

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N⁰1
DE LA RÉGIE**

**PARTIE A
(DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS N⁰ 1 À 50)**

CONTEXTE, OBJECTIFS ET ORIENTATIONS

1. **Référence(s)** : Pièce B-1- HQD-1, document 1, page 10.

Préambule :

« La croissance des charges d'exploitation liées aux activités de base n'est que de 1,1 %. Compte tenu de la croissance de 1 % du nombre d'abonnements en 2008, une augmentation de 2,1 % est nécessaire pour couvrir l'ensemble des besoins de base et de croissance du Distributeur ».

Demande :

- 1.1. Veuillez élaborer sur le lien établi entre une croissance de 1 % du nombre d'abonnements et une hausse de 1 % des charges d'exploitation du Distributeur.

Réponse :

Le Distributeur privilégie l'abonnement comme indicateur des charges d'exploitation puisqu'il est en lien direct avec sa mission de base de planifier et d'exploiter le réseau et d'assurer les services à la clientèle. Une corrélation directe est ainsi établie entre l'évolution du nombre d'abonnements et l'évolution des coûts d'exploitation. Le nombre d'abonnements a d'ailleurs été reconnu dans les dossiers tarifaires antérieurs comme étant le meilleur inducteur de coûts lors de l'établissement des indicateurs d'efficience.

Ainsi, le Distributeur a évalué la croissance de ses charges d'exploitation liée aux nouveaux abonnements à 1 % sur la période 2007 à 2008, soit une croissance équivalente à celle du nombre d'abonnements prévue sur la même période.

PRÉVISION DE LA DEMANDE

2. **Référence** : Pièce B-1- HQD-2, document 1, page 5, tableau 1.

Préambule :

Au tableau de la référence, le Distributeur présente la prévision de la demande pour 2007 et 2008. La Régie comprend que les prévisions pour l'année 2007 ne sont pas normalisées pour les 4 mois réels.

Demande :

- 2.1.** Sous la forme du tableau 1 de la référence, veuillez présenter la prévision des ventes 2007 par catégorie de consommateurs, normalisée à conditions climatiques normales pour les 4 premiers mois de l'année.

Réponse :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

**TABLEAU R-2.1
PRÉVISION DES VENTES POUR L'ANNÉE 2007**

Années civiles (1 janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Ventes (GWh)
	Année de base (incluant 4 mois normalisés)
	2007 ¹
D et DM	56 209
DH	4
G et à forfait (T1, T2, T3)	12 755
G-9	1 050
M	26 755
L	43 623
H	10
DT	2 706
Éclairage public et sentinelle	572
Contrats spéciaux	27 715
	171 399
BT	-
LD et LP	6
LA marginal	22
	28
Réseaux autonomes - D et DM	195
Réseaux autonomes - G et à forfait	103
Réseaux autonomes - G-9	3
Réseaux autonomes - M	49
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	2
	353
Total Distributeur	171 779

¹ Ventes normalisées de janvier à avril et prévues de mai à décembre

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-1- HQD-2, document 1, pages 5 à 10 ;
 - (ii) Pièce B-1- HQD-2, document 1, page 21 ;
 - (iii) Pièce B-1- HQD-2, document 1, page 7 ;
 - (iv) Pièce B-1- HQD-2, document 1, page 13, tableau 5 ;
- Dossier R-3610 2006, pièce B-1- HQD-2, document 1, page 11, tableau 4.

Préambule :

La Régie note à la référence (i) que l'évolution normalisée de la demande pour les tarifs D et DM est prévue être à la baisse entre 2006 et 2007 (- 457 GWh) et à la hausse entre 2007 et 2008 (+ 625 GWh).

En faisant abstraction de l'ajustement lié à l'introduction en 2007 d'une nouvelle normale climatique (-580 GWh selon la référence (ii) l'évolution normalisée de la demande prévue pour les tarifs D et DM est très faible de 2006 à 2008.

Toujours à propos du tarif domestique, le Distributeur mentionne à la référence (iii) qu'une mise à jour des consommations unitaires par usage a été effectuée.

À la référence (iv), la Régie note que le Distributeur revoit à la hausse les mises en chantier pour 2007 (de 38 500 à 42 000, soit plus de 9 %) par rapport au dossier tarifaire précédent.

Demandes :

- 3.1.** Veuillez préciser les motifs pour lesquels le Distributeur prévoit une telle faiblesse dans l'évolution des ventes au secteur domestique, malgré une révision à la hausse de plus de 9 % des mises en chantier pour 2007.

Réponse :

Une fois les ventes de 2006 normalisées selon la nouvelle normale climatique, l'évolution normalisée de la demande pour les tarifs D et DM est prévue être de +472 GWh (0,8 %) entre 2006 et 2007 et de +625 GWh (1,1 %) entre 2007 et 2008. Le Distributeur ne juge pas l'évolution des ventes normalisées durant ces années comme étant faible.

- 3.2.** Veuillez élaborer sur la pratique de mise à jour des consommations unitaires par usage (utilisations, fréquence, historique, etc.).

Réponse :

Les hypothèses techniques requises pour la mise à jour des paramètres du modèle REEPS (modèle technico-économique utilisé pour la prévision des ventes au secteur résidentiel) sont

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

revues tous les quatre ans de concert avec le Groupe d'analyse et de modélisation énergétique (GAME) de l'INRS énergie et matériaux. Ces hypothèses sont : les consommations unitaires des appareils électriques, les taux de diffusion des appareils électriques, les taux de diffusion des systèmes de chauffage de l'espace et de l'eau et les taux de conversion entre les différentes sources d'énergie et les systèmes de chauffage de l'espace et de l'eau.

La principale source d'informations utilisée est les sondages « Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel » et « Nouvelle construction résidentielle » réalisés par le Distributeur. La publication de l'Office de l'efficacité énergétique « Consommation des gros appareils électroménagers expédiés au Canada » a aussi été utilisée.

L'intégration des derniers sondages, réalisés en 2006, a permis de mettre à jour les paramètres technico-économiques utilisés dans le modèle REEPS pour la révision d'avril 2007 de la prévision de la demande du Distributeur, présentée à la pièce HQD-2, document 1.

4. **Référence :** Pièce B-1- HQD-2, document 1, pages 7-8.

Préambule :

À la référence, le Distributeur présente l'évolution de la prévision des ventes pour l'année 2007 par rapport à celle faite dans le dossier tarifaire précédent (R-3610-2006). En particulier, il mentionne, dans la citation suivante, le détail concernant les ventes prévues au tarif M :

« La révision à la hausse des ventes au secteur général et institutionnel (de l'ordre de 500 GWh après normalisation) est liée à des ventes plus importantes qu'attendues au début de l'année, à une croissance démographique plus forte et à l'impact positif des nouveaux pourcentages de répartition entre les catégories de consommateurs de l'impact des conditions climatiques sur les ventes d'électricité. »

Demandes :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

4.1. Veuillez ventiler le 500 GWh d'augmentation par causes (*croissance démographique, nouveaux pourcentages de répartition entre les catégories de consommateurs, conditions climatiques*).

Réponse :

La révision à la hausse des ventes au secteur général et institutionnel (de l'ordre de 500 GWh après normalisation) se ventile comme suit :

- **révision à la hausse de la croissance économique (50 GWh) ;**
- **révision à la hausse de la croissance démographique (450 GWh) ;**
- **modification de la répartition de la normalisation entre les catégories de consommateurs (+185 GWh) ;**
- **introduction en avril 2007 d'une nouvelle normale climatique (-200 GWh).**

La révision à la hausse de la croissance économique et démographique explique les ventes des quatre premiers mois plus importantes que prévues lors du dernier dossier tarifaire.

4.2. Veuillez expliquer les facteurs sous jacents à la croissance démographique ayant un impact positif sur la demande du secteur général et institutionnel.

Réponse :

Le modèle de prévision des surfaces de plancher par vocations (moindres carrés ordinaires), utilisé pour la prévision des ventes d'électricité au secteur général et institutionnel, a comme variables explicatives plusieurs composantes démographiques par groupes d'âge.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Ainsi, une révision à la hausse de la prévision démographique entraîne une augmentation des surfaces de plancher prévues par vocations qui se traduit ensuite en une augmentation de la prévision de la demande d'électricité pour l'ensemble des usages du secteur général et institutionnel.

- 5. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-2, document 1, page 8 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-2, document 1, page 9.

Préambule :

Le Distributeur note, à la référence (i), afin d'expliquer la révision à la baisse de la prévision 2007 de la demande pour les contrats spéciaux :

« Du côté des contrats spéciaux, l'écart positif de 392 GWh s'explique essentiellement par des besoins accrus du client Alcan, en raison de moins bonnes conditions hydrauliques qu'anticipées. »

Pour la prévision de la demande 2008, le Distributeur mentionne (référence ii) :

« Du côté des contrats spéciaux, l'anticipation de livraisons plus faibles à Alcan en 2008, liées au retour à une hydraulité normale, n'est que partiellement compensée par les ajouts de production prévus ailleurs, ce qui explique la diminution des ventes de 2008. »

Demandes :

- 5.1.** Le Distributeur a-t-il évalué les besoins de son client Alcan selon les toutes dernières données relatives à l'hydraulité ? Veuillez élaborer sur le degré de précision de la prévision relativement à ce client et confirmer que la situation de l'hydraulité prévue pour 2008 correspond essentiellement à un retour à la normale. Si ce n'est pas le cas, veuillez élaborer sur la situation prévue en 2008.

Réponse :

Les consommations d'Alcan sur son contrat de livraison d'énergie varient sensiblement d'une période à l'autre selon les apports hydrauliques et les contraintes reliées à la gestion de son parc de production situé en zone habitée. La prévision du

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Distributeur pour la consommation de ce client repose sur les prévisions d'achats fournies par celui-ci.

Les dernières mises à jour, en date de la révision d'avril 2007, des prévisions du client pour 2007 font état d'un déficit hydraulique qui pourrait se répercuter sur la période hivernale 2008. Toutefois, pour l'année 2008, le client a établi un scénario d'hydraulicité moyenne résultant de l'analyse historique de ses bilans hydrauliques ainsi que des charges prévues pour ses usines.

6. Référence : Pièce B-1- HQD-2, document 1, pages 11-12.

Préambule :

À la référence, le Distributeur explique :

« Les plus grands risques pour l'économie du Québec sont l'évolution du dollar canadien, qui dépend en partie du prix des ressources, et la possibilité d'une pause de l'économie américaine. Ces deux éléments pourraient conduire à un ralentissement important du secteur manufacturier et à un changement dans les intentions d'investissement des entreprises. Pour l'instant, le Distributeur ne retient pas dans son scénario moyen cette hypothèse de ralentissement important, mais la croissance du PIB dans sa prévision tient néanmoins compte de ce risque accru. »

Demandes :

6.1. Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne retient pas l'hypothèse d'un ralentissement important pour son scénario moyen mais retient cette même hypothèse pour sa prévision de PIB.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas retenu dans sa prévision économique l'hypothèse d'un ralentissement important du secteur manufacturier qui résulterait en un ralentissement marqué de l'activité économique ou en une récession (croissance négative du PIB). Le Distributeur n'a pas retenu cette éventualité parce que l'économie intérieure du Québec demeure solide. La

croissance prévue du PIB en 2007 est de 1,4 % et de 2,2 % en 2008. Cette progression économique peut être néanmoins qualifiée de lente parce qu'elle intègre le risque d'une appréciation du dollar canadien et d'un ralentissement aux États-Unis, soit deux facteurs défavorables aux exportations du Québec.

- 6.2. Est-ce que le Distributeur utilise la même prévision du PIB pour ses différents scénarios de demande ?

Réponse :

La cause tarifaire du Distributeur repose sur un seul scénario de prévision de la demande d'électricité. Par conséquent, elle n'utilise qu'une seule prévision de PIB.

7. **Référence :** Pièce B-1- HQD-2, document 1, page 13, tableau 4.

Préambule :

À la référence, le Distributeur présente des paramètres de sa prévision économique pour 2007 et 2008.

Demande :

- 7.1. Veuillez comparer, pour 2007 et 2008, les taux de croissance suivants à ceux d'autres prévisionnistes reconnus : PIB tertiaire, PIB manufacturier et revenu personnel disponible. Veuillez justifier tout écart significatif.

Réponse :

Peu d'organismes publient des prévisions pour le PIB tertiaire, le PIB manufacturier et le revenu personnel disponible pour l'économie du Québec. Le Distributeur peut comparer sa prévision avec celle de quatre organismes pour le revenu personnel disponible, mais uniquement avec le Conference Board du Canada dans le cas des PIB par secteur.

**Tableau R-7.1
Comparaison des prévisions économiques au Québec**

Prévisionniste	(date de la révision)	2007	2008
Revenu personnel disponible (\$ de 2002), croissance en %			
HQD	(mars 2007)	2,3	2,1
Conference Board du Canada	(février 2007)	4,1	1,5
Mouvement Desjardins	(février 2007)	2,7	2,7
Banque Royale du Canada	(mars 2007)	2,4	2,6
Ministère des finances du Québec	(mars 2007)	3,0	1,3
PIB manufacturier du Québec (\$1997), croissance en %			
HQD	(mars 2007)	-0,5	1,5
Conference Board du Canada	(février 2007)	2,2	4,2
PIB tertiaire du Québec (\$ de 1997), croissance en %			
HQD	(mars 2007)	2,0	2,6
Conference Board du Canada	(février 2007)	2,7	2,8

La prévision économique du Distributeur, établie en mars 2007, intégrait le risque d'une appréciation du dollar canadien et d'un ralentissement économique aux États-Unis (risque qui s'est matérialisé depuis). Ainsi, sa prévision de croissance du PIB est plus basse que le consensus. Ce positionnement se reflète également sur les autres variables économiques, notamment sur le PIB manufacturier. De 2001 à 2006, la croissance du PIB manufacturier au Québec a été en moyenne de -0,6 % par année. À cet égard, il semble que la prévision du Conference Board du Canada est beaucoup plus optimiste sur un changement à court terme de la tendance de la production manufacturière au Québec.

8. Référence : Pièce B-1- HQD-2, document 1, page 15.

Préambule :

Dans la section traitant de la prévision du prix des combustibles le Distributeur mentionne :

« Pour le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta, la prévision du Distributeur est également basée sur la moyenne des prix à terme du gaz naturel Henry Hub sur le Nymex au cours du mois de février 2007 et tient compte des conditions particulières du marché canadien et des taux de change prévus. »

Demandes :

- 8.1. Veuillez expliquer comment est déterminé le différentiel de prix anticipé pour 2007 et 2008 entre Henry Hub et le prix à la frontière de l'Alberta ?

Réponse :

Pour déterminer le différentiel de prix entre les prix du gaz Henry Hub et du gaz à la frontière de l'Alberta, utilisés aux fins de la prévision de la demande d'électricité, le Distributeur se fonde sur les rapports historiques entre ces deux indices exprimés dans une même unité monétaire (en l'occurrence en dollars US) et sur l'évolution attendue de ces rapports dans les années à venir (rapprochement progressif des prix lié à une intégration croissante du marché gazier nord-américain). La moyenne des prix à terme du gaz naturel Henry Hub sur le NYMEX au cours du mois de février 2007 est ensuite multipliée par les rapports ainsi établis pour calculer les prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta en 2007 et 2008 en dollars US. Puis, à l'aide d'une prévision de taux de change, ces derniers sont convertis en dollars canadiens.

9. **Référence :** Pièce B-1- HQD-2, document 2, page 16.

Préambule :

Dans la section traitant de la stratégie de revente le Distributeur mentionne

« Le Distributeur a réservé du transport mensuel garanti de point à point sur le réseau du Transporteur afin de sécuriser son accès aux interconnexions. Le transport ainsi réservé peut être « ré-aiguillé » en fonction des résultats des appels d'offres ou suite à une demande d'une contrepartie qui s'est vu octroyer un bloc de 50 MW. »

Demandes :

- 9.1. Veuillez présenter les règles de fonctionnement du « ré-aiguillage » (ex : délais minimum requis pour en faire la demande au Distributeur, limite de volume d'énergie, etc) dans l'éventualité ou une contrepartie qui s'est vu octroyer un bloc de 50 MW en faisait la demande au Distributeur.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Réponse :

Les contreparties peuvent demander au Distributeur de rediriger les livraisons vers un point de transport alternatif. Le Distributeur tient compte du transport disponible vers ce point de livraison alternatif. Les contreparties doivent assumer les risques de coupures qui résultent d'un réaiguillage d'un service de transport ferme vers un service de transport non ferme. Les frais de réaiguillage, le cas échéant, sont évalués selon une formule de partage de gains, à part égale, entre le Distributeur et ses contreparties.

- 9.2.** Veuillez indiquer si les règles de fonctionnement de « ré-aiguillage » auraient été différentes dans l'éventualité où une contrepartie qui s'est vue octroyer un bloc de 50 MW aurait elle-même contracté son transport auprès d'HQT.

Réponse :

Les règles de fonctionnement auraient été différentes. En effet, la contrepartie qui désire contracter elle-même son transport auprès du Transporteur devra prendre livraison des blocs de 50 MW octroyés par le Distributeur au point de livraison du Transporteur (point HQT). Par la suite, cette contrepartie sera donc libre de choisir ses points de livraison et de demander au Transporteur de réaiguiller, au besoin, le transport point à point.

- 10. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-2, document 1, pages 17 à 21 ;
(ii) Dossier R-3610-2006, Normale climatique aux fins de la prévision de la demande d'électricité (suivi de la décision D-2007-12).

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur présente une nouvelle normale climatique, qu'il utilise à compter de l'année 2007 :

« En 2007, Hydro-Québec Distribution a introduit dans sa prévision de la demande une nouvelle normale climatique basée sur la moyenne des conditions

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

climatiques observées de 1971 à 2006 ajustées pour un réchauffement climatique de 0,30°C par décennie à partir de 1971. Cette nouvelle définition de la normale découle des recommandations formulées par Ouranos (un consortium sur la climatologie régionale et l'adaptation aux changements climatiques) suite à des travaux menés avec cet organisme.» (page 17)

Dans le document de la référence (ii), il explique :

« Concrètement, l'adoption de la nouvelle normale climatique permet d'éviter une surestimation des ventes prévues d'environ 0,8 TWh. »

Demandes :

10.1. Veuillez préciser si le Distributeur a procédé à un test statistique basé sur des données historiques et ayant pour but de vérifier si la prévision de la demande intégrant la nouvelle normale climatique est plus performante que la prévision utilisée antérieurement.

Dans l'affirmative, veuillez déposer les résultats de ce test et les interpréter. Dans la négative, veuillez procéder à un tel test, présenter les résultats et les interpréter.

Dans ce test, il faudra évaluer la valeur respective des 3 modifications proposées à la normale climatique (changement de période de référence, début du réchauffement en 1971 et réchauffement de 0,30 °C).

Réponse :

Pour sa prévision de demande d'électricité à conditions climatiques normales, le Distributeur essaie de définir la normale climatique et son évolution future (scénario de réchauffement climatique) en regard du climat attendu sur l'horizon de la prévision. Pour ce faire, il fait appel à des experts, en l'occurrence le consortium Ouranos. Lors des derniers travaux entrepris à l'hiver 2007, Ouranos a recommandé l'introduction d'une nouvelle normale climatique basée sur la moyenne des conditions climatiques observées de 1971 à 2006 ajustées pour un réchauffement climatique de 0,30°C par décennie à partir de 1971. Cette recommandation a donc été suivie par le Distributeur et la nouvelle normale climatique a été utilisée pour la révision d'avril 2007 de la prévision des ventes.

Selon le Distributeur, il n'y a pas de test statistique qui pourrait vérifier si la prévision de la demande intégrant la nouvelle normale climatique est plus performante que les prévisions antérieures qui intégraient l'ancienne normale climatique.

En effet, dans les évaluations de performance de la prévision réalisées par le Distributeur, la prévision de la demande effectuée à conditions climatiques normales, déterminées par la normale climatique en vigueur, est comparée aux ventes publiées normalisées selon cette même normale climatique. Les résultats de ces évaluations de la performance sont donc neutres par rapport à la normale climatique utilisée et ne fournissent aucune indication quant à la nécessité de changer ou non la normale climatique.

Tel que mentionnée ci-haut, la recommandation d'introduire la nouvelle normale climatique a relevé d'une expertise externe en climatologie.

Comme le Distributeur l'a souligné en rencontre technique le 17 mai dernier, l'adoption de cette nouvelle normale climatique permettra une meilleure prévision de la demande aux fins des hausses tarifaires et des besoins d'approvisionnement. En outre, en reflétant mieux la réalité climatique, les impacts pour le compte de nivellement seront plus justes.

- 10.2.** Veuillez préciser si l'impact de -757 GWh dû à l'introduction de cette nouvelle normale climatique pour la prévision de la demande 2007 est constant pour les années 2008 et suivantes. Sinon, veuillez préciser l'impact de la nouvelle normale climatique pour 2008, sous le format du tableau 9 de la référence (i).

Réponse :

L'impact de -757 GWh dû à l'introduction de la nouvelle normale climatique dans la prévision de la demande de 2007, croît légèrement pour les années 2008 et suivantes. Le tableau qui suit précise l'impact de la nouvelle normale climatique pour 2008, sous le format du tableau 9 de la référence (i).

TABLEAU R-10.2

**Répartition de l'impact de l'introduction d'une nouvelle normale climatique
sur les ventes par catégories de consommateurs pour 2008 (en GWh)**

Tarif D	-584
Tarif DT	7
Tarif G	-93
Tarif M	-65
Tarif L	-30
Total	-764

* Selon les nouveaux pourcentages de répartition de l'impact des conditions climatiques

- 11. Références:** (i) Dossier R-3624, décision D-2007-13, page 17 ;
(ii) Dossier R-3624, décision D-2007-13, page 16 ;
(iii) Pièce B-1- HQD-2, document 2, tableau 6, page 17.

Préambule :

À la référence (i) la Régie :

« *ORDONNE au Distributeur de soumettre, dans le cadre de l'examen de son compte de frais reportés (« pass-on ») pour le coût de ses approvisionnements lors de son dossier tarifaire, un rapport détaillé sur la gestion de ses approvisionnements postpatrimoniaux et les résultats obtenus de la revente de ses surplus d'approvisionnement ;* »

À la référence (ii):

« *La Régie rejette l'Entente et demande au Distributeur de rendre compte dans les prochains dossiers tarifaires des résultats financiers de ces opérations de revente de surplus postpatrimoniaux pour 2007* »

Demandes :

- 11.1.** En suivi de la décision citée à la référence (i) veuillez présenter des informations détaillées selon le format ci-dessous sur les activités de revente réelles (janvier à août 2007) et anticipées (septembre à décembre 2007). :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Résultats mensuels (pour les 12 mois de l'année 2007) obtenus de la revente de ses surplus d'approvisionnement du Distributeur															
	janvier			février					décembre			Total (2007)		
	réel			réel					prospectif			prospectif		
Surplus (GWh)															
Disposition des surplus	Volume de ventes (GWh)	Revenus de ventes (M\$)	Revenu moyen (\$/MWh)	Volume de ventes (GWh)	Revenus de ventes (M\$)	Revenu moyen (\$/MWh)	Volume de ventes (GWh)	Revenus de ventes (M\$)	Revenu moyen (\$/MWh)	Volume de ventes (GWh)	Revenus de ventes (M\$)	Revenu moyen (\$/MWh)
Appel d'offre Transactions bilatérales DAM HAM															
Total															

Réponse :

Tableau R-11.1 : Revente réalisée et anticipée

	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre <i>(préliminaires et prévisionnelles)</i>	Octobre	Novembre	Décembre	Total	
Ventes totales	<i>Réelles</i>											<i>(Prévisionnelles)</i>
Ventes totales en MWh (incluant les pertes)	255 531	446 514	296 012	435 363	457 620	460 999	425 354	302 594	231 339	147 382	3 458 708	
Revenus totaux (k\$CA)	16 331.23 \$	24 470.85 \$	18 585.78 \$	25 712.83 \$	28 715.91 \$	28 251.37 \$	24 405.11 \$	14 426.26 \$	11 208.16 \$	7 132.65 \$	199 240	
Revenu moyen (\$CA/MWh)	63.91 \$	54.80 \$	62.79 \$	59.06 \$	62.75 \$	61.28 \$	57.38 \$	47.68 \$	48.45 \$	48.40 \$	57.61 \$	
Appels d'offres	<i>Réelles</i>											
Ventes A/O en MWh (incluant les pertes)	255 531	446 514	199 177	370 015	451 325	457 040	361 104				2 540 706	
Revenus (k\$CA)	16 331.23 \$	24 470.85 \$	12 994.25 \$	21 704.80 \$	28 356.63 \$	27 941.75 \$	20 999.86 \$				152 799	
Revenu moyen (\$CA/MWh)	63.91 \$	54.80 \$	65.24 \$	58.66 \$	62.83 \$	61.14 \$	58.15 \$				60.14 \$	
Ventes bilatérales	<i>Réelles</i>											
Ventes bilat. en MWh (incluant les pertes)			73 605	58 802	6 295	3 959	64 250				206 911	
Revenus (k\$CA)			4 484.24 \$	3 685.54 \$	359.28 \$	309.62 \$	3 405.25 \$				12 244	
Revenu moyen (\$CA/MWh)			60.92 \$	62.68 \$	57.07 \$	78.21 \$	53.00 \$				59.17 \$	
Ventes DAM	<i>Réelles</i>											
Ventes DAM en MWh (incluant les pertes)			23 230	6 546							29 776	
Revenus (k\$CA)			1 107.29 \$	322.49 \$							1 430	
Revenu moyen (\$CA/MWh)			47.67 \$	49.27 \$							48.02 \$	

Notes
 Les données de mars à août correspondent aux données réelles
 Les ventes de septembre représentent des ventes réalisées, engagées et prévues.
 Les ventes d'octobre à décembre correspondent aux ventes prévues au 14 septembre
 Ces ventes sont toutes réalisées à la zone M du NYISO. Les prix à terme correspondent aux prix zone M - 3\$.

En plus de ces quantités, une quantité de 120 GWh n'a pas été programmée par le Distributeur au courant des mois de mai et juin en vertu du contrat cyclable.

11.2. Veuillez présenter les résultats financiers des opérations de revente de surplus, en fournissant la liste des appels d'offres effectués en 2007 pour la revente, et pour chacun d'entre eux, les informations suivantes :

- Date d'émission ;
- Date d'attribution ;
- Produit(s) offert(s) ;
- Quantité offerte par période de livraison

- Quantité attribuée par période de livraison
- Nombre de soumissions reçues
- Prix pour chacun des blocs octroyés
- Courbe des prix à terme (mensuel) au moment de l'appel d'offre.

Réponse :

Le tableau suivant présente le détail des appels d'offres émis à ce jour.

Réponse à la demande de renseignements n°1 de la Régie

Tableau R-11.2 : Détail des appels d'offres tenus à ce jour.

	Dates		Produits offerts	Quantités offertes par période de livraison		Offres reçues	Quantités attribuées	Prix de chaque bloc attribué (\$US/MWh)							Prix à terme [note 1]	
	Émission	Attribution		Période	Quantité (MW)			Quantité (MW)	1	2	3	4	5	6	7	NY zone M
1	27-févr	1er mars	7x24	3 au 31 mars	350	23	350	60.00	60.00	58.00	58.00	56.00	56.00	56.00	55.14	58.64
							points de livraison	HQT-NB	HQT-NB	HQT-NB	HQT-NB	HQT-NB	HQT-NB	HQT-NB		
2	09-mars	15-mars	7x24	Avril	350	41	350	53.50	53.00	52.59	52.51	52.34	51.51	51.50	54.96	57.90
							points de livraison	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS		
			7x24	Mai	350	41	350	57.40	57.40	57.00	57.00	56.00	56.00	55.00	54.75	58.50
							points de livraison	HQT-NE	HQT-NE	HQT-NE	HQT-NE	HQT-NE	HQT-NE	HQT-NE		
			7x24	Juin	350	40	350	62.00	60.00	58.00	57.35	57.35	57.00	57.00	57.72	59.83
							points de livraison	HQT-NB	HQT-NB	HQT-NB	HQT-NE	HQT-NE	HQT-NE	HQT-NE		
			7x24	Juillet-août	350	40	350	65.35	64.85	64.08	63.62	63.37	63.35	63.08	65.17	67.16
							points de livraison	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS		
			7x24	Septembre	350	45	350	60.00	58.50	58.50	58.10	58.10	58.00	57.60	57.95	58.88
							points de livraison	HQT-NB	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-MASS	HQT-NB	HQT-MASS		
3	28-mars	29-mars	7x24	Avril	250	19	250	57.00	56.50	56.00	50.25	50.25		54.73	61.86	
							points de livraison	HQT-NB	HQT-NB	HQT-NB	HQT-MASS	HQT-MASS				
4	23-avr	26-avr	7x24	Mai	250	11	0							52.51	59.59	
							points de livraison									
5	14-mai	17-mai	7x24	Juin	250	12	150	62.00	60.00	56.00				57.72	62.94	
							points de livraison	HQT-NB	HQT-NB	HQT-NB						
6	18-juin	21-juin	Pointe, hors pointe et 24h	Juillet	250	19	250 MW, 24 heures	57.00	55.75	55.50	55.00	55.00		57.66	63.97	
							points de livraison	HQT	HQT	HQT	HQT	HQT				
			Pointe, hors pointe et 24h	Août	250	19	250 MW, 24 heures	57.00	55.75	55.50	55.00	55.00		60.55	64.63	
							points de livraison	HQT	HQT	HQT	HQT	HQT				
7	12-sept	13-sept	Pointe, hors pointe et 24h	15 au 30 septembre	250	19	250 MW, 24 heures	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00		48.37	46.69	
							points de livraison	HQT	HQT	HQT	HQT	HQT				
8	26-sept	28-sept	Pointe	Octobre	200	8	200	51.00	51.00	51.00	51.00		61.97	59.04		
							points de livraison	HQT	HQT	HQT	HQT					
			24 heures	Octobre	200	7	200	45.75	45.75	45.75	45.75		50.37	51.30		
							points de livraison	HQT	HQT	HQT	HQT					

Note (1) : Prix à termes disponibles au moment de réaliser l'appel d'offre.
 Pour les deux marchés, des frais de courtage de 0,75 \$US/MWh sont retirés de même que les frais de transits applicables à chaque marché (c'est-à-dire 0,16 \$ pour NY et 4,03 \$ pour NE)
 Les prix à termes doivent être ajustés des pertes et des frais de transport afin de pouvoir les comparer aux prix des offres retenus au point HQT.

12. Référence: Pièce B-1- HQD-2, document 2, page 21.

Préambule :

À la note de bas de page 5, le Distributeur explique :

« Le prix de référence pour la revente est basé sur le marché de NY à la zone M. Ce prix est établi à partir des prix à terme sur le marché de NY à la zone A, plus un basis entre la zone A et M »

Demande :

12.1. Veuillez présenter la méthodologie utilisée pour déterminer le basis entre la zone A et M.

Réponse :

Le Distributeur compare les valeurs historiques des prix DAM du NYISO entre les zones M et A.

APPROVISIONNEMENTS

- 13. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-2, document 2, pages 6 à 12 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-2, document 2, pages 9 et 10 ;
(iii) Dossier R-3610-2006, pièce B-1- HQD-2, document 2, pages 7 et 8, tableaux 1 et 2.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur présente le bilan de ses approvisionnements pour l'année 2006. En particulier, il mentionne à la page 6 :

« À lui seul, l'aléa climatique est responsable d'une baisse de 4,5 TWh des besoins. Cet écart est d'une ampleur telle, que la probabilité d'observer un aléa climatique supérieur à celui-ci n'est que de 3,3 %. »

Et, à la page 11 :

« En 2006, une quantité de 1,9 TWh d'électricité patrimoniale n'a pu être utilisée par le Distributeur. Ce résultat est attribuable aux variations importantes de la demande (7,7 TWh), notamment l'aléa climatique. En plus, l'aléa climatique s'est présenté en deux temps : 2 TWh au premier trimestre de l'année et 2,1 TWh au cours des deux derniers mois de l'année. »

À la référence (ii), le Distributeur explique :

« Le coût moyen des approvisionnements en 2006 a été de 11,4 ¢/kWh. À des fins de comparaison, si le Distributeur avait réalisé au fur et à mesure tous ses achats sur le marché DAM de la zone M du NYISO, le coût moyen aurait été de 8,1 ¢/kWh. »

À la note de bas de page, il ajoute :

« Ce coût moyen est obtenu en ajoutant au coût moyen de l'énergie sur la(sic) marché DAM (7,5 ¢/kWh), les coûts de puissance, le coût d'intégration éolienne et de l'entente cadre afin de le rendre comparable au coût d'approvisionnements du Distributeur. » (page 10)

Demandes :

- 13.1.** Veuillez préciser quelle proportion du 1,9 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée en 2006 est attribuable à l'aléa climatique.

Réponse :

Le Distributeur gère tous les aléas sans distinction. Cependant, le Distributeur est en mesure d'affirmer que la majeure partie de l'électricité patrimoniale inutilisée est attribuable aux aléas climatiques.

Au premier trimestre de l'année 2006, les aléas climatiques ont été de l'ordre de 2,0 TWh dont 1,5 TWh sont survenus au mois de janvier¹. Le Distributeur a alors procédé à des reventes au cours du mois de février et a amplement utilisé ses options de réduction d'achats au cours du 1er trimestre de 2006.

Dès le mois d'octobre 2006, le Distributeur a réduit ses approvisionnements postpatrimoniaux afin de minimiser les impacts des aléas des trimestres précédents. Par la suite, des aléas climatiques, de l'ordre de 2,1 TWh se sont concrétisés au cours des mois de novembre et décembre 2006. Ces aléas se caractérisent de la façon suivante :

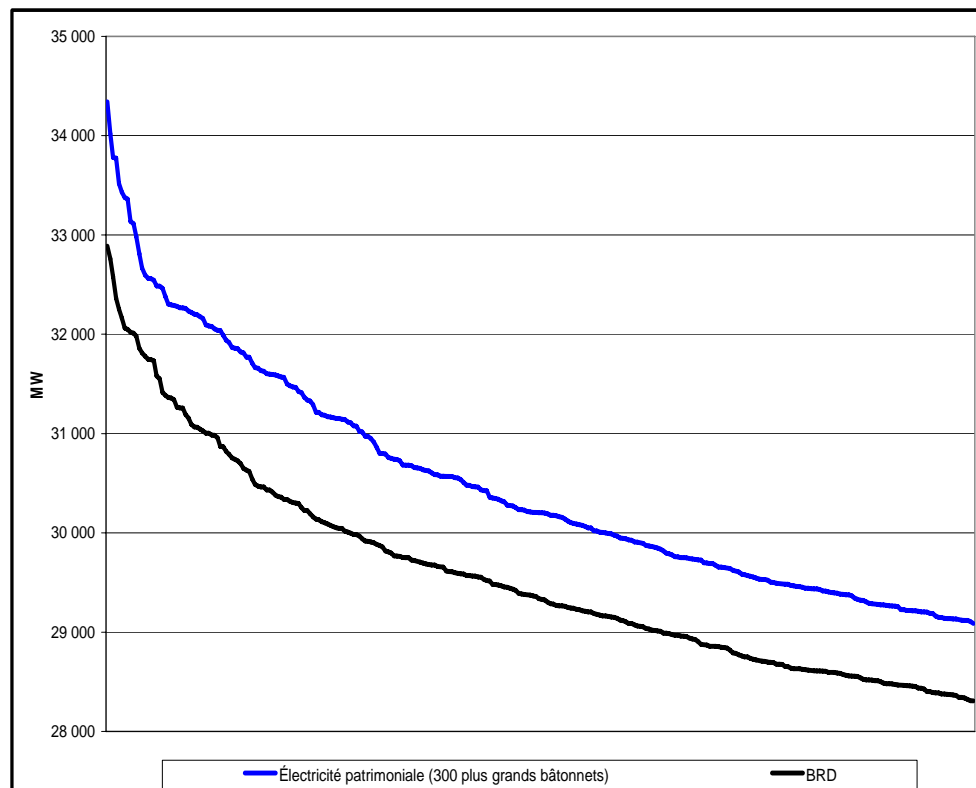
- **Novembre 2006 :**
 - Aléas climatiques = - 0,8 TWh
 - Probabilité des aléas climatiques de novembre \leq -0,82 TWh = 1,9 %)
- **Décembre 2006 :**
 - Aléas climatiques = - 1,3 TWh.
 - Probabilité des aléas climatiques de décembre \leq -1,30 TWh = 2,4 %

Le Distributeur a donc continué d'utiliser ses options de réduction d'achats et a intensifié ses reventes au cours des mois de novembre et de décembre 2006. Toutefois, ces événements climatiques, survenus en fin d'année, ont laissé bien peu de marge de manœuvre au Distributeur pour rééquilibrer son bilan énergétique.

¹ La probabilité d'observer un aléa climatique supérieur à celui-ci n'est que de 1,4 %

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Les analyses du Distributeur montrent que la quantité théorique minimale d'électricité patrimoniale inutilisée est de 0,9 TWh. Cette quantité, évaluée a posteriori, s'explique principalement par des besoins réguliers du Distributeur particulièrement faibles au cours des mois d'hiver (janvier, février, mars, novembre et décembre). En effet, comme l'indique le graphique suivant, les 300 plus grands bâtonnets d'électricité patrimoniale n'ont pas été utilisés complètement en 2006.



Les approvisionnements du 1^{er} trimestre ont contribué à augmenter le volume d'électricité patrimoniale inutilisée de 0,6 TWh. En effet, à la fin du 1^{er} trimestre de 2006, l'analyse du bilan énergétique du Distributeur ne justifiait pas de réduire davantage les approvisionnements postpatrimoniaux. Le Distributeur jugeait alors que sa stratégie était prudente. Bien que le Distributeur doive se doter de flexibilité pour faire face aux aléas climatiques, sa stratégie d'approvisionnement repose sur la satisfaction des besoins du scénario moyen. De plus, les besoins

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

postpatrimoniaux de 2006 n'ont été que de 0,9 TWh. Dans une telle situation, une utilisation complète de l'électricité patrimoniale devient difficile. Au fur et à mesure que les besoins postpatrimoniaux augmenteront, le Distributeur disposera de flexibilité additionnelle, en termes de volume d'approvisionnements postpatrimoniaux, pour tenter de minimiser l'électricité patrimoniale inutilisée.

- 13.2.** Veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles les aléas climatiques sont susceptibles d'augmenter la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée et les stratégies du Distributeur pour la minimiser.

Réponse :

Des températures supérieures aux normales saisonnières, pendant les mois d'hiver, peuvent entraîner une diminution des besoins du Distributeur dont les effets ne peuvent pas être totalement neutralisés par le recours à la flexibilité inhérente à son portefeuille d'approvisionnements. Ainsi, des températures exceptionnellement chaudes, particulièrement en fin d'année, peuvent générer des besoins tels qu'une revente de la totalité des approvisionnements postpatrimoniaux contractés ne permet pas au Distributeur d'éviter la sous utilisation de certains « bâtonnets » d'électricité patrimoniale. Le Distributeur a observé ce type de phénomène en 2006. Voir également la réponse à la question précédente. Par ailleurs, le Distributeur rappelle que l'électricité patrimoniale ne peut être utilisée que pour satisfaire les besoins du Distributeur et qu'il ne peut revendre l'électricité patrimoniale inutilisée.

- 13.3.** Veuillez ventiler et reconstituer le calcul de chacune des composantes du coût moyen de 8,1 ¢/kWh cité à la référence (ii).

Réponse :

Tableau R-13.3

Composantes du coût moyen de 8,1 ¢/kWh

<i>Coûts des approvisionnements sur les marchés</i>	182 <i>M\$US</i>
<i>Taux de change</i>	1.15
<i>Coûts en \$CA</i>	209 <i>M\$CA</i>
<i>Coûts de puissance [note 1]</i>	11 <i>M\$CA</i>
<i>Coût de l'entente-cadre</i>	8 <i>M\$CA</i>
<i>Coût de l'intégration éolienne</i>	-1 <i>M\$CA</i>
<i>Total des coûts</i>	227 <i>M\$CA</i>
<i>Achats</i>	2.8 <i>TWh</i>
<i>Coût unitaire</i>	81 <i>\$CA/MWh</i>
<i>Note (1) : comprend le coût des produits de puissance et d'électricité interruptible</i>	

13.4. Veuillez justifier l'ajout de la composante coût d'intégration éolienne au prix de comparaison sur le DAM.

Réponse :

Le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux de 2006 prend en compte les coûts de puissance, les coûts d'intégration éolienne et le coût de l'entente-cadre. Le Distributeur fournit les informations permettant de comparer le coût des approvisionnements réellement encourus au cours d'une année avec un indicateur de prix de marché pour des approvisionnements similaires. Ainsi, afin de fournir un indicateur de prix de marché comparable au coût moyen réel, le Distributeur ajoute les coûts de puissance, d'intégration éolienne et de l'entente-cadre.

13.5. Veuillez présenter le bilan mensuel des approvisionnements postpatrimoniaux 2006, en GWh et en millions de dollars en utilisant la même forme et la même ventilation que les tableaux de la référence (iii).

Réponse :

**Tableaux R-13.5
Bilan des approvisionnements postpatrimoniaux 2006 en GWh**

	JAN	FÉV	MAR	AVR	MAI	JUN	JUI	AOU	SEP	OCT	NOV	DÉC	ANNUEL
Base	297	269	223	13	11	10	12	12	172	384	340	407	2 150
Base avec option de réduction	94	1	6	71	78	102	170	134	160	68	23	0	907
Bilatéral	2					3	61	221	114	111	135	0	647
Revente		-201								-133	-228	-378	-940
Électricité interruptible	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Entente-cadre	0	0	0	5	7	11	13	20	27	9	4	0	96
Total	393	69	229	89	96	126	255	388	473	439	274	28	2 859

Bilan des approvisionnements postpatrimoniaux 2006 en millions de dollars

	JAN	FÉV	MAR	AVR	MAI	JUN	JUI	AOU	SEP	OCT	NOV	DÉC	ANNUEL
Base	37.8	34.3	20.1	0.9	0.8	0.7	0.8	0.9	10.8	27.9	30.4	34.3	199.7
Base avec option de réduction	20.0	13.5	9.9	6.5	8.4	9.8	12.8	10.8	11.8	6.1	3.1	3.7	116.4
Bilatéral		0.3	0.0	0.0		0.1	3.8	11.1	5.6	5.7	8.3	0.0	34.9
Revente		-12.4								-6.8	-11.4	-13.5	-44.1
Électricité interruptible												1.3	1.3
Entente-cadre	0.0	0.0	0.0	0.4	0.5	0.9	1.0	1.5	2.1	0.7	0.3	0.0	7.4
Puissance	4.3	4.3	0.5									0.5	9.6
Total	62.1	40.0	30.5	7.8	9.7	11.5	18.4	24.3	30.3	33.6	30.7	26.3	325.2

- 14. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-2, document 2, pages 10 et 11 ;
(ii) Dossier R-3610-2006, pièce B-1- HQD-2, document 2, page 23, tableau A-1.

Préambule :

Le Distributeur explique à la référence (i) qu'il a procédé à 4 appels d'offres de court terme afin de satisfaire aux besoins de l'année 2006. On remarque au tableau 3 de la référence (i) que l'appel d'offres A/O 2005-04 comptait 2 soumissionnaires.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

À cet effet, le Distributeur note :

« Le faible nombre de participants à l'A/O 2005-04 s'explique par le contexte énergétique difficile qui prévalait à l'automne 2005 en raison des ouragans. »

Demande :

14.1. Veuillez déposer le prix moyen et les quantités obtenues dans chacun des 4 appels d'offres et interpréter les résultats. Veuillez utiliser le format de la référence (ii) en ajoutant les appels d'offres pertinents.

Réponse :

No des appels d'offres	Date d'octroi	Produit	Quantité		Début	Fin	Prix ¢Can/kWh	Nb de soumissionnaires
AO 2005-01	juin-05	Flexible 7x24	200 MW	2324 GWh	janv-06	déc-06	8,7	6
		Base 7x24 (puissance et énergie garantie)	250 MW		janv-06	mars-06		
		Puissance garantie	150 MW		janv-06	mars-06		
AO 2005-02	sept-05	Flexible 7x24	100 MW	424 GWh	janv-06	mars-06	14,5	6
		Base 7x24 (puissance et énergie garantie)	400 MW		janv-06	févr-06		
		Base 7x24 (puissance et énergie garantie)	100 MW		mars-06	mars-06		
		Puissance garantie	350 MW		janv-06	févr-06		
AO 2005-04	nov-05	Flexible 7x24	100 MW	287 GWh	mars-06	mars-06	17,7	2
Base 7x24 (énergie garantie)	150 MW	janv-06	févr-06					
AO 2006-01	mars-06	Flexible 7x24	300 MW	876 GWh	avr-06	juin-06	7,7	6
		Flexible 7x24	100 MW		juil-06	sept-06		

Le Distributeur a présenté une explication du contexte énergétique qui prévalait à l'automne 2005 dans son État d'avancement 2005 (voir la page 25).

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Etat-avancement2005_19oct05.pdf

- 15. Référence :**
- (i) Pièce B-1- HQD-2, document 2, pages 15 à 17 ;
 - (ii) Dossier R-3624-2007, décision D-2007-13 ;
 - (iii) Dossier R-3605-2006, décision D-2007-08, page 82 ;
 - (iv) Pièce B-1- HQD-2, document 2, page 23, tableau 9.

Préambule :

Le Distributeur présente, à la référence (i), sa stratégie de revente des surplus ainsi qu'un sommaire pour l'année 2007. En particulier, il mentionne :

« Pour écouler ses surplus, le Distributeur a procédé à plusieurs appels d'offres au cours de l'année, couvrant des périodes allant d'un à six mois. En diversifiant ainsi les périodes de revente, le Distributeur tente de minimiser les effets des fluctuations des prix de l'énergie en cours d'année. » (page 16)

À la même page, il indique :

« En dernier recours, le Distributeur est en mesure de réduire l'énergie acquise en vertu du contrat cyclable avec Hydro-Québec Production. »

Au tableau 6 de la page 17, il présente un sommaire de ses activités de revente, lequel inclus le volume des ventes, les revenus des ventes ainsi que le revenu moyen.

Dans sa décision D-2007-13, la Régie demandait au Distributeur ce qui suit :

« (...) soumettre, dans le cadre de l'examen de son compte de frais reportés (« pass-on ») pour le coût de ses approvisionnements lors de son dossier tarifaire, un rapport détaillé sur la gestion de ses approvisionnements postpatrimoniaux et les résultats obtenus de la revente de ses surplus d'approvisionnement » (page 17)

et, dans la même optique

« (...) qu'il soumette les données détaillées permettant de connaître et de juger de la prudence des choix qu'il exercera lors de la revente de ses surplus d'approvisionnement. » (page 15)

À la page 20 de la référence (ii), la Régie donnait un exemple de calcul des profits (ou pertes) de la revente d'énergie pour le Distributeur, selon des données prévisionnelles disponibles.

Par sa décision à la référence (iii), la Régie ordonnait au Transporteur d'établir un compte d'écart relatif aux revenus des services de transport de point à point de long terme et de court terme, et ce, dès l'année 2007.

Demandes :

15.1. En date du 31 août 2007, veuillez effectuer une analyse de rentabilité globale de la revente d'électricité pour 2007. Pour la partie de la revente effectuée directement sur le marché DAM, veuillez donner le même niveau

***Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie***

de détails que celui fourni aux tableaux à la page 20 de la référence (ii).

Veillez cependant ajouter à cette analyse, la part du Distributeur du nouveau compte d'écart prévu à la référence (iii) imputable à la revente d'énergie.

Veillez également tenir compte des coûts additionnels qu'aurait eu à défrayer le Distributeur s'il n'avait pas eu accès à la flexibilité que lui procure le contrat de produit cyclable (250 MW) avec le Producteur pour répondre à ses besoins (i.e. le coût d'opportunité). Veuillez évaluer ces coûts additionnels selon une répartition mensuelle.

Veillez interpréter les résultats et les comparer à un indicateur de profit hypothétique établi selon l'hypothèse que le Distributeur aurait procédé à la revente directement sur le marché DAM.

Réponse :

Réponse à la demande de renseignements n°1 de la Régie

Tableau R-15.1 a)
Comparaison des revenus de la revente 2007 aux revenus découlant
d'une entente de suspension et à un indicateur de marché

	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
Ventes du Distributeur											
Quantités											
Ventes (incluant les pertes de transport) (MWh)	255 531	446 514	296 012	435 363	457 620	460 999	425 354	302 594	231 339	147 382	3 458 708
Quantités cyclées (MWh)			104 798	14 873							119 671
Revenus											
Revenus de vente	16 331 \$	24 471 \$	18 586 \$	25 713 \$	28 738 \$	28 251 \$	24 405 \$	14 426 \$	11 208 \$	7 133 \$	199 262 \$
Frais variables évités pour les quantités cyclées			4 297 \$	610 \$							4 907 \$
Impact du compte d'écart pour les ventes réalisées au point HQT			851 \$	121 \$	1 510 \$	1 510 \$	1 301 \$				5 294 \$
Revenus totaux	16 331 \$	24 471 \$	23 733 \$	26 443 \$	30 248 \$	29 762 \$	25 706 \$	14 426 \$	11 208 \$	7 133 \$	209 462 \$
Réservation de transport											
Achat de transport point à point par HQD	2 075 \$	3 626 \$	2 404 \$	3 535 \$	2 206 \$	2 233 \$	2 153 \$	2 457 \$	1 878 \$	1 197 \$	23 763 \$
Impact du compte d'écart relatif aux revenus de point à point	-2 075 \$	-3 626 \$	-2 404 \$	-3 535 \$	-2 206 \$	-2 233 \$	-2 153 \$	-2 457 \$	-1 878 \$	-1 197 \$	-23 763 \$
Total réservation de transport	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
Revenus nets totaux	16 331 \$	24 471 \$	23 733 \$	26 443 \$	30 248 \$	29 762 \$	25 706 \$	14 426 \$	11 208 \$	7 133 \$	209 462 \$
Scénario de suspension des contrats											
Ventes en MWh (incluant les pertes)	446 400	431 400	446 400	432 000	446 400	446 400	432 000	446 400	432 000	446 400	4 405 800
Coûts d'approvisionnement évités	22 887 \$	22 118 \$	22 887 \$	22 149 \$	22 887 \$	22 887 \$	22 149 \$	22 887 \$	22 149 \$	22 887 \$	225 885 \$
Impact du compte d'écart relatif aux revenus point à point générés par ce scénario	5 209 \$	5 034 \$	5 209 \$	5 041 \$	5 209 \$	5 209 \$	5 041 \$	5 209 \$	5 041 \$	5 209 \$	51 416 \$
Prix DAM NYM mensuels moyens (SCA/MWh)	69.11 \$	47.04 \$	50.69 \$	55.06 \$	57.89 \$	64.86 \$					
Prix à terme (SCA/MWh)							54.62 \$	54.30 \$	55.23 \$	56.99 \$	
Frais de sortie de NY (SCA/MWh)	5.97 \$	5.45 \$	5.42 \$	5.31 \$	5.37 \$	5.41 \$	5.11 \$	5.11 \$	5.11 \$	5.11 \$	
Ecart ventes suspension contrats - ventes réalisées	190 869	-15 114	45 590	-18 236	-11 220	-14 599	6 646	143 806	200 661	299 018	827 421
Quantités devant être rachetées	190 869	0	45 590	0	0	0	6 646	143 806	200 661	299 018	886 590
Coût du rachat	14 140 \$	- \$	2 513 \$	- \$	- \$	- \$	390 \$	8 400 \$	11 908 \$	18 270 \$	55 620 \$
Quantités devant être vendues		15 114		18 236	11 220	14 599					59 169
Revenus additionnels de vente		660 \$		934 \$	605 \$	884 \$					3 083 \$
Total	13 957 \$	27 812 \$	25 584 \$	28 124 \$	28 702 \$	28 980 \$	26 800 \$	19 697 \$	15 282 \$	9 826 \$	224 764 \$
Bénéfice hypothétique de la revente par rapport au scénario de suspension	2 374 \$	-3 341 \$	-1 850 \$	-1 681 \$	1 546 \$	781 \$	-1 093 \$	-5 270 \$	-4 074 \$	-2 694 \$	-15 302 \$
Indicateur de marché											
Revenus de vente sur le marché DAM, zone M du NYISO	16 580 \$	19 486 \$	18 944 \$	22 597 \$	24 615 \$	26 976 \$	25 706 \$	14 426 \$	11 208 \$	7 133 \$	187 671 \$
Bénéfice hypothétique de la revente par rapport au scénario de suspension	2 623 \$	-8 326 \$	-6 639 \$	-5 528 \$	-4 086 \$	-2 005 \$	-1 093 \$	-5 270 \$	-4 074 \$	-2 694 \$	-37 093 \$

Méthodologie

Scénario de ventes du Distributeur :

- **Ventes :** les ventes sont les mêmes que celles présentées en réponse à la question 11.1 de ce document;
- **Quantités cyclées :** quantité d'électricité non programmée en vertu du contrat cyclable avec le Producteur;
- **Frais variables évités pour les quantités cyclées :** le Distributeur évite un coût de 41 \$/MWh correspondant aux frais variables du contrat cyclable pour les quantités non programmées au cours des mois de mai et juin;
- **Impact du compte d'écart pour les ventes réalisées au point HQT :** pour les quantités cyclées (mai et juin) et les ventes réalisées au point HQT (juillet à septembre), le Distributeur considère que les contreparties achèteront auprès de TransÉnergie un service de point à point et que ces revenus viendront réduire le coût de transport du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale² ;
- **Achat du service de transport point à point par HQD :** coûts des réservations du service de point à point mensuel ferme de 8,12 \$/MWh placées par le Distributeur pour acheminer l'énergie vendue aux contreparties à la frontière du réseau de TransÉnergie;
- **Impact du compte d'écart relatif aux revenus de point à point :** baisse anticipée de la facture de transport du Distributeur découlant des réservations faites par ce dernier

² Pour les fins du tableau R-15.1 a), il est supposé que le Distributeur récupérera 100 % des montants inscrits au compte d'écart. Toutefois, selon la preuve du Transporteur (R-3640-2007, HQT-4, document 3), la quote-part du Distributeur se situera plutôt autour de 98 %. L'utilisation de cette dernière hypothèse n'aurait qu'un impact marginal sur les résultats et ne changerait pas la nature des conclusions.

Scénario de suspension des contrats :

- **Coût d’approvisionnement évité : le Distributeur utilise un coût moyen des contrats de base et cyclable de 51,27 \$/MWh tel qu’utilisé par la Régie dans la décision D-2007-13. Ce coût moyen est appliqué aux ventes et aux quantités cyclées**

- **Impact du compte d’écart relatif aux revenus de point à point générés par ce scénario : achat par le Producteur du service de transport point à point quotidien ferme de 11,67 \$/MWh et que le Distributeur récupérerait éventuellement par l’entremise du compte d’écart. Ce coût de transport est le même que celui utilisé dans le cadre de la demande d’approbation d’une entente visant la suspension de deux contrats d’approvisionnement en base et cyclable entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production (R-3624-2007)**

- **Quantités devant être rachetées : ventes réalisées en trop selon le scénario de suspension et devant être rachetées. Les achats sont réalisés au prix DAM NYM de mars à août et aux prix à terme pour la même zone pour les mois suivants :**
 - **Des frais de sortie de 5,11 \$US/MWh**

 - **et des frais de courtage de 0,75 \$US/MWh**

- **Quantités devant être vendues : ventes additionnelles devant être faites. Les ventes sont réalisées au prix DAM NYM de mars à août et aux prix à terme pour la même zone pour les mois suivants :**
 - **les quantités sont réduites des pertes**

- les prix DAM sont réduits d'un frais de transit sur le réseau de NY de 0,16 \$US/MWh et d'un frais de courtage de 0,75 \$US/MWh

Indicateur de marché :

- Pour la période de mars à août 2007, le Distributeur évalue les revenus générés advenant le cas où il aurait réalisé la totalité de ses ventes (ventes réalisées et quantités cyclées) sur le marché DAM de la zone M du NYISO :
 - les quantités sont réduites des pertes;
 - les prix DAM sont réduits d'un frais de transit sur le réseau de NY de 0,16 \$US/MWh et d'un frais de courtage de 0,75 \$US/MWh.
- Pour la période de septembre à décembre 2007, le Distributeur utilise pour chaque mois les mêmes revenus nets totaux présentés pour le scénario de ventes du Distributeur

Commentaires

Selon ces scénarios, le Distributeur générerait, grâce à ses ventes, des revenus de 209,4 M\$ comparativement à 224,8 M\$ dans le cas du scénario de suspension des contrats. Le Distributeur subirait donc une perte possible de 15,4 M\$ par rapport au scénario de suspension. Si la prévision de la demande du mois de janvier s'était concrétisée, la perte possible aurait été encore plus importante.

Cependant, le scénario de ventes du Distributeur permet de dégager des revenus de 22 M\$ supérieurs à des revenus de vente sur le marché DAM. La principale raison expliquant cet écart réside dans le fait que le Distributeur a obtenu de bons prix lors de ses appels d'offres émis en mars 2007. Au cours de ce mois,

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

le Distributeur a octroyé, à la suite des 3 premiers appels d'offres, plus de 50 % de l'ensemble de ses ventes.

Or, à partir du mois d'avril, les prix à la zone M ont constamment diminué, de sorte que le Distributeur s'attend à ce qu'en fin d'année, le prix moyen à la zone M soit de 4,50 \$US/MWh inférieur aux prix à terme du 9 janvier 2007 comme le montre le tableau suivant.

Tableau R-15.1 b)

\$US/MWh	Prix moyen				Ecart p/r FWD NYM du 9/01/2007
	FWD NY zone M	DAM NY zone M	FWD NYM 27/09/2007	DAM NYM et FWD 27/09	
	<i>24 heures</i>	<i>24 heures</i>	<i>24 heures</i>	<i>24 heures</i>	
Mars	54.43	59.16		59.16	4.73
Avril	53.10	44.08		44.08	-9.02
Mai	52.61	47.76		47.76	-4.85
Juin	55.16	52.96		52.96	-2.19
Juillet	63.88	54.74		54.74	-9.14
Août	64.74	59.12		59.12	-5.62
Septembre	56.39	54.13		54.13	-2.26
Octobre	62.13		54.04	54.04	-8.09
Novembre	61.53		54.51	54.51	-7.02
Décembre	60.75		59.25	59.25	-1.50
Moyenne	58.47	53.14	55.93	53.98	-4.50

En combinant cette diminution avec l'appréciation du dollar canadien, le Distributeur évalue que le prix de marché sera de près de 11 \$CA/MWh sous les anticipations du 9 janvier 2007.

- 15.2. Sous la forme des tableaux présentés à la page 20 de la référence (ii), veuillez produire une estimation des profits estimés de la revente en 2007 en fonction du prix des contrats à terme sur le NYISO et le NEPOOL (2 tableaux) en vigueur au moment du premier appel d'offres du Distributeur visant à écouler les surplus d'approvisionnement à la suite de la décision D-2007-13.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Veillez donc produire les 2 tableaux en donnant le même niveau de détails que celui fourni à la page 20 de la décision D-2007-13 et considérer dans l'analyse le crédit lié à la part du Distributeur du nouveau compte d'écart prévu à la référence (iii) et imputable à la revente d'énergie.

Réponse :

Le Distributeur doit considérer l'impact que pourrait avoir la vente massive d'énergie sur les prix de marché. Ainsi, dans sa stratégie de revente pour 2007, le Distributeur a vendu une partie importante des surplus lors des deux premiers A/O, soit près de 2 TWh ou un peu plus de 50 % des quantités. Cette approche a permis au Distributeur de sécuriser une portion importante des surplus, autant en terme de quantités que de revenus.

Par ailleurs, au-delà des considérations entourant les anticipations des prix de marché, le Distributeur doit s'assurer que l'équilibre offre/demande est respecté tout au long de l'année. Dans le contexte actuel de surplus énergétiques, il est tout aussi important pour le Distributeur de conserver la flexibilité nécessaire pour s'ajuster à l'évolution de ses besoins. Le Distributeur veut ainsi éviter de se retrouver dans une situation où il aurait à racheter, en quelque sorte, des surplus qui auraient déjà été revendus.

Enfin, le Distributeur applique les grands principes de sa stratégie d'achat de court terme qui consiste à diversifier les périodes de transactions afin de répartir son exposition au risque de prix de marché sur une plus longue période. Cette façon de faire respecte aussi les principes énoncés par la Régie dans sa décision D-2007-13 qui préconise une « ...approche de plus long terme que la revente au quotidien sur le DAM ». La Régie indique aussi : « Il est plus conforme à sa stratégie d'approvisionnement, approuvée par la Régie, de revendre de tels surplus par le biais de blocs mensuels de produits normalisés 7x24 de 50 MW, comme il est d'usage dans le marché. Cette approche non spéculative s'harmonise mieux avec son rôle de gestionnaire prudent des approvisionnements québécois que la revente au quotidien ».

***Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie***

- 15.3.** Veuillez produire une analyse de rentabilité prospective sous la forme des tableaux de la page 20 de la référence (ii) pour l'année 2008. Veuillez ajouter aux paramètres présentés un crédit lié à la prévision du compte d'écart de transport relatif à la revente d'énergie par le Distributeur mais cette fois en mode prévisionnel pour l'année 2008. Veuillez comparer votre résultat avec le revenu de revente présenté au tableau 9 de la référence (iv).

Réponse :

Le Distributeur rappelle que les prix prévus pour la revente en 2008 sont des prix de marché. Par ailleurs, le Distributeur n'a pas présenté de demande de suspension de contrat avec le Producteur pour se départir des approvisionnements excédentaires en 2008. Il n'est donc pas avisé de comparer les revenus escomptés de la revente de 2008 avec ceux générés par une telle suspension. Toutefois, si le Distributeur parvient à conclure une telle entente avec un de ses fournisseurs afin de gérer ses surplus prévus en 2008, il en avisera la Régie et déposera une demande d'approbation en ce sens.

- 15.4.** Veuillez décrire l'arbitrage économique que fait le Distributeur lorsqu'il évalue la méthode qu'il entend utiliser pour disposer de ses surplus énergétiques (revente directe sur le DAM, appels d'offres, revente à des contreparties, réduction du produit cyclable, etc.). En particulier, veuillez élaborer sur les critères utilisés par le Distributeur pour déterminer la méthode de disposition de ses surplus.

Réponse :

Dans un premier temps, le Distributeur doit s'assurer que l'équilibre offre/demande est respecté en suivant l'évolution de ses besoins. Les surplus énergétiques sont évalués sur une base régulière, ce qui permet de déterminer les quantités d'énergie à disposer pour chacune des transactions de revente. Comme il le mentionne en réponse à la question 15.2, le Distributeur tente d'éviter les situations où il doit racheter l'énergie vendue afin d'éviter de déboursier les frais associés à ces deux types de transactions.

Pour disposer des surplus, le Distributeur favorise le recours aux appels d'offres. Les offres reçues par le Distributeur sont analysées sur la base de prix unitaires comparables. Ces prix unitaires tiennent compte des ajustements qui doivent être réalisés pour tenir compte des points de livraisons choisis par les contreparties.

Lorsque les offres des contreparties sont inférieures aux anticipations de marché au moment de conclure l'appel d'offres, le Distributeur peut refuser d'octroyer la totalité ou une partie des blocs offerts.

Par la suite, les surplus n'ayant pas été vendus par appels d'offres peuvent faire l'objet de transactions bilatérales ou être vendus sur les différents marchés DAM du NYISO ou du ISONE. Le Distributeur s'assure d'offrir l'énergie à un prix tel que les frais variables du contrat cyclable et la valeur des pertes de transport sont couverts.

Les ententes bilatérales et les ventes sur les marchés DAM permettent aussi d'apporter les ajustements nécessaires à l'équilibre offre/demande du Distributeur.

En dernier recours, lorsque les marchés DAM ne permettent pas de couvrir les frais variables du contrat cyclable, le Distributeur ne programme pas de livraison auprès du Producteur tel que le permet ce contrat.

16. Référence : Pièce B-1- HQD-2, document 2, page 20, tableau 7.

Préambule :

À la référence, le Distributeur présente le volume prévu en 2008 des contrats de long terme.

Demande :

16.1. Veuillez indiquer le coût prévu de chacun de ces contrats pour l'année 2008.

Réponse :

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Tableau R-16.1

PRODUITS	Quantités	Coûts	Coûts moyen
	TWh	M\$	\$/MWh
<u>LONG TERME</u>	10,380	762,9	73,50
TCE	4,075	417,0	102,32
HQP	5,270	272,1	51,62
Base	3,074	153,8	50,04
Cyclable	2,196	118,2	53,83
Bowater	0,147	11,0	74,43
Kruger	0,133	8,4	62,75
Tembec	0,003	0,3	93,79
Éolien 1 (990 MW)	0,751	54,3	72,30
Baie-des-Sables	0,337	25,8	76,61
Anse-à-Valleau	0,309	23,6	76,50
St-Ulric	0,077	5,1	66,35
Carleton	0,029	2,3	80,11
Pénalité de retard	-	-2,5	-
Intégration éolienne	-	4,1	-
<u>COURT TERME</u>			
À ENGAGER			
Très court terme	0,034	3,0	87,15
Revente	-3,922	-250,7	63,91
Puissance	-	5,3	
<u>SERVICE DE TRANSPORT</u>		31,8	
<u>TOTAL</u>	6,492	556,4	85,7

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

- Références :
- (i) Pièce B-1- HQD-2, document 2, page 23, tableau 9 ;
 - (ii) Dossier R-3605-2006, décision D-2007-08, page 82.

Préambule :

Le Distributeur présente, à la référence (i), le volume et le coût des approvisionnements postpatrimoniaux prévus pour 2008.

Demandes :

- 17.1. Veuillez expliquer le calcul du montant de 31,8 M\$ du «service de transport». Veuillez fournir les sources appropriées.

Réponse :

À des fins de planification, le Distributeur retient le tarif de transport ferme sur une base mensuelle. Ce tarif est de 5,90 \$/kW/mois (ou de 8,08 \$/MWh sur une base horaire à 100 % de FU). À ce tarif, il faut ajouter le tarif des services complémentaires pour le point à point (service de réglage de tension), soit 0,04 \$/MWh. Ainsi, le coût estimé du service de transport est de 8,12 \$/MWh sur une base horaire. Le coût de 31,8 M\$ est le résultat d'une multiplication du coût horaire du service de transport et des quantités (3,922 TWh).

- 17.2. Veuillez ajouter au tableau de la référence (i), le cas échéant, un estimé du crédit du compte d'écart relatif aux revenus des services de transport de point à point de long terme et de court terme (voir référence ii).

Réponse :

En mode prévisionnel, aucun écart n'est prévu.

- 17.3. Veuillez présenter le calcul du coût unitaire du service de transport.

Réponse :

Voir la réponse à la question 17.1.

- 18. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-2, document 2, pages 20 et 21 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-2, document 2, page 23, tableau 9 ;
(iii) Pièce B-1- HQD-2, document 2, page 17, tableau 6.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne :

«Compte tenu de l'expérience de 2007 sur les marchés de la revente et des volumes importants qui seront transigés sur les marchés de court terme en 2008, le Distributeur juge prudent de retenir un signal de marché qui intègre un écart de l'ordre de 3 \$US/MWh par rapport aux prix à terme de référence pour la revente ».

Demandes :

- 18.1.** Veuillez justifier cette marge que se donne le Distributeur dans son évaluation des revenus potentiels de la revente. En particulier, veuillez présenter la méthode de calcul et les sources utilisées.

Réponse :

Le Distributeur tient à préciser que l'écart de 3 \$US/MWh par rapport aux prix à terme de référence ne constitue pas une marge de manœuvre. Cet écart reflète les constats tirés au moment du dépôt du dossier tarifaire, de l'analyse des résultats des appels d'offres réalisés.

En analysant les offres reçues, le Distributeur note les éléments suivants :

- **Pour les appels d'offres tenus au mois de mars³, l'ensemble des ventes réalisées avec les contreparties a permis d'obtenir un revenu unitaire inférieur de 1 \$US/MWh au prix à terme moyen à**

³ Appel d'offres du 1^{er} mars pour des livraisons de 350 MW au cours du mois de mars, l'appel d'offres du 15 mars pour des livraisons de 350 MW pour les mois d'avril à septembre et l'appel d'offres du 29 mars pour des livraisons de 250 MW pour le mois d'avril.

la zone M⁴. Ce résultat s'explique essentiellement par les offres reçues qui étaient associées au marché de la Nouvelle-Angleterre. En effet, à cette période de l'année, les anticipations de prix sur ce marché étaient supérieures à celles sur le marché de New-York.;

- Pour les appels d'offres tenus à partir du mois d'avril, en tenant compte des offres permettant d'octroyer tous les blocs offerts, le Distributeur constate que les contreparties offrent désormais des prix qui sont en moyenne inférieurs de 3,40\$US/MWh aux prix à terme pour la zone M du NYISO.

Au moment de déposer la demande tarifaire 2008-2009, le Distributeur a estimé le signal de prix adéquat à utiliser pour la revente de ses surplus en 2008. Un écart de 3 \$US/MWh par rapport aux prix à terme de référence pour la revente semble bien représenter les attentes des contreparties lorsque d'importantes quantités sont mises en vente.

L'analyse des offres reçues permet aussi de constater que deux contreparties ont remporté une majorité des 65 blocs d'énergies octroyés; une première contrepartie a remporté 18 blocs au point HQT-NB et une seconde, 15 blocs au point HQT. Ces deux contreparties ont contribué à hausser les revenus de revente du Distributeur en 2007. En effet, si l'un de ces deux soumissionnaires n'avait pas participé aux appels d'offres du Distributeur, les revenus de revente auraient été inférieurs d'un peu plus de 4 \$US/MWh aux prix à terme de référence.

Le Distributeur estime qu'une de ces deux contreparties, voire les deux, pourraient ne pas démontrer autant d'intérêt pour ses prochains appels d'offres. À cet égard, les documents déposés par TransÉnergie dans le dossier R-3640-2007 permettent de constater que les besoins pour le service de point à point de court terme atteindront près de 19 TWh en 2008, soit une hausse d'environ 3 TWh par rapport à leur niveau de 2007⁵. Ainsi, le fort achalandage des interconnexions laisse présager une concurrence sur les marchés

⁴ Prix à la zone A + basis historique de 5,82 \$US/MWh – 0,16 \$US/MWh pour les frais de transit dans NY – 0,75 \$US/MWh pour les frais de transaction. .

⁵ Dossier R-3640-2007, pièce HQT-11, document 2, page 8.

limitrophes encore plus importante qu'elle ne l'a été depuis que le Distributeur a débuté ses appels d'offres en 2007.

Le Distributeur ne peut donc présumer que ces deux contreparties, ayant participé aux appels d'offres de 2007, maintiendront, en 2008, les mêmes stratégies commerciales.

Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur estime qu'il est opportun de retenir un signal de prix qui intègre un écart de l'ordre de 3 \$US/MWh par rapport aux prix à terme de référence de la revente.

Cette approche est également cohérente avec l'étude que le Distributeur a commandé en début d'année 2007 afin d'évaluer l'impact sur le prix de l'énergie d'injecter 600 MW sur le marché de New York au cours des mois de mars à décembre 2007. En effet, selon cette étude, le prix de l'énergie à Massena diminuerait en moyenne d'un peu plus de 3 \$US/MWh⁶.

18.2. Veuillez préciser si cette marge est incluse dans l'évaluation du revenu de revente des références (ii) et (iii).

Réponse :

Oui

- 19. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-2, document 2, page 28, tableau A-2 ;
(ii) Dossier R-3610-2006, pièce B-1- HQD-2, document 2, page 25, tableau A-3.

Préambule :

Le Distributeur présente les besoins en puissance prévus pour la pointe 2007-2008 (référence i).

⁶ Dossier R3624-2007, pièce HQD-3, document 2.5.1.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

On constate que les besoins pour l'usage «chauffage domestique et agricole» sont en croissance de près de 900 MW par rapport à l'évaluation faite l'an dernier de la pointe 2006-2007 (référence ii).

Demande :

- 19.1.** Dans un contexte où la croissance de la demande prévue aux tarifs D et DM est très faible (voir question no 3), veuillez expliquer cette hausse importante des besoins en puissance pour l'usage «chauffage domestique et agricole».

Réponse :

Les besoins en puissance de 10 417 MW prévus pour l'usage « chauffage domestique et agricole » pour la pointe 2007-2008 (référence i) sont supérieurs de 880 MW à ceux de 9 537 MW prévus pour cet usage pour la pointe 2006-2007 sur la base de paramètres différents dans le dernier dossier tarifaire (référence ii).

En fait, sur une base comparable à la présente prévision des besoins de « chauffage domestique et agricole » pour la pointe 2007-2008, l'actuelle estimation des besoins de puissance pour cet usage à la pointe 2006-2007 est de 10 316 MW. La croissance prévue est donc d'environ 100 MW ce qui correspond à un taux de croissance de 1,0 %. En comparaison, la croissance des ventes au secteur domestique et agricole pour l'année 2008, donnée en réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie, est de 1,1 %.

Quant à l'accroissement de près de 780 MW des besoins en puissance pour le « chauffage domestique et agricole » pour la pointe 2006-2007, entre la prévision de ces besoins dans le dernier dossier tarifaire et leur estimation actuelle, il s'explique principalement par deux changements à la hausse. Le premier est l'inclusion dans ces besoins en puissance, à compter de la présente prévision, du chauffage d'appoint électrique auparavant implicitement inclus dans la prévision des « Autres usages » (reclassement). Le deuxième changement concerne l'augmentation de la part de l'énergie annuelle de chauffage attribuée à janvier, et ce suite à l'utilisation de degrés-jours

mensuels établis sur une base différente, principalement en ce qui a trait à la température de référence (16°C plutôt que 18°C précédemment). De plus, bien que l'introduction de la nouvelle normale climatique vienne réduire la demande de chauffage, d'autres changements à la prévision, dont une augmentation de la demande d'énergie prévue pour le chauffage en 2006-2007 (à normale égale), compensent en bonne partie la baisse de demande due au changement de normale.

20. Référence : Pièce B-1- HQD-7, document 2, page 3.

Préambule :

Le Distributeur explique en référence que les taux de pertes pour 2006, 2007 et 2008 sont respectivement de 7,5 %, 7,76 % et 7,5 %.

La Régie comprend que le taux de pertes prévisionnel 2008 est établi sur la base de taux de pertes d'années précédentes.

Demandes :

20.1. Veuillez présenter le calcul du taux de pertes prévisionnel 2008.

Réponse :

Pour établir le taux de pertes prévisionnel 2008, le Distributeur a tout d'abord calculé la moyenne des taux de pertes normalisés du réseau intégré pour les années 2004, 2005 et 2006, soit respectivement 7,42 %, 7,70 % et 7,60 %.

Ensuite, le taux global moyen ainsi obtenu a été corrigé pour l'écart entre la moyenne des taux de pertes de transport observés durant ces trois années (5,23 %) et le taux de pertes de 5,2 % spécifié aux Tarifs et conditions, taux que le Transporteur propose de maintenir pour l'année 2008 (demande R-3640-2007 du Transporteur afin de modifier ses tarifs et conditions de transport d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2008 déposée à la Régie le 11 juillet 2007).

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Le taux moyen résultant de cet ajustement de concordance au taux de pertes de transport prévu, après arrondissement à une décimale, est le taux de pertes prévisionnel retenu pour 2008, soit 7,5 %.

20.2. Veuillez préciser si la méthode de calcul des taux de pertes a été modifiée depuis le dernier dossier tarifaire.

Réponse :

Par rapport au dernier dossier tarifaire, une modification a été apportée à la méthode de calcul du taux de pertes prévisionnel pour l'année témoin projetée : un ajustement est maintenant appliqué à la moyenne des taux de pertes normalisés du réseau intégré des trois dernières années afin d'assurer la concordance avec le taux de pertes de transport prévu.

21. Références : (i) Pièce B-1- HQD-7, document 2, pages 3 à 5 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-2, document 1, page 10 ;
(iii) Pièce B-1- HQD-2, document 2, page 9.

Préambule :

Le Distributeur présente à la référence (i) le sommaire de ses achats d'électricité. On remarque au tableau de la page 5 que les ventes d'électricité pour 2006 sont de 167 029 GWh.

À la référence (ii), on remarque que la prévision de la demande réelle pour 2006 est évaluée à 167 337 GWh.

À la page 5 la référence (i), on remarque que le coût de fourniture postpatrimonial est évalué à 10,91 ¢/kWh pour 2006. En ajustant ce coût pour un taux de pertes de 7,5 %, on obtient 10,15 ¢/kWh, soit 10,91 / 1,075.

Or, à la référence (iii), le Distributeur mentionne :

«Le coût moyen des approvisionnements en 2006 a été de 11,4 ¢/kWh.»

Demandes :

21.1. Veuillez concilier les quantités et montants cités en préambule.

Réponse :

Les conciliations des volumes de consommation et du coût unitaire postpatrimonial sont présentées aux tableaux R-21.1 a) et R-21.1 b).

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

**Tableau R-21.1a
Conciliation des GWh
Année réelle 2006**

Référence	GWh
HQD-2, Document 1	167 337
Ajustement du facturé/livré relatif à 2005	(214)
Sous-total	167 123
Moins	
Ajustement taux de pertes	(94)
HQD-7, Document 2	167 029

**Tableau R-21.1b : Conciliation du coût unitaire d'achats postpatrimoniaux
Année réelle 2006**

Référence	M\$	GWh	¢/kWh	Commentaires
HQD-2, Document 2	325,2	2 859	11,4	GWh et ¢/kWh au niveau de la production
Calcul pour HQD-7, Document 2	325,2	2 661	12,2	GWh et ¢/kWh au niveau de la consommation
Moins : Coût de fourniture du BT	(81,5)	428	19,1	Coût de fourniture pour les mois de janvier à mars (pièce HQD-16, Document 1 en réponse à la question 6.2 de la Régie, du dossier R-3610-2006
Moins : Tarifs LD et LR	(5,6)	51	10,9	
Coût de fourniture à répartir	238,1	2 182	10,9	

21.2. Veuillez élaborer sur le traitement des lignes *Ventes d'électricité (en GWh)*, *Interruptions* et *Coût de fourniture* (sous la rubrique *Électricité postpatrimoniale*) du tableau à la page 5 de la référence (i).

Réponse :

La ligne *Ventes d'électricité (en GWh)* fait référence à la prévision des ventes totales du Distributeur, telle que présentée à la pièce HQD-2, document 1.

La ligne *Interruptions* présente les GWh interrompus qui doivent être considérés dans le calcul des achats d'électricité (voir réponses 34.1 et 34.2).

Le coût de fourniture de la rubrique Électricité postpatrimoniale fait référence aux achats postpatrimoniaux du Distributeur, excluant les tarifs de gestion et incluant le coût d'achat de l'électricité interruptible le cas échéant. (voir la réponse à la question 34.4)

- 21.3. Veuillez déposer, de la façon habituelle, le fichier Excel et les formules exactes de chacune des composantes du tableau à la page 5 de la référence (i).

Réponse :

Le tableau à la page 5 de la référence (i) ne contient pas de formule. Ce tableau fait plutôt référence à des données présentées dans les différentes pièces du Distributeur du dossier tarifaire, ou aux rapports annuels du Distributeur déposés à la Régie.

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

22. **Références :** (i) Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 6 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 45.

Préambules :

Référence (i)

« Par ailleurs, le Distributeur souhaite revoir le nombre d'indicateurs qu'il retient, fort des recommandations des experts, Robert Gagné et Jacques Roy, émises dans le cadre du Groupe de travail sur la réglementation de la performance du Transporteur, qui indiquent qu'il est préférable d'utiliser un nombre restreint d'indicateurs de performance. De plus, l'expérience des dernières années montre que les indicateurs spécifiques ne font pas l'objet d'une utilisation explicite dans le cadre des analyses ni par les intervenants, ni par la Régie. Pour ces raisons, le Distributeur propose de suspendre le suivi de ces dix indicateurs dans les prochains dossiers tarifaires ».

Référence (ii)

Tableau des Indicateurs d'efficacité spécifiques.

Demandes :

22.1. Parmi les dix indicateurs spécifiques, veuillez indiquer lesquels, à votre connaissance, sont employés par d'autres distributeurs d'électricité nord-américains.

Réponse :

Sur la base d'une consultation des sites de plusieurs organismes réglementaires au Canada en 2007, aucun des dix indicateurs spécifiques présentés à la page 45 de la pièce HQD-3, document 1 n'est employé par les distributeurs d'électricité devant leur instance réglementaire.

22.2. Parmi les dix indicateurs spécifiques, veuillez indiquer lesquels sont utilisés par PA Consulting dans ses exercices de balisage.

Réponse :

Un grand nombre de statistiques se dégage des données fournies dans le cadre des études de balisage. De ces statistiques, seul un faible nombre sert à mesurer la performance des participants et à les classer dans des quartiles. Les autres statistiques sont davantage de nature descriptive et certaines d'entre elles servent à mieux comprendre les différences observées.

Du côté des Services à la clientèle, seul l'indicateur ETC par 100 000 abonnements est calculé par la firme PA Consulting. Cet indicateur, fourni à titre informatif, n'est pas utilisé pour classer les entreprises ni pour apprécier leur efficacité car l'indicateur ne tient pas compte du fait que certains participants soustraient une partie de leurs activités à des firmes externes.

Du côté Réseau, aucun des indicateurs d'efficacité spécifiques n'est utilisé par la firme PA Consulting dans ses exercices de balisage, ni à titre d'indicateur de performance, ni même à titre informatif.

- 23. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 8 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 8, tableau 1 ;
(iii) Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 41 ;
(iv) Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 45.

Préambules :

Référence (i)

« À la demande de la Régie, le Distributeur présente la croissance annuelle moyenne sur une période cinq ans que le Distributeur interprète comme étant cinq années de croissance, soit la période 2003 à 2008 ».

Référence (ii)

Tableau 1 : Indicateurs d'efficacité du Distributeur.

Référence (iii)

Tableau des Composantes des indicateurs d'efficacité.

Référence (iv)

Tableau des Indicateurs d'efficacité spécifiques.

Demande :

- 23.1.** Veuillez reproduire les tableaux mentionnés aux références (ii), (iii) et (iv) en présentant la croissance annuelle moyenne sur la période 2004 à 2008.

Réponse :

Les trois tableaux de la pièce HQD-3, document 1 ont été reproduits en présentant quatre années de croissance, soit de 2004 à 2008. En général, on remarque un taux de croissance plus élevé que la période 2003 à 2008.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Tableau R-23.1

**Tableau 1 - Question 23.1 référence i
Évolution des indicateurs d'efficience privilégiés par le Distributeur ⁽¹⁾**

Description	Exercices terminés le 31 décembre					Croissance				
	Années historiques			D-2007-12	Année témoin	annuelle moyenne				
	2001	2003	2004	2007	2008	2001-2008	2003-2008	2004-2008	2007-2008	
Indicateurs globaux du Distributeur										
1 - Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	532	499	492	548	567	0,9%	2,6%	3,6%	3,6%	
2 - Coût total Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	1,22	1,10	1,10	1,21	1,28	0,6%	3,1%	3,8%	5,5%	
3 - CEN Distribution et SALC (\$) par abonnement	264	266	261	276	284	1,1%	1,3%	2,1%	2,9%	
4 - CIM (\$) par abonnement	281	246	234	254	268	-0,7%	1,7%	3,4%	5,3%	
Indicateurs processus SALC										
5 - Coût total SALC (\$) par abonnement	107	104	107	107	117	1,2%	2,3%	2,1%	8,7%	
6 - CEN SALC (\$) par abonnement	100	103	102	105	110	1,4%	1,3%	1,9%	4,5%	
Indicateurs processus Distribution										
7 - Coût total Distribution (\$) par abonnement	422	393	381	428	436	0,5%	2,1%	3,5%	1,9%	
8 - CEN Distribution (\$) par abonnement	163	162	158	170	173	0,9%	1,3%	2,3%	1,8%	

(1) : Les composantes des indicateurs d'efficience sont définies à l'annexe 1 de la pièce HQD-3, document 1.

**Annexe 2 - Question 23.1 référence ii
Composantes des indicateurs d'efficience du Distributeur**

Composantes	Exercices terminés le 31 décembre					Croissance				
	Années historiques			D-2007-12	Année témoin	annuelle moyenne				
	2001	2003	2004	2007	2008	2001-2008	2003-2008	2004-2008	2007-2008	
Intrants										
Coût total des processus Distribution et SALC (M\$)	1 891	1 820	1 821	2 105	2 202	2,2%	3,9%	4,9%	4,6%	
Coût total du processus SALC (M\$)	382	380	398	412	453	2,5%	3,6%	3,3%	9,8%	
Coût total du processus Distribution (M\$)	1 501	1 431	1 409	1 645	1 693	1,7%	3,4%	4,7%	2,9%	
CEN des processus Distribution et SALC (M\$)	939	969	967	1 062	1 103	2,3%	2,6%	3,4%	3,9%	
CEN du processus SALC (M\$)	355	374	376	404	426	2,6%	2,6%	3,1%	5,5%	
CEN du processus Distribution (M\$)	580	590	584	653	671	2,1%	2,6%	3,5%	2,9%	
CIM Distribution et SALC (M\$)	1 001	898	866	976	1 038	0,5%	2,9%	4,6%	6,4%	
IEN Distribution et SALC (M\$)	7 614	7 717	7 870	8 480	8 688	1,9%	2,4%	2,5%	2,5%	
ETC - SALC (effectif)	2 278	2 321	2 392	2 487	2 468	1,2%	1,2%	0,8%	-0,8%	
ETC - Distribution (effectif)	5 129	5 251	5 261	5 552	5 516	1,0%	1,0%	1,2%	-0,6%	
Inducteurs de coûts										
Nombre d'abonnement au Québec	3 557 290	3 644 463	3 701 275	3 842 870	3 880 914	1,3%	1,3%	1,2%	1,0%	
Kilomètres de réseau (moyenne tension)	105 352	106 568	107 423	109 872	110 324	0,7%	0,7%	0,7%	0,4%	
Ventes normalisées en GWh	154 598	165 686	165 222	173 888	172 338	1,6%	0,8%	1,1%	-0,9%	
Ventes normalisées qui transitent par le réseau de distribution en GWh	99 752	106 395	109 095	110 853	115 331	2,1%	1,6%	1,4%	4,0%	

**Annexe 3 - Question 23.1 référence iii
Évolution des indicateurs d'efficience plus spécifiques**

Description	Exercices terminés le 31 décembre					Croissance				
	Années historiques			D-2007-12	Année témoin	annuelle moyenne				
	2001	2003	2004	2007	2008	2001-2008	2003-2008	2004-2008	2007-2008	
Indicateurs globaux du Distributeur										
1 - CEN Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	0,61	0,58	0,59	0,61	0,64	0,8%	1,8%	2,3%	4,8%	
2 - IEN (\$) par abonnement	2 140	2 118	2 126	2 207	2 239	0,6%	1,1%	1,3%	1,5%	
3 - IEN (k\$) par km de réseau	72,3	72,4	73,3	77,2	78,8	1,2%	1,7%	1,8%	2,0%	
4 - IEN (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	7,63	7,25	7,21	7,65	7,53	-0,2%	0,8%	1,1%	-1,5%	
Indicateurs processus SALC										
5 - ETC SALC par 100 000 abonnements	64	64	65	65	63	-0,2%	-0,1%	-0,5%	-2,3%	
Indicateurs processus Distribution										
6 - Coût total Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	1,50	1,35	1,29	1,48	1,47	-0,3%	1,8%	3,2%	-1,1%	
7 - Coût total Distribution (k\$) par km de réseau	14,2	13,4	13,1	15,0	15,3	1,1%	2,7%	4,0%	2,5%	
8 - CEN Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	0,58	0,55	0,54	0,59	0,58	0,0%	1,0%	2,1%	-1,1%	
9 - CEN Distribution (k\$) par km de réseau	5,5	5,5	5,4	5,9	6,1	1,4%	1,9%	2,8%	2,4%	
10 - ETC Distribution par 1000 km de réseau	49	49	49	51	50	0,4%	0,3%	0,6%	-0,8%	

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

- 24. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 10, tableau 2 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 11.

Préambules :

Référence (i)

Tableau 2 : Indicateurs de qualité de service du Distributeur – Fiabilité du réseau.

Référence (ii)

« L'indice de continuité brut ne montre pas de tendance nette depuis 2001. La composante liée aux journées d'événements majeurs fluctue énormément en fonction des aléas climatiques. [...] En juin 2007, l'IC se situe à 110 minutes.

Au cours de la période 2001 à 2006, l'indice de continuité normalisé est relativement stable. En juin 2007, l'IC normalisé est de 59 minutes. Sur la base des résultats des six premiers mois et des données historiques, l'IC normalisé 2007 devrait se situer près de la moyenne historique ».

Demande :

- 24.1.** Veuillez indiquer les valeurs estimées de l'IC brut et de l'IC normalisé à la fin de l'année 2007. Veuillez également indiquer la moyenne historique de l'IC brut et de l'IC normalisé.

Réponse :

Au 31 août 2007, l'IC normalisé s'élève à 86 minutes. La valeur probable de l'IC normalisé à la fin de 2007 devrait se situer à 130 minutes + ou – 10 minutes (19 fois sur 20).

La valeur de l'IC brut au 31 août 2007 est de 147 minutes. En raison du caractère imprévisible des aléas auxquels il est soumis, aucune prévision de la valeur de l'IC brut en fin d'année n'est réalisée.

De 2001 à 2006, l'IC normalisé moyen est de 128 minutes avec un écart type de 7 minutes. Pour la même période, l'IC brut moyen est de 240 minutes avec un écart type de 122 minutes.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

- 25. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 15 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 16.

Préambules :

Référence (i)

« Le diagramme 1 décrit le niveau d'avancement de la réalisation du plan d'analyse des sous- processus. De décembre 2006 à juin 2007, dix sous-processus ont été traités. La plupart des responsables de sous-processus ont franchi la première étape qui consiste à dresser le diagnostic et les enjeux à venir. Cependant, aucun sous-processus n'a encore complété les trois étapes du plan d'analyse ».

Référence (ii)

Diagramme 1 : Avancement des travaux du comité efficience.

Demandes :

- 25.1.** Veuillez indiquer pour chacun des dix sous-processus traités, quel est le calendrier prévu (trimestre et année) pour compléter les diverses étapes.

Réponse :

Le calendrier des activités pour l'années 2008 n'est pas encore arrêté. Le Distributeur vise le 4^e trimestre de 2008 pour certains des sous-processus tels « Encaisser », « Recouvrer », « Assurer la conduite du réseau ».

- 25.2.** Veuillez préciser, si possible, les gains et les coûts prévus à ce jour pour chacun des dix sous-processus traités.

Réponse :

Comme cité en préambule, la troisième étape n'a pas été complétée pour aucun des sous-processus. Conséquemment, le Distributeur ne dispose pas d'une information détaillée lui permettant de préciser les gains et les coûts prévus à ce jour pour chacun des dix sous-processus détaillés.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

25.3. Veuillez expliquer pourquoi plusieurs sous-processus, tels l'achat de la fourniture, la réalisation des travaux, le suivi des résultats et la planification et l'optimisation des T.I., n'ont pas encore été traités dans le cadre de la réalisation du plan d'analyse des sous-processus.

Réponse :

Tous les sous-processus ne peuvent pas être traités en même temps par le comité Efficience mis en place en 2006. Le Distributeur a choisi de traiter en premier lieu les sous-processus opérationnels pour lesquels il disposait déjà d'une certaine base d'information, en lien avec les exigences de l'exercice. Les sous-processus au sein desquels un nombre important d'effectifs œuvrent, étaient aussi priorisés. Enfin, les sous-processus dits « directs », c'est-à-dire qui font majoritairement partie des processus SALC et Réseau, présentaient le plus d'intérêt à court terme, puisqu'en lien direct avec la mission de base de la Division.

Le sous-processus « Réaliser les travaux » sera traité en octobre 2007 conjointement avec le sous-processus « Accueillir et traiter les demandes des clients ». Les sous-processus « Relever et Mesurer » suivront sous peu en 2007 et au début de 2008. Les sous-processus dits « corporatifs » tels que « Piloter la planification » et « Coordonner les dossiers réglementaires », de même que les processus dits « supports » tels que « Assurer les suivis des résultats » seront traités dans un 2^e temps. Ces processus sont moins importants en terme de coûts, ce qui signifie que les gains potentiels sont aussi plus limités.

26. Référence : Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 17.

Préambule :

« Pour bien encadrer cette amélioration, un objectif global a été fixé : le Distributeur vise à obtenir des gains récurrents dans ses charges d'exploitation de 1 % annuellement. Cette efficience accrue équivaut à une réduction des charges d'exploitation nettes de l'ordre de 10 M\$ annuellement, soit plus de 2,50 \$ par abonnement. À ces gains s'ajoute, en 2008, un resserrement des charges

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

d'exploitation de 30 M\$, contribuant ainsi à contenir l'évolution des charges d'exploitation près de l'inflation ».

Demandes :

26.1. Veuillez indiquer sur quelle période le Distributeur vise à obtenir des gains récurrents dans ses charges d'exploitation de 1 % annuellement.

Réponse :

Le Distributeur entend maintenir son engagement de faire des gains sur ses charges d'exploitation de façon récurrente pour quelques années. Cependant, selon le contexte d'affaires et les circonstances particulières qui prévaudront dans le futur, l'ampleur des gains visés pourra être réévalué en conséquence.

27. Référence : Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 17.

Préambule :

« Les actions qui mènent à ce résultat sont multiples et leur réalisation dynamique. Le suivi se fera par le biais de l'analyse de l'évolution du coût par activité de chaque sous-processus ».

Demande :

27.1. Comment et à quel moment le Distributeur prévoit-il informer la Régie du suivi des actions et de l'évolution du coût par activité de chaque sous-processus ?

Réponse :

Dans la mesure où les coûts par sous-processus relèvent de sa gestion, le Distributeur n'avait pas prévu faire de suivi spécifique par processus. L'évolution des coûts par activités des sous-processus est le moyen utilisé par le Distributeur pour atteindre les cibles de la Division relative à l'évolution des huit indicateurs d'efficacité (réf. HQD-3, Document 1, section 2.3). La Régie suivra l'évolution des actions par le biais de ces indicateurs dans le cadre des dossiers tarifaires.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

De plus, le Distributeur présentera de façon spécifique à la Régie toute action structurante impliquant un budget d'investissement supérieur à 10 M\$, conformément au règlement afférent.

28. Référence : Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 19.

Préambule :

- « • *L'implantation du système REAAO (Répartition des Équipes et Activités Assistée par Ordinateur) [...] ».*

Demandes :

28.1. Pour l'implantation du système REAAO, veuillez préciser :

- a) à quel sous-processus elle est associée ;
- b) la réduction prévue des charges d'exploitation ;
- c) à partir de quand les bénéfices sont attendus.

Réponse :

L'implantation du système REAAO est associée aux sous-processus « Réaliser les travaux » et « Assurer le mesurage ». L'avant-projet est en cours et permettra d'évaluer les coûts, le potentiel de réduction des charges d'exploitation, les risques, ainsi que le calendrier de déploiement.

29. Références : (i) Pièce B-1- HQD-3, document 1, pages 19-20 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 8, tableau 1.

Préambules :

Référence (i)

« Pour les périodes 2003 à 2008 (pour les indicateurs portant sur les CEN) et 2001 à 2008 (pour les autres indicateurs d'efficacité), le Distributeur entend maintenir la croissance annuelle moyenne de ses indicateurs sous l'inflation, tout en conservant le même niveau de qualité du service ».

Référence (ii)

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Tableau 1 : Indicateurs d'efficacité du Distributeur.

Demande :

29.1. Le Distributeur entend-il maintenir la croissance annuelle moyenne des ses indicateurs sous l'inflation, tout en conservant le même niveau de qualité du service, pour la période 2004 à 2008 ? Veuillez justifier.

Réponse :

Pour les raisons évoquées dans la preuve (réf. HQD-3, document 1, page 8), l'engagement du Distributeur porte sur la période 2003 à 2008, soit cinq années de croissance, pour les indicateurs traitant des CEN par abonnement, et sur la période 2001 à 2008, pour les indicateurs qui incluent des coûts liés aux immobilisations.

Tel que présenté au tableau 1 en réponse à la question 23.1, pour la période 2004 à 2008, la croissance des indicateurs CEN par abonnement se maintient tout de même autour de 2 % annuellement. Par contre la croissance annuelle moyenne des autres indicateurs se situe autour de 3,5 %. Ce résultat s'explique par la mise en service de projets majeurs et confirme le bien-fondé de l'orientation prise par le Distributeur à l'effet que l'engagement quant à la croissance moyenne des indicateurs qui incluent des coûts liés aux immobilisations soit fixé sur une période plus longue, que le Distributeur estime à 10 ans. À ce sujet et pour des fins de complément d'information, le Distributeur invite la Régie à prendre connaissance de la réponse à la question 8.2 de la demande de renseignement n° 1 de l'AQCIE.

Le Distributeur réitère qu'il aborde la gestion d'efficacité selon le principe que les améliorations en matière d'efficacité ne doivent pas se faire aux dépens de la qualité du service que le Distributeur souhaite maintenir, voire accroître dans certains cas.

30. Référence : Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 20.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Préambule :

« Le Distributeur désire faire le point sur les actions d'efficience spécifiques annoncées lors de la cause précédente. Globalement, sur les 20 M\$ annoncés comme étant réalisables à court terme, 10,8 M\$ sont confirmés. Certaines pistes n'ont pu être pleinement déployées ou ne se sont pas traduites par les gains anticipés. Par contre, d'autres actions ont été menées et des gains ont été enregistrés ».

Demande :

- 30.1.** A) Veuillez présenter un suivi détaillé des pistes présentées, en indiquant quelles pistes ont pu et n'ont pu être pleinement déployées ou ne se sont pas traduites par les gains anticipés . Veuillez préciser les gains réalisés et les gains anticipés.

Réponse :

En complément à la réponse 27.1, le Distributeur présente un aperçu du suivi de quelques pistes d'efficience présentées dans le présent dossier tarifaire

- 1. Diminution du nombre d'envois postaux pour les clients inscrits au tarif D bénéficiant du Mode de Versements Égaux (MVE) et modification du format des cartes auto relève : ces deux mesures, applicables au sous-processus « Facturer », devaient produire des gains récurrents de l'ordre de 2 M\$ à partir de 2007. En raison de l'étalement de la livraison 3 du projet SIC, seule une partie des gains a été réalisée (300 k\$), l'autre partie étant retardée d'un an, soit 2009.**
- 2. Amélioration des méthodes de vérification de l'état des composants électriques par thermographie et par tenue diélectrique :** cette action qui devait se traduire par un gain d'efficience de 10 M\$ en 2007 par rapport au budget de 2005 attribué au sous-processus « Réaliser les travaux » a été pleinement réalisée et produit les gains récurrents de 6 M\$ en 2007. Un gain additionnel de 1,8 M\$ est également prévu pour 2008 et 2009.

D'autres projets ciblant l'amélioration de l'efficacité des activités du processus « Réaliser les travaux », notamment ceux liés au matériel roulant, aux ateliers spécialisés, à la productivité opérationnelle, entre autres, vont permettre des gains additionnels qui restent à confirmer.

3. Une douzaine de mesures d'efficacité, essentiellement administratives : ces mesures devaient générer des gains de l'ordre de 2 M\$ en 2007 par rapport à la situation de 2005 pour le sous-processus « Réaliser l'ingénierie ». Des gains ont depuis été confirmés à la hauteur de 2,3 M\$.
4. Introduction de plus de flexibilité dans les horaires de travail des opérateurs, optimisation des activités d'analyse et centralisation de l'activité de localisation de conduits pour l'ensemble du réseau souterrain : ces mesures qui devaient déboucher sur des gains de l'ordre de 1 M\$ étaient prévus pour le sous-processus « Assurer la conduite du réseau », se sont soldées par des gains réduits à 100 k\$ pour 2007.
5. Changements ayant pour but de faciliter et d'accélérer le traitement des cas de subtilisation (sous-processus « Assurer le mesurage » et « Traiter la subtilisation ») : les changements devaient produire des gains potentiels de l'ordre de 2 M\$ en 2007 par rapport à la situation de 2005. Les changements ont été faits mais les gains relatifs à l'accélération dans le traitement des cas sont en évaluation.

B) Veuillez préciser à quels sous-processus sont associées les pistes non pleinement déployées.

Réponse :

Voir la réponse à la question 30.1.a).

- 31. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-3, document 1, page 29 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-3, Document 1, page 30.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Préambules :

Référence (i)

« Les quatre indicateurs de sécurité au travail s'appuient sur des définitions et des modes de calcul similaires pour trois de ceux-ci tant au Canada qu'aux États-Unis. Seul le calcul du taux de gravité présente des difficultés d'interprétation compte tenu de la façon différente d'évaluer le nombre de jours perdus à cause d'un événement. Le rangement d'Hydro-Québec Distribution dans le quatrième quartile est davantage attribuable à un contexte réglementaire différent aux États-Unis qu'à une mauvaise performance d'Hydro-Québec Distribution ».

Référence (ii)

« En complément aux efforts actuels, le Distributeur introduira un programme cadre de prévention basé sur une approche comportementale. Un plan quinquennal d'amélioration visant une amélioration de 25 % du taux de fréquence des accidents, sera produit ».

Demande :

31.1. Veuillez présenter les résultats de 2004 et 2005 pour les quatre indicateurs de sécurité au travail.

Réponse :

TABLEAU R-31.1

Année	Taux fréquence Perte de temps	Taux fréquence Assistance médicale et perte de temps	Taux de gravité	Taux de fréquence des accidents de véhicule
2004	2,69	4,36	41	4,51
2005	2,74	4,24	49	4,28
2006	2,78	4,64	50	2,98

31.2. A) Veuillez préciser à quel moment sera mis en œuvre et présenté à la Régie le plan quinquennal d'amélioration de la sécurité.

Réponse :

Le développement du programme cadre de prévention au travail s'est effectué durant l'année 2007. Le programme sera mis en œuvre en janvier 2008. Le plan quinquennal d'amélioration de la prévention est déjà en place.

- B) Veuillez indiquer de façon sommaire quels sont les moyens envisagés pour améliorer de 25 % le taux de fréquence des accidents.

Réponse :

Afin d'améliorer le taux de fréquence des accidents, le Distributeur entend mettre en application le programme cadre de prévention. Dans le but de s'assurer de l'intégration de la prévention à la gestion quotidienne, le programme sera également audité. Une attention particulière sera portée à trois groupes d'emplois (monteurs, jointeurs et releveur de compteurs). Ces trois groupes représentent plus de 80 % des accidents. Parmi les actions plus précises visant à améliorer le taux de fréquence des accidents, le Distributeur projette de faire des campagnes de sensibilisation et de rehausser les exigences de prévention.

- C) Veuillez indiquer le coût prévu du plan quinquennal d'amélioration de la sécurité.

Réponse :

Le coût de développement du programme cadre de prévention au travail est de 50 k\$. Son application n'engendre pas de coûts supplémentaires.

EFFICIENCE DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

- 32. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-3, document 2, pages 20 à 23 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-3, document 2, page 12, tableau 1.

Préambules :

Référence (i)

« *Le plan de balisage proposé pour chaque direction du CSP est présenté ci-après* ».

Référence (ii)

Tableau 1 : Évolution des indicateurs d'efficience du Centre de services partagés.

Demandes :

32.1. En suivant le modèle du tableau 1 indiqué à la référence (ii), veuillez présenter les résultats des indicateurs suivants :

- Coût d'aménagement / occupant ;
- Coût de bureautique / utilisateur.

Réponse :

Il n'est pas possible de présenter le résultat des indicateurs identifiés au plan de balisage de la pièce HQD-3, document 2, pages 20 à 23, les coûts utilisés dans le calcul des indicateurs devant faire l'objet d'une normalisation. En effet, les experts externes mandatés pour la réalisation de l'exercice de balisage, établissent la normalisation des coûts afin de les rendre comparables au marché. Puisque les pratiques du marché se transforment continuellement, les indicateurs balisés se comparent à la lecture du marché mais ne peuvent se comparer dans le temps.

De plus, il est possible que les indicateurs soient revus lors de l'exercice de balisage pour traduire l'évolution des indicateurs utilisés par le marché, le cas échéant . Pour apprécier l'évolution de son efficience, le CSP réfère aux indicateurs présentés dans la pièce HQD-3, document 2.

**COMPTE DE PASS-ON POUR L'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ
POSTPATRIMONIALE**

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

- 33. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-4, document 2, page 19 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-4, document 2, page 20.

Préambule :

Conformément à la décision D-2007-12, le *pass-on* d'une année donnée doit être enregistré sur deux exercices. Le Distributeur propose dans le présent dossier d'ajuster le *pass-on* sur trois exercices.

(i) « *Pour une année donnée, deux ajustements pour le facturé/livré sont nécessaires, un premier connu au 31 décembre de l'année en question pour la période du 1^{er} janvier au 30 juin, et un deuxième connu uniquement vers la fin de l'année suivante et couvrant la période du 1^{er} juillet au 31 décembre.* »

(ii) « *Ce deuxième ajustement a un impact de -5,5 M\$ sur les montants cumulés dans le compte de pass-on afférent à l'année 2005.*

(...)

Le Distributeur tient à mentionner qu'il n'y a pas de lien entre l'ampleur du compte de pass-on et le niveau de cet ajustement, qui devrait se situer année après année autour du montant calculé pour l'année 2005. »

Demandes :

- 33.1.** Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a besoin d'un délai de 6 mois pour le premier ajustement pour le facturé/livré et d'un délai de 12 mois pour le deuxième ajustement.

Réponse :

Tel que mentionné dans le dossier R-3550-2004, à la pièce HQD-5, document 1.1, en réponse à la question 7.1 de la Régie, « le cycle de facturation des clients d'Hydro-Québec » ne correspond pas à la périodicité de préparation des états financiers. Les livraisons d'électricité d'une période donnée n'étant pas toutes facturées avant la fin de la période, elles doivent par conséquent être évaluées dans le cadre de l'exercice de préparation des états financiers. Cette évaluation fait l'objet d'une écriture de démarcation appelée « revenu à facturer ». Le revenu à facturer représente toutefois une estimation dont la précision est évaluée annuellement par l'exercice de détermination du facturé/livré. Cet exercice a pour but de mesurer l'écart entre les livraisons d'électricité sur le réseau du Distributeur évaluées dans le cadre de la préparation des états financiers et les livraisons d'électricité

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

facturées. Par la suite, cet écart permet d'ajuster les revenus des ventes comptabilisés. Cette comparaison est effectuée une fois par année sur la période mobile de 12 mois se terminant le 30 juin. Cette période a été retenue puisqu'elle induit le moins d'effet température, augmentant ainsi la précision de l'exercice.

Il y a donc un seul ajustement pour le facturé/livré, qui couvre la période du 1er juillet d'une année au 30 juin de l'année suivante. Dans la préparation des rapports annuels et des dossiers tarifaires pour la Régie, cet ajustement doit donc être intégré sur 2 périodes.

- 33.2.** Veuillez préciser si le niveau de l'ajustement varie selon l'aléa de la demande et de l'aléa climatique. Veuillez commenter l'affirmation à l'effet que le montant du deuxième ajustement devrait se situer année après année autour du montant calculé pour l'année 2005, soit -5,5 M\$ et présenter les hypothèses qui supportent une telle évaluation.

Réponse :

Dans la mesure où l'ajustement du facturé/livré serait autour de 200 GWh, l'impact sur le compte de *pass-on* variera peu, compte-tenu qu'il s'agit en grande partie d'un effet revenu, et que le revenu moyen prévu de fourniture évolue lentement.

Par ailleurs, cet ajustement n'est pas relié aux aléas climatiques ou de la demande. Il s'agit d'une révision de l'estimé des ventes réelles pour chaque mois, une fois l'année complétée, ce qui signifie que l'information n'est disponible que pour le dossier tarifaire suivant.

- 33.3.** En faisant l'hypothèse que le montant de l'ajustement a un impact de -5,5M\$ année après année selon la référence (ii) et que le compte de *pass-on* d'une année donnée est ajusté dans le troisième exercice subséquent,
- a) veuillez présenter une proposition sur le traitement du facturé/livré ayant pour but de réduire le délai d'ajustement et la complexité du calcul du *pass-on* ;

Réponse :

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Le Distributeur est en processus de réflexion quant à la possibilité de réduire les délais d'ajustement et la complexité de l'ajustement du facturé/livré. Il n'est cependant pas en mesure, à cette étape, de soumettre une proposition. Une fois le processus complété, le Distributeur sera disposé à revoir les modalités de calcul du *pass-on* en vue de les simplifier.

b) veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur quant à la possibilité de ne pas considérer l'ajustement du facturé/livré.

Réponse :

La position de ne pas considérer l'ajustement du facturé/livré reposerait sur la constance et la faible matérialité des sommes en cause. Or, actuellement, ces prémisses demeurent hypothétiques et ne sauraient à elles seules justifier une telle position. L'ajustement du facturé/livré modifie les volumes totaux des ventes ainsi que la répartition des achats par catégories de consommateurs. En conséquence, et afin de prendre en compte l'ensemble des éléments ayant une incidence sur le calcul du *pass-on*, le Distributeur ne saurait faire abstraction de certains d'entre eux, ce qui aurait pour effet de créer un décrochage entre les GWh approvisionnés et les GWh comptabilisés.

En outre, l'ajustement du facturé/livré est comptabilisé aux livres et reflété dans les états financiers statutaires faisant l'objet d'une vérification en fin d'année. Le fait de ne pas prendre en compte cet ajustement entraînerait un écart entre les résultats statutaires et réglementaires.

- 34. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-4, document 2, page 24 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-4, document 2, page 29, tableau 5 ;
(iii) Pièce B-1- HQD-4, document 2, page 29, tableau 6 ;
(iv) Pièce B-1- HQD-7, document 2, page 5.

Préambule :

Le Distributeur indique à la référence (i) :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

« L'option d'électricité interruptible est un moyen de gestion des approvisionnements à la disposition du Distributeur. Le coût d'utilisation de ce programme est donc à priori inclus dans le coût total d'approvisionnement postpatrimonial, tant en mode prévisionnel que réel. Il faut dans un premier temps, puisque ces montants sont déjà comptabilisés dans un compte de frais reportés, les exclure du calcul du pass-on. Par conséquent, pour 2007, les montants cumulés par catégories de consommateurs du compte de pass-on, tels que présentés au tableau 5 excluent 4,2 M\$ d'écarts relatifs au programme d'électricité interruptible.

(...) S'il n'y avait pas eu de compte de frais reportés spécifique pour l'interruptible, cet écart se serait reflété dans le calcul du pass-on et aurait eu un impact uniquement sur l'effet prix. »

Le Distributeur présente au tableau 5 (référence (ii)) le détail du compte de pass-on prévu pour l'année 2007 excluant l'interruptible. Le tableau 6 (référence (iii)) reprend essentiellement les mêmes calculs que ceux présentés au tableau 5, à l'exception de l'écart de prix qui prend en compte le montant du compte de frais reportés pour l'option d'électricité interruptible.

Le Distributeur présente également les données relatives aux achats de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale à la référence (iv).

Demandes :

- 34.1.** Veuillez expliquer pourquoi, sans le compte de frais reportés spécifique aux crédits fixes et variables pour l'interruptible, celui-ci aurait eu un impact uniquement sur l'effet prix et aucun effet sur l'effet volume. Est-ce que la situation sera la même pour le pass-on de 2008 compte tenu des crédits variables anticipés ?

Réponse :

À l'instar du *pass-on* qui ne peut être séparé en aléas de la demande et en aléas climatiques pour chaque catégorie de consommateurs, distinguer les volumes de l'effet du programme de l'interruptible présente les mêmes difficultés. Isoler les volumes du programme de l'interruptible du compte de *pass-on* exigerait une connaissance de la répartition de ce volume par catégories de consommateurs. De plus, le fait d'isoler les volumes du programme d'interruptible ne serait pas conséquent avec la méthode de répartition par catégories de consommateurs qui fait un traitement en bloc des coûts et des volumes

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

d'approvisionnements postpatrimoniaux. L'application de l'impact total uniquement sur l'effet prix permet une répartition de ce coût par catégories de consommateurs qui soit cohérente avec la méthode de répartition de la fourniture postpatrimoniale, tout en n'ayant pas à distinguer les volumes d'interruptible par catégories de consommateurs.

Par ailleurs, les volumes liés à l'interruptible sont déjà pris en compte dans les tableaux 5 et 6 du suivi du compte de pass-on. Les GWh interrompus font partie des besoins d'approvisionnements (et non des volumes de consommation). Ces volumes d'approvisionnements, tant patrimoniaux que postpatrimoniaux, sont inchangés, que le Distributeur décide de se prévaloir de l'option d'électricité interruptible ou de procéder à un autre type d'achats de court terme.

Bien que l'électricité interruptible fasse l'objet d'un suivi distinct de celui du compte de *pass-on*, les coûts reliés à ce programme requièrent le même traitement par catégories de consommateurs que tout autre type d'achats d'approvisionnements dans la mesure où les méthodes de répartition ne sont pas applicables pour chaque transaction.

34.2. Veuillez expliquer l'impact des interruptions de 127 GWh présentées à la référence (iv) pour l'année de base 2007 dans le calcul du pass-on 2007.

Réponse :

Voir la réponse à la question 34.1.

34.3. Veuillez expliquer l'écart entre le volume réel patrimonial de 166 336 GWh présenté aux références (ii) et (iii) colonne (1) et celui de 165 923 GWh présenté à la référence (iv), année de base 2007.

Réponse :

Tel que mentionné à la note (B) du tableau de la référence (i), le volume de consommation patrimonial considéré dans le calcul de l'écart de volume est ajusté pour prendre en compte la

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

variation du taux de pertes réel par rapport à celui prévu. La justification de cet ajustement a été démontrée par le Distributeur dans le dossier R-3610-2006, à la pièce HQD-4, document 2, page 7, lignes 7 à 17. Il y est mentionné qu'une « *variation du taux de pertes observée dans l'année comparativement à celui prévu, à la hausse comme à la baisse, aurait un effet sur le compte de pass-on à tous les niveaux (...) Au niveau de l'écart de volume, un taux de pertes réel différent du taux prévu implique un volume différent d'énergie acquise (...). Toutefois, il faut calculer l'écart de revenu à partir des ventes réelles sur la base d'un taux de pertes réel.* » À l'annexe 1 de cette même pièce, le Distributeur faisait la démonstration de l'impact du taux de pertes sur les écarts de prix et de volume patrimoniaux.

Pour l'année de base 2007 du présent dossier, l'ajustement du taux de pertes réel sur le volume patrimonial est de 413 GWh, tel que présenté au tableau R-34.3.

TABLEAU R-34.3

**Tableau R-34.3 : Volume de consommation patrimoniale ajusté pour le taux de pertes
Année de base 2007**

Volume (en GWh)	Brut	Volume ajusté en fonction de la variation du taux de pertes Net à 7,5%	Volume patrimonial de 2007 Net à 7,76%	Écart
Besoins d'approvisionnements patrimoniaux	178 860	166 400	165 987	413
Patrimonial non utilisé	(69)	(64)	(64)	(0)
Total patrimonial	178 791	166 336	165 923	413

34.4. Veuillez fournir le détail du calcul du prix postpatrimonial de 9,27¢/kWh présenté à la référence (ii) colonne (9) et celui de 9,34¢/kWh présenté à la référence (iii) colonne (9). Faire le lien avec le prix postpatrimonial de 9,32¢/kWh présenté à la référence (iv), année de base 2007.

Réponse :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

TABLEAU R-34.4

Tableau R-34.4 : Conciliation du coût unitaire d'achats postpatrimoniaux
Année de base 2007

Coût unitaire	M\$			GWh	Référence	Commentaires
	Achats	CFR interruptible	Total			
9,27 ¢/kWh	639,3	-	639,3	6 898	HQD-4, doc 2, tableau 5	Achats postpatrimoniaux considérés dans le pass-on : sans interruptible et sans tarifs de gestion de la consommation
9,32 ¢/kWh	639,3	3,5	642,8	6 898	HQD-7, Document 2	Achats postpatrimoniaux de l'année de base 2007 : avec CFR pour interruptible de 2007 et sans tarifs de gestion de la consommation
9,34 ¢/kWh	639,3	4,9	644,1	6 898	HQD-4, doc 2, tableau 6	Achats postpatrimoniaux considérés pour la répartition du CFR de l'interruptible : avec CFR de 2007 et 2006, sans tarifs de gestion de la consommation

La différence de 0,02 ¢/kWh entre le 9,32 ¢/kWh et le 9,34 ¢/kWh est due au fait que le compte de frais reportés pour l'option d'interruptible relatif à l'année 2006 n'avait pas été considéré dans le coût des achats postpatrimoniaux de l'année 2006 dans le dossier R-3610-2006. Afin de récupérer ce coût, le Distributeur intègre ces frais reportés de 1,1 M\$ (sans la part des contrats spéciaux) dans ses coûts d'achats de l'année de base 2007 du présent dossier tarifaire.

Il aurait été également possible de récupérer ce coût par un ajustement du compte de *pass-on* de l'année 2006. Le différentiel, en terme d'impact par catégories de consommateurs, n'est pas significatif. Le Distributeur en fait la démonstration en réponse aux questions 29 et 30 d'OC, à la pièce HQD-15, document 8.

- 35. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-4, document 2, page 27, tableau 3 ;
(ii) Rapport annuel 2006, HQD-4, document 3, page 9, tableau 6.

Préambule :

Le Distributeur présente un tableau sur les écarts du compte de *pass-on* par catégorie de consommateurs pour la période de 12 mois cumulatifs du 1^{er} janvier au 31 décembre 2006 (excluant les intérêts), pour un montant total excluant les contrats spéciaux de -261,9 M\$ dans le rapport annuel à la référence (ii) et pour un montant de -261,7 M\$ dans le présent dossier tarifaire à la référence (i).

Demandes :

35.1. Veuillez expliquer pourquoi les données de ces deux tableaux ne sont pas les mêmes.

Réponse :

L'écart de 0,2 M\$ entre les montants cités au préambule s'explique par l'ajustement de l'entente-cadre qui est connu à la fin d'une année réelle. Au moment du dépôt du rapport annuel 2006, le Distributeur n'avait pas considéré cet ajustement. Le Distributeur a cependant préféré intégrer toutes les informations disponibles au moment du dépôt de la présente preuve, afin d'harmoniser les différentes données au dossier.

35.2. Est-ce que l'ajustement du facturé/livré du 1^{er} janvier 2006 au 30 juin 2006 explique les écarts ? Si oui, est ce que le niveau du premier ajustement devrait se situer année après année autour du montant calculé en 2006, soit de 0,2 M\$? Veuillez commenter.

Réponse :

Voir la réponse à la question 35.1.

COÛT DU SERVICE DE TRANSPORT

36. Références : (i) Pièce B-1- HQD-4, document 3, page 8 ;
(ii) Décision D-2007-12, R-3610-2006, 27 février 2007, page 20.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur propose d'amortir en 2008 une tranche de 107,0 M\$ relativement au solde non amorti des années 2005 et 2006 et de prendre en compte le solde intégral de 58,9 M\$ des frais reportés de l'année 2007 dans le coût de service de transport. (...) Le solde résiduel des frais reportés de transport 2005-2006 dans la base de tarification 2008 se chiffrera donc à 178,4 M\$. Le Distributeur propose d'amortir ce solde sur deux ans.* »

(ii) « *La Régie est d'avis que la proposition du Distributeur d'étaler cette somme sur une période de trois ans à compter de 2008 n'est pas dans l'intérêt des consommateurs, car elle amène un coût de financement additionnel de 63 M\$.* »

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Demandes :

- 36.1.** Considérant la demande de la Régie d'amortir le solde des frais reportés le plus rapidement possible, veuillez justifier l'amortissement en 2008 de 107,0 M\$ et l'amortissement du solde résiduel de 178,9 M\$ sur deux ans, soit en 2009 et en 2010.

Réponse :

Afin de positionner la demande de la Régie dans son contexte, le Distributeur cite cet extrait de la décision D-2007-12 à l'égard des frais reportés de transport : *«Elle invite donc le Distributeur à adopter les mesures nécessaires pour récupérer le plus rapidement possible le solde du compte de frais reportés dans le coût de service de l'année témoin 2008. Pour ce faire, le Distributeur devrait, entre autres, appliquer tout solde créditeur du compte de pass-on lors du dépôt du dossier tarifaire 2008 prioritairement en réduction du solde débiteur du compte de frais reportés des coûts de transport.»* (nos soulignés).

La Régie rattache directement la capacité de récupérer rapidement ces frais reportés à tout solde créditeur éventuel du compte de *pass-on* applicable en 2008. Dans le contexte de l'année témoin 2007 où l'on disposait d'un crédit substantiel en provenance du solde net estimé du *pass-on* au 31 décembre 2006, l'on pouvait, par extrapolation, anticiper amortir rapidement, voire intégralement, le compte de frais reportés de transport en 2008. Il s'avère cependant que la situation du *pass-on* en 2007 se présente différemment de celle observée en 2006. En effet, le Distributeur estime à seulement 10,8 M\$ le solde créditeur du *pass-on* au 31 décembre 2007, disponible pour porter à l'encontre des frais reportés de transport dans l'année témoin 2008.

Le Distributeur note par ailleurs que l'énoncé de la présente question fait mention d'un montant d'amortissement de 107 M\$. Cette somme fait abstraction de l'amortissement intégral en 2008 des frais reportés de transport afférents à l'année 2007, chiffrés à 59 M\$, portant l'amortissement total à un montant de 166 M\$. Tel que mentionné dans la pièce HQD-1, document 1, page 5, cette

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

seule composante explique 1,6 % de la hausse tarifaire de 2,9 % demandée. En considérant également la portion de 70 M\$ des frais reportés de 2005 et 2006 amortie en 2007, il en résulte qu'au terme de l'année 2008, près de 50 % du compte de frais reportés aura été récupéré.

Qui plus est, le Distributeur a projeté une somme de 2 540 M\$ au titre des coûts de transport 2008 en s'appuyant sur la demande du transporteur adressée le 11 juillet dernier, tel que demandé par la Régie. Ce coût intègre une hausse de 57 M\$ par rapport au coût de 2 483 M\$ inclus dans le revenu requis 2007 à l'égard du coût de transport 2007.

Ainsi, dans le contexte propre à l'année 2008 en vertu duquel :1) le compte de *pass-on* sur les approvisionnements présente un solde créditeur relativement minime par rapport à celui de 2007, 2) les frais reportés de transport à l'égard de l'année 2007 sont récupérés intégralement en 2008 et 3) la hausse des coûts de transport 2008 sont récupérés dès 2008 sur la base de la demande du Transporteur, le Distributeur est d'avis qu'il répond à la demande de la Régie de récupérer non pas intégralement, mais bien le plus rapidement possible le solde des frais reportés de transport.

- 36.2.** En tenant compte de l'amortissement proposé, veuillez fournir un estimé du niveau de la hausse tarifaire anticipé pour les années 2009 et 2010 en fournissant le même niveau de détail que celui présenté à la pièce HQD-1, document 1, page 14, tableau 3.

Réponse :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

TABLEAU R-36.2

	2009	2010
Revenus des ventes (sans hausse de tarif)	10 510,0	10 811,0
Revenus autres que ventes d'électricité	164,6	167,6
Ajustement - Provision réglementaire année précédente	-84,2	-43,7
Revenus totaux aux fins du calcul du revenu additionnel requis	10 590,4	10 934,9
Revenus requis		
Achats		
Achats d'électricité	5 160,6	5 280,2
Service de transport	2 680,2	2 668,2
<i>Charge locale de transport</i>	<i>2 591,0</i>	<i>2 579,0</i>
<i>Amortissement du compte de frais reportés des années 2005 et 2006</i>	<i>89,2</i>	<i>89,2</i>
Coûts de distribution & services à la clientèle		
Charges d'exploitation	1 236,3	1 265,0
Autres charges	851,8	891,6
Rendement sur la base de tarification	848,3	890,6
Revenus requis	10 777,2	10 995,6
Revenus additionnels requis au 1er avril	-184,7	-61,1
Revenus des ventes avant hausse, excluant contrats spéciaux	9 597,0	9 874,2
Hausse demandée - 1 er avril	2,1%	0,6%
Revenus générés par la hausse demandée	141,0	40,2
Provision réglementaire récupérée l'année suivante	43,7	20,9

Il convient de préciser qu'aux fins du scénario présenté dans ce tableau, l'amortissement du solde des frais reportés de transport pour les années 2005 et 2006 a été projeté en divisant en deux parties égales le solde à amortir respectivement en 2009 et en 2010. Cette répartition relève d'une hypothèse utilisée à des fins illustratives seulement. En outre, le Distributeur tient à souligner

qu'une certaine prudence doit être exercée dans l'interprétation de ces résultats. En effet, malgré la cohérence de l'ensemble des hypothèses et paramètres utilisés dans l'exercice de prévision précédent, plusieurs variables pourraient changer et avoir un impact important sur les résultats.

REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ

37. Référence : Pièce B-1- HQD-5, document 1, page 3.

Préambule :

Le Distributeur présente un tableau sur l'évolution des revenus autres que ventes d'électricité pour la période 2006-2008, notamment pour le poste Expertise et autres.

La Régie constate que ce poste de revenus est en baisse de 4,3 M\$, soit 81 %, par rapport au montant autorisé pour 2007.

Demande :

37.1. Veuillez expliquer la baisse de 81 % des revenus Expertise et autres.

Réponse :

Le poste «expertises et autres» regroupe des revenus de nature ponctuelle, provenant de dossiers «ad hoc». La nature ponctuelle des événements prévus fait en sorte que les projections peuvent fluctuer sensiblement d'une année à l'autre. A titre d'exemple, en 2006 des services prévus de l'ordre de 1 M\$ n'ont effectivement pas été rendus. De plus, à la lumière des faits connus lors de l'établissement du présent dossier tarifaire, les projections 2007 se sont également avérées surestimées. Ces surévaluations ont eu pour effet de générer un manque à gagner pour le Distributeur, puisque les revenus requis autorisés pour ces années auraient dû être plus élevés.

Pour ce qui de 2008, le Distributeur a effectué ses projections au meilleur de sa connaissance au moment du dépôt de la présente requête tarifaire.

COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE

38. Référence : Pièce B-1- HQD-7, document 3, pages 5 et 6.

Préambule :

Les charges d'exploitation, excluant les éléments spécifiques, sont en hausse de 23,2 M\$, soit 2,1 %, par rapport au montant autorisé pour 2007, expliqués entre autres par les éléments suivants :

- « *L'évolution normale de ses charges liée à l'inflation ;*
- *Les augmentations et la progression salariales de l'ordre de 3% ;*
- *La croissance de ses activités liées aux nouveaux abonnements ;*
- *La poursuite de ses activités de maintenance à un niveau nécessaire pour ne pas compromettre à court terme la qualité de service aux clients (dont l'importance a été démontrée lors du dernier dossier tarifaire) ; (...)*
- *L'examen critique des projets sous le contrôle du Distributeur et de leurs incidences sur ses opérations, compte tenu de l'évolution ciblée des coûts totaux. »*

Demandes :

38.1. Veuillez quantifier les éléments de la référence (i) qui expliquent en partie la hausse de 23,2 M\$ des charges d'exploitation, excluant les éléments spécifiques.

Réponse :

Le Distributeur précise que les éléments fournis pour expliquer l'évolution de ses charges d'exploitation sont d'ordre général et ne peuvent être additionnés les uns aux autres. Ces éléments font partie du contexte d'affaires du Distributeur ayant influencé la détermination de l'enveloppe globale de ses charges d'exploitation et permettent de juger du caractère raisonnable de leur croissance ainsi que des efforts déployés pour les maintenir au niveau proposé.

Ainsi, les charges d'exploitation ont été établies dans un premier temps en tenant compte des variations suivantes :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

- | | |
|---|------------|
| ○ l'évolution normale des charges liées à l'inflation (dont les augmentations et progressions salariales de l'ordre de 3 %) | 22,5 M\$ |
| ○ la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements | 10,7 M\$ |
| ○ les mesures d'efficience de gestion courante | (10,8 M\$) |

L'enveloppe totale des charges a ensuite été répartie par rubriques de coûts en tenant compte de l'impact lié à l'exploitation et la maintenance de SIC suite à sa mise en service, absorbé par des mesures de resserrement des charges d'exploitation et de comblement ou de création des postes.

38.2. Veuillez indiquer le budget 2008 des activités de maintenance préventive et correctrice.

Réponse :

Voir la réponse à la question 40.1.

- 39. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-7, document 3, page 6 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-7, document 4, page 9, tableau 3 ;
(iii) Pièce B-1- HQD-7, document 4, page 6, tableau 1.

Préambule :

(i) Le Distributeur explique une hausse de 2,1% des charges d'exploitation, excluant les éléments spécifiques, par rapport au montant autorisé pour 2007. Il mentionne notamment :

« Pour arriver à contenir la progression des charges à un niveau de 2,1%, le Distributeur prévoit déployer les actions suivantes :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

- *La mise en place de mesures d'efficience de gestion courante générant des gains de l'ordre de 1% de ses charges d'exploitation, soit environ de 10 M\$ par année ;*
- *Pour 2008, un resserrement additionnel et ponctuel de ses charges d'exploitation et du processus de comblement ou de création de postes permanents ou temporaires pour une contribution de 30 M\$ (Voir aussi masse salariale à la pièce HQD-7, document 4) ;(...)* »

(ii) Le Distributeur présente au tableau 3 l'équivalent temps complet (ETC) planifié de 8 190 ETC en 2008 et celui relié au resserrement des mesures de comblement, soit -58 ETC pour 2007 et -100 ETC pour 2008.

(iii) Le Distributeur présente au tableau 1 les composantes de la masse salariale pour un montant total de 783,2 M\$ en 2008.

Par ailleurs, en effectuant le calcul suivant, on obtient une contribution de 15 M\$ plutôt que 30 M\$: un salaire moyen incluant les avantages sociaux de 95 600 \$ (783,2 M\$/8190 ETC) multiplié par une réduction totale de 158 ETC.

Demandes :

39.1. Veuillez expliquer comment le pourcentage de 1% de gains d'efficience a été déterminé. Veuillez identifier les composantes de revenu requis sur lesquelles des gains d'efficience de 10 M\$ sont calculés.

Réponse :

Dans sa décision D-2007-12, la Régie a fait part au Distributeur de ses préoccupations à l'effet qu'une planification adéquate de ses charges d'exploitation sur plusieurs années et une augmentation de l'efficience devraient permettre de maintenir les charges d'exploitation à un niveau raisonnable, afin qu'elles se rapprochent le plus possible du taux d'inflation.

Tenant compte de ces préoccupations et de l'ensemble des éléments de contexte ayant une influence sur les charges d'exploitation en 2008, le Distributeur s'est donné une cible de 1 % de gains d'efficience. Ce pourcentage de cible de gains d'efficience a été fixé de façon à obtenir une enveloppe totale des charges d'exploitation (excluant les éléments spécifiques) à un niveau équivalent à celui de l'inflation.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Le Distributeur est d'avis qu'une cible de gains récurrents de 1 % annuellement représente un enjeu considérable mais dont l'atteinte apparaît réalisable dans le temps, sans pour autant compromettre la qualité de service aux clients. De plus, l'ampleur des gains qui seront ainsi réalisés est significative.

- 39.2.** Veuillez expliquer comment a été déterminé le montant de la contribution de 30,0 M\$ concernant le resserrement des mesures de comblement ou de création de postes.

Réponse :

Le Distributeur souligne que ces mesures ont été déployées à deux niveaux soit d'une part, par le biais de mesures de resserrement additionnel des charges d'exploitation, et d'autre part, par un resserrement des mesures de comblement ou de création de postes permanents ou temporaires.

Tel que mentionné à la pièce HQD-13, document 2, page 12, le montant des mesures de resserrement a été établi de façon à absorber les pressions occasionnées sur les charges d'exploitation par la mise en service de SIC, soit l'équivalent des coûts reliés à l'exploitation et l'entretien des nouveaux systèmes, totalisant 30 M\$.

- 40. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-7, document 3, page 6 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-7, document 3, page 8 ;
(iii) Décision D-2007-12, R-3610-2006, 27 février 2007, page 50.

Préambule :

(i) « *La poursuite de ses activités de maintenance à un niveau nécessaire pour ne pas compromettre à court terme la qualité de service aux clients (dont l'importance a été démontrée lors du dernier dossier tarifaire ; (...)* »

(ii) « *En continuité avec l'argumentaire déposé dans le dossier tarifaire R-3610-2006 à la pièce HQD-7, document 3, le Distributeur augmente les sommes consacrées à la maîtrise de la végétation de 6,2 M\$ par rapport au montant autorisé en 2007. Ainsi, le budget 2008 de cette activité totalisant 54,8 M\$,*

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

permettra de poursuivre le redressement amorcé en 2007. Malgré un rythme plus lent qu'initialement planifié, le montant additionnel demandé par le Distributeur lui permettra de revenir graduellement au niveau souhaité de contrôle de la végétation. »

(iii) « Considérant que le Distributeur affirme que les augmentations des charges relatives à l'émondage et à la maintenance de son réseau sont cycliques, la Régie est d'avis qu'une planification de l'augmentation des charges sur plusieurs années et une augmentation de la productivité permettront de maintenir les charges d'exploitation à un niveau raisonnable, afin qu'elles se rapprochent du taux d'inflation comme s'y était engagé le Distributeur. »

Demande :

40.1. Veuillez identifier et expliquer l'évolution des charges relatives à la maîtrise de la végétation et à la maintenance du réseau par rapport au budget autorisé 2006 et faire le lien avec la décision de la Régie citée à la référence (iii).

Réponse :

Maîtrise de la végétation

Le budget de services externes en maîtrise de la végétation, autorisé en 2006, totalisait 42,3 M\$. Suite à la décision D-2007-12 de la Régie, le montant consacré à cette activité a été augmenté de 6,3 M \$ pour atteindre 48,6 M\$ en 2007. Cet ajout a permis d'intensifier les activités d'élagage et de déboisement et de maintenir le volume d'abattage à environ 40 000 arbres par année. Pour 2008, le Distributeur demande un budget additionnel de 6,2 M\$ pour atteindre 54,8 M\$.

Maintenance du réseau:

En 2007, le Distributeur demandait à la Régie d'accroître ses budgets de 14,0 M\$ afin d'initier des travaux de maintenance additionnels en vue d'assurer une fiabilité optimale du réseau et de limiter les impacts négatifs futurs que pourraient avoir des anomalies sur le réseau. Suite à la décision D-2007-12 de la Régie, le montant additionnel alloué à cette activité a été révisé à 9,0 M\$. Tel que mentionné au dossier tarifaire de l'an dernier, le

développement de nouveaux employés exige une période de plusieurs années pour une qualification complète. Ainsi en 2007, le Distributeur prévoit utiliser le montant additionnel de 9,0 M\$ comme suit :

- Réalisation de travaux additionnels en maintenance préventive (+2,9 M\$) et en maintenance corrective (+1,9 M\$) ;
- Diffusion de la formation à des nouveaux employés (+2,6 M\$).

- Coût de ces employés afférent à l'embauche, dont salaires durant la période de formation, équipements de protection, outils (+1,6 M\$).

En continuité avec l'argumentaire déposé dans le dossier tarifaire R-3610-2006, le Distributeur propose pour 2008 la poursuite de ses activités de maintenance à un niveau nécessaire pour ne pas compromettre à court terme la qualité de service aux clients. Ainsi, il propose de maintenir les sommes allouées à la maintenance au même niveau que celui de la décision D-2007-12, soit 9,0 M\$ dont une partie sera consacrée pour poursuivre l'embauche et la formation de nouveaux employés.

Globalement, les budgets consacrés à la maintenance incluant les sommes additionnelles autorisées en 2007 s'établissent comme suit :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Tableau R-40.1

	Maintenance préventive	Maintenance corrective	Total
Budget 2006 autorisé (note 1)	34,6	3,3	37,9
Montant additionnel demandé en 2007	7,0	7,0	14,0
Montant additionnel autorisé en 2007 (Note 2)	2,9	1,9	4,8
Budget 2007 autorisé	37,5	5,2	42,7
Budget 2008	35,1	6,0	41,1

Note 1 :

Pour les fins du dossier R-3644-2007 et afin de rendre les données comparables, un montant de 2,6 M\$ du budget 2006 a été reclassé de la maintenance corrective vers la maintenance préventive. Ce faisant, la maintenance corrective ne comprends que les coûts relatifs au remplacement des composants en restriction tels les coupe-circuits, les isolateurs et les manchons électriques qui ne sont plus conformes aux exigences techniques.

Note 2 :

Montant additionnel autorisé en 2007 de 9,0 M\$ dont 4,8 M\$ pour la réalisation de travaux de maintenance et 4,2 M\$ pour l'embauche et la diffusion de formation à de nouveaux employés en vue d'augmenter éventuellement la capacité de réalisation des travaux.

- 41. Références :**
- (i) Pièce B-1- HQD-7, document 3, page 10 ;
 - (ii) Pièce B-1- HQD-7, document 5, page 4 ;
 - (iii) Pièce B-1- HQD-14, document 2, page 16, tableau 3.1 ;
 - (iv) Pièce B-1- HQD-1, document 1, page 13.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur poursuit ses efforts pour soutenir les ménages à faible revenu. Suite aux réflexions d'un comité regroupant divers groupes du milieu actifs auprès de cette clientèle, une vingtaine de pistes de solution ont été identifiées dans le périmètre de responsabilités du Distributeur (voir HQD-14, document 2). Au démarrage du projet en 2008, un montant de 2,8 M\$ est prévu, dont plus de la moitié pour le soutien au paiement de facture des clients bénéficiant d'ententes personnalisées.* »

(ii) Le Distributeur mentionne dans la section des mauvaises créances :
« *De plus, un montant de 2,0 M\$ est prévu en 2008 pour le soutien au paiement de facture des clients bénéficiant d'ententes personnalisées.* »

(iii) Le Distributeur présente au tableau 3.1 le détail du budget 2008 pour 2 805 000 \$ concernant le projet pour soutenir les ménages à faible revenu.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Notamment, un montant de 1 560 000 \$ est prévu pour le soutien au paiement de la facture (piste 20).

(iv) « *De plus, un montant annuel de l'ordre de 3,5 M\$ visera à alléger le fardeau financier des ménages à faible revenu, notamment par le soutien au paiement des factures pour les cas les plus critiques.* »

Demandes :

41.1. Veuillez préciser si le montant prévu de 2,0 M\$ dans les mauvaises créances inclut un montant de 1 560 000 K\$ pour le soutien au paiement de la facture des ménages à faible revenu. Le cas échéant, veuillez expliquer.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Le 2,0 M\$ de la référence (ii) inclut :

- **1,56 M\$ pour le soutien au paiement de la facture (piste 20, pièce HQD-14, document 1, page 15)**
- **0,5 M\$ pour éliminer les interruptions pour les ménages à faible revenu (piste 3, pièce HQD-14, document 1, page 13)**

Ces deux éléments figurent à la référence (iii) (pièce HQD-14, document 2, page 16).

41.2. Veuillez préciser si le montant de 1 560 000 \$ (référence (iii)) représente un montant de mauvaises créances additionnel aux sommes demandées dans les dossiers précédents et s'il est récurrent.

Réponse :

Le Distributeur estime que ce montant sera récurrent et qu'il s'ajoute en 2008 aux sommes demandées dans les dossiers précédents.

41.3. Veuillez concilier tous ces montants, notamment le montant annuel de 3,5 M\$ (référence (i)) et le budget 2008 de 2,8 M\$ (références (i) et (iii)).

Réponse :

Sur une base annuelle, le coût des mesures identifiées est évalué en moyenne sur quatre ans à 3,5 M\$. Au démarrage du projet en 2008, seul un montant de 2,8 M\$ est prévu pour ces mesures compte tenu de leur mise en place progressive.

41.4. Veuillez indiquer dans quelles sections les dépenses prévues totalisant 2,8 M\$ sont inscrites.

Réponse :

Le montant de 2,8 M\$ se décompose comme suit :

- Masse salariale : 0,4 M\$**
- Services externes : 0,4 M\$**
- Mauvaises créances : 2,0 M\$**

42. Référence : Pièce B-1- HQD-7, document 4, page 6, tableau 1.

Préambule :

Le Distributeur présente un tableau sur les composantes de la masse salariale, dont les autres primes. Les autres primes sont en hausse de 4,8 M\$, soit 22 %, par rapport au montant autorisé pour 2007.

Demande :

42.1. Veuillez expliquer la hausse de 22 % reliée aux autres primes.

Réponse :

L'exercice de révision effectué dans le cadre de la première revue budgétaire de l'année a amené le Distributeur à réévaluer à la hausse ses projections d'« Autres primes ».

Le Distributeur précise qu'en proportion des salaires de base, les ratios des «autres primes» pour 2007 et 2008 rejoignent le niveau constaté en 2006.

- 43. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-7, document 6, page 7 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-7, document 3, page 6 ;
(iii) Pièce B-1- HQD-1, document 1, page 10.

Préambule :

(i) « *Malgré cette stabilité, la répartition de la facture totale entre les charges du Distributeur et les investissements a été modifiée afin de tenir compte de la mise en service de SIC. Ainsi, l'effet se traduit d'une part, par l'augmentation en 2008, des montants imputés aux charges de 20,3 M\$ (251,8 M\$ autorisés en 2007 contre 272,1 M\$ en 2008) et d'autre part, de la diminution des montants imputés aux investissements de 22,1 M\$ (43,6 M\$ autorisés en 2007 contre 21,5 M\$ en 2008). »*

(ii) « *L'impact relié à l'exploitation et la maintenance de SIC, suite à sa mise en service (de l'ordre de 30 M\$ annuellement se reflétant principalement au niveau des charges de services partagés). »*

(iii) « *Des coûts additionnels de 108 M\$ reliés à la mise en service du projet SIC dont 68 M\$ de coût en capital et amortissement et 40 M\$ de charges d'exploitation associée à des activités de stabilisation de (10 M\$), et d'exploitation et de maintenance (30 M\$) ; (...) »*

Demande :

43.1. Veuillez concilier les montants de 20,3 M\$ et de 30 M\$.

Réponse :

Le Distributeur apporte les précisions suivantes :

- **L'impact de 30 M\$ relié à l'exploitation et à la maintenance de SIC suite à sa mise en service se décompose comme suit :**
 - **Charges de services partagés : +25 M\$;**
 - **Masse salariale du Distributeur et autres charges directes : +5 M\$;**

- **Les charges de services partagés en provenance du CSP sont en hausse de 20,3 M\$. Cette hausse se décompose comme suit :**
 - **Hausse de 25 M\$ reliée à l'exploitation et à la maintenance de SIC suite à sa mise en service**
 - **Baisse de 4,7 M\$ attribuable à la diminution de la période d'exploitation et d'entretien des anciens systèmes, soit 12 mois en 2007 (6,2 M\$), comparativement à 3 mois en 2008 (1,5 M\$).**

BASE DE TARIFICATION

- 44. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-9, document 1, pages 14 et 15 ;
(ii) Rapport annuel 2006, HQD-4, document 1, page 15, tableau 11 ;
(iii) Dossier R-3610-2006, pièce B-8- HQD-16, document 1, page 67, tableau R-25.2C ;
(iv) Rapport annuel 2006, HQD-4, document 1, page 17, tableau 12 ;
(v) Dossier R-3610-2006, pièce B-8- HQD-16, document 1, page 68, tableau R-25.2D.

Préambule :

Le Distributeur présente à la référence (i) l'évolution du **compte de nivellement** pour aléas climatiques jusqu'au moment de son transfert à la base de tarification en 2008. Il indique que le solde du compte au 31 décembre 2006 de 122,4 M\$ incluant les intérêts de 4,6 M\$ est présenté dans le rapport annuel 2006 du Distributeur à la pièce HQD-4, document 1, page 13.

La Régie constate que les données réelles pour la période de janvier à avril 2006 du compte de nivellement présentées dans le rapport annuel 2006 (référence (ii)) pour un montant de 67,4 M\$ diffèrent de celles du dossier tarifaire précédent (référence (iii)) pour un montant de 72,0 M\$. La Régie relève que deux changements de méthode de calcul ont été apportés par le Distributeur au compte de nivellement, soit :

- le revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution par catégorie de consommateur ;
- le calcul des intérêts mensuels.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution (¢/kWh)

Tarif	Rapport annuel 2006 Référence (iv) Période hiver	Rapport annuel 2006 Référence (iv) Période été	Dossier R-3610- 2006 Référence (v)
Tarif D	3,16	2,70	3,248
Tarif DT	Note C	Note C	2,434
Tarif G	3,52	3,68	5,178
Tarif M	0,33	0,33	3,679
Tarif L	0,02	0,02	1,547

Note C : Le revenu unitaire du Tarif DT est variable selon les mois.

Demandes :

- 44.1.** Veuillez justifier et expliquer le changement de méthode de calcul du revenu unitaire attribuable au transport et à la distribution par catégorie de consommateur. Veuillez expliquer les écarts importants.

Réponse :

Il ne s'agit pas d'un changement de méthode de calcul du revenu unitaire de transport et de distribution (revenu unitaire total – coût unitaire de fourniture), mais plutôt de la prise en compte d'un revenu unitaire total qui vise à estimer les effets sur les revenus du Distributeur d'une variation des ventes attribuable, entre autres, aux aléas de la température.

Dans le dossier R-3610-2006, le calcul du revenu unitaire de transport et de distribution avait pour point de départ le revenu unitaire moyen. Or, le revenu unitaire moyen, qu'il soit sur une base annuelle ou mensuelle, ne permet pas de capter les effets d'une variation des ventes, pour un mois donné, sur les revenus de l'entreprise. Par exemple, en hiver, alors que la plupart des clients consomment en 2^e tranche, lors d'une augmentation de la consommation, le revenu unitaire moyen diminue (poids moins important de la redevance), alors qu'en réalité les derniers kWh ont rapporté plus de revenus à l'entreprise.

Tel que calculé dans le rapport annuel, le revenu unitaire reflète le prix payé pour le dernier kWh facturé en énergie au client. Il varie, par tarif, en fonction de la structure tarifaire et du profil de

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

charge de la clientèle qui lui sont associés. Par exemple, au tarif D, le revenu unitaire en hiver est grandement influencé par le niveau du prix plus élevé de la 2e tranche puisque, non seulement la proportion d'énergie consommée en 2e tranche est importante mais également, la probabilité qu'un kWh additionnel se voit facturé en 2e tranche est plus grande.

Le calcul des revenus unitaires présenté au Tableau 12 se résume comme suit :

- 1) Pour chaque client d'un tarif, et pour une période donnée, on identifie dans quelle tranche le dernier kWh est consommé. On additionne la consommation totale de tous les clients qui n'ont consommé qu'en première tranche. On fait de même pour les clients qui ont consommé en 2e tranche.
- 2) Le revenu unitaire correspond alors à la moyenne des prix des deux tranches d'énergie pondérée par la consommation totale des clients classée selon que le dernier kWh consommé se situe en première ou en deuxième tranche.

C'est ainsi que le revenu unitaire en hiver du tarif D (6,69¢/kWh) se rapproche d'avantage du prix de la deuxième tranche (6,83¢/kWh) que celui en été (6,23¢/kWh).

Comme la structure du tarif L n'est composée que d'un seul prix en énergie, celui-ci est alors utilisé.

44.2. Veuillez fournir le détail du calcul du revenu unitaire pour les périodes d'hiver et d'été équivalant à celui soumis dans le dossier R-3610-2006 à la référence (v).

Réponse :

Compte que le revenu unitaire ne correspond pas à un calcul sur une base moyenne mais est plutôt le résultat de simulations, tel que décrit à la réponse 44.1, le détail ne peut être présenté sous une forme équivalente au tableau de la référence (v).

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

44.3. Veuillez justifier et expliquer le changement de méthode de calcul des intérêts mensuels. Veuillez fournir à titre d'exemple le détail du calcul des intérêts de février 2006.

Réponse :

Dans le dossier R-3610-2006, à la pièce HQD-16, document 1, tableau R-25.2 c), les intérêts mensuels ont été calculés en divisant par 12 le taux d'intérêt annuel. Ainsi, les intérêts de février 2006, qui s'appliquent sur le solde au 31 janvier, résultent du calcul suivant :

$$33\,186,7 \text{ k\$} \times 7,75 \div 12 = 214,3 \text{ k\$}$$

Dans le rapport annuel, le calcul des intérêts tient compte du nombre de jours dans le mois visé et s'avère donc plus précis. Le calcul des intérêts pour le mois de février, qui s'applique au nouveau solde du 31 janvier, se détaille comme suit :

$$32\,287,5 \text{ k\$} \times 7,75 \% \times 28 \text{ jours} \div 365 = 192,0 \text{ k\$}$$

45. Référence : Pièce B-1- HQD-2, document 1, page 17.

Préambule :

« En 2007, Hydro Québec Distribution a introduit dans sa prévision de la demande une nouvelle normale climatique basée sur la moyenne des conditions climatiques observées de 1971 à 2006 ajustées pour un réchauffement climatique de 0,30°C par décennie à partir de 1971. »

Demande :

45.1. Veuillez indiquer à quel moment la nouvelle normale climatique sera introduite dans le calcul du compte de nivellement pour aléas climatiques.

Réponse :

Le Distributeur établit en 2007 les écarts de revenus de transport et de distribution relatifs aux aléas climatiques sur la base de l'ancienne normale climatique. Ce n'est qu'à compter de 2008 que la nouvelle normale sera introduite. Le Distributeur évalue que le compte de nivellement qui capte les écarts de revenus 2007 doit être calculé selon la même normale climatique que celle utilisée

pour établir la prévision de la demande dans le dossier tarifaire 2007.

L'utilisation de la nouvelle normale pour l'année 2007, inconnue au moment du dépôt du dossier, aurait nécessité de «refaire» ultérieurement le dossier tarifaire 2007 sur la base de la nouvelle normale. La demande, les revenus requis, les revenus des ventes et l'ajustement tarifaire sont autant d'éléments qu'il aurait fallu mettre à jour. Dans le contexte où la Régie s'est déjà prononcé sur l'ensemble de ces paramètres, le calcul du compte de nivellement de 2007 à partir de la nouvelle normale doit être exclu.

- 46. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-9, document 1, tableau 10, page 17 ;
(ii) Décision, D-2006-149, R-3603-2006, 26 octobre 2006, page 11.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente l'évolution du compte de frais reportés-Option d'électricité interruptible pour les années 2006 à 2008.

(ii) « *La Régie prend acte que le Distributeur fera un suivi pour ces options en continuité avec le traitement prévu pour les options d'électricité interruptibles existantes. Pour en faciliter le suivi, la Régie demande que le compte de frais reportés distingue les trois options.* »

Demande :

46.1. Veuillez présenter distinctement les crédits fixes et variables inscrits au compte de frais reportés pour les trois options suivantes, le cas échéant :

- Option d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance ;
- Option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance ;
- Utilisation des groupes électrogènes de secours.

Réponse :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Les tableaux 46.1-a et 46.2-b détaillent les crédits fixes et variables inscrits au compte de frais reportés de l'option d'électricité interruptible pour les années 2006 et 2007.

Tableau R46.1-a
Crédits fixes et variables de l'option d'interruptible inclus dans le compte de frais reportés
Année réelle 2006

	<i>Réel</i>				<i>Cause tarifaire R-3610-2006</i>				<i>Frais reportés</i>			
	<i>Crédit fixe</i>	<i>Crédit variable</i>	<i>Défait d'interr.</i>	<i>Total</i>	<i>Crédit fixe</i>	<i>Crédit variable</i>	<i>Défait d'interr.</i>	<i>Total</i>	<i>Crédit fixe</i>	<i>Crédit variable</i>	<i>Défait d'interr.</i>	<i>Total</i>
Grande puissance	1,3		-	1,3	-	-	-	-	1,3	-	-	1,3
Moyenne puissance	0,0			0,0					0,0	-	-	0,0
Groupes électrogènes de secours	0,0			0,0					0,0	-	-	0,0
Total 2006	1,3	-	-	1,3	-	-	-	-	1,3	-	-	1,3

Tableau R29-b
Crédits fixes et variables de l'option d'interruptible inclus dans le compte de frais reportés
Année de base 2007

	<i>4 mois réels / 8 mois projetés</i>				<i>Cause tarifaire R-3610-2006</i>				<i>Frais reportés</i>			
	<i>Crédit fixe</i>	<i>Crédit variable</i>	<i>Défait d'interr.</i>	<i>Total</i>	<i>Crédit fixe</i>	<i>Crédit variable</i>	<i>Défait d'interr.</i>	<i>Total</i>	<i>Crédit fixe</i>	<i>Crédit variable</i>	<i>Défait d'interr.</i>	<i>Total</i>
Grande puissance	5,1	4,9	(0,1)	9,8	6,3	-	-	6,3	(1,2)	4,9	(0,1)	3,5
Moyenne puissance	-	0,0	-	0,0	-	-	-	-	-	0,0	-	0,0
Groupes électrogènes de secours	0,0	0,0	(0,0)	0,0	-	-	-	-	0,0	0,0	(0,0)	0,0
Total 2007	5,1	4,9	(0,1)	9,8	6,3	-	-	6,3	(1,2)	4,9	(0,1)	3,5

47. Référence : Pièce B-1- HQD-9, document 1, page 17.

Préambule :

La base de tarification au 31 décembre 2008 inclut un montant de 93,1 M\$ concernant les **contributions à des projets de raccordement**. Le Distributeur indique :

« Ce poste correspond à la contribution du Distributeur versée au Transporteur dans le cadre des projets de raccordements suivants :

- Village cri de Waskaganish (D-2003-214) dont la mise en service des installations a été effectuée en novembre 2006 (76,0 M\$) ;
- Contribution annuelle du Distributeur aux projets d'investissement en croissance du Transporteur, conformément au dernier paragraphe de la section C de l'Appendice J des Tarifs et Conditions des services de transport d'Hydro-Québec (montant évalué à 20 M\$ en 2007).

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

Les contributions à des projets de raccordement son inscrites à la base de tarification du Distributeur. Ces contributions représentent d'une part, les investissements requis pour les coûts de raccordement (amortis selon la méthode à intérêts composés au taux de 3%), et d'autre part, la valeur actualisée sur 20 ans des charges d'entretien et d'exploitation (amortis linéairement sur 20 ans). »

Demande :

47.1. Veuillez fournir les contributions non amorties par projet de raccordement en distinguant les investissements requis pour les coûts de raccordement et la valeur actualisée sur 20 ans des charges d'entretien et d'exploitation. Veuillez également fournir l'amortissement et la valeur nette s'y afférant.

Réponse :

Tableau R-47

Description	Solde au 31/12/2006	Ajout	Amortissement	Solde au 31/12/2007	Ajout	Amortissement	Solde au 31/12/2008
Village cri de Waskaganish							
Coûts de raccordement	66,1		-0,9	65,2		-0,9	64,3
Valeur actualisée sur 20 ans des charges d'entretien et d'exploitation	9,9		-0,5	9,4		-0,5	8,9
	76,0		-1,4	74,6		-1,4	73,2
Enveloppe annuelle des projets⁽¹⁾							
Coûts de raccordement		17,6		17,6		-0,2	17,4
Valeur actualisée sur 20 ans des charges d'entretien et d'exploitation		2,6		2,6		-0,1	2,5
	0,0	20,2	0,0	20,2		-0,3	19,9
Total des contributions à des projets de raccordement⁽²⁾	76,0	20,2	-1,4	94,8	0,0	-1,7	93,1

(1) La contribution du Distributeur est déterminée en tenant compte globalement de l'ensemble des projets effectués dans une année (plutôt que projet par projet) et de l'ensemble de la croissance de charge que ces projets visent à alimenter sur une période de 20 ans

(2) Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies

(3) Les ajouts ont été versés à la base de tarification en décembre

48. Référence : Pièce B-1- HQD-9, document 1, page 18.

Préambule :

La base de tarification au 31 décembre 2008 inclut un montant de 3,2 M\$ concernant les **frais d'entretien-postes de départ privés**. Le Distributeur indique :

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

« Ces frais reportés sont liés à des contributions relatives aux installations de postes de départ privés reliés au projet d'éoliennes. Ils correspondent à la valeur actualisée des charges d'entretien et d'exploitation des installations, prévues sur une période de 20 ans. Ces frais sont également inscrits à la base de tarification du Distributeur et amortis linéairement sur 20 ans. »

Demande :

48.1. Veuillez fournir les contributions non amorties par poste de départ privé. Veuillez également fournir l'amortissement et la valeur nette s'y afférant.

Réponse :

Tableau R-48.1

Description	Solde au 31/12/2006	Ajout	Amortissement	Solde au 31/12/2007	Ajout	Amortissement	Solde au 31/12/2008
Frais d'entretien - Postes de départ privés							
Baie des Sables	1,3		-0,1	1,2		-0,1	1,1
Anse-à-Velleau		0,1		0,1			0,1
Saint-Ulrich		1,5		1,5		-0,1	1,4
Carleton					0,6		0,6
Total des contributions	1,3	1,5	-0,1	2,7	0,6	-0,1	3,2

Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies

POLITIQUE FINANCIÈRE ET COÛT DE LA DETTE

- 49. Références :** (i) Pièce B-1- HQD-10, document 1, page 25 ;
(ii) Pièce B-1- HQD-10, document 1, page 45.

Préambule :

- (i) « **5.2.1. Traitement proposé des radiations de gains aux BNR**

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

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

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

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

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

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

Demandes :

- 49.1.** Étant donné que le montant des radiations de gains aux BNR de 222 M\$ est connu, veuillez justifier l'exclusion du solde de 222 M\$ des gains de change passés aux bénéfices non répartis au 1^{er} janvier 2007, au dénominateur du calcul du coût de la dette en 2008.

Réponse :

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Le montant des radiations de gains aux BNR, découlant de l'implantation des nouvelles normes au 1^{er} janvier 2007, était connu lors de la préparation du dossier tarifaire 2008.

Dans le calcul du dénominateur du coût de la dette, ces radiations ont pour effet de sous-estimer les montants ayant servi à financer les actifs. Il faut donc ajuster le dénominateur du coût de la dette car ces gains n'ont pas donné lieu à des entrées/sorties de fonds susceptibles d'avoir modifié le financement des actifs.

Par ailleurs, cet ajustement est similaire à celui approuvé par la Régie à la page 96 de sa décision D-2003-93 concernant le traitement des pertes de change aux BNR effectué au 1^{er} janvier 2002 suite à l'implantation de la norme 1650 de l'ICCA.

Il faut noter que l'ajustement apporté au dénominateur du coût de la dette porte sur l'ensemble des radiations de gains effectuées au 1^{er} janvier 2007, soit 325 M\$ et non sur la portion des ces radiations qui affecte uniquement les frais financiers, soit 222 M\$.

Tel qu'indiqué à la pièce HQD-7, document 1, page 15, le montant total des radiations de 325 M\$ comprend 103 M\$ associés à des relations de couverture des ventes d'électricité. Étant donné que les effets de change sur ces relations sont reclassés, les impacts défavorables du renversement de la radiation de gains de 103 M\$ se répercuteront sur les revenus et non sur les frais financiers. Cette portion des radiations est donc exclue du tableau 4 de la pièce HQD-10, document 1, page 26, lequel rapporte l'impact des radiations sur les frais financiers (numérateur du coût de la dette).

Par contre, au niveau du dénominateur du coût de la dette, étant donné que la valeur des dettes et swaps en couverture des ventes fait partie de la valeur totale des dettes et swaps, les gains radiés de 103 M\$ ont pour effet, comme pour les autres radiations de gains, de sous-estimer les montants ayant servi à financer les actifs. Il faut donc ajuster le dénominateur pour l'ensemble des radiations de gains de 325 M\$.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

49.2. Veuillez chiffrer quel serait l'impact, sur le coût de la dette et le revenu requis en 2008, d'une inclusion des radiations de gains aux bénéfiques non répartis (222 M\$) au dénominateur du calcul du coût de la dette.

Réponse :

L'impact sur le coût de la dette de ne pas appliquer l'ajustement proposé ferait augmenter le coût de la dette, en 2008, de 7,84 % à 7,90 % (voir tableau). Cet impact se traduirait par une hausse d'environ 4 M\$ des revenus requis du Distributeur.

En l'absence de cet ajustement, le dénominateur du coût de la dette ne reflèterait pas correctement les montants ayant contribué au financement de actifs.

**COÛT DE LA DETTE EN 2008
AVEC ET SANS AJUSTEMENT POUR RADIATIONS
DES GAINS AUX BNR AU 1^{er} JAN. 2007**

	Ajustement	
	Avec (proposé)	Sans
Frais financiers (M\$)	2 770	2 770
Dette ajustée du montant des frais reportés (M\$)	35 324	35 076 ¹
Coût de la dette (%)	7,84	7,90

(1) Moyenne 2008 (13 soldes mensuels) du solde de 325 M\$ de radiations aux BNR passées au 1er janvier 2007 estimée à 248 M\$

49.3. Veuillez concilier et chiffrer les affirmations suivantes :

« La valeur de la dette ainsi que les frais reportés ont été projetés selon les règles de comptabilisation existantes avant l'implantation des nouvelles normes, sans tenir compte des radiations de gains effectuées au

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

1^{er} janvier 2007 »

« Cette approche donne le même résultat que celui qui serait obtenu en traduisant la composition du dénominateur en termes des nouvelles rubriques du bilan, en projetant les nouvelles rubriques et en ajustant « l'équivalent des frais reportés » pour éliminer l'impact de la radiation de gains. »

Réponse :

Le dénominateur du coût de la dette a été projeté en 2007 et 2008 en utilisant les anciennes normes car le modèle de projection pour le calcul du coût de la dette ne pouvait être réalisé selon l'échéancier de mise en application des nouvelles normes.

Néanmoins, les résultats de cette projection sont jugés acceptables parce que, conceptuellement, ces résultats sont semblables à ceux découlant d'un modèle qui aurait reflété les nouvelles normes.

Une analyse plus poussée des impacts des nouvelles normes sur le dénominateur du coût de la dette a permis de confirmer que l'imprécision sur le dénominateur projeté de 2008 ne se chiffre qu'à environ 0,1 %. Ce résultat se traduit par une imprécision de 0,01 % sur le coût de la dette en 2008.

Conciliation de la projection du dénominateur selon les anciennes et nouvelles normes

La conciliation comporte deux étapes. Premièrement, il s'agit de comparer la composition du dénominateur du coût de la dette selon les anciennes normes au 31 décembre 2006 (étape 1, partie I du texte ci-après) à celle selon les nouvelles normes au 1^{er} janvier 2007 (étape 1, partie I du texte ci-après), puis subséquemment à celle résultant d'une projection jusqu'au 31 décembre 2008 (étape 2). La deuxième étape permet de cerner le degré d'imprécision de la projection basée sur les anciennes normes.

ÉTAPE 1 – PARTIE I

Composition du dénominateur du coût de la dette selon anciennes normes (31 décembre 2007)

Dans le contexte réglementaire, le coût de la dette établit les revenus requis nécessaires à la récupération du coût de financement des actifs (base de tarification). À cette fin, le dénominateur du coût de la dette doit correspondre aux fonds ayant financé les actifs. Or, la valeur des éléments du passif comptable associés à la dette, soit la valeur des dettes et des swaps⁷, comprend des éléments autres que le produit des émissions ayant financé les actifs. Ces éléments sont :

- ***Escomptes/primes et frais d'émission***

Puisque la valeur de la dette était présentée à sa valeur nominale, elle inclut ces montants.

- ***Amortissement des escomptes/primes considérables***

Les dettes à escomptes/primes considérables sont présentées au bilan à leur valeur nette amortie.

- ***Réévaluation au taux de change courant des dettes et swaps en devises***

La valeur des dettes et swaps en devises est présentée à la valeur au taux de change courant de fin de mois et non au taux de change à l'émission.

Même si les éléments précédemment énoncés n'ont pas contribué au financement des actifs lors de l'émission des dettes, ils font l'objet, subséquentement, de constatations aux frais financiers qui se traduisent par des entrées ou sorties de fonds.

Ainsi, afin d'assurer que le dénominateur du coût de la dette reflète correctement les fonds ayant financé les actifs, il faut

⁷ Valeur dettes/swaps = Valeur de la dette moins actifs financiers liés à la dette

retrancher de la valeur comptable des dettes et des swaps, la portion non constatée aux frais financiers.

Dans cette optique, conformément aux anciennes normes et à la définition approuvée par la Régie dans les dossiers tarifaires précédents, le dénominateur du coût de la dette résultait de la formule suivante :

Valeur dettes/swaps – frais reportés ajustés⁸

Les frais reportés ajustés captent, sous les anciennes normes, les éléments de la valeur de la dette et des swaps n'ayant pas été constatés aux frais financiers.

Le tableau 1 présente, au 31 décembre 2006, les éléments qui composent la valeur des dettes et des swaps, ainsi que ceux associés aux frais reportés ajustés qui sont retranchés afin d'obtenir le dénominateur du coût de la dette.

(A) Produits des émissions de dettes plus solde non amorti au 31 décembre 2006 des gains et pertes associés aux fermetures de swaps

Avant la mise en place de la NOC-13 en 2004 (voir pièce HQD-10, Document 1, pages 24 et 25), Hydro-Québec avait dû fermer des swaps (affichant des gains) qui ne répondaient plus aux nouvelles exigences du traitement comptable de couverture. Toutefois, puisque la juste valeur des swaps était présentée hors bilan et, étant donné que ces transactions respectaient les normes antérieures, les gains enregistrés étaient reportés et amortis aux frais financiers en compensation des éléments préalablement couverts.

Conformément aux normes comptables, le solde non amorti des montants obtenus de la fermeture de swaps

⁸ Ajustés des pertes de change radiées au 1^{er} janvier 2002 qui ne constituaient pas des entrées de fonds ayant d'avoir financé les actifs

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

fait l'objet d'une écriture compensatoire au passif et il apparaissait aux frais reportés associés à la dette.

Ce solde non amorti est exclus de la valeur des dettes et des swaps. Toutefois, puisque dans le dénominateur du coût de la dette, les frais reportés sont soustraits de la valeur des dettes, le produit des émissions de dette est majoré du solde non amorti des gains associés aux fermetures de swaps. Cette approche respecte la définition fondamentale du dénominateur du coût de la dette, car ce solde représente une source de fonds pouvant financer les actifs.

(B) Escomptes/primes et frais d'émissions à l'origine moins solde non amorti au 31 décembre 2006 des escomptes/primes et frais d'émission

La résultante de cette formule est l'amortissement cumulatif des escomptes/primes et frais d'émission constatés aux frais financiers au 31 décembre 2006. Puisque ce montant a donné lieu à des entrées ou sorties de fonds, il fait partie du dénominateur du coût de la dette.

(C) Amortissement des escomptes/primes considérables (cumul.) au 31 décembre 2006

Aucun frais reportés ne correspond à cet élément qui, ayant été constaté aux frais financiers, apparaît tel quel au dénominateur du coût de la dette.

(D) Réévaluation au taux de change courant moins :

- *gains et pertes de change reportés au 31 décembre 2006*
- *soldes des pertes de change radiées aux BNR au 1^{er} janvier 2002*

En retranchant de la réévaluation au taux de change courant les gains et pertes de change reportés ainsi que le solde des pertes

de change radiées aux BNR au 1^{er} janvier 2002, on obtient les gains et pertes de change qui ont été constatés cumulativement aux frais financiers au 31 décembre 2006 et qui font partie des fonds ayant pu affecter le financement des actifs.

Récapitulation de la partie I de l'étape 1 relative à la composition du dénominateur au 31 décembre 2006

Le dénominateur du coût de la dette au 31 décembre 2006 se compose des éléments suivants, divisés selon la source de financement :

- Les sources de financement directes, soit : les *produits des émissions plus solde non amorti au 31 décembre 2006 des gains et pertes associés aux fermetures de swaps*
- Les sources de financement indirectes obtenues par le biais des éléments constatés aux frais financiers au 31 décembre 2006 (cumul.) :
 - *Amortissement des escomptes/primes et frais d'émissions constatés aux frais financiers.*
 - *Gains et pertes de change constatés aux frais financiers.*

ÉTAPE 1 – PARTIE II

Composition du dénominateur du coût de la dette selon nouvelles normes (1^{er} janvier 2007)

L'implantation des nouvelles normes au 1^{er} janvier 2007 modifie plusieurs éléments de la formule du dénominateur du coût de la dette :

- Modifications de la présentation des dettes et swaps au bilan
- Radiation de gains de 325 M\$ au 1^{er} janvier 2007

Tel que mentionné aux pages 45 à 47 de la pièce HQT-9, document 1, une adaptation de la formule est requise afin d'assurer que le dénominateur capte toujours correctement les

montants ayant financé les actifs. Cette adaptation prend la forme :

Valeur dettes/swaps – Équivalents des frais reportés ajustés

Les sections suivantes présentent de façon détaillée les éléments qui composent la nouvelle formule au 1^{er} janvier 2007. Ces éléments sont ensuite conciliés avec ceux de l'ancienne formule au 31 décembre 2006 afin de démontrer que la valeur du dénominateur du coût de la dette au 1^{er} janvier 2007, selon la nouvelle formule proposée, est identique à celle obtenue le 31 décembre 2006 sous les anciennes normes. Ce résultat témoigne du fait que la nouvelle formule du dénominateur du coût de la dette permet de refléter correctement le montant ayant financé les actifs. En effet, ce montant ne peut avoir changé entre le 31 décembre 2006 et le 1^{er} janvier 2007.

Le tableau 2 présente, au 1^{er} janvier 2007, conformément aux nouvelles normes, les divers éléments qui composent la valeur des dettes et des swaps ainsi que ceux associés aux équivalents des frais reportés ajustés qui sont retranchés afin d'obtenir le dénominateur du coût de la dette.

Dans les sections suivantes, afin de faciliter la présentation, les radiations aux BNR au 1^{er} janvier 2007 ont été ventilées conceptuellement selon les divers éléments de la valeur de la dette auxquelles elles sont associées. Toutefois, en pratique, cette ventilation est difficile à chiffrer et elle n'est pas nécessaire pour calculer le dénominateur du coût de la dette selon la nouvelle définition proposée, étant donné que l'ajustement à l'équivalent des frais reportés pour les radiations au 1^{er} janvier 2007 est appliqué de façon globale.

(A') Produits des émissions de dettes plus les radiations aux BNR de gains de fermeture de swaps

Suite à l'implantation des nouvelles normes au 1^{er} janvier 2007, le solde non amorti au 31 décembre 2006 des gains associés aux fermetures de swaps a dû être radié aux BNR (voir pièce HQT-9, Document 1, page 26). La disparition de cet élément diminue le dénominateur du coût de la dette et

entraîne une augmentation du coût de la dette. Cette radiation fausse toutefois le calcul du dénominateur car elle n'a pas donné lieu à une sortie de fonds.

Il faut donc redresser l'équivalent des frais reportés du solde de cette radiation. Ainsi, au 1^{er} janvier 2007, les sources de financement directes au dénominateur du coût de la dette sont :

- *Produits des émissions plus radiations au 1^{er} janvier 2007 des gains reportés associés aux fermetures de swaps*

Cette expression est identique à celle découlant des anciennes normes au 31 décembre 2006 soit⁹ :

- *Produits des émissions plus solde non amorti au 31 décembre 2006 des gains associés aux fermetures de swaps*
- (B)** *Amortissement des escomptes/primes et frais d'émission (cumul.) au 1^{er} janvier 2007 moins radiations de gains au 1^{er} janvier 2007*

L'implantation des nouvelles normes donne lieu aux impacts suivants sur les escomptes/primes et frais d'émission :

- **Présentation des dettes à la valeur nette (incluant seulement l'amortissement cumulé) plutôt qu'à la valeur nominale**
- **Radiation de gains aux BNR suite à la comptabilisation rétroactive de la méthode d'amortissement au taux effectif**

Le changement de présentation n'a pas d'impact sur le dénominateur du coût de la dette puisque la formule sous les anciennes normes retranchait déjà le solde non amorti

⁹ Les produits des émissions correspondent aux montants nets encaissés des émissions lesquels, ne sont pas affectés par le changement de normes comptables.

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

des escomptes/primes et frais d'émission de la valeur nominale des dettes (voir tableau 1).

Pour sa part, la radiation de gains fait en sorte d'augmenter l'amortissement cumulé au 31 décembre. Puisque cet amortissement cumulé est positif (la majorité des dettes étant à prime), le dénominateur du coût de la dette diminue, ce qui fait augmenter le coût de la dette. Toutefois, étant donné que cette radiation n'a pas donné lieu à une sortie de fonds, l'équivalent des frais reportés doit être redressé de la radiation afin d'éviter une surestimation du coût de la dette. Suite à cet ajustement, cet élément du dénominateur du coût de la dette est identique à sa valeur sous les anciennes normes au 31 décembre 2006. En effet :

$$\begin{array}{l} \text{Amortissement des} \\ \text{escomptes/primes et frais} \\ \text{d'émission (cumul.) au 1er} \\ \text{janvier 2007 moins radiations} \\ \text{au 1er janvier 2007} \end{array} = \begin{array}{l} \text{Amortissement des} \\ \text{escomptes/primes et frais} \\ \text{d'émission (cumul.) au 31} \\ \text{décembre 2006} \end{array}$$

(C) Amortissement des escomptes/primes considérables (cumul.) au 1^{er} janvier 2007

Cet élément n'étant pas modifié par les nouvelles normes, il est identique à sa valeur au 31 décembre 2006.

(D) Ajustement pour juste valeur et réévaluation au taux de change courant moins :

- Solde des pertes de change radiées au 1^{er} janvier 2002
- Juste valeur et gains et pertes de change présentés au cumul des résultats étendus
- Radiations de gains au 1^{er} janvier 2007

Tel qu'indiqué aux pages 11 à 15 de la pièce HQD-7, Document 1, les nouvelles normes implantées au 1^{er} janvier 2007 se traduisent par les changements suivants :

- **Comptabilisation à la juste valeur des swaps et autres produits dérivés ainsi que des dettes dans certaines relations de couverture**
- **Élimination du concept de frais reportés**
- **Création d'un nouvel état des résultats : « Résultats étendus »**
- **Radiations aux BNR touchant une partie de la juste valeur de dettes et de swaps**

La comptabilisation à la juste valeur introduit de nouveaux éléments de réévaluation des dettes et des swaps qui s'ajoutent à ceux associés à la réévaluation au taux de change courant. Ces éléments sont associés aux effets des taux d'intérêt sur la valeur au marché des swaps ou des dettes.

Les impacts de ces changements sont résumés au tableau 3. Les éléments de contrepartie de la réévaluation au taux de change courant constatés ou radiés sous les anciennes normes ne sont pas modifiés sous les nouvelles normes, soit :

- **Gains et pertes de change constatés aux frais financiers (cumul.) au 31 décembre 2006**
- **Solde des pertes de change radiées au 1^{er} janvier 2002**

Pour leur part, les gains et pertes de change reportés au 31 décembre 2006 n'apparaissent plus au bilan suite à l'élimination du concept de frais reportés. Toutefois, ces gains et pertes sont pris en compte dans deux nouveaux éléments de contrepartie de la réévaluation de la dette, soit :

- ***Juste valeur et gains et pertes de change présentés au cumul des résultats étendus***
- ***Radiation de gains/pertes touchant une partie de la juste valeur de dettes et de swaps au 1^{er} janvier 2007***

*Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie*

Ces deux éléments englobent, en plus des gains et pertes de change reportés au 31 décembre 2006, la contrepartie des effets de la réévaluation à la juste valeur associés aux taux d'intérêt.

Sous les nouvelles normes, le cumul des résultats étendus joue le rôle « d'équivalent des frais reportés » en ce qui a trait au dénominateur du coût de la dette, c'est-à-dire qu'il capte des éléments de la valeur des dettes/swaps qui ne constituent pas des entrées/sorties de fonds. Ces éléments présentés aux résultats étendus doivent être exclus du dénominateur du coût de la dette, tout comme l'était préalablement les gains/pertes de change reportés. Les radiations de gains au 1^{er} janvier 2007 touchant une partie de la juste valeur de dettes et de swaps doivent également être exclues du dénominateur du coût de la dette puisqu'elles n'ont pas donné lieu à des entrées ou sorties de fonds.

Autant avec les nouvelles normes qu'avec les anciennes, le seul élément de réévaluation de la dette et des swaps qui apparaît au dénominateur est la partie constatée aux frais financiers (tableau 3), soit :

- *Gains et pertes de change constatés aux frais financiers (cumul.) au 31 décembre 2006*

Récapitulation de la partie II de l'étape 1 relativement à la composition du dénominateur au 1^{er} janvier 2007

La composition et la valeur du dénominateur du coût de la dette sont identiques, sous les anciennes normes (31 décembre 2006) et sous les nouvelles (1^{er} janvier 2007), soit :

- *Produits des émissions plus solde non amorti au 31 décembre 2006 des gains et pertes associés aux fermetures de swaps*
- *Amortissement des escomptes/primes et frais d'émission (cumul.) au 1^{er} janvier 2007 moins radiations au 1^{er} janvier 2007*

- *Amortissement des escomptes/primes et frais d'émission (cumul.) au 31 décembre 2006*

ÉTAPE 2

Projection du dénominateur du coût de la dette jusqu'au 31 décembre 2008

Les différences entre les nouvelles et les anciennes normes dans l'évolution projetée des trois éléments de la valeur de la dette qui sont inclus dans le dénominateur du coût de la dette sont :

1. **Produits des émissions des dettes plus solde des radiations des gains associés à la fermeture des swaps**

Le comportement de cet élément est identique à celui projeté sous les anciennes normes (produits des émissions des dettes plus solde non amorti des radiations des gains associés à la fermeture des swaps). En effet, le produit des émissions est fonction du programme d'emprunt et non des normes comptables. Par ailleurs, le solde des radiations se comporte exactement comme celui du solde non amorti associé aux fermetures de swaps sous les anciennes normes.

2. **Amortissement des escomptes/primes et frais d'émission constatés aux frais financiers (cumul.)**

La différence entre les anciennes et nouvelles normes est présentée au tableau 5 de la page 32 de la pièce HQD-10, Document 1. Il s'agit d'un impact négatif cumulatif de 6 M\$, d'ici le 31 décembre 2008 soit une moyenne négative 13 mois en 2008 d'environ 5,5 M\$.

3. **Gains et pertes constatés aux frais financiers relativement à la réévaluation des dettes/swaps à la juste valeur ou au taux de change courant (cumul.).**

En fonction des anciennes normes, aucune constatation additionnelle de gains/pertes de change avant échéance n'est projetée entre le 1^{er} janvier 2007 et le 31 décembre 2008, étant

donné que les titres en devise sont soit couverts par swaps, soit en relation de couverture des ventes.

Ce résultat tient également pour une projection qui serait réalisée conformément aux nouvelles normes. Toutefois, les nouvelles normes se traduisent également par la constatation aux frais financiers de variations de juste valeur associées aux variations des taux d'intérêt. Tel que montré au tableau 5 de la page 32 de la pièce HQD-10, Document 1, ces impacts se résument à la constatation de l'inefficacité des relations de couverture ainsi qu'au renversement des radiations de G/P associés à l'abolition de la règle transitoire NOC-13. Ces montants totalisent cumulativement -51 M\$ d'ici le 31 décembre 2008 pour un impact négatif moyen 13 mois en 2008 d'environ 40 M\$.

CONCLUSION

Par conséquent, l'utilisation du modèle reflétant les anciennes normes pour projeter le dénominateur du coût de la dette induit une imprécision de l'ordre de 46 M\$ (40 M\$ + 5,5 M\$), soit un impact de 0,1 % sur le niveau moyen du dénominateur du coût de la dette en 2008 et une imprécision de 0,01 % sur le coût de la dette.

Compte tenu de ce faible impact, le modèle basé sur les anciennes normes donne à toutes fins pratiques le même résultat qu'un modèle qui serait conforme aux nouvelles normes.

Le modèle de projection du dénominateur du coût de la dette sera adapté aux nouvelles normes d'ici le prochain dossier tarifaire du Distributeur. Toutefois, compte tenu de la proposition d'immuniser le coût de la dette de la variabilité associée à la projection de l'inefficacité, il n'est pas jugé opportun d'adapter le modèle de projection pour refléter cet aspect des nouvelles normes.

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

TABLEAU 1
COMPOSITION DU DÉNOMINATEUR DU COÛT DE LA DETTE
AU 31 DÉC. 2006 (ANCIENNES NORMES) ¹

VALEUR DETTES/SWAPS ²	-	FRAIS REPORTÉS AJUSTÉS ³	=	DÉNOMINATEUR
↓		↓		↓
A Produits des émissions de dettes		+ Solde non amorti au 31 déc. 2006 des G/P associés aux fermetures de swaps		Financement : Produits des émissions + solde non amorti au 31 déc. 2006 des G/P associés aux fermetures de swaps
B Escomptes/ primes et frais d'émission à l'origine ⁴		- Solde non amorti au 31 déc. 2006 des escomptes/ primes et frais d'émission *		Amortissement des escomptes/ primes et frais d'émission (cumul.) au 31 déc. 2006
C Amortissement des escomptes/ primes considérables (cumul.) au 31 déc. 2006				Amortissement des escomptes/ primes considérables (cumul.) au 31 déc. 2006
D Réévaluation au taux de change courant		- G/P de change reportés au 31 déc. 2006 * - Solde des pertes de change radiées au 1 ^{er} janvier 2002 *		G/P de change constatés aux frais financiers (cumul.) au 31 déc. 2006

* Éléments n'ayant pas donné lieu à des entrées/sorties de fonds

1. Découle de la composition du dénominateur présentée au tableau 9 p. 48 de HQT-9, Document 1
2. Dette à long terme + dette à perpétuité - actifs financiers liés à la dette
3. Ajustés du solde des radiations de pertes de change au 1er jan. 2002
4. Produits des émissions de dette + escomptes/ primes et frais d'émission = valeur nominale de la dette

**Réponse à la demande de renseignements n°1
de la Régie**

**TABEAU 2
COMPOSITION DU DÉNOMINATEUR DU COÛT DE LA DETTE
AU 1^{er} JAN. 2007 (NOUVELLES NORMES)**

VALEUR DETTES/SWAPS ¹	-	"ÉQUIVALENT FRAIS REPORTÉS AJUSTÉS" ²	=	DÉNOMINATEUR
↓		↓		↓
A' Produits des émissions de dettes		+ radiations de gains au 1er janvier 2007 *		Financement : Produits des émissions + solde non amorti au 31 déc. 2006 des G/P associés aux fermetures de swaps
B' Amortissement des escomptes/ primes et frais d'émission (cumul.) au 1 ^{er} jan. 2007		- Radiation de gains au 1 ^{er} jan. 2007 *		Amortissement des escomptes/primes et frais d'émission (cumul.) au 31 déc. 2006
C' Amortissement des escomptes/ primes considérables (cumul.) au 1 ^{er} jan. 2007				Amortissement des escomptes/primes considérables (cumul.) au 31 déc. 2006
D' Ajustements pour juste valeur et réévaluation au taux de change courant		- Solde des pertes de change radiées au 1er janvier 2002 * - Juste valeur et G/P de change présentés au cumul des résultats étendus * - Radiations de gains au 1 ^{er} janvier 2007 *		G/P de change constatés aux frais financiers (cumul.) au 31 déc. 2006

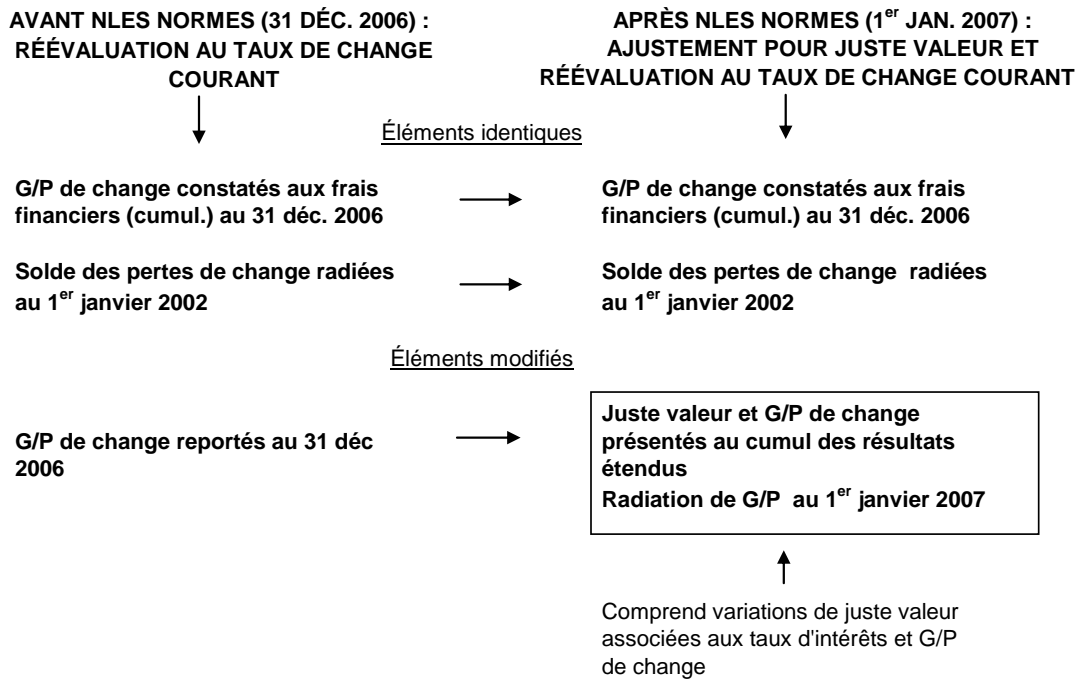
* Éléments n'ayant pas donné lieu à des entrées/sorties de fonds

↑
Identique au dénominateur
sous anciennes normes

1. Dette à long terme + dette à perpétuité + instruments dérivés

2. Ajustés du solde des radiations aux BNR effectuées le 1er jan. 2002 (annexe 2 de HQT-9, Document 1) et des radiations de gains au 1er jan. 2007 (325 M\$)

**TABLEAU 3
IMPACTS DES NOUVELLES NORMES
SUR LES ÉLÉMENTS DE RÉÉVALUATION DES DETTES/SWAPS**



50. Référence : Pièce B-1- HQD-10, document 1, pages 38, 39 et 40.

Préambule :

« Compte tenu de ces divers risques et de la conjoncture qui prévalait, Hydro-Québec avait proposé, lors du dépôt du dossier tarifaire 2004, la composition cible suivante pour son financement :

- Obligations à taux variable : 20%*
- Obligations à taux fixe (terme initial de 5 ans) : 25%*
- Obligations à taux fixe (terme initial de 30 ans ou plus) : 55% »*

...

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

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

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

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

Demande :

50.1. Compte tenu des financements effectués en 2006 et 2007, et de l'orientation de 2008, veuillez préciser si la composition cible de financement devrait être modifiée. Si oui, veuillez déposer l'étude qui appuie cette modification. Si non, durant combien d'années le Distributeur prévoit-il dévier de sa composition cible pour son financement et quels seraient les seuils d'écarts tolérés par rapport à la composition cible. Veuillez expliquer et justifier.

Réponse :

Dans la composition cible relative à son financement, proposée en 2004, Hydro-Québec a privilégié une répartition de 20 % pour la dette à taux d'intérêt variable, de 55 % pour les obligations à taux d'intérêt fixe ayant un terme initial de 30 ans ou plus et de 25 % pour les obligations à taux d'intérêt fixe avec un terme initial de 5 ans. La recommandation 2008 relative à la composition des nouvelles émissions ne s'écarte de la composition cible qu'au niveau de la part des obligations 5 ans. Plus précisément, la recommandation ne propose aucune émission d'obligations 5 ans. Cette recommandation ne se justifie que dans le contexte où l'écart entre les taux des obligations 5 ans et 30 ans est considéré comme historiquement faible.

Il ne peut être estimé de façon précise combien de temps ce faible écart persistera. Actuellement, il est jugé trop tôt pour recommander une modification à la composition cible du financement proposée en 2004.

En ce qui concerne le nombre d'années pendant lesquelles le Distributeur prévoit dévier de la composition cible, tel que mentionné précédemment, il n'est pas possible de le préciser.

Finalement, en ce qui a trait au seuil d'écart toléré par rapport à la composition cible, il est très difficile de définir des niveaux appropriés en raison de la volatilité importante du niveau et de la structure à terme des taux d'intérêt (écart entre les taux d'intérêt 3 mois, 5 ans, et 30 ans).

Par ailleurs, le niveau historiquement bas des taux d'intérêt réels (taux d'intérêt nominaux moins inflation) incite plusieurs entreprises à privilégier des émissions à long terme dans leur programme de financement.