

**CONVENTIONS, MÉTHODES ET
PRATIQUES COMPTABLES**

1 Suite à la décision de l'International Accounting Standards Board de poursuivre les
2 activités relatives à son projet portant sur la comptabilisation et l'évaluation des actifs et
3 passifs réglementaires et de ne pas élaborer de directives transitoires à l'intention des
4 nouveaux adoptants, le Conseil des normes comptables de l'Institut canadien des
5 comptables agréés (ICCA) a proposé de permettre aux entités admissibles exerçant des
6 activités à tarifs réglementés, de continuer à appliquer les normes comptables de la
7 partie V du Manuel de l'ICCA pour deux années supplémentaires.

8 Ainsi, les états financiers consolidés d'Hydro-Québec sont dressés selon les principes
9 comptables généralement reconnus (PCGR) au Canada. Ces principes sont édictés par
10 l'ICCA et sont constitués des conventions ou normes comptables décrites dans la Partie
11 V du Manuel de l'ICCA.

12 Les états financiers consolidés d'Hydro-Québec tiennent compte de certaines méthodes
13 et pratiques comptables autorisées par la Régie de l'énergie qui ont pour effet de
14 modifier le moment où certaines opérations sont comptabilisées dans les résultats
15 consolidés et qui donnent lieu à la comptabilisation d'actifs et de passifs réglementaires
16 qu'Hydro-Québec juge probable de pouvoir recouvrer ou régler ultérieurement au moyen
17 du processus d'établissement des tarifs.

18 Les principales conventions qu'utilise le Distributeur dans l'établissement du présent
19 dossier sont celles en vigueur au 31 décembre 2009, telles que décrites dans les notes
20 afférentes aux états financiers consolidés que l'on retrouve à l'intérieur du rapport
21 annuel 2009 d'Hydro-Québec.

22 Enfin, le Distributeur a appliqué la modification proposée pour approbation à la
23 sous-section 2.1 de la présente pièce.

**1 CONVENTIONS, MÉTHODES ET PRATIQUES COMPTABLES APPROUVÉES
PAR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

1
2
3

TABLEAU 1
Liste des conventions, méthodes et pratiques comptables
approuvées par la Régie de l'énergie

Conventions, méthodes et pratiques comptables	Décision
Immobilisations	D-2003-93
Actifs incorporels	D-2009-016 D-2004-47
Amortissement	D-2010-020
Projets majeurs abandonnés ou reportés	D-2003-93
Frais de développement reportés	D-2003-93
Matériaux, combustible et fournitures	D-2009-016 D-2003-93
Dette à long terme	D-2008-24
Conversion de devises et instruments dérivés – Swaps de devises	D-2008-24
Instruments dérivés – Swaps de taux d'intérêt	D-2008-24
Sortie d'actif à long terme et abandon d'activités	D-2005-34
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	D-2005-34
Dépréciation d'actifs à long terme	D-2005-34
Relations de couvertures	D-2008-24
Remboursement gouvernemental relatif au verglas de 1998	D-2003-93
Frais reportés – Programmes commerciaux et Plan global d'efficacité énergétique	D-2006-56 D-2003-93 D-2002-288 D-2002-25

1

Conventions, méthodes et pratiques comptables	Décision
Frais reportés – Option d'électricité interruptible	D-2006-149 D-2006-34 D-2004-213 D-2003-224
Frais reportés – Transfert des coûts de fourniture d'électricité et du coût du service de transport	D-2008-024 D-2007-12 D-2006-34 D-2003-93
Frais reportés – Tarif BT	D-2006-34 D-2004-170 D-2004-47
Frais reportés – <i>Pass-on</i> des coûts d'approvisionnement post patrimoniaux	D-2008-024 D-2007-12 D-2006-34 D-2005-132 D-2005-34
Frais reportés – Nivellement pour aléas climatiques	D-2009-016 D-2006-34
Coûts nets liés aux sorties d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels	D-2009-016 D-2003-93
Reclassement de l'effet des couvertures des ventes en dollars américains	D-2007-12
Contrat de location	D-2008-24
Charges d'exploitation associées aux pannes majeures	D-2009-016
Frais reportés – Coûts de combustible	D-2010-022 D-2009-016
Frais reportés – Tarif de maintien de la charge	D-2010-022 D-2009-057
Frais reportés – Projets autorisés de 10 M\$ et plus	D-2010-022

2 AJOUTS ET MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES

2.1 Programme d'achat d'électricité provenant de petites centrales hydroélectriques

1 Dans sa décision D-2009-094, la Régie a approuvé la comptabilisation, le cas échéant,
2 de la totalité de la contribution du Distributeur au financement des coûts d'intégration
3 des projets de petites centrales hydroélectriques au compte de frais reportés du service
4 de transport reconnu au Distributeur par la décision D-2003-93.

5 Dans le présent dossier, le Distributeur demande à la Régie d'approuver un changement
6 à la comptabilisation de sa contribution, soit que celle-ci soit incluse dans sa base de
7 tarification et amortie plutôt que d'être traitée en utilisant le compte de frais reportés du
8 service de transport. Cette demande s'appuie sur plusieurs motifs.

9 Pour une année donnée, le compte de frais reportés du service de transport n'est utilisé
10 que pour comptabiliser les écarts découlant du coût annuel du service de transport pour
11 la charge locale et est intégré dans la base de tarification au moment de sa disposition,
12 soit dans l'exercice subséquent. Ainsi, comptabiliser la contribution au financement des
13 coûts d'intégration des projets de centrale dans ce compte ferait en sorte que celle-ci
14 serait intégrée en totalité dans le coût de service du Distributeur lors de la demande
15 tarifaire subséquente. A contrario, le Transporteur comptabilisera ses coûts d'intégration
16 et de raccordement dans sa base de tarification pour les amortir sur la durée de vie utile
17 des actifs avec pour conséquence que le Distributeur les assumera à travers la charge
18 locale de transport sur la période équivalente à la durée de l'amortissement des actifs du
19 Transporteur. Cette situation aurait pour effet de créer une disparité de traitement dans
20 le temps des coûts rattachés à ce programme selon qu'ils proviennent du Distributeur ou
21 du Transporteur.

22 De plus, la contribution du Distributeur pour le programme d'achat d'électricité vise des
23 travaux d'intégration et par le fait même s'apparente aux contributions versées dans le
24 cadre de projets de raccordement, contributions qui sont incluses dans la base de
25 tarification du Distributeur pour être amorties sur la durée de vie utile des équipements

1 concernés. Ainsi, à titre d'exemple, on peut se référer au projet de raccordement du
2 village de Waskaganish pour lequel la Régie a autorisé, dans sa décision D-2003-214, la
3 comptabilisation de la contribution du Distributeur dans sa base de tarification et son
4 amortissement sur 20 ans, soit la durée de vie utile des équipements.

5 En conséquence, le Distributeur demande à la Régie que sa contribution au financement
6 des coûts d'intégration des projets de petites centrales hydroélectriques soit
7 comptabilisée dans sa base de tarification à titre de frais reportés et amortie sur 20 ans,
8 soit la durée des contrats d'achat d'électricité pour les projets retenus. Un rendement
9 sera calculé sur le solde non amorti au taux applicable sur la base de tarification.

10 Bien que la modification demandée soit tributaire d'une décision à venir de la Régie, le
11 Distributeur a, dans la présente demande tarifaire, comptabilisé pour l'année témoin
12 projetée 2011 des coûts d'intégration de l'ordre de 0,3 M\$ dans le compte de frais
13 reportés « Contributions à des projets de raccordement ». Les premières dates de mises
14 en service étant prévues en 2011, aucun coût d'intégration n'a été considéré pour
15 l'année de base 2010.

3 RÉSULTATS DE L'EXERCICE DE RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE

16 Le Distributeur procède annuellement à la révision des durées de vie utile de ses
17 immobilisations corporelles et actifs incorporels, tel que prévu à son plan quinquennal de
18 révision des durées de vie utile. Les résultats de cette révision sont connus à l'automne
19 de chaque année, après la date de dépôt de la demande tarifaire.

20 En 2009, le résultat de l'exercice a amené des modifications de durées de vie utile pour
21 les catégories d'immobilisations corporelles et incorporelles suivantes :

1
2

TABLEAU 2
RÉVISION DES DURÉES DE VIE UTILE – ANNÉE 2009

Catégories d'immobilisations corporelles et incorporelles	Durée de vie initiale	Durée de vie révisée
Antennes et guide d'onde	20 ans	15 ans
Systèmes d'alimentation auxiliaires	25 ans	20 ans

3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14

L'effet de ces révisions est un impact négligeable (de l'ordre de 10 k\$ pour chacune des années 2010 et 2011) sur les revenus requis.

Selon le plan quinquennal de révision des durées de vie, le Distributeur procédera au cours de l'année 2010 aux travaux relatifs à la révision de la durée de vie des poteaux.

À ce jour, les analyses démontrent que la durée de vie utile des poteaux se rapprocherait de 40 ans, alors que la durée de vie actuelle est établie à 30 ans. Selon ses calculs préliminaires, le Distributeur estime que l'augmentation de la durée de vie des poteaux entraînerait un impact à la baisse sur la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 30 M\$. Compte tenu de l'avancement des travaux d'analyse et de l'importance monétaire de cet impact, le Distributeur en a tenu compte dans l'établissement de la prévision de sa charge d'amortissement de l'année témoin 2011, tel que présenté dans la pièce HQD-7, document 11.