

**POLITIQUE FINANCIÈRE ET
COÛT DU CAPITAL POUR 2012**

Table des matières

1. INTRODUCTION	5
2. COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF.....	5
3. STRUCTURE DU CAPITAL ET TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES.....	6
4. COÛT DE LA DETTE	8
ANNEXE 1 – COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF POUR 2011.....	12
ANNEXE 2 – ÉCART ENTRE LES TAUX OBLIGATAIRES.....	13
ANNEXE 3 – CAPITALISATION DES ENTREPRISES CANADIENNES DE COMPARAISON..	14
ANNEXE 4 – RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES DES ENTREPRISES CANADIENNES DE COMPARAISON	15
ANNEXE 5 – DESCRIPTION DES PROGRAMMES D’EMPRUNTS 2011 - 2012	16
ANNEXE 6 – DÉFINITION DES ÉLÉMENTS DU COÛT DE LA DETTE.....	18
ANNEXE 7 – PRÉVISION DES VARIABLES ÉCONOMIQUES	20
ANNEXE 8 – NOTATIONS DE CRÉDIT D’HYDRO-QUÉBEC	21
ANNEXE 9 – STRATÉGIE DE COUVERTURE DES VENTES LONG TERME	22
ANNEXE 10 – AJUSTEMENTS LIÉS AUX FRAIS REPORTÉS	23

1. INTRODUCTION

1 La présente pièce décrit la politique financière du Distributeur, ainsi que la mise à jour
2 des paramètres financiers servant au calcul du coût moyen pondéré du capital
3 applicable à sa base de tarification, ainsi qu'au calcul du coût du capital prospectif pour
4 l'année témoin 2012. Ces paramètres financiers sont :

- 5 • Structure du capital présumée
- 6 • Taux de rendement des capitaux propres
- 7 • Coût de la dette

8 L'évaluation de ces paramètres financiers repose sur les méthodologies approuvées par
9 la Régie, notamment dans ses décisions D-2011-028, D-2010-022, D-2009-016 et
10 D-2003-93.

11 Il y a lieu de noter que, conformément à la pratique réglementaire établie¹, le taux de
12 rendement des capitaux propres ainsi que les taux qui en découlent, soit le coût moyen
13 pondéré du capital et le coût du capital prospectif, seront mis à jour en début d'année
14 2012 afin que la Régie puisse bénéficier des données du *Consensus Forecasts* de
15 janvier pour rendre sa décision. Les détails de cette mise à jour seront alors présentés
16 dans une pièce complémentaire.

2. COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL ET COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF

17 Le coût moyen pondéré du capital applicable à la base de tarification est établi comme
18 suit :

¹ Voir le Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité.

TABLEAU 1
COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL

	Taux 2012	Structure de capital	Taux pondéré	
			2012	Autorisé 2011
Dette	7,030%	65%	4,570%	4,702%
Avoir propre	7,637%	35%	2,673%	2,562%
Coût moyen pondéré du capital			7,243%	7,264%

1 On constate que le coût moyen pondéré du capital pour 2012 se chiffre à 7,243 %, soit
2 de 0,021 % inférieur au coût reconnu de 7,264 % pour le Distributeur en 2011 dans la
3 décision D-2011-028. Cette diminution s'explique essentiellement par la baisse du coût
4 de la dette, projeté pour 2012, par rapport à celui retenu dans cette décision, qui est
5 toutefois compensée en partie par l'augmentation du taux de rendement des capitaux
6 propres. Les deux sections suivantes présentent les paramètres financiers servant au
7 calcul du coût moyen pondéré du capital.

8 Par ailleurs, le coût du capital prospectif s'établit à 6,184 %. L'annexe 1 en présente le
9 calcul détaillé.

3. STRUCTURE DU CAPITAL ET TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES

10 En ce qui concerne la structure du capital et la détermination du taux de rendement des
11 capitaux propres, le Distributeur propose :

- 12 • le maintien de la structure du capital approuvée par la Régie depuis sa décision
13 D-2003-93, composée à 35 % de capitaux propres et 65 % de dette ;
- 14 • le maintien de la méthode utilisée pour évaluer le rendement des capitaux
15 propres, soit la résultante de la somme du taux sans risque et de la prime de
16 risque spécifique au Distributeur ;

- 1 • un taux sans risque de 4,232 %² ;
- 2 • le maintien de la prime de risque spécifique au Distributeur, soit un taux de
- 3 3,405 %.

4 Le tableau 2 montre le calcul du taux de rendement des capitaux propres. Les

5 prévisions du taux moyen des obligations du Canada – 10 ans proviennent du

6 *Consensus Forecasts* de mai 2011 tandis que les données de Bloomberg utilisées dans

7 le calcul de l'écart moyen d'avril 2011 entre les taux des obligations 10 ans et 30 ans se

8 retrouvent à l'annexe 2.

9 Le taux de rendement des capitaux propres proposé pour 2012 s'élève ainsi à 7,637 %,

10 soit une augmentation de 0,317 % par rapport au taux de 7,320 % reconnu par la Régie

11 pour 2011, reflétant la hausse du taux sans risque depuis janvier 2011.

TABLEAU 2
TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES POUR 2012

Taux sans risque	4,232%
Taux moyen des obligations du Canada - 10 ans	3,800%
Prévision 3 mois	3,500%
Prévision 12 mois	4,000%
Moyenne mensuelle des écarts quotidiens	0,432%
Obligations du Canada - 30 ans	3,761%
Obligations du Canada - 10 ans	3,329%
Prime de risque	3,405%
Prime de risque du marché	6,190%
Bêta	0,55
Taux de rendement des capitaux propres	7,637%

² En utilisant le taux moyen des obligations du Canada (10 ans) à une décimale établi sur la base des données à une décimale de la publication du Consensus Forecasts, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2011-028.

1 La proportion de 35 % de capitaux propres dans la composition de la structure du capital
2 présumée du Distributeur, ainsi que sa prime de risque de 3,405 %, continuent de se
3 situer au bas de la fourchette de celles accordées par les organismes réglementaires
4 canadiens à des entreprises de services publics de comparaison œuvrant dans le
5 domaine de la distribution d'énergie.

6 En effet, comme le démontre l'annexe 3, la moyenne des taux de capitalisation des
7 entreprises de distribution d'électricité se situe à 40,3 %. On constate également à
8 l'annexe 4 que la prime de risque implicite moyenne pour les entreprises de
9 comparaison dépasse de 168 points de base celle accordée au Distributeur pour 2011.
10 Au cours des dernières années, un écart défavorable s'est creusé entre la prime de
11 risque spécifique accordée au Distributeur et la moyenne des entreprises canadiennes
12 de comparaison considérant qu'en 2004, cet écart défavorable était de l'ordre
13 de 41 points de base.

4. COÛT DE LA DETTE

14 Le coût de la dette, projeté pour 2012, s'élève à 7,030 %. Il s'agit d'une diminution de
15 0,151 % relativement au coût réel de 2010 (7,181 %) et d'une diminution de 0,204 % par
16 rapport au taux de 7,234 % reconnu par la Régie pour 2011. Tel que décrit à la fin de la
17 présente section, la réduction du coût de la dette s'explique, à l'instar de l'année
18 dernière, principalement par l'effet favorable du renouvellement de la dette à des taux
19 plus bas que le coût moyen historique, lequel est toutefois en partie compensé par un
20 effet défavorable provenant de la hausse des taux d'intérêt de court terme.

21 Hydro Québec rappelle qu'elle réalise son financement et gère sa dette selon une
22 approche corporative intégrée, tel qu'approuvé par la décision D-2003-93.

23 Le coût de la dette d'Hydro-Québec est obtenu à partir des données publiées dans ses
24 états financiers, lesquels sont, en vertu de la Loi sur Hydro Québec, dressés selon les
25 principes comptables généralement reconnus (PCGR) au Canada.

26 Dans le cadre de la présente demande tarifaire, le coût de la dette 2011 et 2012 du
27 Distributeur a été calculé selon l'approche approuvée par la Régie dans ses décisions
28 antérieures. En accord avec cette approche, le coût de la dette correspond au ratio des

1 frais financiers sur les montants associés à la dette et aux swaps susceptibles d'avoir
2 financé les actifs.

3 ***Évolution du coût de la dette de 2010 à 2012***

4 Le point de départ de l'exercice prévisionnel du coût de la dette est la situation réelle de
5 2010. Les données utilisées proviennent des états financiers non consolidés d'Hydro-
6 Québec, c'est-à-dire excluant les filiales, coentreprises et autres entités dans lesquelles
7 l'entreprise détient une participation. Toutefois, elles sont conciliées avec les données
8 présentées au Rapport annuel d'Hydro-Québec.

9 L'évaluation du coût de la dette pour 2011 et 2012 se retrouve au tableau 3 ci-après.
10 Elle tient compte, notamment :

- 11 • de la dette existante au 31 mars de l'année de base 2011 ;
- 12 • des nouveaux emprunts prévus pour les années 2011 et 2012 ;
- 13 • des prévisions des variables économiques.

14 Par ailleurs, les données détaillées sur lesquelles repose le calcul du coût de la dette se
15 retrouvent dans les annexes suivantes :

- 16 • Annexe 5 : Description des programmes d'emprunts pour 2011 et 2012.
- 17 • Annexe 6 : Définition des éléments du coût de la dette.
- 18 • Annexe 7 : Prévisions des variables économiques.

19 L'annexe 8 présente les notations de crédit allouées par les agences de notation à
20 Hydro-Québec. Quant au suivi de la stratégie de couverture des ventes en dollars
21 américains, il se retrouve à l'annexe 9, tandis que l'annexe 10 donne le détail des divers
22 ajustements liés aux frais reportés approuvés par la Régie.

23 Il est à noter que la description de la dette d'Hydro-Québec au 31 décembre de l'année
24 historique 2010 se retrouve dorénavant au rapport annuel du Distributeur en accord
25 avec la décision D-2010-022 de la Régie sur les pistes d'allègement du processus
26 réglementaire.

27 Enfin, au 1^{er} janvier 2012, Hydro-Québec effectuera le passage des normes comptables
28 canadiennes aux normes internationales d'information financière (IFRS). Ce passage ne

- 1 cause pas d'impacts significatifs sur le coût de la dette des entités réglementées
- 2 d'Hydro-Québec.

TABLEAU 3
ÉVOLUTION DU COÛT DE LA DETTE

	Composantes (en millions de dollars)	2010 (réel)	2011	2012
	Numérateur - Frais financiers	2 753	2 764	2 864
=	Intérêts nets sur la dette à long terme	2 570	2 579	2 671
+	Frais de garantie	183	185	193
	Dénominateur – Valeur ajustée de la dette et des swaps	38 339	39 038	40 739
=	Dette à long terme et swaps	37 984	39 125	41 001
-	Éléments dans la valeur de la dette et des swaps n'ayant pas contribué à financer les actifs :			
	▪ Cumul des autres éléments du résultat étendu	(644)	(221)	(64)
	▪ Solde des radiations - norme 1650	970	972	971
	▪ Solde des radiations - nouvelles normes 2007	(166)	(145)	(127)
	▪ Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	(516)	(518)	(519)
	Coût moyen de la dette (%)	7,181	7,080	7,030

- 3 **Analyse des variations 2010 - 2012**
- 4 Le tableau 4 ventile la variation de 0,151 % du coût de la dette entre 2010 et 2012 selon
- 5 les effets attribuables aux variations de taux d'intérêt et des autres effets.

**TABLEAU 4
ANALYSE DES VARIATIONS**

	Coût de la dette (%)
Variation totale de 2010 à 2012	(0,151)
Variations des taux d'intérêt	0,115
Autres effets	(0,266)

1 ***Effet des taux d'intérêts***

2 La prévision du taux d'intérêt 3 mois des acceptations bancaires pour 2012 se situe à
3 2,677 % comparativement à un taux moyen de 0,925 % réalisé en 2010. À volume et
4 composition constants de 2012, cette variation entraîne une hausse de 0,115 % du coût
5 de la dette.

6 ***Autres effets***

7 Les autres effets, associés principalement au renouvellement de la dette, résultent en
8 une diminution de 0,266 % du coût de la dette. En effet, la contribution des emprunts de
9 2010 à 2012 et l'effet des titres venant à échéance au cours de ces mêmes années se
10 traduisent en une baisse du coût de la dette découlant de l'effet favorable du
11 renouvellement de la dette à des taux plus bas que le coût moyen historique.

ANNEXE 1 – COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF POUR 2011

- 1 Le Distributeur présente au tableau A1-1 le calcul du coût du capital prospectif
- 2 applicable à l'évaluation de ses projets d'investissement :

**TABLEAU A1-1
CALCUL DU COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF**

	Taux 2012	Structure de capital	Taux pondéré	
			2012	Autorisé 2011
Dette (nouvelles émissions)	5,401%	65%	3,511%	3,537%
Avoir propre	7,637%	35%	2,673%	2,562%
Coût du capital prospectif			6,184%	6,099%

- 3 Les intrants de ce calcul sont indiqués au tableau A1-2 :

**TABLEAU A1-2
INTRANTS DU COÛT DU CAPITAL PROSPECTIF POUR 2012**

Structure de capital	
Capitaux empruntés	65%
Capitaux propres	35%
Total	100%
Structure des capitaux empruntés	
Dette fixe \$CA 30 ans	80%
Dette fixe \$CA 5 ans	0%
Dette variable \$CA	20%
Total	100%
Taux moyens à court terme	
Acceptations bancaires 3 mois	2,677%
Taux moyens à long terme	
Obligation Hydro-Québec 30 ans en \$CA	5,382%
Taux de rendement des capitaux propres	
	7,637%
Taux prospectif de la dette pondéré par la composition	
	5,401%
Financement à taux de long terme	4,306%
Financement à taux de court terme	0,535%
Frais de garantie	0,500%
Frais d'émission	0,060%
Coût du capital prospectif	
	6,184%
Capitaux empruntés	3,511%
Capitaux propres	2,673%

ANNEXE 2 – ÉCART ENTRE LES TAUX OBLIGATAIRES

TABLEAU A2-1
CALCUL DE L'ÉCART ENTRE LES TAUX DES OBLIGATIONS 30 ANS ET 10 ANS
AU COURS DU MOIS D'AVRIL 2011

Jour	Taux obligataires (%)		
	10 ans	30 ans	Écart
2011-04-01	3,368	3,774	0,406
2011-04-04	3,355	3,767	0,412
2011-04-05	3,378	3,770	0,392
2011-04-06	3,416	3,820	0,404
2011-04-07	3,438	3,845	0,407
2011-04-08	3,443	3,844	0,401
2011-04-11	3,489	3,870	0,381
2011-04-12	3,413	3,820	0,407
2011-04-13	3,370	3,787	0,417
2011-04-14	3,368	3,779	0,411
2011-04-15	3,299	3,726	0,427
2011-04-18	3,233	3,688	0,455
2011-04-19	3,273	3,713	0,440
2011-04-20	3,330	3,768	0,438
2011-04-21	3,291	3,738	0,447
2011-04-22	3,291	3,738	0,447
2011-04-25	3,241	3,708	0,467
2011-04-26	3,193	3,679	0,486
2011-04-27	3,274	3,741	0,467
2011-04-28	3,231	3,708	0,477
2011-04-29	3,205	3,689	0,484
Moyenne	3,329	3,761	0,432

Source : Bloomberg, Séries GCAN10y et GCAN30y

**ANNEXE 3 – CAPITALISATION DES ENTREPRISES CANADIENNES DE
COMPARAISON**

TABLEAU A3-1

**TAUX ACTUEL DE CAPITALISATION DES ENTREPRISES CANADIENNES DE TRANSPORT ET/OU
DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ OU DE GAZ NATUREL**

Entreprise	Part (%)
Transport d'électricité	
Altalink Management	36,0
ATCO Electric (Transmission)	36,0
ENMAX Transmission	37,0
EPCOR Transmission	37,0
Hydro One Networks (Transmission)	40,0
NB Power (transport)	35,0
Moyenne du sous-groupe (excluant TransÉnergie)	36,8
<i>TransÉnergie</i>	<i>30,0</i>
Distribution d'électricité	
ATCO Electric (Distribution)	39,0
ENMAX Distribution	41,0
EPCOR Distribution	41,0
FortisAlberta	41,0
Local Distribution Companies (Ontario)	40,0
Hydro One Networks (Distribution)	40,0
Moyenne du sous-groupe (excluant HQD)	40,3
<i>Hydro-Québec Distribution</i>	<i>35,0</i>
Production, transport et distribution d'électricité	
Newfoundland Power	45,0
Nova Scotia Power	40,0
Moyenne du sous-groupe	42,5
Transport et distribution de gaz naturel	
AltaGas Utilities	43,0
ATCO Gas	39,0
ATCO Pipelines	45,0
Enbridge Gas	36,0
Gaz Métro	38,5
Terasen Gas	40,0
TransCanada Pipelines	40,0
Union Gas	36,0
Moyenne du sous-groupe	39,7
Moyenne totale (excluant Hydro-Québec)	39,3

Source : Différentes décisions des organismes réglementaires canadiens

ANNEXE 4 – RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES DES ENTREPRISES CANADIENNES DE COMPARAISON

**TABLEAU A4-1
TAUX DE RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES AUTORISÉS EN 2011 POUR LES ENTREPRISES CANADIENNES DE TRANSPORT OU DE
DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ OU DE GAZ NATUREL**

Organisme de réglementation / Entreprise	Date	Décision	Année tarifaire	Taux de rendement des capitaux propres (%)	Taux sans risque ¹ (%)	Prime de risque implicite ² (%)
National Energy Board ³	29-nov-10	OF-Tolls-TollsGen-RRCE 05-01	2011	8,08	3,72	4,36
Alberta Utilities Commission ⁴	12-nov-09	Decision 2009-216	2011	9,00	4,31	4,69
British Columbia Utilities Commission Fortis BC Energy Inc ⁵	16-déc-09	Order G-158-09	2010-2011	9,50	4,30	5,20
Ontario Energy Board Hydro One Networks (Distribution)	03-mars-11	Lettre OEB	2011	9,58	3,93	5,65
Hydro One Networks (Transport)	03-mars-11	Lettre OEB	2011	9,58	3,93	5,65
Régie de l'énergie du Québec Hydro-Québec TransÉnergie	06-avr-11	D-2011-039	2011	7,14	3,86	3,28
Hydro-Québec Distribution	09-mars-11	D-2011-028	2011	7,32	3,92	3,41
Société en commandite Gaz Métro	30-nov-10	D-2010-149	2011	9,09	4,15	4,94
Gazifère	26-nov-10	D-2010-147	2011	9,10	4,25	4,85
Moyenne du groupe (excluant les entités HQ)				9,14	4,06	5,08
Écart de HQD par rapport à la moyenne du groupe				-1,82	-0,14	-1,68
Notes						
1. Tel qu'indiqué dans la décision de l'organisme ou déduit à partir des prévisions du <i>Consensus Forecasts</i> du mois précédent la décision.						
2. Taux de rendement des capitaux propres moins taux sans risque.						
3. Applicable aux sociétés de pipeline suivantes : Enbridge Pipelines, Trans-Northern Pipelines, Kinder Morgan Canada, TransCanada Pipelines, Trans-Québec & Maritimes et Spectra Energy Transmission - West.						
4. Applicable aux compagnies suivantes : AltaGas Utilities, AltaLink Management, ATCO Electric (Distribution), ATCO Electric (Transmission), ATCO Gas, ATCO Pipelines, ENMAX Power Corporation (Distribution), EPCOR Distribution, EPCOR Transmission, FortisAlberta et NOVA Gas Transmission.						
5. Applicable comme balise aux compagnies suivantes : BC Hydro and Power Authority, FortisBC Energy (Vancouver Island) (+0,50%), FortisBC (Whistler) (+0,50%). Depuis le 1 ^{er} mars 2011, Terasen Gas inc et ses filiales font partie du giron de FortisBC.						

ANNEXE 5 – DESCRIPTION DES PROGRAMMES D’EMPRUNTS 2011 - 2012

1 ***Besoins de financement***

2 Les programmes d’emprunts de 2011 et de 2012 découlent essentiellement des besoins
3 de fonds d’Hydro-Québec, lesquels sont établis à partir des éléments suivants du cadre
4 financier de l’entreprise :

- 5 • les fonds provenant de l’exploitation ;
- 6 • le niveau d’investissement requis ;
- 7 • les remboursements de dette à l’échéance ;
- 8 • les rachats anticipés (émissions rappelables au gré de l’émetteur) ;
- 9 • la variation des liquidités.

10 Le niveau d’emprunts prévu s’élève à 3,9 G\$ en 2011 et à 3,2 G\$ en 2012,
11 comparativement à 1,6 G\$ en 2010. Hydro-Québec n’anticipe aucun rachat dans les
12 prévisions effectuées pour ces deux années.

13 ***Coûts et composition du financement***

14 À l’instar de l’année dernière, Hydro-Québec a pu bénéficier du faible niveau des taux
15 des obligations gouvernementales découlant de la crise financière et de la récession qui
16 ont touché l’économie mondiale au cours des dernières années. Les obligations à long
17 terme à taux fixe émises par l’entreprise ont été réalisées à un taux moyen de 4,50 % en
18 2010 et de 4,60 % pour les émissions du 1^{er} trimestre 2011.

19 L’impact de différents événements majeurs au cours des derniers mois (catastrophes
20 naturelles au Japon, problèmes sociopolitiques en Afrique du Nord et au Moyen-Orient,
21 crise des finances publiques en Europe, crise budgétaire américaine) se fait sentir sur la
22 reprise économique mondiale et la volatilité des marchés financiers. Par ailleurs, l’IPC
23 global de 3,3 % mesuré par la Banque du Canada en avril dernier, se situe au-dessus
24 de la fourchette de la cible de maîtrise de l’inflation. Ce début de poussée inflationniste,
25 observé au Canada et dans certains autres pays, laisse présager que cette dernière
26 pourrait relever dans les prochains mois ses taux directeurs. Les prévisionnistes

- 1 économiques anticipent pour 2011 une remontée des taux d'intérêt de court terme et
- 2 dans une moindre mesure, des taux de long terme (Annexe 7).
- 3 Ainsi, l'entreprise maintient la même composition de financement pour les nouvelles
- 4 émissions que celle proposée dans les demandes tarifaires antérieures, soit 80 % en
- 5 obligations à taux fixe de 30 ans et 20 % en obligations à taux variable.

ANNEXE 6 – DÉFINITION DES ÉLÉMENTS DU COÛT DE LA DETTE

1 Les caractéristiques de la dette au 31 décembre 2010 sont connues, comptabilisées,
2 présentées aux états financiers 2010 et ont fait l'objet d'un audit par les auditeurs
3 externes d'Hydro-Québec.

4 Les deux prochaines sections présentent la composition des éléments entrant dans le
5 numérateur et le dénominateur du coût de la dette.

6 **Composition du numérateur du coût de la dette**

7 Conformément aux décisions tarifaires de la Régie, les frais financiers sont évalués en
8 fonction des PCGR canadiens en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2007. Bien qu'Hydro-
9 Québec adoptera à compter du 1^{er} janvier 2012 les normes internationales d'information
10 financière (IFRS), celles-ci n'auront pas d'impacts significatifs sur le coût de la dette. La
11 composition des frais financiers au numérateur du coût de la dette est présentée au
12 tableau A6-1.

**TABLEAU A6-1
COMPOSITION DU NUMÉRATEUR**

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 dette • 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 • Ajustement verglas • Montants d'inefficacité associés aux relations de couverture
+ Pertes de change	Pertes (gains) de change constatées aux frais financiers, excluant les gains et pertes sur éléments de fonds de roulement
+ Frais de garantie	Correspond à 0,5 % du montant des titres garantis par le Gouvernement, en circulation au 31 décembre de l'année précédente, convertis en dollars canadiens au taux de change au cours de clôture

1 **Composition du dénominateur du coût de la dette**

2 Le tableau A6-2 présente en détail les montants associés à la dette et aux swaps
3 susceptibles d'avoir financé les actifs et qui composent le dénominateur du coût de la
4 dette.

**TABLEAU A6-2
COMPOSITION DU DÉNOMINATEUR**

Composante	Description
+ Dette à long terme et swaps Obligations à long terme ³	<ul style="list-style-type: none"> • Obligations à long terme • Dette à perpétuité • Billets à moyen terme • Portion échéant à moins d'un an de la dette à long terme
Autres dettes à long terme	<ul style="list-style-type: none"> • Titres d'Hydro-Québec détenus dans les fonds d'amortissement
Swaps	<ul style="list-style-type: none"> • Contrats de location-acquisition, baux emphytéotiques et autres ententes de long terme. • Swaps ou instruments équivalents à la juste valeur
+ Autres actifs	<ul style="list-style-type: none"> • Titres autres que ceux d'Hydro-Québec détenus dans les fonds d'amortissement
Moins éléments dans valeur des dettes et swaps n'ayant pas contribué à financer les actifs :	
- Cumul des autres éléments du résultat étendu	<ul style="list-style-type: none"> • Gains ou pertes latents sur dette et instruments dérivés désignés en couverture de flux de trésorerie, de dettes ou de revenus en \$US
- Solde des radiations norme 1650	<ul style="list-style-type: none"> • Solde des radiations passées aux BNR au 1^{er} janvier 2002
- Solde des radiations nouvelles normes 2007	<ul style="list-style-type: none"> • Solde des radiations passées aux BNR au 1^{er} janvier 2007
- Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	<ul style="list-style-type: none"> • Solde des gains ou pertes constatés sur dette et swaps non intégrés dans les frais financiers au numérateur du coût de la dette

3 Valeur à échéance nette du montant non amorti des frais d'émission et des escomptes/primes et ajustée des variations cumulatives de juste valeur pour les obligations couvertes par swaps dans les relations de couverture de juste valeur.

ANNEXE 7 – PRÉVISION DES VARIABLES ÉCONOMIQUES

- 1 Les prévisions utilisées pour l'évaluation prospective du coût de la dette sont obtenues à
 2 l'aide du *Consensus Forecasts* publié en mai 2011 par la firme Consensus Economics
 3 Inc. Puisque les prévisions de taux d'intérêt de cette firme ne portent que sur les bons
 4 du Trésor 3 mois et les obligations gouvernementales 10 ans, il faut ajouter à ces taux
 5 une prévision d'écarts pour obtenir une prévision des taux d'intérêt applicables à la dette
 6 émise par Hydro-Québec.
- 7 Le tableau A7-1 présente les données historiques pour l'année 2010 et les prévisions
 8 des variables économiques pour l'année de base 2011 et l'année témoin projetée 2012.

**TABLEAU A7-1
PRÉVISION DES VARIABLES ÉCONOMIQUES POUR 2011 ET 2012**

	Historique ¹	Prévisions ²				
	2010	Août 2011 Horizon 3 mois	Mai 2012 Horizon 12 mois	Mai 2013 Horizon 24 mois	2011	2012
Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois	0,803%	1,529%	2,660%	n/d	1,484%	2,555%
Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois	0,925%	1,651%	2,782%	n/d	1,595%	2,677%
Bons du Trésor canadiens - 3 mois	0,593%	1,299%	2,430%	n/d	1,250%	2,325%
Bons du Trésor américains - 3 mois	0,143%	0,176%	0,663%	n/d	0,181%	0,618%
Taux LIBOR américain - 3 mois	0,282%	0,327%	0,814%	n/d	0,327%	0,769%
Taux LIBOR américain - 6 mois	0,458%	0,504%	0,991%	n/d	0,494%	0,946%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro- Québec en dollars canadiens	2,912%	3,316%	3,771%	n/d	3,232%	3,729%
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	3,171%	3,535%	3,991%	n/d	3,452%	3,949%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro- Québec en dollars canadiens	4,621%	4,969%	5,424%	n/d	4,829%	5,382%

1. Sources : Bloomberg.

2. Les prévisions sont établies à partir des données en italique provenant du *Consensus Forecasts*, Consensus Economics Inc, 9 mai 2011.

ANNEXE 8 – NOTATIONS DE CRÉDIT D’HYDRO-QUÉBEC

1 Un paramètre déterminant du coût de la dette d'une entreprise est sa qualité de crédit
2 telle que perçue par les investisseurs. Selon la qualité de crédit de l'émetteur, les
3 investisseurs demanderont plus ou moins de rendement en fonction du risque de crédit
4 perçu. Les agences de notation reconnues utilisent un mode de classification qui permet
5 d'ordonner la qualité de crédit des émetteurs.

6 Hydro-Québec ne détient pas de notation de crédit reflétant sa situation d'affaires et
7 financière. Ses notations de crédit reflètent plutôt celles de son actionnaire, soit le
8 gouvernement du Québec.

9 La qualité de crédit de la dette à long terme d'Hydro-Québec est actuellement suivie par
10 quatre agences de notation. Il s'agit de Moody's Investors Service (Moody's), Standard
11 and Poor's (S&P), Fitch Ratings Limited et Dominion Bond Rating Service Limited
12 (DBRS).

13 Le tableau suivant présente les notations de crédit à long terme actuelles d'Hydro-
14 Québec :

**TABLEAU A8-1
NOTATIONS DE CRÉDIT ACTUELLES D’HYDRO-QUÉBEC**

Moody's	S&P	Fitch Rating	DBRS
Aa2	A+	AA-	A (high)

15 Ces notations de crédit demeurent inchangées depuis 2006. Elles correspondent à une
16 très bonne qualité de crédit de niveau investissement (*Investment grade*).

ANNEXE 9 – STRATÉGIE DE COUVERTURE DES VENTES LONG TERME

 TABLEAU A9-1
 SUIVI DE LA STRATÉGIE DE COUVERTURE DES VENTES LONG TERME EN DOLLARS AMÉRICAINS

Stratégie 2011 (M\$ US)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
Ventes							
Ventes fermes d'électricité	813	720	728	204	109	-	2 574
Dettes et swaps en couverture des ventes							
Capital	(200)	(593)	(324)	-	(88)	-	(1 205)
Intérêts	(83)	(47)	(19)	(7)	(3)	-	(159)
	(283)	(640)	(343)	(7)	(91)	-	(1 364)

Stratégie 2010 (M\$ US)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
Ventes							
Ventes fermes d'électricité	781	802	698	707	202	104	3 294
Dettes et swaps en couverture des ventes							
Capital	(598)	(200)	(593)	(324)	-	(88)	(1 803)
Intérêts	(117)	(83)	(47)	(19)	(7)	(3)	(276)
	(715)	(283)	(640)	(343)	(7)	(91)	(2 079)

Note : Effet de couverture des ventes: Report des gains et pertes découlant de la conversion au taux courant de la dette en dollars américains désignée en couvertures des ventes et report des variations de juste valeur des swaps jusqu'à l'année de réalisation des ventes. À ce moment, les gains et pertes sont constatés aux résultats sous la rubrique Produits - Ventes d'électricité, soit contre l'élément couvert.

ANNEXE 10 – AJUSTEMENTS LIÉS AUX FRAIS REPORTÉS

**TABLEAU A10-1
GAINS D'INEFFICACITÉ PRÉÉTABLIE INCLUS AU NUMÉRATEUR**

Année	Inefficacité préétablie
2007	(910 000)
2008	(820 000)
2009	(730 000)
2010	(640 000)
2011	(550 000)
2012	(450 000)
2013	(360 000)
2014	(270 000)
2015	(180 000)
2016	(90 000)
Total	(5 000 000)

TABLEAU A10-2
SOLDE DES RADIATIONS LIÉES À LA NORME 1650 DE 2002

Libellé	Devise	Notionnel	Année	Mois	Renversement à l'échéance ou rachat anticipé	Solde de la perte de change non amortie
Solde au 31 décembre 2009						970 356 087,31
SWAP #542 DEB	USD		2010	1	-	
				Total 1	-	970 356 087,31
SWAP #479-B DEB	USD	(200 000 000,00)	2010	5	-	
				Total 5	-	970 356 087,31
SWAP #495 DEBOURSE	USD	(100 000 000,00)	2010	6	-	
				Total 6	-	970 356 087,31
TAG TURBINE	USD	(4 353 000,58)	2010	7	-	
TAG GENERATRICES	USD	(956 692,68)	2010	7	-	
SWAP #132 RECETTE	USD	4 260 349,39	2010	7	-	
SWAP #133 RECETTE	USD	1 420 116,46	2010	7	-	
SWAP #538 DEB	USD	(23 000 000,00)	2010	7	-	
SWAP #544 DEB	USD	-	2010	7	-	
SWAP #573 DEB	USD	(43 470 000,00)	2010	7	-	
				Total 7	-	970 356 087,31
SWAP #540 DEB	USD	(11 000 000,00)	2010	9	-	
				Total 9	-	970 356 087,31
SWAP #482-B DEB	USD	(100 000 000,00)	2010	10	-	
				Total 10	-	970 356 087,31
H.Q. GL PERPETUEL	USD	(6 000 000,00)	2011	1	1 271 400,00	
				Total 1	1 271 400,00	969 084 687,31
SWAP #499 DEB	USD	(100 000 000,00)	2011	2	-	
SWAP #499 REC	USD	100 000 000,00	2011	2	-	
SWAP #505 DEBOURSE	USD	(50 000 000,00)	2011	2	-	
SWAP #505 RECETTE	USD	50 000 000,00	2011	2	-	
SWAP #502 REC	USD	100 000 000,00	2011	2	-	
SWAP #502 DEB	USD	(100 000 000,00)	2011	2	-	
SWAP #503 REC	USD	100 000 000,00	2011	2	-	
SWAP #503 DEB	USD	(100 000 000,00)	2011	2	-	
SWAP #507 REC	USD	100 000 000,00	2011	2	-	
SWAP #507 DEB	USD	(100 000 000,00)	2011	2	-	
SWAP #508 REC	USD	50 000 000,00	2011	2	-	
SWAP #508 DEB	USD	(50 000 000,00)	2011	2	-	
				Total 2	-	969 084 687,31
SWAP #509 RECETTE	USD	75 000 000,00	2011	3	-	
SWAP #509 DEBOURSE	USD	(75 000 000,00)	2011	3	-	
SWAP #510 RECETTE	USD	100 000 000,00	2011	3	-	
SWAP #510 DEBOURSE	USD	(100 000 000,00)	2011	3	-	
SWAP #511 RECETTE	USD	25 000 000,00	2011	3	-	
SWAP #511 DEBOURSE	USD	(25 000 000,00)	2011	3	-	
				Total 3	-	969 084 687,31
H.Q. JL	USD	(728 000 000,00)	2011	5	6 941 438,90	
SWAP #525 REC	USD	150 000 000,00	2011	5	-	
SWAP #525 DEB	USD	(150 000 000,00)	2011	5	-	
SWAP #530-B REC	USD	75 000 000,00	2011	5	(4 693 841,43)	
SWAP #531-B REC	USD	75 000 000,00	2011	5	(4 764 429,67)	
SWAP #570 REC	USD	47 200 000,00	2011	5	(474 635,17)	
SWAP #596 REC	USD	15 118 000,00	2011	5	(128 864,23)	
H.Q. EG	GBL	(40 000 000,00)	2011	5	2 517 367,80	
SWAP 516B REC	GBL	20 000 000,00	2011	5	(2 445 002,73)	
SWAP 526B REC	GBL	20 000 000,00	2011	5	(2 207 936,06)	
				Total 5	(5 255 902,59)	974 340 589,89
TAG TURBINE	USD	(39 986 398,66)	2011	7	16 900 653,71	
TAG GENERATRICES	USD	(8 817 686,92)	2011	7	3 719 974,49	
SWAP #132 RECETTE	USD	31 238 764,42	2011	7	(14 127 005,87)	
SWAP #133 RECETTE	USD	10 412 921,48	2011	7	(4 711 236,91)	
				Total 7	1 782 385,42	972 558 204,47
M.T. #0241	USD	(40 000 000,00)	2011	12	-	
M.T. #0248	USD	(20 000 000,00)	2011	12	-	
				Total 12	-	972 558 204,47
H.Q. FU	USD	(200 000 000,00)	2012	2	-	
M.T. #0404	USD	(10 000 000,00)	2012	2	-	
SWAP #268 DEBOURSE	USD	(10 000 000,00)	2012	2	-	
SWAP #268 RECETTE	USD	10 000 000,00	2012	2	-	
				Total 2	-	972 558 204,47
SWAP #271-A DEBOURSE	USD	(8 064 000,00)	2012	3	1 504 988,66	
M.T. #0406	JPY	(1 000 000 000,00)	2012	3	642 343,01	
M.T. #0406-1	GBL	(5 010 000,00)	2012	3	-	
M.T. #0406-2	GBL	5 010 000,00	2012	3	-	
SWAP #271-A RECETTE	JPY	1 000 000 000,00	2012	3	(642 343,01)	
SWAP #271-B RECETTE	GBL	5 010 000,00	2012	3	-	
SWAP #271-C RECETTE	GBL	(5 010 000,00)	2012	3	-	
				Total 3	1 504 989	971 053 215,81

TABLEAU A10-3
SOLDE DES RADIATIONS LIÉES AUX NOUVELLES NORMES COMPTABLES DE 2007 (M\$)

	1er janvier 2007	2010	2011	2012
	Montant radié	(moyenne 13 mois)		
Application de la méthode d'amortissement au taux effectif (Tabl. A10-3a)	-11,0	-9,1	-8,5	-8,0
Comptabilisation inefficacité des relations de couverture (Tabl. A10-3b)	3,0	1,9	1,6	1,3
Abolition règle transitoire NOC-13 ¹	-288,6	-159,0	-138,4	-120,3
	-296,6	-166,2	-145,3	-127,0
¹ Éléments liés aux intérêts (Tableau A10-3c)	-159,7	-74,5	-54,3	-39,2
Éléments liés au change et autres (Tableau A10-3d)	-128,9	-84,5	-84,1	-81,1
	-288,6	-159,0	-138,4	-120,3

TABLEAU A10-3A
SOLDE DES RADIATIONS LIÉES AUX NOUVELLES NORMES COMPTABLES DE 2007 –
APPLICATION DE LA MÉTHODE D'AMORTISSEMENT AU TAUX EFFECTIF

Année	Renversement à échéance	Solde (moyenne 13 mois)
2007	(550 000)	(10 703 846)
2008	(550 000)	(10 153 846)
2009	(550 000)	(9 603 846)
2010	(550 000)	(9 053 846)
2011	(550 000)	(8 503 846)
2012	(550 000)	(7 953 846)
2013	(550 000)	(7 403 846)
2014	(550 000)	(6 853 846)
2015	(550 000)	(6 303 846)
2016	(550 000)	(5 753 846)
2017	(550 000)	(5 203 846)
2018	(550 000)	(4 653 846)
2019	(550 000)	(4 103 846)
2020	(550 000)	(3 553 846)
2021	(550 000)	(3 003 846)
2022	(550 000)	(2 453 846)
2023	(550 000)	(1 903 846)
2024	(550 000)	(1 353 846)
2025	(550 000)	(803 846)
2026	(550 000)	(253 846)
Total	(11 000 000)	

TABLEAU A10-3B
SOLDE DES RADIATIONS LIÉES AUX NOUVELLES NORMES COMPTABLES DE 2007 –
COMPTABILISATION DE L'INEFFICACITÉ

Année	Renversement à échéance	Solde (moyenne 13 mois)
2007	300 000	2 838 462
2008	300 000	2 538 462
2009	300 000	2 238 462
2010	300 000	1 938 462
2011	300 000	1 638 462
2012	300 000	1 338 462
2013	300 000	1 038 462
2014	300 000	738 462
2015	300 000	438 462
2016	300 000	138 462
Total	3 000 000	

TABLEAU A10-3C
ABOLITION DE LA RÈGLE TRANSITOIRE NOC-13 (NORMES COMPTABLES DE 2007) –
INTÉRÊTS LIÉS AUX INTÉRÊTS

Libellé	Date d'échéance	Renversement à l'échéance	Solde		
			(moyenne 13 mois)		
			2010	2011	2012
Divers	2007-01-31	181 270	-	-	-
Swap #275	2007-02-26	(106 546)	-	-	-
Swap #276	2007-02-27	(163 643)	-	-	-
Swap #278	2007-03-04	(600 619)	-	-	-
Swap # 281	2007-03-11	(614 424)	-	-	-
Swap #592	2007-04-02	7 450	-	-	-
Swap #285	2007-04-10	(741 677)	-	-	-
Swap #287	2007-04-11	(544 091)	-	-	-
Swap #255	2007-04-15	(390 321)	-	-	-
Swap #288	2007-04-28	(295 354)	-	-	-
Swap #259	2007-05-01	(463 728)	-	-	-
Swap #261	2007-05-04	(700 922)	-	-	-
Swap #668	2007-06-10	937 806	-	-	-
Swap #290	2007-06-26	(641 329)	-	-	-
Swap #291	2007-06-26	(1 099 832)	-	-	-
Swap #292	2007-06-27	(585 567)	-	-	-
Swap #290	2007-06-28	(470 778)	-	-	-
Swap #293	2007-07-10	(1 096 337)	-	-	-
Swap #335	2008-03-19	162 394	-	-	-
Swap #329	2008-03-19	1 103 846	-	-	-
Swap #336	2008-03-19	1 143 927	-	-	-
Swap #338	2008-03-19	1 649 840	-	-	-
Swap #401	2008-03-19	(1 310 700)	-	-	-
Swap #476	2008-05-07	501 127	-	-	-
Swap #476	2008-05-07	(1 448 296)	-	-	-
Swap #493	2008-06-10	817 920	-	-	-
Swap #594	2008-06-10	79 343	-	-	-
Swap #655	2008-06-10	536 866	-	-	-
Swap #403	2008-10-05	739 908	-	-	-
Swap #394	2008-10-07	2 799 193	-	-	-
Swap #396	2008-10-07	2 234 551	-	-	-
Swap #395	2008-10-07	(2 209 615)	-	-	-
Swap #398	2008-10-08	1 166 516	-	-	-
Swap #393	2008-10-08	(2 157 287)	-	-	-
Swap #399	2008-10-13	(1 587 908)	-	-	-
Swap #400	2008-12-09	(1 584 298)	-	-	-
Swap #404	2009-01-05	(2 101 482)	-	-	-
Swap #499	2011-02-27	(9 739 656)	(1 558 345)	(44 952)	-
Swap #514	2011-04-09	(3 389 524)	(598 151)	(30 674)	-
Swap #502	2011-05-11	(4 131 516)	(794 522)	(61 117)	-
Swap #505	2011-05-11	(2 157 673)	(414 937)	(31 918)	-
Swap #507	2011-05-11	(1 597 713)	(307 252)	(23 635)	-
Swap #508	2011-05-11	(2 046 351)	(393 529)	(30 271)	-
Swap #509	2011-05-11	(2 574 232)	(495 045)	(38 080)	-
Swap #510	2011-05-11	(3 355 639)	(645 315)	(49 640)	-
Swap #511	2011-05-11	(848 191)	(163 114)	(12 547)	-
Swap #503	2011-05-12	(4 246 686)	(816 670)	(62 821)	-
Swap #741	2012-01-01	3 803 843	1 141 153	380 384	-
Swap # 373	2015-03-08	(12 039 000)	(6 879 429)	(5 405 265)	(3 931 102)
Swap #69	2015-03-08	(116 310 269)	(66 463 011)	(52 220 937)	(37 978 863)
Swap #593	2017-04-02	351 047	231 178	196 929	162 681
Swap #597	2017-05-11	621 904	411 259	351 075	290 891
Swap #595	2017-06-10	802 467	532 838	455 801	378 764
Swap #561	2017-07-07	3 794 865	2 529 910	2 168 494	1 807 078
Swap #565	2017-07-07	(635 641)	(423 761)	(363 223)	(302 686)
Swap #591	2017-07-07	852 048	568 032	486 884	405 737
Total		(159 698 715)	(74 538 712)	(54 335 514)	(39 167 500)

**TABLEAU A10-3D
ABOLITION DE LA RÈGLE TRANSITOIRE NOC-13 (NORMES COMPTABLES DE 2007) –
ÉLÉMENTS LIÉS AU CHANGE ET AUTRES**

Dette couverte	Date d'échéance	Renversment à l'échéance	Solde		
			(moyenne 13 mois)		
			2010	2011	2012
MT 402	2007-02-13	(2 466 447)	-	-	-
MT 403	2007-02-20	(2 412 136)	-	-	-
MT 410	2007-10-15	6 552 333	-	-	-
MT 408	2008-03-13	(44 845 118)	-	-	-
MT 414	2009-10-20	(1 588 728)	-	-	-
MT 406	2012-03-05	(3 942 303)	(3 942 303)	(3 942 303)	(909 762,23)
HI	2015-03-08	(61 194 943)	(61 194 944)	(61 194 944)	(61 194 944)
MT 407	2017-03-17	(1 760 066)	(1 760 066)	(1 760 066)	(1 760 066)
GL perpétuelle		(17 565 349)	(17 565 349)	(17 229 165)	(17 201 149)
GL rachat partiel 2011		364 200			
Total		(128 858 558)	(84 462 661)	(84 126 477)	(81 065 921)

TABLEAU A10-4
SOLDE DES AUTRES ÉLÉMENTS NON-SUSCEPTIBLES D'AVOIR FINANÇÉ LES ACTIFS

Libellé	Date d'échéance	Renversement à l'échéance	Solde
Solde au 31 décembre 2009			(515 997 214)
GL (rachat partiel avant échéance)	2011-01-25	(560 927)	(515 436 288)
JL	2011-05-11	3 670 631	(519 106 919)
IF-2	2013-02-01	(9 617 544)	(509 489 375)
HI (SWAP #373)	2015-03-08	(14 089 105)	(495 400 270)
Swap #559	2015-03-13	(59 723 840)	(435 676 430)
Swap #563	2015-03-19	(34 187 725)	(401 488 705)
Swap #571	2015-05-11	(22 356 280)	(379 132 425)
IU	2016-04-01	(76 349 550)	(302 782 875)
MT #407 (SWAP #277)	2017-03-17	(2 373 621)	(300 409 254)
Swap #593	2017-04-02	(2 069 696)	(298 339 558)
Swap #597	2017-05-11	(3 531 565)	(294 807 993)
Swap #595	2017-06-10	(4 421 814)	(290 386 179)
Swap #561	2017-07-07	(37 440 000)	(252 946 179)
Swap #565	2017-07-07	(17 196 180)	(235 749 999)
Swap #591	2017-07-07	(4 827 578)	(230 922 421)
MT #217	2020-12-11	1 024 000	(231 946 421)
HS	2021-02-01	(65 439 657)	(166 506 764)
MT #259	2021-12-20	(13 246 652)	(153 260 112)
HY	2022-01-15	(35 266 296)	(117 993 816)
MT #260	2022-02-15	(13 552 143)	(104 441 674)
IO	2024-07-07	(53 351 371)	(51 090 303)
MT #374	2024-11-18	(2 722 500)	(48 367 803)
MT #377	2025-03-28	(4 031 365)	(44 336 438)
MT #393	2026-01-03	(11 460 000)	(32 876 438)
GF	2026-03-01	24 067 538	(56 943 976)
GH	2026-04-15	44 096 054	(101 040 030)
GQ	2027-01-15	(19 506 823)	(81 533 207)
MT #275	2027-04-30	560 381	(82 093 588)
MT #413	2028-07-13	3 654 455	(85 748 043)
HE	2029-06-15	34 534 600	(120 282 643)
HH	2029-12-01	(35 167 523)	(85 115 120)
HK	2030-04-15	75 630 364	(160 745 484)
HQ	2030-11-15	(134 252 908)	(26 492 576)
GL perpétuel	2079-12-31	(26 492 576)	(0)