée avec la
5 NOC-13. Quatre modifications découlent de ces nouvelles normes, dont
6 les trois premières avaient été annoncées par l'ICCA lors de la
7 présentation du dossier tarifaire 2007 :
- 8 i) Application de la méthode d'amortissement au taux effectif pour le
9 calcul de l'amortissement des escomptes, primes et frais d'émissions;
- 10 ii) Comptabilisation de l'inefficacité des relations de couverture (la
11 majeure partie des relations de couverture existantes et la presque
12 totalité des nouvelles relations sont jugées efficaces à 100 % alors
13 que l'efficacité moyenne des autres relations de couverture, où il
14 existe de l'inefficacité, excède 98 %) ;
- 15 iii) Désignation des intérêts des dettes en relation de couverture des
16 ventes (reclassement des effets de change sur intérêts des dettes en
17 sus des effets de change sur le capital des dettes et le capital et les
18 intérêts des swaps, déjà reclassés à partir de 2006) ;
- 19 iv) Abolition des règles transitoires de la NOC-13.

Tableau 2

Synthèse des modifications des normes et pratiques comptables touchant le coût de la dette présumée

Modification	Description	Date	Éléments touchés de la formule du coût de la dette	Traitement dans la formule du coût de la dette	Impact cumulatif sur revenus requis du Distributeur d'ici 2030 (M\$)
Norme 1650 amendée: conversion de devises	- Élimination du traitement de report et amortissement des G/P de change sur dettes qui ne couvrent pas les ventes	1er jan. 2002	- Frais financiers et frais reportés	- Frais financiers conformes aux PCGR - Ajustement aux frais reportés - Référence: décision D-2003-93	-190 (diminution)
NOC-13	- Modification des exigences pour traitement de couverture	1er jan. 2004	- Pas d'impact	s.o.	0
Présentation uniforme des effets des couvertures avec les éléments couverts	- Reclassement à la rubrique "Produits" des effets de change associés au capital pour les dettes et au capital et intérêts pour les swaps en couverture des ventes	1er jan. 2006	- Frais financiers	- Frais financiers conformes aux PCGR - Référence: décision D-2007-08	- Élimine la quasi-totalité du risque de change
Normes de présentation, évaluation et comptabilisation de la dette et des produits dérivés	- 2e étape de la NOC-13: • Application de la méthode d'amortissement au taux effectif pour les primes/escomptes et frais d'émission • Comptabilisation des produits dérivés à la juste valeur • Désignation des intérêts des dettes en couverture des ventes • Abolition règles transitoires NOC-13	1er jan. 2007	- Frais financiers et équivalents des frais reportés ¹	- Même traitement que la norme 1650 • Frais financiers conformes aux PCGR • Ajustement aux frais reportés	37 (augmentation) - Provenant principalement de l'abolition des règles transitoires NOC-13

¹ Fait référence à la traduction, dans la formule du coût de la dette, du concept de frais reportés en termes des nouvelles rubriques de présentation du bilan .

1 Lors du dépôt du dossier tarifaire 2007, le Distributeur avait indiqué qu'il
2 ne serait en mesure de chiffrer l'impact des nouvelles normes sur le coût
3 de la dette présumée qu'après la mise en place des nouveaux systèmes
4 de comptabilisation prévue au début de 2007. Il anticipait toutefois que
5 l'impact découlant des modifications dont il était au courant (les trois
6 premières) serait faible. Il est désormais possible de chiffrer cet impact
7 sur le coût de la dette présumée du Distributeur (voir tableau 3). Pour les
8 trois premières modifications, il s'établit à 0,027 % en 2007 (1,7 M\$ sur les
9 revenus requis) et 0,015 % en 2008 (1,0 M\$ sur les revenus requis).

10 La quatrième modification, qui n'avait pas encore été précisée par l'ICCA
11 au moment de la présentation du dossier tarifaire 2007 du Distributeur,
12 porte sur l'abolition des règles transitoires qui accompagnaient
13 l'application de la NOC-13 au 1^{er} janvier 2004.

14 Plus précisément, il s'agit de l'obligation d'appliquer rétroactivement les
15 nouvelles normes et de radier aux BNR au 1^{er} janvier 2007 l'écart
16 cumulatif entre l'application des nouvelles et des anciennes normes. Cette
17 exigence a eu aussi pour effet d'abolir les règles transitoires qui
18 accompagnaient la mise en place de la NOC-13 au 1^{er} janvier 2004. En
19 vertu de ces règles, les gains et pertes sur les transactions de couverture
20 qui respectaient les normes antérieures à la NOC-13, mais qui avaient dû
21 être fermées ou redésignées pour satisfaire la NOC-13, devaient être soit
22 reportés (transactions fermées), soit maintenus hors bilan (transactions
23 redésignées). Grâce à ces règles transitoires, l'implantation de la NOC-13
24 n'avait pas eu d'impact sur le coût de la dette.

25 Cette quatrième exigence a forcé Hydro-Québec à radier au 1^{er} janvier
26 2007 des gains de 222 M\$ aux BNR, dont 193 M\$ associés à l'abolition
27 des règles transitoires de la NOC-13. Les gains radiés auraient autrement
28 été constatés dans les frais financiers d'ici 2030.

1 Le coût de la dette 2008 intégrant les quatre modifications présentées
2 plus haut découlant de l'implantation des nouvelles normes au 1^{er} janvier
3 2007 se situe à 7,84 %, comparativement à 7,90 % approuvé par la Régie
4 en 2007. Sans intégrer l'impact de ces nouvelles normes, le coût de la
5 dette pour 2008 se chiffrerait à 7,77 %. Ceci représente un écart de
6 0,067 %, soit 4,4 M\$ sur les revenus requis du Distributeur. Cet impact
7 provient principalement de l'abolition des règles transitoires liées à la
8 NOC-13.

9 L'impact de l'implantation des nouvelles normes au 1^{er} janvier 2007
10 s'estompera au fur et à mesure des échéances des instruments financiers
11 concernés. L'impact cumulatif sur les revenus requis du Distributeur sur
12 l'horizon 2009 à 2030 est estimé à 26 M\$. Les nouvelles normes n'ont pas
13 d'impact significatif sur les dettes et swaps émis à partir de 2007.

14 À titre de comparaison, tel qu'indiqué précédemment, l'impact de
15 l'implantation de la norme 1650 en 2002 est beaucoup plus important.
16 L'entreprise avait dû radier 1,3 G\$ de pertes de change non reliées à la
17 couverture des ventes. Cette radiation résulte en une diminution d'environ
18 190 M\$ des revenus requis du Distributeur de 2004 à 2030.

19 Par ailleurs, en ce qui a trait au coût de la dette présumée pour 2007, le
20 coût approuvé par la Régie, soit 7,90 %, n'intégrait pas l'impact des
21 nouvelles normes implantées au 1^{er} janvier 2007. L'impact sur le coût de
22 la dette présumée de 2007 des quatre modifications découlant des
23 nouvelles normes est évalué à 0,113 % ou 7 M\$ sur les revenus requis.
24 Ce montant ne sera pas récupéré par le Distributeur.

Tableau 3
**Impacts sur le coût de la dette et les revenus requis du Distributeur
des modifications aux normes et pratiques comptables implantées
à compter du 1^{er} janvier 2007**

Modification	Impact			
	2007		2008	
	Coût de la dette (%)	Revenus requis (M\$)	Coût de la dette (%)	Revenus requis (M\$)
- Application de la méthode d'amortissement au taux effectif	0,015	0,94	0,003	0,17
- Comptabilisation de l'inefficacité des relations de couverture	0,004	0,25	0,004	0,26
- Désignation des intérêts des dettes en relation de couverture des ventes d'électricité	0,008	0,51	0,008	0,54
- Abolition des règles transitoires NOC-13	0,086	5,28	0,052	3,41
Total	0,113	7,0	0,067	4,4

1 *Justification de la proposition du Distributeur quant à l'intégration des*
2 *nouvelles normes mises en place à compter du 1^{er} janvier 2007*

3 Des précédents existent en matière de traitement des impacts sur le coût de la
4 dette de l'application de nouvelles normes et pratiques comptables.
5 Hydro-Québec a déjà dû à deux reprises proposer à la Régie une approche,
6 premièrement pour traiter les impacts découlant de la norme 1650 amendée
7 (dossier tarifaire 2004 du Distributeur) et ensuite ceux du reclassement des
8 effets des couvertures de ventes (dossiers tarifaires 2007 du Transporteur et
9 du Distributeur). Dans les deux cas, la Régie a accepté la proposition
10 d'Hydro-Québec, qui était basée sur le principe selon lequel le calcul du coût
11 de la dette présumée repose sur les données financières de l'entreprise

1 établies conformément aux PCGR du Canada tel que prescrit par la *Loi sur*
2 *Hydro-Québec*. L'entreprise a respecté ce principe dès le tout premier dossier,
3 soit celui qui traitait des impacts de la norme 1650 amendée, malgré le fait
4 que l'application de cette norme a fait en sorte que les pertes radiées au
5 montant de 1,3 G\$ ne pouvaient être récupérées, pour les divisions
6 réglementées, dans le coût de la dette présumée.

7 Les impacts sur le coût de la dette présumée des radiations de gains aux BNR
8 effectuées au 1^{er} janvier 2007 sont de même nature que ceux découlant de
9 l'implantation de la norme 1650 en 2002. Les radiations au 1^{er} janvier 2007
10 agissent toutefois dans le sens inverse, soit une augmentation du coût de la
11 dette présumée, car il s'agit de gains et non de pertes.

12 **Le Distributeur propose dans le présent dossier tarifaire de traiter les**
13 **impacts sur le coût de la dette présumée des radiations aux BNR**
14 **appliquées le 1^{er} janvier 2007 d'une façon conforme aux PCGR au**
15 **Canada ainsi qu'à la décision D-2003-93 de la Régie relativement aux**
16 **impacts de même nature qui découlaient de l'application de la *norme***
17 ***1650 amendée*** (voir section 4.1 suivante pour un rappel du traitement de ces
18 impacts).

19 Les deux sections suivantes décrivent en plus de détails la nature et les
20 impacts des modifications de conventions et pratiques comptables pour les
21 deux périodes avant et après le 1^{er} janvier 2007.

4. MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS ET PRATIQUES COMPTABLES AVANT LE 1^{ER} JANVIER 2007

4.1. Norme 1650 amendée : conversion de devises (1^{er} janvier 2002)

1 Afin d'alléger la présentation, le terme « norme 1650 » dans le présent
2 document fait référence à la norme 1650 telle qu'amendée au 1^{er} janvier 2002.

4.1.1. Description de la modification

3 Cette norme porte sur l'élimination du traitement de report et d'amortissement
4 des pertes de change sur capital. Plus précisément, elle touche les dettes et
5 swaps qui ne sont pas en relation de couverture des ventes d'électricité et
6 dont les gains et pertes de change faisaient l'objet du traitement de report et
7 amortissement avant l'application de la norme 1650. Cette norme ne modifie
8 pas le traitement de report et de constatation à échéance des gains et pertes
9 de change sur les instruments financiers en relation de couverture des ventes
10 d'électricité.

4.1.2. Impact de la modification sur le coût de la dette présumée

11 Suite à l'implantation de cette norme, Hydro-Québec a dû radier, au 1^{er} janvier
12 2002, 1,3 G\$ de pertes de change qui faisaient l'objet de report et
13 amortissement. Afin de bien cerner les impacts de cette radiation sur la
14 formule de calcul du coût de la dette présumée, il est utile de rappeler les
15 composantes de cette formule ainsi que ses origines.

16 La formule de calcul du coût de la dette présumée découle d'une définition
17 « fondamentale » qui s'établit come suit :

$$\text{Coût de la dette présumée} = \frac{\text{Frais financiers}}{\text{Montants associés à la dette susceptibles d'avoir financé les actifs}}$$

1 Afin de traduire cette définition en termes de données comptables, la Régie a
2 approuvé dans le premier dossier tarifaire du Distributeur la formule de calcul
3 suivante :

$$\begin{array}{r} \text{Coût de la dette} \\ \text{présumée} \end{array} = \frac{\text{Frais financiers}}{\begin{array}{r} \text{Valeur} \\ \text{de la dette}^1 \end{array} - \begin{array}{r} \text{Frais reportés} \\ \text{associés à la dette}^2 \end{array}}$$

4 La radiation de pertes aux BNR touche deux éléments de la formule du coût
5 de la dette dont l'impact se traduit par une diminution du coût de la dette
6 présumée.

7 1. **Frais financiers** : réduction après le 1^{er} janvier 2002 suite à
8 l'élimination de l'amortissement des pertes de change (diminution du
9 coût de la dette).

10 2. **Frais reportés associés à la dette** : réduction entraînant une
11 augmentation du dénominateur de la formule du coût de la dette
12 présumée (diminution du coût de la dette).

13 Le traitement des impacts de la norme 1650 a fait l'objet de discussions
14 devant la Régie en 2004 (dossier R-3492-2002 Phase 1).

15 En ce qui a trait aux frais financiers, Hydro-Québec a fondé sa proposition sur
16 le principe selon lequel le calcul du coût de la dette présumée repose sur les
17 données financières de l'entreprise établies conformément aux PCGR du
18 Canada. L'entreprise a respecté ce principe, malgré le fait que l'application de
19 la norme 1650 ait fait en sorte que les pertes radiées aux BNR d'un montant

¹ Le terme « valeur de la dette » comprend dettes et swaps. Cette valeur comprend des éléments qui n'ont pas fait l'objet de constatation aux résultats, tels les gains et pertes de change reportés.

² Avant l'application de la norme 1650, les frais reportés captaient l'ensemble des éléments intégrés dans la valeur de la dette qui n'avaient pas été constatés aux frais financiers. N'ayant pas été récupérés dans les revenus requis, ces éléments ne peuvent constituer une source de financement des actifs et ils sont retranchés de la valeur de la dette.

1 de 1,3 G\$, ne puissent être récupérées, pour des divisions réglementées,
2 dans le coût de la dette présumée.

3 Par ailleurs, les montants radiés aux BNR affectaient la valeur des frais
4 reportés associés à la dette. Hydro-Québec a fait valoir que le traitement des
5 impacts de la norme 1650 devait respecter la définition fondamentale du coût
6 de la dette présumée à l'effet que le dénominateur de cette formule du coût de
7 la dette présumée ne comprenne que des éléments susceptibles d'avoir pu
8 financer les actifs. Or, puisque les pertes de change radiées aux BNR n'ont pu
9 financer les actifs, elles doivent être déduites de la valeur de la dette au même
10 titre que les frais reportés.

11 Dans sa décision D-2003-93, la Régie a approuvé le traitement proposé pour
12 l'impact de la norme 1650, qui comprend deux volets :

- 13 - L'utilisation des frais financiers conformes aux PCGR au Canada tels
14 qu'appliqués par Hydro-Québec de par sa loi constitutive.
- 15 - L'ajout d'un ajustement aux frais reportés afin d'éliminer l'impact de la
16 radiation sur le dénominateur du coût de la dette présumée.

17 Suite à cette décision, la formule de calcul du coût de la dette présumée a pris
18 la forme suivante :

$$\frac{\text{Frais financiers}}{\text{Valeur de la dette} - \text{Frais reportés associés à la dette} - \text{Ajustement du solde des pertes de change passé aux BNR au 31 déc. 2001}}$$

19 En fonction de cette formule, l'impact de la radiation de pertes se limite à la
20 baisse des frais financiers. L'application de la norme 1650 se traduit par une
21 réduction cumulative des revenus requis du Distributeur d'environ 190 M\$ sur
22 la période 2004-2030.

4.2.NOC-13¹ : Normes portant sur la comptabilisation de la dette et des produits dérivés (étape 1 : 1^{er} janvier 2004)

4.2.1. Description de la modification

1 Cette modification aux PCGR constitue une première étape d'une refonte des
2 PCGR au Canada visant à uniformiser les normes canadiennes, américaines
3 (FAS 133 et FAS 155) et internationales (IAS 39) touchant la documentation,
4 la présentation et la comptabilisation des instruments financiers (dettes et
5 swaps associés à la dette).

6 Hydro-Québec utilise couramment des swaps (produits financiers dérivés) afin
7 de gérer le risque de change relatif à sa dette ou la part de sa dette exposée
8 aux taux d'intérêt variables. Ces swaps sont en relation de couverture
9 comptable avec les dettes. L'entreprise désigne également des éléments de
10 son passif en relation de couverture des ventes d'électricité.

11 La NOC-13 ne traite pas de la comptabilisation des dettes ni de celle des
12 produits dérivés en relation de couverture. Toutefois, elle impose de nouvelles
13 exigences d'admissibilité à la comptabilité de couverture et précise les critères
14 et la documentation à respecter (test d'efficacité, restriction des types de
15 couverture permises, etc.).

4.2.2. Impact de la modification sur le coût de la dette présumée

16 L'application de cette norme n'a pas eu d'impact sur le coût de la dette
17 présumée.

¹ Une note d'orientation concernant la comptabilité, telle la NOC-13, fait partie intégrante des PCGR et Hydro-Québec doit s'y conformer.

4.3. Adoption d'une présentation uniforme des effets de couverture en compensation des éléments couverts (1^{er} janvier 2006)

4.3.1. Description de la modification

1 Au 1^{er} janvier 2006, les effets de change associés aux éléments de passif
2 désignés en relation de couverture des ventes d'électricité (capital pour les
3 dettes et capital et intérêts pour les swaps en dollars américains) ont été
4 reclassés du poste « Frais financiers » au poste « Produits-ventes
5 d'électricité ». Ces effets de change ne font plus partie des frais financiers.
6 Cette modification de présentation, conforme aux PCGR au Canada, permet
7 d'imputer correctement les effets de la couverture en fonction des objectifs
8 visés par la stratégie de gestion du risque de change associés aux ventes.

4.3.2. Impact de la modification sur le coût de la dette présumée

9 Cette modification touche uniquement la composition des frais financiers. Elle
10 n'a pas eu d'impact sur la valeur du dénominateur de la formule du coût de la
11 dette présumée.

12 Tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2007-12, les frais financiers
13 utilisés dans le calcul du coût de la dette présumée intègrent cette
14 modification. Ils demeurent ainsi conformes aux PCGR au Canada tels
15 qu'appliqués par Hydro-Québec.

16 L'impact du reclassement des gains et pertes de change à compter du
17 1^{er} janvier 2006 est d'éliminer la majeure partie des effets du risque de change
18 sur le coût de la dette présumée.

5. MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS ET PRATIQUES COMPTABLES IMPLANTÉES À COMPTER DU 1^{ER} JANVIER 2007

5.1. Description des modifications

1 Les nouvelles normes implantées au 1^{er} janvier 2007 traitent de la
2 comptabilisation et de l'évaluation des instruments financiers et elles
3 complètent l'harmonisation amorcée par la NOC-13 avec les normes
4 américaines et internationales. Les modifications pertinentes ayant un impact
5 sur le coût de la dette se retrouvent au chapitre 3855 du Manuel de l'ICCA
6 « Instruments financiers-comptabilité et évaluation » ainsi qu'aux chapitres
7 3865 « Couvertures » et 1530 « Résultats étendus ». Ces modifications sont
8 décrites dans la pièce HQD-7, document 1 « Conventions, méthodes et
9 pratiques comptables autorisées par la Régie de l'énergie ». Elles portent sur
10 la comptabilisation de la dette et des produits dérivés et elles introduisent
11 notamment la comptabilisation des produits dérivés à la juste valeur.

12 L'implantation de la plupart des éléments de ces nouvelles normes était
13 anticipée lors du dépôt, en 2006, du dossier tarifaire 2007. Toutefois, le
14 Distributeur n'étant pas en mesure de projeter de façon précise leurs impacts,
15 le coût de la dette présumée pour 2007 avait été calculé selon les normes en
16 vigueur en 2006.

17 Lors du dépôt du dossier tarifaire 2007, trois modifications découlant des
18 nouvelles normes et ayant un impact sur le coût de la dette présumée avaient
19 été identifiées et décrites, sans toutefois être prises en compte dans le coût de
20 la dette 2007 :

21 1. *Application de la méthode d'amortissement au taux effectif pour le*
22 *calcul de l'amortissement des frais d'émission et des escomptes ou*
23 *primes.*

24 Les dettes à escompte considérable ne sont pas touchées, car elles
25 étaient déjà comptabilisées selon la méthode au taux effectif. L'impact

1 de cette modification n'est pas significatif (voir section 5.2.2). Par
2 ailleurs, la valeur de la dette est présentée désormais sur une base
3 nette des escomptes/primes et frais d'émission. Ceci n'a pas d'impact
4 sur la valeur du dénominateur du coût de la dette présumée.

5 **2. *Comptabilisation des produits dérivés à leur juste valeur.***

6 Cette modification touche de nombreux aspects de la comptabilisation
7 des instruments financiers au niveau du bilan et des frais financiers,
8 mais se résume aux impacts suivants :

9 **2.1 *Comptabilisation aux frais financiers de l'inefficacité des relations***
10 ***de couvertures*¹.**

11 L'impact de cette modification n'est pas important (voir section
12 suivante 5.2.3). En effet, la majeure partie des relations de
13 couverture existantes et la presque totalité des nouvelles sont
14 jugées 100 % efficaces alors que l'efficacité moyenne des autres
15 relations de couverture où il y a inefficacité excède 98 %.

16 **2.2 *Élimination du concept de frais reportés.***

17 Cette modification n'a pas d'impact sur la valeur du
18 dénominateur du coût de la dette présumée. Aux fins de calcul
19 du coût de la dette présumée, l'équivalent des frais reportés
20 (éléments dans la valeur de la dette qui ne sont pas susceptibles
21 d'avoir pu financer les actifs) existe toujours, mais est
22 maintenant exprimé en termes des nouvelles rubriques de
23 présentation des instruments financiers au bilan. Il s'agit donc

¹ Cet impact net de l'application des nouvelles normes s'applique lorsque les produits dérivés sont utilisés pour la couverture des risques. Tel est le cas de la totalité des instruments dérivés utilisés par Hydro-Québec et qui entrent dans le calcul du coût de la dette présumée. Voir les exemples de l'effet net de la comptabilisation à la juste valeur des produits dérivés pour les relations de couverture, pp. 10 à 12 de la pièce HQD-7, document 1 déposé dans le dossier tarifaire 2007 du Distributeur (R-3610-2006)

1 seulement de traduire le libellé des composantes de la formule
2 actuelle.

3 3. *Désignation des intérêts sur dette en relation de couverture des*
4 *ventes d'électricité.*

5 Auparavant seul le capital d'une dette et le capital et les intérêts d'un
6 swap en dollars américains étaient désignés dans la relation de
7 couverture des ventes. Les effets de change sur ces éléments avaient
8 été reclassés à compter du 1^{er} janvier 2006. Dans le cadre de
9 l'application des nouvelles normes, Hydro-Québec a dû également
10 désigner les intérêts des dettes dans les relations de couverture des
11 ventes (en sus du capital). Par conséquent, à compter du 1^{er} janvier
12 2007, les gains et pertes de change sur intérêts des dettes en dollars
13 américains en relation de couverture sont reclassés aux ventes
14 d'électricité afin d'être conforme au principe de présentation des effets
15 des couvertures avec les éléments couverts. L'impact de cette
16 modification n'est pas significatif (voir section 5.2.4).

17 Une quatrième modification découlant de l'application des nouvelles normes a
18 été précisée par l'ICCA après la présentation à la Régie du dossier tarifaire
19 2007. Il s'agit de l'obligation d'appliquer rétroactivement les nouvelles normes
20 et de radier aux BNR au 1^{er} janvier 2007 l'écart cumulatif entre l'application
21 des nouvelles et des anciennes normes. Cette exigence a eu aussi pour effet
22 d'abolir les règles transitoires qui accompagnaient la mise en place de la
23 NOC-13 au 1^{er} janvier 2004. En vertu de ces règles, les gains et pertes sur les
24 transactions de couverture qui respectaient les normes antérieures à la
25 NOC-13, mais qui avaient dû être fermées ou redésignées pour satisfaire la
26 NOC-13, devaient être soit reportés (transactions fermées), soit maintenus
27 hors bilan (transactions redésignées). Grâce à ces règles transitoires,
28 l'implantation de la NOC-13 n'avait pas eu d'impact significatif sur le coût de la
29 dette.

1 Les radiations de gains aux BNR découlant de l'abolition des règles
2 transitoires de la NOC-13 constituent la modification ayant le plus d'impact sur
3 le coût de la dette présumée (voir section 5.2.5).

5.2. Impacts des modifications sur le coût de la dette présumée

4 Compte tenu de ce qui précède, les modifications suivantes aux normes et
5 pratiques comptables mises en place à compter du 1^{er} janvier 2007 ont un
6 impact sur le coût de la dette présumée :

- 7 **1) Application de la méthode d'amortissement au taux effectif**
- 8 **2) Comptabilisation de l'inefficacité des relations de couverture**
- 9 **3) Désignation des intérêts sur dette en relation de couverture**
10 **des ventes d'électricité**
- 11 **4) Abolition de la règle transitoire de la NOC-13**

12 À l'exception de la désignation des intérêts sur dette en relation de couverture,
13 ces modifications ont fait l'objet d'une radiation de gains aux BNR découlant
14 de leur comptabilisation rétroactive. Compte tenu de cet aspect commun, le
15 traitement proposé des impacts des radiations de gains aux BNR est abordé
16 de façon générale dans la section suivante. Les sections subséquentes
17 présentent l'impact sur le coût de la dette présumée de chaque modification,
18 incluant celui provenant de la radiation de gains qui lui est associée.

5.2.1. Traitement proposé des radiations de gains aux BNR

19 Tel qu'indiqué à la pièce HQD-7, document 1, les radiations de gains qui
20 auront un impact sur les frais financiers totalisent 222 M\$ (voir tableau 4). La
21 plus grande partie (193 M\$) découle de l'abolition des règles transitoires de la
22 NOC-13. Le reste provient de l'application rétroactive de la méthode
23 d'amortissement à taux effectif (11 M\$) et de la comptabilisation de
24 l'inefficacité des relations de couverture (18 M\$).

1

Tableau 4

Radiations de gains au 1^{er} janvier 2007 associées aux modifications de normes et pratiques comptables touchant le coût de la dette

Modification	Radiation de gains aux BNR (M\$)
- Application de la méthode d'amortissement au taux effectif	11
- Comptabilisation de l'inefficacité des relations de couverture	18
- Désignation des intérêts sur dette en relation de couverture des ventes d'électricité ¹	0
- Abolition de la règle transitoire de la NOC-13	193
Total	222

2 Les impacts des radiations de gains sur le coût de la dette présumée sont de
3 même nature que ceux découlant de l'implantation de la norme 1650 en 2002.

4 Les radiations de gains au 1^{er} janvier 2007 agissent toutefois dans le sens
5 inverse, soit une augmentation du coût de la dette présumée, car il s'agit de
6 gains et non de pertes :

7 1. **Frais financiers** : augmentation après le 1^{er} janvier 2007 suite à
8 l'élimination de gains qui auraient autrement été constatés aux frais
9 financiers (augmentation du coût de la dette).

¹ La comptabilisation rétroactive est sans objet pour la désignation des intérêts sur dette en relation de couverture des ventes, car cette désignation débute à partir du 1^{er} janvier 2007.

1 2. **Équivalents des frais reportés associés à la dette¹**: augmentation
2 entraînant une diminution de la valeur du dénominateur de la formule
3 du coût de la dette présumée (augmentation du coût de la dette).

4 **Le Distributeur propose dans le présent dossier de traiter les impacts**
5 **sur le coût de la dette présumée des radiations de gains aux BNR**
6 **appliquées le 1^{er} janvier 2007 d'une façon conforme aux PCGR et à la**
7 **décision D-2003-93 de la Régie relativement aux impacts de même nature**
8 **qui découlaient de l'application de la norme 1650.**

9 Ainsi, le traitement comprend deux volets :

10 1 L'utilisation des frais financiers conformes aux PCGR au Canada tels
11 qu'appliqués par Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2007.

12 2 La prise en compte d'un ajustement à la baisse appliqué sur l'équivalent
13 des frais reportés afin d'éliminer l'impact de la radiation de gains sur le
14 dénominateur du coût de la dette présumée. Cet ajustement correspond
15 au solde de la radiation de gains passée aux BNR. Comme pour
16 « l'ajustement 1650 », la valeur est connue à l'avance et n'est modifiée
17 que par l'échéance ou la fermeture/rachat des titres impliqués.

18 En fonction du traitement proposé, l'impact sur la formule du coût de la dette
19 présumée des radiations de gains effectuées au 1^{er} janvier 2007 se limite à la
20 hausse des frais financiers. Par ailleurs, l'ampleur de cet impact est nettement
21 inférieure à la diminution des frais financiers qui découlait de l'implantation de
22 la norme 1650 le 1^{er} janvier 2002. La radiation touchait à cette époque 1,3 G\$
23 de pertes qui auraient été normalement constatées dans les frais financiers de
24 2002 à 2030. Pour sa part, la radiation au 1^{er} janvier 2007 touche 222 M\$ de
25 gains qui auraient été constatés de 2007 à 2030.

¹ Terme faisant référence à la transposition du concept de frais reportés en termes des rubriques de présentation du bilan associées aux nouvelles normes.

1 Les sections suivantes présentent l'impact individuel sur le coût de la dette
2 présumée des modifications aux normes appliquées à compter du 1^{er} janvier
3 2007 en intégrant l'approche proposée plus haut pour traiter les radiations de
4 gains aux BNR associées à chaque modification.

5.2.2. Application de la méthode d'amortissement au taux effectif

5 L'annexe 12 illustre les écarts entre la méthode d'amortissement linéaire
6 préalablement utilisée et la méthode au taux effectif, selon qu'une dette est
7 émise à escompte ou à prime. Ces écarts ne sont pas en pratique importants
8 et ils se somment à zéro sur la durée de vie d'un titre.

9 Hydro-Québec a dû appliquer rétroactivement au 1^{er} janvier 2007 la méthode
10 au taux effectif. L'écart cumulatif entre les deux méthodes à cette date
11 représentait un gain de 11 M\$ qui a dû être radié. Ce montant témoigne de
12 l'impact mineur de cette modification.

13 Étant donné que, sur la durée de vie de chaque dette, le montant total amorti
14 selon les deux méthodes est le même, la radiation de gains va se
15 « renverser » à travers les charges futures d'amortissement. Ceci crée un
16 impact cumulatif défavorable de 11 M\$ sur les frais financiers d'ici l'échéance
17 des dettes en 2030, dont 5 M\$ en 2007 et 1 M\$ en 2008 (voir tableau 5 à la fin
18 de la section). Cet impact est associé aux dettes existantes au 1^{er} janvier
19 2007. L'impact cumulatif sur les frais financiers du changement de méthode
20 est nul pour les dettes émises après le 1^{er} janvier 2007.

21 En 2008, le changement de méthode d'amortissement représente un impact
22 négligeable à la hausse de 0,003 % sur le coût de la dette présumée, soit
23 0,17 M\$ sur les revenus requis du Distributeur (voir tableau 6).

5.2.3. Comptabilisation de l'inefficacité des relations de couverture

24 Les montants comptabilisés à titre d'inefficacité d'une relation de couverture
25 se somment à zéro sur leur durée de vie. Toutefois, des variations annuelles

1 peuvent être enregistrées d'une année à l'autre. Elles découlent de l'écart
2 entre la variation de la valeur présente de l'instrument de couverture et celle
3 de l'instrument couvert. La comptabilisation des montants d'inefficacité a un
4 impact sur les frais financiers.

5 Hydro-Québec a dû appliquer rétroactivement au 1^{er} janvier 2007 la
6 comptabilisation des montants d'inefficacité, ce qui l'a amené à radier aux
7 BNR 18 M\$ de gains à cette date. Ce montant témoigne de la faible taille
8 annuelle des montants d'inefficacité.

9 Étant donné que sur la durée de vie de chaque relation de couverture les
10 montants d'inefficacité se somment à zéro, les gains radiés au 1^{er} janvier 2007
11 vont se « renverser » à travers les constatations futures de montants
12 d'inefficacité. Par ailleurs, une faible partie (16 M\$ par rapport à 193 M\$) des
13 gains radiés aux BNR suite à l'abolition des règles transitoires de la NOC-13
14 se renverse à travers la comptabilisation future des montants d'inefficacité.
15 L'impact cumulatif sur les frais financiers de la comptabilisation de l'inefficacité
16 d'ici 2030 (fin des relations de couverture) représente au total un montant
17 défavorable de 34 M\$. L'impact cumulatif est nul pour les nouveaux swaps
18 établis en relation de couverture après le 1^{er} janvier 2007.

19 L'intégration des montants d'inefficacité dans la projection du coût de la dette
20 présumée pose toutefois deux problèmes particuliers :

- 21 - L'impact cumulatif de la comptabilisation des montants d'inefficacité
22 mentionné plus haut n'apparaîtra pas dans les frais financiers annuels
23 d'une façon régulière. Le montant d'inefficacité annuelle est sujet à une
24 variation tel que mentionné précédemment. Afin de chiffrer ces variations
25 annuelles, il faut établir des prévisions sur un nombre beaucoup plus
26 élevé de variables financières que celles obtenues du *Consensus*
27 *Forecast*.

- 1 - Afin d'assurer que ces variations prévues se somment à zéro (tel qu'il se
2 doit, sur la durée de la relation de couverture), il faut mettre en place une
3 mécanique parallèle de comptabilisation des montants d'inefficacité aux
4 fins réglementaires (mécanique complexe).

5 **Pour ces raisons, Hydro-Québec propose d'exclure du calcul du coût de**
6 **la dette présumée les variations annuelles mentionnées ci-dessus et de**
7 **n'inclure que la composante qui ne se somme pas à zéro sur la durée**
8 **des relations de couverture et dont l'impact cumulatif sur les frais**
9 **financiers est de 34 M\$ d'ici 2030.**

10 À cette fin, dans le calcul du coût de la dette présumée¹, les montants
11 d'inefficacité seront remplacés par une majoration annuelle de 1,4 M\$ des
12 frais financiers de 2007 à 2030 (34 M\$/24 ans) (voir tableau 5). Cette
13 approche est conforme au principe voulant que les frais financiers reflètent
14 l'impact de l'application des PCGR au Canada puisque les éléments exclus se
15 somment à zéro. Par ailleurs, il est à l'avantage des clients de ne pas avoir à
16 supporter les variations additionnelles associées à la comptabilisation de
17 l'inefficacité.

18 L'impact de la comptabilisation de l'inefficacité sur le coût de la dette
19 présumée est donc très faible. Il s'établit à 0,004 % en 2008, soit 0,26 M\$ sur
20 les revenus requis du Distributeur (voir tableau 6).

5.2.4. Désignation des intérêts sur dette en relation de couverture des ventes d'électricité

21 Ce changement avait été annoncé par le Distributeur dans son dossier
22 tarifaire 2007, mais il n'avait pas été alors inclus dans la projection du coût de
23 la dette présumée pour 2007. L'impact du changement est moindre que celui
24 envisagé alors. En effet, les gains et pertes de change reclassés sur les
25 intérêts sont évalués à partir de l'écart entre le taux de change courant et le

¹ Du point de vue comptable, les montants d'inefficacité font l'objet d'une présentation distincte dans les frais financiers.

1 taux en vigueur lors de la désignation des intérêts en relation de couverture
2 des ventes au 1^{er} janvier 2007 soit 1,165 \$CA/1\$US et non le taux historique
3 au moment de l'émission de la dette (taux en général beaucoup plus élevé),
4 tel qu'utilisé dans l'estimation de l'impact présenté dans le dossier tarifaire
5 2007.

6 L'impact du reclassement sur le coût de la dette présumée en 2008 est très
7 faible. Il s'établit à 0,008 % ou 0,54 M\$ sur les revenus requis du Distributeur
8 (voir tableau 6).

5.2.5. Abolition de la règle transitoire de la NOC-13

9 L'impact provient de la radiation de 193 M\$ de gains aux BNR. De cette
10 radiation, 177 M\$ (193 M\$ - 16 M\$) se renversent à travers les éléments des
11 frais financiers autres que les montants d'inefficacité (voir section 5.2.3). Les
12 gains qui auraient été autrement constatés aux frais financiers s'établissent à
13 30 M\$ en 2007, 18 M\$ en 2008 (voir tableau 5) et le reste, soit 129 M\$, d'ici
14 2030. Il s'agit du principal impact des nouvelles normes sur le coût de la dette
15 présumée, soit une hausse de 0,052 % en 2008 ou 3,4 M\$ sur les revenus
16 requis du Distributeur (voir tableau 6).

5.2.6. Impact total sur le coût de la dette présumée 2007 et 2008

17 L'application de l'ensemble des modifications découlant des nouvelle normes,
18 telle que proposée dans les sections précédentes, se traduit par une
19 augmentation du coût de la dette présumée de 0,11 % en 2007 et 0,067 % en
20 2008. Les revenus requis additionnels correspondants se chiffrent
21 respectivement à 7 M\$ et 4,4 M\$ (voir tableau 6). L'impact cumulatif sur les
22 revenus requis du Distributeur après 2008 est estimé à 26 M\$ d'ici 2030.

23 A titre de comparaison, l'impact de l'implantation de la norme 1650 est
24 beaucoup plus important. L'entreprise avait dû radier 1,3 G\$ de pertes de
25 change non reliées à la couverture des ventes. Cette radiation résulte en une

1 diminution d'environ 190 M\$ des revenus requis du Distributeur de 2004 à
2 2030.

3 Le coût de la dette approuvé par la Régie pour 2007, soit 7,90 %, n'intégrait
4 pas l'impact des nouvelles normes. Le coût de la dette proposé par le
5 Distributeur pour 2008 dans le présent document est basé sur les normes en
6 vigueur en 2007. Il se situe à 7,84 % selon les taux du *Consensus Forecast* de
7 mai 2007 (voir annexe 8). Le détail de ce coût se retrouve à la section 9. Le
8 coût excluant l'impact des nouvelles normes se situe à 7,77 % et le détail se
9 retrouve à l'annexe 9.

Tableau 5

**Impact sur les frais financiers d'Hydro-Québec des modifications aux
normes et pratiques comptables implantées à compter
du 1^{er} janvier 2007**

Modification	Impact (M\$)	
	2007	2008
- Application de la méthode d'amortissement au taux effectif	5,3	0,9
- Comptabilisation de l'inefficacité des relations de couverture	1,4	1,4
- Désignation des intérêts sur dette en relation de couverture des ventes d'électricité	2,9	2,9
- Radiation des G/P associés à l'abolition de la règle transitoire de la NOC-13	29,8	18,3

Tableau 6

Impacts sur le coût de la dette et les revenus requis du Distributeur des modifications aux normes et pratiques comptables implantées à compter du 1^{er} janvier 2007

Modification	Impact			
	2007		2008	
	Coût de la dette (%)	Revenus requis (M\$)	Coût de la dette (%)	Revenus requis (M\$)
- Application de la méthode d'amortissement au taux effectif	0,015	0,94	0,003	0,17
- Comptabilisation de l'inefficacité des relations de couverture	0,004	0,25	0,004	0,26
- Désignation des intérêts sur dette en relation de couverture des ventes d'électricité	0,008	0,51	0,008	0,54
- Abolition de la règle transitoire de la NOC-13	0,086	5,28	0,052	3,41
Total	0,113	7,0	0,067	4,4

6. DESCRIPTION DE LA DETTE INTÉGRÉE D'HYDRO-QUÉBEC AU 31 DÉCEMBRE 2006

6.1. Taille et structure de la dette intégrée

1 Au 31 décembre 2006, la dette totale d'Hydro-Québec s'élevait, sur une base
2 consolidée, à 35,8 G\$. Déduction faite des actifs financiers liés à la dette, elle
3 s'établit à 33,3 G\$. Si l'on exclut les filiales et les coentreprises, la dette totale,
4 réduite des actifs financiers, demeure à 33,3 G\$. La tranche de la dette à
5 moins d'un an représente 1,4 G\$.

6 Les obligations d'Hydro-Québec ont été émises en dollars canadiens et
7 américains. La dette libellée en devises autres que les dollars canadien ou
8 américain s'élève à 5,4 %. Le graphique présenté à l'annexe 3 illustre la
9 répartition de la dette en devises, avant swaps. L'exposition aux devises
10 autres que le dollar américain a été éliminée par des transactions de swaps.
11 Ainsi, après swaps, 87,5 % de la dette au 31 décembre 2006 était libellée en
12 dollar canadien et 12,5 % en dollar américain.

13 De plus, au 31 décembre 2006, après transactions de swaps, 91,8 % de cette
14 dette portait un taux fixe alors que 8,2 % portait un taux de court terme. Le
15 tableau de l'annexe 4 résume la répartition de la dette à taux fixe ou à taux de
16 court terme, par devise. La sensibilité aux variations de taux d'intérêt n'est pas
17 limitée à la dette à taux de court terme mais dépend également des
18 refinancements.

19 La dette d'Hydro-Québec a une échéance moyenne de 17,25 années. Le
20 graphique de l'annexe 5 présente la répartition de la dette par échéance. Pour
21 chacune des années 2007 et 2008, les échéances totalisent respectivement
22 1,1 G\$ et 1,6 G\$. Il s'agit ici d'estimations puisque, pour un grand nombre de
23 titres en devises, les coûts réels dépendront des taux de change au moment
24 de l'échéance. L'annexe 7 résume l'ensemble des dettes venant à échéance
25 pour ces deux années.

6.2. Dettes accompagnées d'options

1 Certaines dettes sont accompagnées d'options. Les plus communes
2 permettent au détenteur d'allonger la durée ou d'être remboursé avant
3 l'échéance ou à l'émetteur de rappeler la dette avant son échéance. Au 31
4 décembre 2006, une seule dette d'Hydro-Québec conservait une option.
5 Celle-ci est décrite au tableau de l'annexe 6.

6 Les émissions rappelables accordent à l'émetteur le droit de racheter une
7 émission à une date déterminée à un prix convenu d'avance, habituellement
8 au pair mais quelques fois aussi, à prime décroissante. Les émissions
9 remboursables ou extensibles au gré du détenteur permettent à l'investisseur
10 de décider, à une date donnée, s'il veut se faire rembourser immédiatement
11 au pair ou s'il préfère garder le titre de dette d'Hydro-Québec au-delà de son
12 échéance.

6.3. Dettes émises à escompte considérable

13 Hydro-Québec a émis quelques titres de dette ne portant aucun coupon
14 d'intérêt (« zero coupon bond ») ou portant un faible taux de coupon (« deep
15 discount bond »), entraînant ainsi un escompte considérable entre le prix émis
16 et le prix de remboursement. À titre indicatif, la série HM émise au début des
17 années 1990 a une valeur de 1,7 G\$ à l'échéance en 2020. Le montant
18 encaissé lors de l'émission s'élevait à 80,1 M\$. L'escompte de cette dette est
19 amorti selon la méthode de l'intérêt réel, soit à taux constant, et a pour effet
20 d'accroître progressivement la valeur de la dette au bilan sans toutefois
21 modifier le coût moyen pondéré annuel de la dette.

6.4. Dette à perpétuité

22 Hydro-Québec a émis en 1986 des billets à perpétuité d'une valeur de 400 M\$
23 en dollars américains. Convertis en dollars canadiens au cours en vigueur lors
24 de l'émission, conformément aux conventions comptables, ces titres avaient

1 une valeur nominale de 552 M\$. Ils comportent un coupon semestriel variable
2 équivalent au taux LIBOR établi semestriellement, majoré de 6,25 points
3 centésimaux.

4 Étant donné le manque d'intérêt actuel de la part des investisseurs pour ce
5 type de titre, la dette perpétuelle se transige sur le marché secondaire à un
6 escompte important. Compte tenu de cette situation, Hydro-Québec a jugé
7 opportun de racheter une partie de la dette à perpétuité soit 111 M\$ (60 M\$ en
8 2003, 15 M\$ en 2004 et 36 M\$ en 2006). Par ailleurs, dans le cadre des
9 révisions apportées au scénario des ventes en dollars américains, le reste de
10 la dette perpétuelle a été swappée en une dette canadienne à taux de court
11 terme sur un horizon de 30 ans.

6.5. Dette avec fonds d'amortissement

12 Certaines émissions d'obligations effectuées par Hydro-Québec comportent
13 l'obligation d'investir dans des fonds d'amortissement pour assurer le
14 remboursement de la dette à l'échéance. À la fin de 2006, ces fonds totalisent
15 707 M\$ composés exclusivement de titres d'Hydro-Québec. Les émissions
16 d'obligations exigeant des fonds d'amortissement représentent 700 M\$ US. La
17 première échéance de 200 M\$US est en 2012 tandis que le solde échoit en
18 2026. Jusqu'en 2006, les contributions aux fonds doivent être de 5 M\$US par
19 année. Par la suite, seuls les intérêts sur les placements feront croître ces
20 fonds.

6.6. Autres dettes

21 D'autres éléments, non couverts par la garantie gouvernementale, complètent
22 la dette d'Hydro-Québec. Il s'agit de contrats de location de type
23 location-acquisition, de baux emphytéotiques et d'autres accords à long terme.

7. DESCRIPTION DES PROGRAMMES D'EMPRUNTS 2007-2008

7.1. Besoins de financement en 2007 et 2008

1 La détermination de la taille des programmes d'emprunts de 2007 et de 2008
2 s'inspire essentiellement des besoins de fonds et des fonds provenant de
3 l'exploitation, tels qu'établis suivant les orientations du plan stratégique et par
4 le cadre financier de l'entreprise.

5 Les quatre éléments suivants composent principalement les besoins de fonds
6 d'Hydro-Québec pour une année donnée :

- 7 • le niveau d'investissement requis ;
- 8 • les remboursements de dette à l'échéance ;
- 9 • les rachats anticipés (émissions rappelables au gré de l'émetteur) ;
- 10 • le dividende versé en cours d'année.

11 Les fonds provenant de l'exploitation se composent quant à eux du bénéfice
12 net prévu, après déduction des éléments non monétaires tel l'amortissement
13 des immobilisations.

14 Le niveau d'emprunts s'élève à 1,1 G\$ pour 2007 et 1,2 G\$ pour 2008
15 comparativement à 3,4 G\$ en 2006. Aucun rachat anticipé n'est prévu pour
16 2007 et 2008.

7.2. Composition du financement

17 Lors d'un financement, les choix effectués relativement à l'échéance du titre
18 ou au type de taux utilisé, soit fixe ou variable, ont une influence sur la stabilité
19 et le niveau moyen du coût de la dette de l'entreprise. Les principaux risques à
20 considérer dans l'élaboration de la stratégie de financement sont :

21 - **Refinancement (conditions d'accès au marché)**

22 Une concentration excessive des échéances expose l'entreprise à un
23 risque de refinancement.

1 habituellement observée sur de longues périodes : taux des obligations
2 d'Hydro-Québec à long terme (6,47 %) nettement supérieur au taux 5 ans
3 (5,10 %) et au taux des acceptations bancaires à 3 mois (4,48 %). Ce
4 contexte favorisait la composition diversifiée du financement entre les divers
5 types d'instruments.

6 Hydro-Québec avait mentionné que la composition cible préconisée ne
7 constituait pas une règle inflexible et universelle. Il existe périodiquement des
8 contraintes ou opportunités de marché qui justifient de s'en écarter. Par
9 exemple, la disponibilité de certains types d'instruments peut se resserrer
10 suite à une demande latente pour des titres d'une échéance spécifique
11 comblée par un autre émetteur ou des opportunités peuvent être exploitées
12 suite à des besoins accrus d'une catégorie d'investisseurs. Dans la même
13 optique, les décisions de financement se doivent de réagir à l'évolution du
14 contexte général des taux d'intérêt et Hydro-Québec module ses choix en
15 fonction de ce contexte.

16 Actuellement, la conjoncture s'avère exceptionnellement favorable pour les
17 taux d'intérêt à long terme : taux inférieurs à 5 % en 2006 et 2007. Pour ces
18 années, les écarts observés sont très faibles par rapport aux taux à court
19 terme, soit de l'ordre de 0,6 % (voir tableau 7).

1

Tableau 7

Taux d'intérêts des divers instruments de financement

Instrument	2004 dossier tarifaire 2004¹	2006 réel	2007 (réel²+projeté) dossier tarifaire 2008	2008 (projeté) dossier tarifaire 2008
Obligations HQ 30 ans et plus, %³	6,47	4,87	4,97	5,38
Obligations HQ 5 ans, %⁴	5,10	4,34	4,39	4,70
Acceptations bancaires canadiennes, %	4,48	4,23	4,36	4,44

2 En 2006 et 2007, les écarts de taux entre les divers instruments de
3 financement ne justifient pas le risque plus élevé de renouvellement de taux
4 ou de refinancement associé aux instruments de court terme ou à taux
5 variable.

6 Compte tenu de ce contexte, Hydro-Québec avait très fortement privilégié, en
7 2006, l'émission d'obligations à taux fixe ayant une maturité initiale de 30 ans
8 ou plus. Cette orientation s'applique également en 2007.

9 **Les perspectives pour 2008, notamment le faible écart au niveau**
10 **historique entre le taux des obligations à taux fixe de 5 ans et de 30 ans,**
11 **ont incité Hydro-Québec à recommander la composition suivante pour**
12 **les nouvelles émissions : 80 % en obligations à taux fixe 30 ans et 20 %**
13 **en obligations à taux variable.**

¹ HQD-7, document 2, annexe 2, R-3492-2002, phase 2.

² Janvier-avril

³ Taux obligations HQ 10 ans pour 2004

⁴ Pas de prévisions fournies, estimation à partir des données réelles, printemps 2003.

8. COMPOSITION DES ÉLÉMENTS DE CALCUL DU COÛT DE LA DETTE PRÉSUMÉE

1 Cette section présente la composition détaillée des éléments entrant dans la
2 formule du coût de la dette présumée, soit les frais financiers et le
3 dénominateur de la formule.

8.1. Composition des frais financiers

4 Les frais financiers sont évalués en fonction des PCGR canadiens en vigueur
5 au 1^{er} janvier 2007. La composition des frais financiers est présentée au
6 tableau 8. Les frais financiers utilisés dans le calcul du coût de la dette
7 présumée diffèrent des frais financiers des états financiers d'Hydro-Québec
8 sur les aspects suivants :

- 9 • exclusion des effets des produits dérivés associés à la gestion des
10 risques à court terme (pas de changement par rapport au dossier
11 2007) ;
- 12 • exclusion des effets associés aux billets et placements à CT (pas de
13 changement par rapport au dossier 2007) ;
- 14 • exclusion des montants d'inefficacité rapportés aux frais financiers et
15 remplacement par une charge annuelle de 1,4 M\$ jusqu'en 2030
16 (élément nouveau découlant du traitement proposé pour cet aspect des
17 nouvelles normes, voir section 5.2.3).

Tableau 8
Composition des frais financiers

Composante	Description
+ Intérêts	<ul style="list-style-type: none"> • Coupons sur dettes, swaps et instruments équivalents, convertis en dollars canadiens • Amortissement de l'escompte et des frais d'émission • Pertes (gains) sur rachat de titres de dettes • Frais de banque et de fiducie incluant frais associés au maintien des marges de crédit de support • Intérêts sur les fonds d'amortissement et les swaps, convertis en dollars canadiens <p>Excluant :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Effets des produits dérivés associés à la gestion des risques de court terme • Intérêts sur billets et placements à court terme • Montants d'inefficacité associés aux relations de couverture (ce montant est remplacé par une charge de 1,4 M\$/an jusqu'en 2030)
+ Perte de change	Pertes (gains) de change constatées aux frais financiers
+ Frais de garantie	Représentent 0,5 % du montant des titres garantis par le Gouvernement, en circulation au 31 décembre de l'année précédente, convertis en dollars canadiens à leur valeur au taux de change en vigueur au cours de clôture

8.2. Composition du dénominateur du coût de la dette présumée

1 Avant l'implantation des nouvelles normes au 1^{er} janvier 2007, la composition
2 du dénominateur du coût de la dette présumée s'établissait comme suit :

Valeur de la dette ¹	–	Frais reportés associés à la dette ¹	–	Solde des pertes de change passées aux BNR au 1 ^{er} jan. 2002
---------------------------------------	---	---	---	--

3 Trois modifications découlant des nouvelles normes de comptabilisation des
4 dettes et des produits dérivés touchent le calcul du dénominateur du coût de
5 la dette présumée.

6 La première est la radiation de gains au 1^{er} janvier 2007. Tel que proposé
7 dans la section 5, l'impact de cette radiation sur le dénominateur du coût de la
8 dette présumée (qui se traduit par une hausse du coût de la dette) est éliminé
9 en intégrant un ajustement similaire à celui appliqué pour la radiation associée
10 à la norme 1650. Il s'agit d'ajouter au dénominateur le solde des gains radiés
11 au 1^{er} janvier 2007.

12 Les deux autres modifications touchant le dénominateur du coût de la dette
13 sont la comptabilisation des produits dérivés à la juste valeur et l'élimination
14 du concept des frais reportés. Elles n'ont pas d'impact en soit sur la valeur du
15 dénominateur. Elles requièrent cependant une traduction de sa composition
16 en termes des nouvelles rubriques du bilan.

17 En effet, la définition fondamentale du dénominateur du coût de la dette
18 présumée ne change pas : montants associés à la dette susceptible d'avoir
19 financé les actifs. Il est toujours possible d'identifier, à partir des nouvelles
20 rubriques du bilan, les éléments de la valeur de la dette qui ne peuvent
21 constituer des sources de financement des actifs et qui doivent être
22 retranchés de cette valeur pour obtenir le dénominateur du coût de la dette

¹ Le terme « dette » dans ce contexte inclut les swaps

1 présumée. Trois cas se présentent suite à l'implantation des nouvelles
2 normes:

3 • Valeur de la dette présentée au net des montants non amortis des frais
4 d'émission et des escomptes ou primes. Le résultat sur le
5 dénominateur du coût de la dette présumée est le même que celui
6 obtenu antérieurement lorsque ces montants étaient présentés dans
7 les frais reportés et retranchés de la valeur de la dette.

8 • Remplacement des frais reportés par une autre rubrique. Pour les
9 relations de couverture de flux telles les dettes et swaps en couverture
10 des ventes ou les swaps en couverture de dettes, la rubrique
11 « résultats étendus » capte les éléments de la valeur de la dette qui
12 n'ont pas été constatés aux frais financiers. Cette rubrique joue le rôle
13 de l'ancien concept de frais reportés.

14 • Éléments compensatoires dans la valeur de la dette. Dans le cas des
15 relations de couverture de juste valeur entre un swap et une dette, le
16 swap est présenté à la juste valeur (anciennement présentées hors
17 bilan). Toutefois, en compensation, la dette est comptabilisée au coût
18 ajusté des variations de juste valeur (voir exemple p.11 de la pièce
19 HQD-7, document 1; R-3610-2006). Il n'y a donc pas d'éléments non
20 constatés à retrancher de la valeur de la dette.

21 Il est possible, par conséquent de traduire intégralement l'ancienne
22 composition du dénominateur du coût de la dette en termes des nouvelles
23 rubriques du bilan et d'intégrer l'ajustement proposé pour éliminer l'impact des
24 radiations de gains.

1 Pour les fins de ce qui suit, cette nouvelle composition est présentée ainsi :

Valeur de la dette ¹	–	Équivalents des frais reportés associés à la dette	–	Solde des pertes de change passées aux BNR au 1 ^{er} jan. 2002	+	Solde des gains de change passés aux BNR au 1 ^{er} jan. 2007
---------------------------------------	---	--	---	---	---	---

2 Dans la préparation du présent dossier, Hydro-Québec a dû toutefois
3 s'adapter à une contrainte de nature technique. En raison de la complexité
4 associée aux systèmes permettant la comptabilisation selon les nouvelles
5 normes, les délais d'implantation ont été plus longs que prévus. Le modèle qui
6 permet de projeter le coût de la dette présumée n'est pas encore adapté à la
7 projection des éléments du bilan selon les nouvelles normes.

8 Afin d'évaluer le dénominateur du coût de la dette pour les années 2007 et
9 2008 et éliminer, tel que proposé, l'impact découlant de la radiation de gains
10 au 1^{er} janvier 2007, la composition utilisée dans le dossier tarifaire 2007 (voir
11 tableau 9) a été maintenue. La valeur de la dette ainsi que les frais reportés
12 ont été projetés selon les règles de comptabilisation existantes avant
13 l'implantation des nouvelles normes, sans tenir compte des radiations de
14 gains effectuées au 1^{er} janvier 2007. Cette approche donne le même résultat
15 que celui qui serait obtenu en traduisant la composition du dénominateur en
16 termes des nouvelles rubriques du bilan, en projetant ces nouvelles rubriques
17 et en ajustant « l'équivalent des frais reportés » pour éliminer l'impact de la
18 radiation de gains.

19 Dans le cadre du dossier tarifaire 2009, le Distributeur soumettra une
20 définition de la dette adaptée aux nouvelles rubriques comptables, ainsi qu'un
21 calendrier de l'ajustement permettant d'éliminer l'impact de la radiation de
22 gains au 1^{er} janvier 2007. Cet ajustement s'ajoutera à celui existant découlant
23 de l'implantation de la norme 1650 et qui n'est pas modifié par l'implantation
24 des nouvelles normes.

¹ Le terme « dette » dans ce contexte inclut les swaps

Tableau 9
Composition du dénominateur du coût de la dette présumée

Composante	Description
+ Dette à long terme ¹ Obligations à long terme Autres dettes à long terme Swaps - passifs financiers	<ul style="list-style-type: none"> • Obligations à long terme • Billets à moyen terme • Portion échéant à moins d'un an de la dette à long terme Moins : <ul style="list-style-type: none"> • Titres d'Hydro-Québec détenus dans les fonds d'amortissement • Contrats de location-acquisition, baux emphytéotiques et autres accords de long terme (ex.: avec communautés autochtones). • Swaps ou instruments équivalents montrant une valeur négative au cours de clôture du bilan
+ Dette à perpétuité¹	<ul style="list-style-type: none"> • Dette ne comportant pas d'échéance, dont la valeur nominale est remboursable au gré d'Hydro-Québec.
- Actifs financiers liés à la dette¹	<ul style="list-style-type: none"> • Swaps ou instruments équivalents montrant une valeur positive au cours de clôture du bilan • Titres autres que ceux d'Hydro-Québec détenus dans les fonds d'amortissement
- Frais reportés liés à la dette	<ul style="list-style-type: none"> • Frais reportés bruts: perte de change, escompte et frais d'émission et encaissements et déboursés découlant de la gestion du risque de crédit Moins : <ul style="list-style-type: none"> • Portion qui a fait l'objet d'entées de fonds qui auraient pu servir au financement des actifs
- Ajustements pour radiation de pertes au 1^{er} janvier 2002	<ul style="list-style-type: none"> • Solde des pertes passées aux BNR au 1^{er} janvier 2002 tel que présenté à l'annexe 2

¹ Valeur au cours de clôture du bilan

9. CALCUL DU COÛT DE LA DETTE PRÉSUMÉE

9.1. Éléments pris en compte dans la projection du coût de la dette présumée

1 La prévision du coût de la dette fait partie d'un ensemble cohérent de
2 prévisions de la situation financière d'Hydro-Québec. Basées sur les derniers
3 états financiers vérifiés, les prévisions financières visent à établir la valeur la
4 plus probable des principaux agrégats financiers, incluant les besoins de
5 financement et les éléments liés au coût de la dette.

6 Les caractéristiques de la dette au 31 décembre 2006 sont connues,
7 comptabilisées, présentées aux états financiers 2006 et ont fait l'objet d'une
8 vérification par les vérificateurs externes d'Hydro-Québec. Pour les fins de la
9 présente demande tarifaire, seule la dette non consolidée est considérée.
10 Ainsi, le coût des dettes des filiales, coentreprises et autres entités dans
11 lesquelles Hydro-Québec détient une participation est exclu.

12 Les caractéristiques de la dette déjà contractée sont prises en compte et
13 constituent la première étape de l'exercice de prévision. Les principales
14 caractéristiques influençant le coût moyen de la dette sont la valeur nominale
15 des titres, leur date d'échéance, leur devise d'émission, les primes, les
16 escomptes et les frais d'émission s'y rattachant, le taux des coupons et les
17 termes des swaps.

18 Les swaps de change et d'intérêt et bon nombre des titres obligataires sont
19 assujettis à des paramètres variables tels que les taux d'intérêt ajustés en
20 fonction des taux de marché (taux des acceptations bancaires canadiennes,
21 LIBOR, etc.). La valeur de ces paramètres est basée sur les prévisions du
22 *Consensus Forecast* de mai 2007. Le détail des paramètres utilisés est
23 présenté à l'annexe 8.

1 À partir de ces paramètres, la valeur prévisionnelle des intérêts ainsi que la
2 valeur nominale des titres et des frais reportés aux taux de clôture à chaque
3 fin de mois sont établis.

4 Les besoins de financement sont déterminés en fonction des indications
5 mentionnées à la section 7. La prévision des besoins de financement identifie
6 la valeur des titres nécessaires pour maintenir une position de trésorerie
7 (encaisse et placements à court terme réduits des billets à payer) d'environ
8 250 M\$. On présume une répartition des titres à émettre correspondant à la
9 composition décrite à la section 7.2.

10 Par ailleurs, le calcul du coût de la dette présumée pour 2007 et 2008 est
11 réalisé conformément aux nouvelles normes comptables implantées à partir
12 du 1^{er} janvier 2007 selon l'approche proposée à la section 5. La composition
13 des frais financiers ainsi que celle du dénominateur du coût de la dette sont
14 celles présentées à la section 8.

9.2. Coût de la dette présumée pour l'année historique 2006

15 Les tableaux 10 et 11 suivants présentent respectivement la valeur des
16 éléments des frais financiers (numérateur) et de la dette ajustée du montant
17 des frais reportés liés à la dette (dénominateur). Tel que mentionné
18 précédemment, le point de départ de l'exercice prévisionnel est la situation
19 réelle de l'année 2006 non consolidée, c'est-à-dire, excluant les filiales,
20 coentreprises et autres entités dans lesquelles Hydro-Québec détient une
21 participation.

- 1 Les données 2006 présentées ci-dessous sont conciliées avec les données
2 présentées au Rapport annuel d'Hydro-Québec.

Tableau 10
Numérateur du coût de la dette

	Exercice 2006 Hydro-Québec non consolidée (M\$)
Intérêts nets sur la dette à long terme	2 493
Perte de change	(2)
Frais de garantie	162
Total	2 653

- 3 Tel qu'expliqué à la section 7, les frais de garantie de la dette sont inclus dans
4 les frais financiers.

Tableau 11
Dénominateur du coût de la dette

	Moyenne des 13 soldes mensuels 2006 (M\$)
Dettes à long terme	34 938
Dettes à perpétuité	353
Actifs financiers liés à la dette	2 576
Perte (Gain) de change reporté(e)	(1 852)
Autres frais (crédits) reportés liés à la dette	(707)
Ajustements	1 139
Total	34 135

- 5 Le taux de la dette ainsi obtenu pour l'année 2006 s'élève à 7,77 %, (soit
6 2 653 / 34 135).
- 7 Pour les fins du présent exercice, la dette est calculée sur la base de
8 13 soldes mensuels. Ainsi, la comparaison des composantes du taux de la
9 dette ne peut se faire directement avec les données du bilan au 31 décembre
10 2006

9.3. Projection du coût de la dette présumée pour 2007 et 2008

1 **Résultats des projections**

- 2 Le tableau 12 suivant présente le résumé des projections du coût de la dette
3 jusqu'en 2008.

**Tableau 12
Évolution du coût de la dette**

	2006	2007	2008
Frais financiers (M\$)	2 653	2 754	2 770
Intérêts nets sur la dette à long terme	2 493	2 585	2 605
+ Perte (gain) de change	(2)	0	0
+ Frais de garantie	162	169	165
Dette ajustée du montant des frais reportés (M\$) ¹	34 135	34 660	35 324
Dette à long terme et à perpétuité	35 291	35 233	34 892
- Actifs financiers liés à la dette	2 576	2 052	975
- Perte de change reportée	(1 852)	(1694)	(1596)
- Autres frais reportés liés à la dette	(707)	(829)	(802)
- Ajustements ²	1 139	1 045	991
Taux moyen de la dette (%)	7,77	7,95	7,84

1. Projections calculées selon la méthode de la moyenne des 13 soldes mensuels.
Les totaux sont calculés à partir des données non arrondies.

2. Ajustement sur frais reportés (annexe 2).

- 1 **Analyse des variations 2006-2008**
- 2 Le tableau 13 suivant présente les résultats de cette analyse.

Tableau 13
Analyse des variations

	Coût de la dette (%)
Variation totale de 2006 à 2008	0,07
due aux variations des taux d'intérêt	0,02
due à l'effet du taux de change	0,00
autres effets	0,05

Effet des taux d'intérêts

- 3 La prévision du taux d'intérêt 3 mois pour 2008 se situe à 4,40 %
- 4 comparativement à un taux de 4,24 % réalisé en 2006. À volume et
- 5 composition constants de 2008, cette augmentation résulte en un effet de
- 6 0,02 % à la hausse sur le coût de la dette.

Effet du taux de change

- 7 Étant donné que les effets change reliés aux éléments en couverture des
- 8 revenus en \$US sont maintenant tous reclassés sous la rubrique « Revenus »
- 9 et, par conséquent, exclus du coût de la dette, la quasi-totalité de la sensibilité
- 10 au taux de change est éliminée.

Autres effets

- 11 L'échéance des dettes entre 2006 et 2008 a un effet défavorable sur le coût
- 12 de la dette 2008. Il s'agit d'un effet particulier à l'année 2008. En effet, la
- 13 plupart des dettes venant à échéance, d'une durée initiale d'environ 10 ans,
- 14 portaient intérêt à des taux inférieurs au coût moyen de la dette. L'échéance
- 15 de swaps receveurs à taux fixe, établis historiquement à des taux supérieurs

1 aux taux fixes actuels, contribue également à hausser le coût de la dette.
2 Enfin, tel que mentionné précédemment, l'intégration des nouvelles normes
3 contribue à une légère augmentation du coût de la dette 2008. Par ailleurs,
4 les nouvelles émissions réalisées à des taux de rendement nettement
5 inférieurs au coût de la dette ont un impact à la baisse. L'effet global de ces
6 éléments se traduit par une hausse nette de 0,05 %

**Annexe 1 – SYSTÈMES DE NOTATION LONG TERME DES AGENCES DE
CRÉDIT**

Qualité	Moody's ¹	S&P ²	Fitch Rating ³	DBRS ⁴
Investissement	Aaa	AAA	AAA	AAA
	Aa	AA	AA	AA
	A	A	A	A
	Baa	BBB	BBB	BBB
Spéculatif	Ba	BB	BB	BB
	B	B	B	B
Hautement spéculatif et défaut	Caa	CCC	CCC	CCC
	Ca	CC	CC	CC
	C	C	C	C
		D	DDD,DD,D	D

1. Les suffixes "1", "2" ou "3" dénotent, à l'intérieur des catégories Aa à Caa, un crédit de la meilleure ("1") à la moins bonne qualité ("3").
2. Les suffixes équivalents de S&P sont, pour les catégories AA à CCC, "+", (rien) et "-".
3. Fitch Rating qualifie les cotes AA à CCC de la même façon que S&P.
4. Les suffixes "high", (rien) et "low" dénotent la force relative à l'intérieur des catégories AA à C.

Annexe 2 – AJUSTEMENT DES FRAIS REPORTÉS

Les données présentées dans cette annexe sont composées de l'ajustement aux bénéficiaires non répartis (BNR), tel que déposé depuis la demande tarifaire R-3492-2002 Phase 1 du Distributeur ajusté pour tenir compte des rachats anticipés en 2004 et 2005.

LISTE DÉTAILLÉE DE L'AJUSTEMENT AUX BNR POUR LA PÉRIODE 2006 À 2008

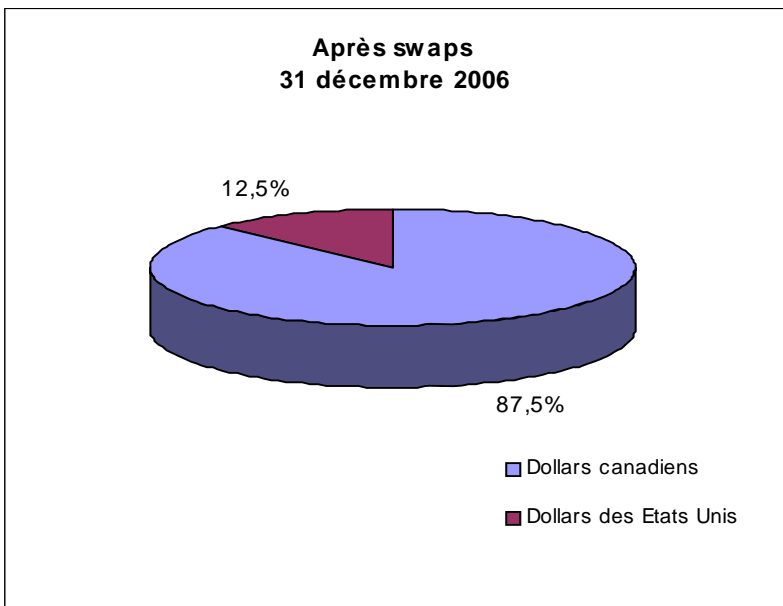
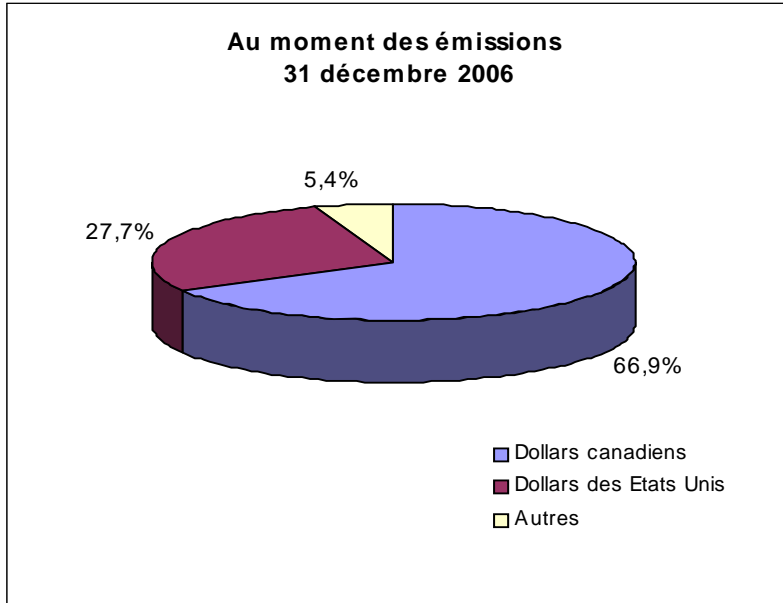
Libellé	Devise	Notionnel	Année	Mois	Rachat anticipé	Renversement à l'échéance	Solde de la perte de change non amortie
							1,201,008,985
M.T. #0347	USD	(50,000,000,00)	2006	2	-	-	
M.T. #0348	USD	(20,000,000,00)	2006	2	-	-	
M.T. #0349	USD	(25,000,000,00)	2006	2	-	-	
M.T. #0350	USD	(5,000,000,00)	2006	2	-	-	
M.T. #0354	USD	(1,000,000,00)	2006	2	-	-	
SWAP #233-A DEBOURSE	USD	(93,170,000,00)	2006	2		13,760,704	
SWAP #237 RECETTE	USD	93,170,000,00	2006	2		(14,417,316)	
M.T. #0394	JPY	(10,000,000,000,00)	2006	2		(6,190,245)	
SWAP #233-A RECETTE	JPY	10,000,000,000,00	2006	2		6,190,245	
				2 Total		(656,612)	1,201,665,596
SWAP #236 DEBOURSE	USD	-	2006	3			
SWAP #566 REC	USD	-	2006	3			
H.Q. IT	DEM	-	2006	3			
H.Q. IT-A	ECU	-	2006	3			
H.Q. IT-B	ECU	-	2006	3			
SWAP #236 RECETTE	DEM	-	2006	3			
SWAP #236-A RECETTE	ECU	-	2006	3			
SWAP #236-B RECETTE	ECU	-	2006	3			
				3 Total			1,201,665,596
SWAP #589-B DEB	USD	-	2016	4		377,294	
				5 Total		377,294	1,201,288,303
H.Q. IO-1	USD	(700,000,000,00)	2006	7		62,447,631	
H.Q. IO-2	USD	(300,000,000,00)	2006	7		67,138,535	
TAG TURBINE	USD	(3,185,151,00)	2006	7		-	
TAG GENERATRICES	USD	(697,622,28)	2006	7		-	
SWAP #132 RECETTE	USD	3,009,590,84	2006	7		-	
SWAP #133 RECETTE	USD	1,003,196,95	2006	7		-	
SWAP #524 REC	USD	150,000,000,00	2006	7		(7,465,399)	
SWAP #560 REC	USD	150,000,000,00	2006	7		1,030,120	
SWAP #564 REC	USD	73,300,000,00	2006	7		(556,847)	
SWAP #568 REC	USD	75,000,000,00	2006	7		(859,047)	
SWAP #574 REC	USD	75,000,000,00	2006	7		(1,075,091)	
SWAP #590 REC	USD	20,666,000,00	2006	7		(174,496)	
				7 Total		120,485,406	1,080,802,896,60
SWAP #248-A DEBOURSE	USD	(32,300,000,00)	2006	8		4,908,557	
SWAP #251-A DEBOURSE	USD	(11,000,000,00)	2006	8		1,718,406	
SWAP #577 REC	USD	11,000,000,00	2006	8		(179,339)	
SWAP #581 REC	USD	32,300,000,00	2006	8		(526,605)	
M.T. #0396	JPY	(3,500,000,000,00)	2006	8		(1,952,009)	
M.T. #0397	JPY	(1,200,000,000,00)	2006	8		(576,035)	
SWAP #248-A RECETTE	JPY	3,500,000,000,00	2006	8		1,952,009	
SWAP #251-A RECETTE	JPY	1,200,000,000,00	2006	8		576,035	
H.Q. GL PERPETUEL	USD	35,370,000,00 à perpétuité		8		7,494,903	
				8 Total		13,415,922	1,067,386,974,76

SWAP #252-A DEBOURSE	USD	(9,070,000,00)	2006	9	1,424,400	
SWAP #579 REC	USD	9,070,000,00	2006	9	(147,921)	
M.T. #0398	JPY	(1,000,000,000,00)	2006	9	(415,206)	
SWAP #252-A RECETTE	JPY	1,000,000,000,00	2006	9	415,206	
				9 Total	1,276,479	1,066,110,495,45
SWAP #253-A DEBOURSE	USD	(27,247,000,00)	2006	10	4,371,992	
SWAP #254-A DEBOURSE	USD	(9,050,000,00)	2006	10	1,479,215	
SWAP #583 REC	USD	27,247,000,00	2006	10	(444,502)	
SWAP #585 REC	USD	9,050,000,00	2006	10	(147,640)	
M.T. #0399	JPY	(3,000,000,000,00)	2006	10	(1,189,853)	
M.T. #0400	JPY	(1,000,000,000,00)	2006	10	(348,643)	
SWAP #253-A RECETTE	JPY	3,000,000,000,00	2006	10	1,189,853	
SWAP #254-A RECETTE	JPY	1,000,000,000,00	2006	10	348,643	
				10 Total	5,259,066	1,060,851,429,88
SWAP #257-A DEBOURSE	USD	(12,267,000,00)	2006	11	2,135,130	
SWAP #587 REC	USD	12,267,000,00	2006	11	(200,181)	
M.T. #0401	JPY	(1,400,000,000,00)	2006	11	(100,858)	
SWAP #257-A RECETTE	JPY	1,400,000,000,00	2006	11	100,858	
				11 Total	1,934,949	1,058,916,480,79
SWAP #476-B DEB	USD	(50,000,000,00)	2008	5	-	
				12 Total	-	1,058,916,480,79
M.T. #0402-1	USD	(9,090,909,00)	2007	2	-	
M.T. #0402-2	USD	9,090,909,00	2007	2	-	
M.T. #0403-1	USD	(8,928,571,00)	2007	2	-	
M.T. #0403-2	USD	8,928,571,00	2007	2	-	
SWAP #265-A DEBOURSE	USD	(8,412,000,00)	2007	2	1,401,476	
SWAP #265-B RECETTE	USD	9,090,909,00	2007	2	-	
SWAP #265-C RECETTE	USD	(9,090,909,00)	2007	2	-	
SWAP #266-A DEBOURSE	USD	(8,222,000,00)	2007	2	1,372,156	
SWAP #266-B RECETTE	USD	8,928,571,00	2007	2	-	
SWAP #266-C RECETTE	USD	(8,928,571,00)	2007	2	-	
M.T. #0402	JPY	(1,000,000,000,00)	2007	2	106,459	
M.T. #0403	JPY	(1,000,000,000,00)	2007	2	239,236	
SWAP #265-A RECETTE	JPY	1,000,000,000,00	2007	2	(106,459)	
SWAP #266-A RECETTE	JPY	1,000,000,000,00	2007	2	(239,236)	
				2 Total	2,773,632	1,056,142,849,14
SWAP #282 DEBOURSE	USD	(72,859,744,99)	2007	4	11,414,363	
SWAP #288 DEBOURSE	USD	-	2007	4	5,287,234	
SWAP #473-B DEB	USD	(50,000,000,00)	2007	4	-	
SWAP #475-B DEB	USD	(100,000,000,00)	2007	4	-	
SWAP #478-B DEB	USD	(100,000,000,00)	2007	4	589,578	
SWAP #592 REC	USD	8,860,000,00	2007	4	(75,005)	
				4 Total	17,216,169	1,038,926,680,46
TAG TURBINE	USD	(3,434,081,90)	2007	7	-	
TAG GENERATRICES	USD	(752,774,52)	2007	7	-	
SWAP #132 RECETTE	USD	3,273,767,32	2007	7	-	
SWAP #133 RECETTE	USD	1,091,255,77	2007	7	-	
				7 Total	-	1,038,926,680,46
M.T. #0410	USD	(80,000,000,00)	2007	10	-	
				10 Total	-	1,038,926,680,46
SWAP #470-B DEB	USD	(100,000,000,00)	2007	11	-	
				11 Total	-	1,038,926,680,46
M.T. #0412 (ANCIEN JF)	CHF	(96,500,000,00)	2008	2	9,105,961	
SWAP #323 RECETTE	CHF	96,500,000,00	2008	2	1,014,558	
				2 Total	10,120,519	1,028,806,161,38

SWAP #274 DEBOURSE	USD	(70,783,932,05)	2008	3	12,923,533	
SWAP #279 DEBOURSE	USD	(86,251,509,00)	2008	3	14,168,822	
SWAP #280 DEBOURSE	USD	(103,555,402,00)	2008	3	17,136,578	
SWAP #337 DEBOURSE	USD	(165,562,914,00)	2008	3	23,348,572	
SWAP #339 DEBOURSE	USD	(54,765,000,00)	2008	3	7,715,798	
SWAP #340 DEBOURSE	USD	(81,976,000,00)	2008	3	11,551,657	
SWAP #341 RECETTE	USD	28,494,815,87	2008	3	(9,026,229)	
SWAP #342 RECETTE	USD	65,562,914,00	2008	3	(9,241,151)	
SWAP #343 RECETTE	USD	34,437,086,00	2008	3	(4,853,938)	
SWAP #344 RECETTE	USD	47,538,914,00	2008	3	(6,697,720)	
SWAP #345 RECETTE	USD	54,765,000,00	2008	3	(7,715,798)	
SWAP #558 REC	USD	121,600,000,00	2008	3	852,006	
SWAP #562 REC	USD	71,500,000,00	2008	3	(404,065)	
M.T. #0408	FRF	(1,500,000,000,00)	2008	3	(22,808,726)	
M.T. #0411	DEM	(750,000,000,00)	2008	3	(31,572,909)	
M.T. #0411-A	ECU	(383,468,910,90)	2008	3	-	
M.T. #0411-B	ECU	383,468,910,90	2008	3	-	
M.T. #0408-A	ECU	(228,673,525,86)	2008	3	-	
M.T. #0408-B	ECU	228,673,525,86	2008	3	-	
SWAP #272 DEBOURSE	FRF	(1,500,000,000,00)	2008	3	-	
SWAP #272 RECETTE	FRF	1,500,000,000,00	2008	3	-	
SWAP #274 RECETTE	FRF	400,000,000,00	2008	3	6,082,327	
SWAP #279 RECETTE	FRF	500,000,000,00	2008	3	7,602,909	
SWAP #280 RECETTE	FRF	600,000,000,00	2008	3	9,123,490	
SWAP #330 DEB	DEM	(375,000,000,00)	2008	3	-	
SWAP #330 REC	DEM	375,000,000,00	2008	3	-	
SWAP #331 DEBOURSE	DEM	(375,000,000,00)	2008	3	-	
SWAP #331 RECETTE	DEM	375,000,000,00	2008	3	-	
SWAP #332 RECETTE	DEM	200,000,000,00	2008	3	9,156,717	
SWAP #337 RECETTE	DEM	300,000,000,00	2008	3	12,801,824	
SWAP #339 RECETTE	DEM	100,000,000,00	2008	3	3,906,395	
SWAP #340 RECETTE	DEM	150,000,000,00	2008	3	5,707,976	
SWAP #330-A DEB	ECU	(191,734,455,45)	2008	3	-	
SWAP #330-B DEB	ECU	191,734,455,45	2008	3	-	
SWAP #331-A DEB	ECU	(191,734,455,45)	2008	3	-	
SWAP #331-B DEB	ECU	191,734,455,45	2008	3	-	
SWAP #330-A REC	ECU	191,734,455,45	2008	3	-	
SWAP #330-B REC	ECU	(191,734,455,45)	2008	3	-	
SWAP #331-A REC	ECU	191,734,455,45	2008	3	-	
SWAP #331-B REC	ECU	(191,734,455,45)	2008	3	-	
SWAP #332-A REC	ECU	102,258,376,24	2008	3	-	
SWAP #332-B REC	ECU	(102,258,376,24)	2008	3	-	
SWAP #337-A REC	ECU	153,387,564,36	2008	3	-	
SWAP #337-B REC	ECU	(153,387,564,36)	2008	3	-	
SWAP #339-A REC	ECU	51,129,188,12	2008	3	-	
SWAP #339-B REC	ECU	(51,129,188,12)	2008	3	-	
SWAP #340-A REC	ECU	76,693,782,18	2008	3	-	
SWAP #340-B REC	ECU	(76,693,782,18)	2008	3	-	
SWAP #272-A RECETTE	ECU	228,673,525,86	2008	3	-	
SWAP #272-B RECETTE	ECU	(228,673,525,86)	2008	3	-	
SWAP #272-A DEBOURSE	ECU	(228,673,525,86)	2008	3	-	
SWAP #272-B DEBOURSE	ECU	228,673,525,86	2008	3	-	
SWAP #274-A REC	ECU	60,979,606,89	2008	3	-	
SWAP #274-B REC	ECU	(60,979,606,89)	2008	3	-	
SWAP #279-A REC	ECU	76,224,508,62	2008	3	-	
SWAP #279-B REC	ECU	(76,224,508,62)	2008	3	-	
SWAP #280-A REC	ECU	91,469,410,34	2008	3	-	
SWAP #280-B REC	ECU	(91,469,410,34)	2008	3	-	
				3 Total	49,758,069	979,048,092,40
SWAP #476-B DEB	USD	(50,000,000,00)	2008	5	-	
SWAP #476-B DEB	USD	50,000,000,00	2008	5	-	
				5 Total	-	979,048,092,40
SWAP #493 DEBOURSE	USD	(92,000,000,00)	2008	6	1,730,774	
SWAP #594 REC	USD	18,929,000,00	2008	6	(160,702)	
				6 Total	1,570,071	977,478,020,98
TAG TURBINE	USD	(3,713,176,36)	2008	7	-	
TAG GENERATRICES	USD	(814,638,34)	2008	7	-	
SWAP #132 RECETTE	USD	3,571,013,58	2008	7	-	
SWAP #133 RECETTE	USD	1,190,337,86	2008	7	-	
				7 Total	-	977,478,020,98

SWAP #485 DEBOURSE	USD	(75,000,000,00)	2008	8	-	
SWAP #487 DEBOURSE	USD	(23,000,000,00)	2008	8	-	
				8 Total	-	977,478,020,98
SWAP #480-B DEB	USD	(50,000,000,00)	2008	9	-	
				9 Total	-	977,478,020,98
SWAP #393 RECETTE	USD	100,000,000,00	2008	10	-	
SWAP #393 DEBOURSE	USD	(100,000,000,00)	2008	10	-	
SWAP #395 RECETTE	USD	100,000,000,00	2008	10	-	
SWAP #395 DEBOURSE	USD	(100,000,000,00)	2008	10	-	
SWAP #399 RECETTE	USD	65,000,000,00	2008	10	-	
SWAP #399 DEBOURSE	USD	(65,000,000,00)	2008	10	-	
SWAP #483-B DEB	USD	(110,000,000,00)	2008	10	-	
				10 Total	-	977,478,020,98

Annexe 3 – RÉPARTITION DE LA DETTE EN DEVISES

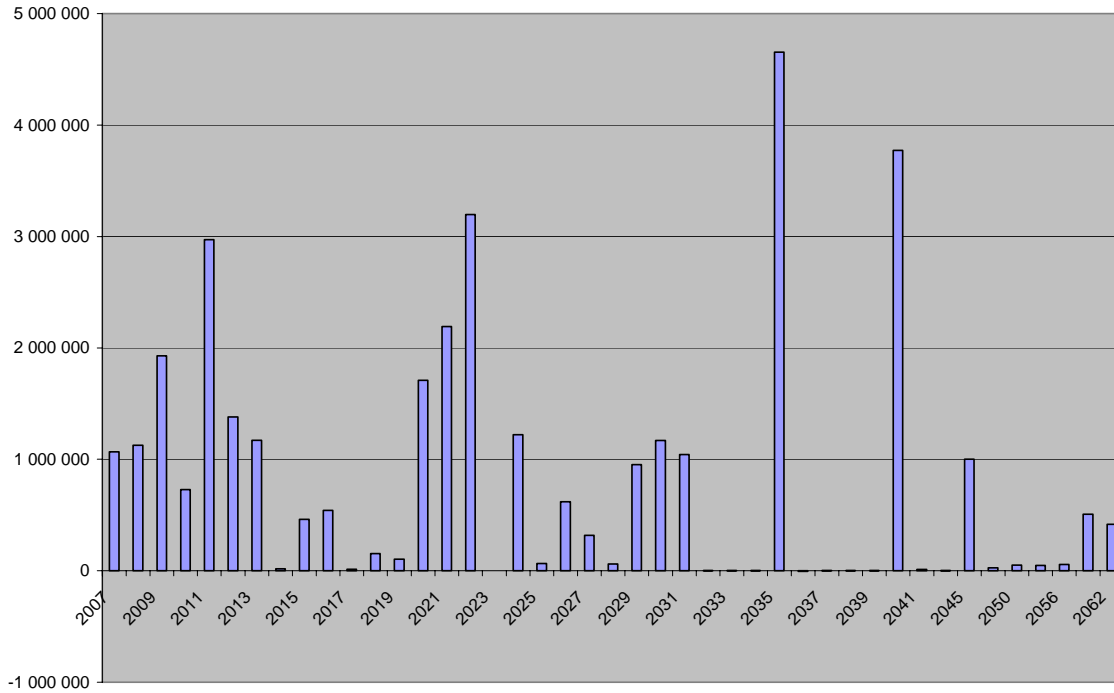


**Annexe 4 – RÉPARTITION DE LA DETTE À TAUX FIXE OU À TAUX DE
COURT TERME PAR DEVISE, APRÈS SWAPS, AU
31 DÉCEMBRE 2006**

	Dettes à taux fixe	Dettes à taux de court terme	
Dollars canadiens	79,2%	8,2%	87,4%
Dollars américains	12,6%	0,0%	12,6%
Autres devises	0,0%	0,0%	0,0%
	91,8%	8,2%	100,0%

Annexe 5 – RÉPARTITION DE LA DETTE PAR ÉCHÉANCE

Échéances des dettes excluant la dette perpétuelle



**Annexe 6 – DETTES AVEC OPTIONS POUR HYDRO-QUÉBEC AU
31 DÉCEMBRE 2006**

Dettes rachetables au gré d'Hydro-Québec

Titre	Devise	Taux (%)	Échéance	Date de rachat	Prix	Dettes en cours (M\$)
HI	GBP	12,625	8-Mars-2015	En tout temps	Note 1	150
Note 1	Au plus élevé de 100 ou du prix de rachat ajusté déterminé par référence au rendement d'un titre de dette en circulation du gouvernement du Royaume-Uni.					

Annexe 7 – DETTES VENANT À ÉCHÉANCE EN 2007 ET 2008

Échéance 2007 (Dettes obligataires garanties)						
Série	Taux de coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Dettes en cours en devise	Devise	Dettes en cours au taux historique (en \$ canadiens)
MTN0402	3,100	13 fév. 97	13 fév. 07	1 000 000 000	JPY	11 369 000
JA	7,000	11 oct. 96	15 fév. 07	377 307 000	CAD	377 307 000
GO	9,750	18 fév. 87	18 fév. 07	3 000 000	CAD	3 000 000
MTN0403	3,150	20 fév. 97	20 fév. 07	1 000 000 000	JPY	11 107 800
MTN4052	4,410	21 janv. 03	21 mars 07	165 800 000	CAD	165 800 000
MTN4057	4,480	4 mai 04	1 juin 07	5 000 000	CAD	5 000 000
MTN0409	7,010	10 juin 97	10 juin 07	300 000 000	USD	415 353 900
MTN0410	6,750	15 oct. 97	15 oct. 07	80 000 000	USD	103 936 000

SOUS TOTAL Échéances 2007	1,092,873,700
----------------------------------	----------------------

Échéance 2008 (Dettes obligataires garanties)						
Série	Taux de coupon (en %)	Date d'émission	Date d'échéance	Dettes en cours en devise	Devise	Dettes en cours au taux historique (en \$ canadiens)
MTN4008	5,500	2 fév. 98	4 fév. 08	10 000 000	CAD	10 000 000
MTN0412	3,600	24 avr. 98	6 fév. 08	96 500 000	CHF	57 079 750
MTN4054	3,410	3 mars 04	3 mars 08	10 000 000	CAD	10 000 000
MTN0408	5,880	13 mars 97	13 mars 08	228 673 525	EUR	354 835 050
MTN0411	5,380	19 mars 98	19 mars 08	383 468 910	EUR	584 266 582
GZ	11,250	8 juin 88	1 juin 08	2 000 000	CAD	2 000 000
MTN4019	5,750	23 juil. 98	2 juin 08	65 000 000	CAD	65 000 000

SOUS TOTAL Échéances 2008	1 083 181 382
----------------------------------	----------------------

TOTAL Échéances 2007 et 2008	2 176 055 082
-------------------------------------	----------------------

***Annexe 8 – PRÉVISIONS DES VARIABLES ÉCONOMIQUES POUR
2007-2008***

- 1 Les prévisions utilisées pour l'évaluation prospective du coût de la dette sont
2 basées sur le *Consensus Forecast* publié le 14 mai 2007 par la firme
3 Consensus Economics Inc. Étant donné que la prévision du *Consensus*
4 *Forecast* de taux d'intérêt ne porte que sur les bons du Trésor 3 mois et les
5 obligations gouvernementales 10 ans, il faut ajouter à ces taux une prévision
6 d'écarts pour obtenir une prévision des taux d'intérêt applicables à la dette
7 émise par Hydro-Québec. Les écarts retenus ont été basés sur une analyse
8 des écarts moyens observés au cours des 5 dernières années sur la base des
9 données de la compagnie Bloomberg.
- 10 Enfin, puisque le *Consensus Forecast* ne couvre qu'un nombre limité
11 d'horizons de prévisions, Hydro-Québec a, selon le cas, extrapolé ou intrapolé
12 de façon linéaire à partir de ces points pour créer des prévisions mensuelles
13 jusqu'en décembre 2008

	Moyenne 2006 (note 1)	Prévision Mai 2007 horizon 3 mois (note 2)	Prévision Mai 2007 horizon 12 mois (note 2)	Prévision Mai 2007 horizon 24 mois	Moyenne 2007	Moyenne 2008
Taux de change CAD/USD	1,134	1,131	1,141	1,134	1,143	1,140
Bons du Trésor canadien 3 mois	4,04	4,20	4,30	n/d	4,20	4,29
Acceptations bancaires canadiennes 3 mois	4,23	4,35	4,45	n/d	4,36	4,44
Acceptations bancaires canadiennes 1 mois	4,17	4,29	4,39	n/d	4,32	4,36
Bons du Trésor américain 3 mois	4,71	5,00	4,80	n/d	4,95	4,81
Taux LIBOR américain 3 mois	5,16	5,30	5,10	n/d	5,27	5,11
Taux LIBOR américain 6 mois	5,23	5,39	5,19	n/d	5,34	5,24
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	4,21	4,20	4,50	n/d	4,21	4,48
Taux des obligations 5 ans d'HQ en dollars canadiens	4,34	4,42	4,72	n/d	4,39	4,70
Taux des obligations 30 ans d'HQ en dollars canadiens	4,87	5,10	5,40	n/d	4,97	5,38

1. Source des données historiques: Bloomberg et Banque du Canada
2. Les données en caractères italiques gras sont tirées du *Consensus Forecast*, Consensus Economics Inc, 14 mai 2007.

**Annexe 9 – ÉVOLUTION DU COÛT DE LA DETTE EXCLUANT L'IMPACT
DES NOUVELLES NORMES**

	2007	2008
Frais financiers (M\$)	2 715	2 746
Intérêts nets sur la dette à long terme	2 546	2 581
+ Perte (gain) de change	0	0
+ Frais de garantie	169	165
Dettes ajustées du montant des frais reportés (M\$)¹	34 660	35 324
Dette à long terme et à perpétuité	35 233	34 892
- Actifs financiers liés à la dette	2052	975
- Perte de change reportée	(1694)	(1596)
- Autres frais reportés liés à la dette	(829)	(802)
- Ajustements ²	1 045	991
Coût moyen de la dette (%)	7,83	7,77

1. Projections calculées selon la méthode de la moyenne des 13 soldes mensuels.
Les totaux sont calculés à partir des données non arrondies.
2. Ajustement sur frais reportés (annexe 2).

**Annexe 10 – PART D'AVOIR PROPRE AUTORISÉE, ENTREPRISES
CANADIENNES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIE¹**

ENTREPRISE	Part (%)
Transport d'électricité	
AltaLink ²	35
ATCO Transmission ²	33
EPCOR ²	35
NB Power (Transport)	35
Transénergie	30
Distribution d'électricité	
ATCO Distribution ²	37
Enmax ²	39
EPCOR ²	39
Fortis Alberta ²	37
HQ Distribution	35
Transport et distribution d'électricité	
Hydro One Networks	40
Newfoundland Power	45
Nova Scotia Power	37,5
Transport et distribution de gaz naturel	
AltaGas ²	41
ATCO Gas ²	38
SCGM	38,5
TCPL	36

- Notes: 1. Selon les décisions connues en juin 2007
2. Source: "Alberta Energy and Utilities Board", décision 2004-052

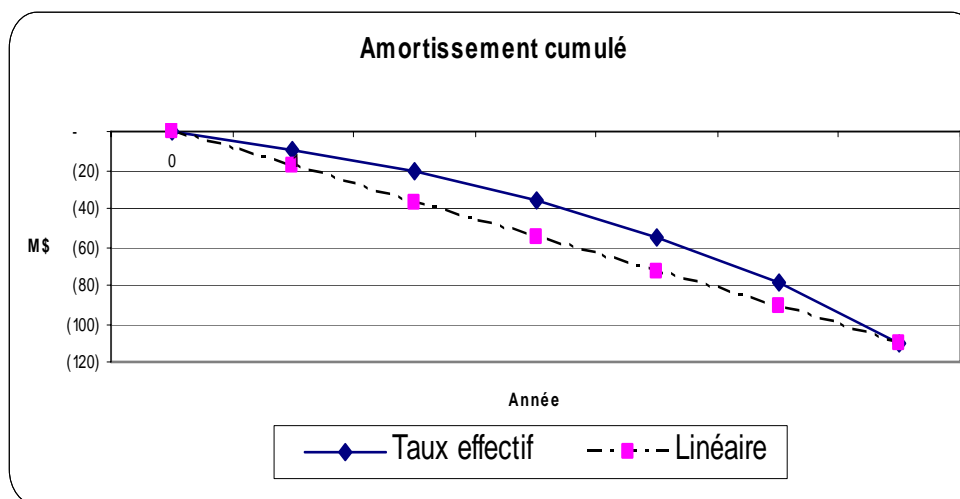
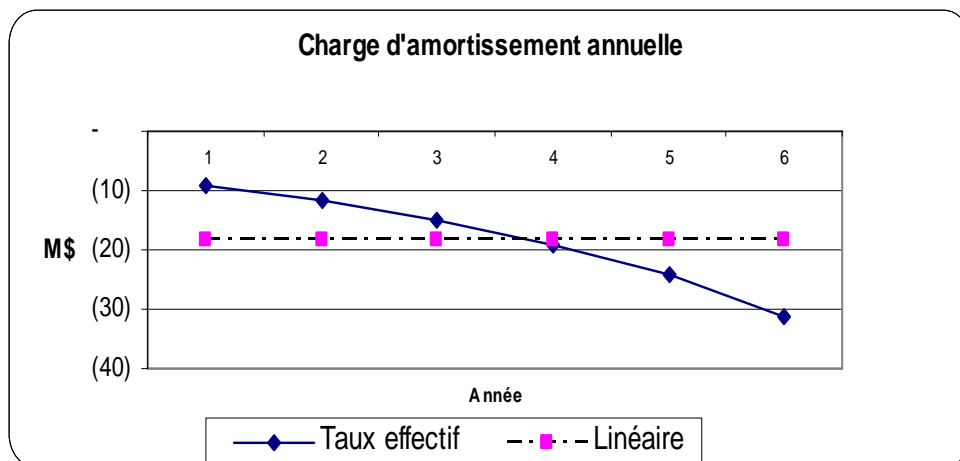
**Annexe 11 – TAUX DE RENDEMENT SUR AVOIR PROPRE ET PRIME DE RISQUE IMPLICITE AUTORISÉS
D'ENTREPRISES CANADIENNES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIE**

Organismes de réglementation / Entreprises	Date	Décision	Année tarifaire	Taux de rendement (%)	Taux sans risque ¹ (%)	Prime de risque implicite ² (%)
National Energy Board ³	23-nov-06	4750-A000-11	2007	8,46	4,22	4,24
Alberta Energy and Utilities Board ⁴	30-nov-06	U2006-292	2007	8,51	4,22	4,29
British Columbia Utilities Commission						
Low Risk Utilities	23-nov-06	Letter L-75-06	2007	8,37	4,22	4,15
BC Hydro (inclus activités de production)	20-févr-07	Order G-17-07	2007	12,05 ⁵	4,30	7,75
Ontario Energy Board (Distribution)	20-déc-06	voir note 7	2006	9,00	5,20	3,80
Hydro One Networks (Transport)	21-févr-06	EB-2005-0501	2006	9,88	n.d.	n.d.
Newfoundland Power	07-déc-06	P.U. 40(2006)	2007	8,60	4,22	4,38
Nova Scotia Power	08-mars-07	NSUARB-NSPI-P-886	2007	9,55	4,30	5,25
Hydro-Québec Distribution	27-févr-07	D-2007-12	2007	7,57	4,17	3,405
Hydro-Québec TransÉnergie	20-févr-07	D-2007-08	2007	7,50	4,22	3,28
SCGM	26-sept-06	D-2006-140	2007	8,73 / 9,57 ⁶	4,55	4,18 / 5,02

1. Tel qu'indiqué dans la décision de l'organisme ou déduit à partir des prévisions du "Consensus Forecast" le mois précédent la décision
 2. Taux de rendement sur avoir propre moins taux sans risque
 3. S'applique aux sociétés pipelinières suivantes : Enbridge Pipelines, Trans-Northern Pipelines, Kinder Morgan Canada, TransCanada Pipelines, Trans Québec & Maritimes et Duke Energy Gas Transmission Canada
 4. S'applique aux compagnies suivantes : AltaGas utilities, AltaLink Management, ATCO Electric (Distribution), ATCO Electric (Transmission), ATCO Gas, ATCO Pipelines, ENMAX Power Corp (Distribution), Transmission, EPCOR Distribution, EPCOR Transmission, FortisAlberta et NOVA Gas Transmission
 5. Incluant provision pour impôts présumés
 6. Avant bonification /après bonification résultant du partage de gain de productivité
 7. Report of the Board on Cost of Capital and 2nd Generation Incentive Regulation for Ontario's Electricity Distributors
- n.d. Non disponible

Annexe 12 – ILLUSTRATION DES ÉCARTS ENTRE LES MÉTHODES D'AMORTISSEMENT

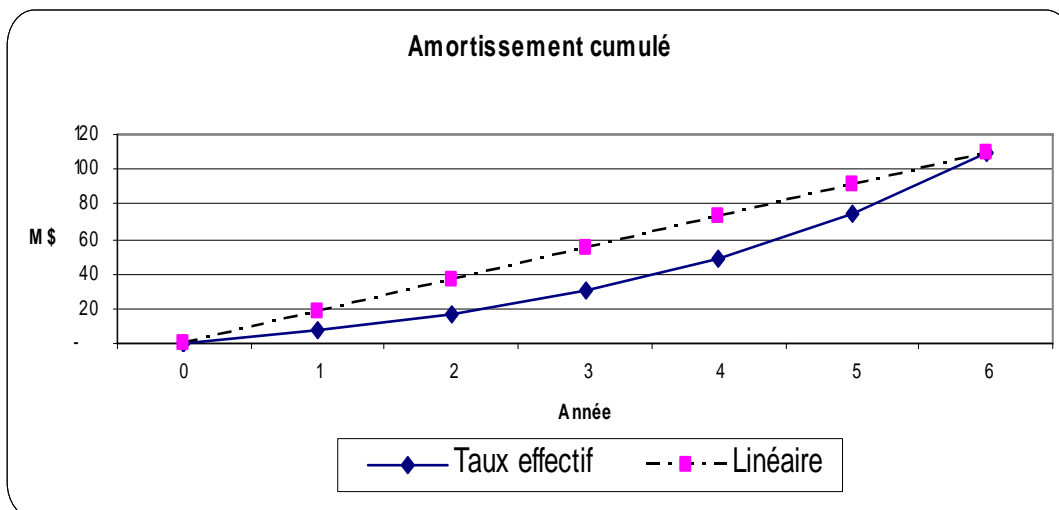
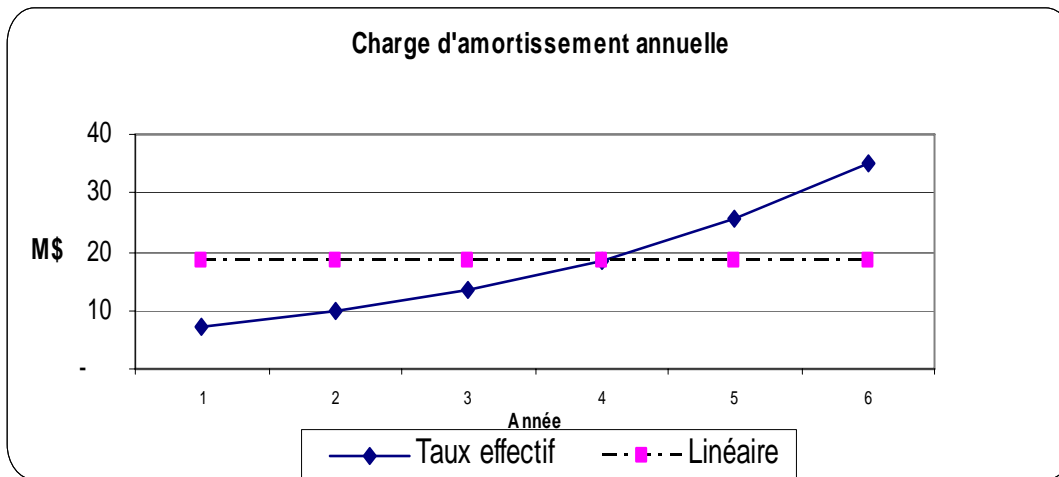
Dettes émises à prime



Conclusions

- 1 La charge d'amortissement annuelle associée à la méthode à taux effectif est
- 2 initialement supérieure à celle découlant de la méthode linéaire. Ce
- 3 comportement se renverse par la suite et le même montant est amorti sur la
- 4 durée de la dette.
- 5 Avant échéance, l'amortissement cumulé pour la méthode à taux effectif est
- 6 supérieur à celui de la méthode linéaire. L'adoption en cours de route de la
- 7 méthode à taux effectif résulte en une comptabilisation rétroactive de pertes.

Dettes émises à escompte



Conclusions

- 1 La charge d'amortissement annuelle associée à la méthode à taux effectif est
- 2 initialement inférieure à celle découlant de la méthode linéaire. Ce
- 3 comportement se renverse par la suite et le même montant est amorti sur la
- 4 durée de la dette.
- 5 Avant échéance, l'amortissement cumulé pour la méthode à taux effectif est
- 6 inférieur à celui de la méthode linéaire. L'adoption en cours de route de la
- 7 méthode à taux effectif résulte en une comptabilisation rétroactive de gains.