

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

THÈME 1 – PRÉSENTATION GÉNÉRALE DU DOSSIER ET PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

1. Référence : HQD-1, document 1

Préambule :

Indicateurs de performance internes et balisage externe

Demande :

1.1 Veuillez compléter le tableau suivant :

	2000-2001	2001-2002	2002-2003
Ventes normalisées (GWh)	153 584	155 026	156 852
Nombre d'abonnements	3 340 279	3 367 947	3 366 350
Nombre d'employés	7 500	7 599	7 730
Données en M\$ courants			
Coût total de distribution *	8 622	8 581	8 747
Charges d'exploitation *	848	858	858
Autres charges *	530	546	548
Base de tarification moyenne	8 135	8 143	8 064
Taux d'inflation - Québec**	2,5%	2,1%	2,4%
Indice d'inflation (2000-2001 = 100)	100	102	105
Données en M\$ constants			
Coût total de distribution	8 622	8 406	8 365
Charges d'exploitation	848	840	821
Autres charges	530	535	524
Indicateurs (\$ constants)			
Coût total de distribution/ client	2 581	2 548	2 598
Charges d'exploitation/ client	254	255	255
Autres charges/ client	159	162	163
Coût total de distribution/ GWh	56 135	55 353	55 766
Charges d'exploitation/ GWh	5 521	5 535	5 470
Indicateurs (\$ courants)			
Base de tarification/ GWh	52 965	52 524	51 409
Base de tarification/ client	2 435	2 418	2 395
Autres indicateurs			
Nb. d'employés/ client	0,0022	0,0023	0,0023

* Voir pièce HQD-2, Document 1, Page 9, Tableau 2

** Pour 2002-2003, les chiffres sont des prévisions compte tenu que l'information n'est pas disponible sur une base mensuelle

1.2 Est-ce que vous comparez votre performance au plan du coût de prestation du service à celle d'autres entreprises de distribution d'électricité ? Si non, pourquoi ?

Réponse:

Hydro-Québec Distribution ne dispose pas de données de balisage complètes et fiables en matière de coûts de prestation de service.

Le Distributeur participe aux travaux de balisage réalisés par l'Association Canadienne de l'Électricité (ACE). Jusqu'à maintenant, ce balisage couvrait des indicateurs corporatifs (entreprise intégrée) et financiers. Un nouveau balisage visant les principaux éléments du coût de service ainsi que des indicateurs opérationnels au niveau des domaines d'activité Production, Transport, Distribution et Service à la clientèle est en développement. Le Distributeur compte également élargir à des entreprises américaines son bassin de comparaison.

De l'avis du Distributeur, toute comparaison d'éléments de coût de service ou d'indicateurs de coût unitaire exige un examen rigoureux des différences dans les processus de travail d'une entreprise à l'autre afin de départager les écarts provenant des méthodes comptables utilisées des vrais écarts de performance entre les entreprises. Les travaux réalisés au sein de l'ACE sont trop préliminaires pour être rendus publics. De plus, le Distributeur est lié par des règles strictes qui empêchent la divulgation de résultats des autres participants. Seul un résultat d'ensemble pourra faire l'objet d'une diffusion.

En parallèle, le Distributeur a, au cours de 2002, initié des analyses détaillées afin d'établir des indicateurs de coût unitaire permettant de mesurer l'efficacité d'ensemble et celle de certaines de ses activités. Le premier objectif poursuivi par cette démarche est de mieux comprendre l'évolution, au cours des trois dernières années, des coûts par rapport à différents paramètres qui influencent les activités du Distributeur (ventes d'énergie, abonnements, actifs, etc...). Ces indicateurs, une fois maîtrisés, pourraient faire l'objet d'une comparaison avec ceux d'autres entreprises similaires.

- 1.3 Si oui, quelles sont les sources que vous utilisez ainsi que les indicateurs qui font l'objet de comparaisons ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

- 1.4 Dans la mesure où il vous est permis de le faire, déposer la documentation pertinente.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

2. Référence : HQD-2, document 1, pages 10 et ss.

Préambule :

Le Distributeur regroupe les activités non réglementées de la façon suivante :

- a) La vente de biens et services, autres que ceux liés à l'alimentation électrique des consommateurs et en concurrence sur les marchés, dont la majeure partie sont regroupées au sein d'Hydro-Québec Valtech Inc.;
- b) Les activités réalisées pour des tiers autres qu'un consommateur client d'Hydro-Québec (exemple : location d'espace sur poteaux) ;
- c) Activités internationales.

Par ailleurs, selon la preuve «...des revenus de 31,9 millions de dollars, résultant de la facturation interne du Distributeur à d'autres unités de l'entreprise, sont portés en réduction du coût du service pour l'année témoin projetée.»

Demandes :

- 2.1 Identifier en les décrivant toutes les activités comprises dans chacune des catégories énumérées.

Réponse :

Identification	Description	Bases de séparation
Activités réalisées pour un tiers et impliquant des ressources réglementées: • Location d'espaces sur poteaux et conduits, de transformateurs	À des entreprises de télécommunications et de câblodistribution: • Location d'espaces sur poteaux • Locations de conduits souterrains • Location de transformateurs	• Facturation des services selon la méthode du coût complet • Partage des actifs réglementés sur la base de l'occupation faite par le tiers
Activités réalisées pour un consommateur client du Distributeur mais connexes à la consommation d'énergie • Location et vente de chauffe eau et de systèmes de chauffage	• Location et vente des chauffe-eau de 40 ou 60 gallons • Vente des systèmes de chauffage (Air chaud –tout électrique, Bi-énergie intégrée, thermopompe centrale, accessoires) • Vente des systèmes de climatisation: (thermopompe centrale, climatiseur central, climatiseur mural bibloc)	Activités réalisées par l'entremise de filiales : • HydroSolution
Activités indépendantes des services d'électricité du Distributeur • Activités internationales	• Prêt d'employés à la filiale HQI pour la réalisation de projets à l'international.	Activités réalisées par l'entremise de filiales : • Hydro-Québec International

2.2 Ventiler par activité la somme totale de 31,9 millions \$ facturée à d'autres unités de l'entreprise et portée en réduction du coût de service en décrivant les services rendus par le Distributeur aux activités individuelles.

Réponse :

Cette ventilation est produite en réponse à la question 45.1.

2.3 Le cas échéant, indiquer la valeur de l'actif transféré à chacune des activités.

Réponse :

Lors de la création de sa filiale HydroSolution en janvier 2000, le Distributeur a transféré des actifs dont la valeur aux livres totalisait 32 M\$. Ces actifs comprenaient essentiellement des chauffe-eau. Le Distributeur n'a effectué aucun autre transfert d'actifs vers des activités non réglementées.

3. Référence : HQD-2, document 1, page 12, lignes 21 et ss.

Préambule :

« L'évolution des activités de distribution d'électricité et l'amélioration de la qualité du service exerce en permanence des pressions sur les charges d'Hydro-Québec distribution. Or, le contrôle serré de celles-ci a permis de limiter l'évolution des charges d'exploitation (principalement la masse salariale) à un rythme moyen annuel sur les trois années tarifaires retenues de 0,6 %, ce qui est nettement inférieur à celui de l'inflation qui est de l'ordre de 2 %/an. »

Demande :

3.1 Expliquer comment la progression des charges d'exploitation a été maintenue à 0,6% tandis que l'inflation a été de 2%.

Réponse :

Si les charges d'exploitation avaient évolué au rythme de l'inflation, elles se seraient accrues de 34 M\$ entre "l'année historique" et "l'année témoin". Or, elles n'ont augmenté que de 10 M\$, malgré l'augmentation de la masse salariale d'environ 20 M\$. Différents éléments expliquent cette situation.

Le contrôle serré des charges brutes a permis de les maintenir stables entre "l'année historique" et "l'année témoin", et ce malgré le fait que la masse salariale ait augmenté d'environ 2% par année pour la même période. Il faut souligner que les augmentations salariales découlant de l'application des conventions collectives de travail conclues avec divers syndicats ont entraîné une augmentation réelle des coûts de l'ordre de 3%. Des efforts d'optimisation ont permis de limiter la croissance de la masse salariale à 2%. A titre d'exemple, une gestion plus serrée a permis de réduire notablement les coûts liés au surtemps depuis l'année 2001.

D'autres réductions et récupérations ont contribué à assurer la stabilité des charges brutes. Ainsi, les autres charges primaires ont été réduites d'environ 2,4% sur la période analysée. Notamment, la diminution des services externes et des ressources financières découle des efforts réalisés en matière de recouvrement, qui ont permis une réduction importante des mauvaises créances. Également, le contrôle serré des coûts a permis une réduction des services professionnels. Ces efforts

constituent des gains réels compte tenu qu'ils se sont effectués dans un contexte où la demande d'électricité, le nombre de clients et les kilomètres de réseau augmentent d'environ 1% par année.

Par ailleurs, les charges de services partagés ont augmenté de 7% par année au cours de la période analysée, incluant le rendement accordé sur les actifs des fournisseurs dédiés aux services offerts au Distributeur. Cette augmentation est le résultat de l'implantation du processus de facturation interne des coûts des unités fournisseurs, progressivement amélioré à partir de 1999. En 2000 et 2001, des ajustements au niveau des inducteurs de coûts de certaines unités fournisseurs ont permis de mieux répartir les coûts en fonction des volumes consommés par les unités clientes.

Dans le cadre de ce processus de facturation interne, le Distributeur négocie, chaque année, une entente avec chacune des unités fournisseurs de l'entreprise afin d'établir le niveau de consommation des différents biens et services qu'il prévoit utiliser. Pour le Distributeur, cette négociation est l'occasion de remettre en question les prix, volumes et services offerts par chacun des fournisseurs afin de réduire les coûts au minimum. Un suivi des ententes est effectué régulièrement.

Par ailleurs, l'implantation du processus de facturation interne a également eu un impact sur la rubrique "Frais corporatifs". En effet, certains coûts non facturés, auparavant inclus dans les frais corporatifs, ont été intégrés à la facturation des unités fournisseurs, ce qui a entraîné une hausse de la rubrique "Charges de services partagés" et une baisse de la rubrique "Frais corporatifs" de l'ordre de 10 M\$ pour la période analysée.

Au niveau des coûts capitalisés, des gains ont également été réalisés grâce à l'amélioration de la productivité de la main-d'œuvre. Une gestion plus dynamique de la charge de travail a permis de réduire les heures improductives dues à des facteurs externes comme le temps inclément. Cette augmentation de la productivité contribue à absorber en partie l'augmentation de la charge de travail liée à la croissance du réseau de distribution.

Également en 2002, et depuis quelques années, le Distributeur poursuit le contrôle de ses coûts et effectue un suivi régulier des éléments qui affectent sa rentabilité. Des suivis financiers

sont présentés mensuellement au comité sectoriel d'Hydro-Québec Distribution ainsi qu'au comité de gestion de la division. Des tableaux de bord reflétant les performances de la division sont également présentés (indices de satisfaction de la clientèle, continuité du service, sécurité au travail, mobilisation des employés et autres).

Aussi, cette année un comité a été mis sur pied pour définir des indicateurs d'efficience. En complément d'information sur le sujet et sur le balisage voir la réponse à la question 1.2.

Le Distributeur effectue un suivi régulier des investissements qui sont requis pour le maintien de ses actifs. Depuis 1999, les investissements ont été limités à 1,6 % de la valeur d'origine des actifs liés au réseau de distribution. Ce ratio se situe en deçà des 2,9 % normalement requis pour le renouvellement des actifs du réseau de distribution et témoigne des efforts d'optimisation et de contrôle des investissements. L'impact se reflète également sur la charge d'amortissement qui demeure stable sur la période analysée.

En 2002, le Distributeur a également renégocié les contrats d'approvisionnement de mazout pour les centrales de production des réseaux autonomes, permettant ainsi de fixer pour plusieurs années les coûts malgré la tendance à la hausse du marché des produits pétroliers.

Des informations additionnelles sont fournies en réponse à la demande 21 du FCEI à la pièce HQD-10, Document 5.

4. Référence : HQD-2, document 1, page 13, lignes 20 et ss.

Préambule :

« De plus, le Distributeur associe une partie de la rémunération à un régime d'intéressement dont bénéficient l'ensemble des employés, syndiqués et non syndiqués. Le versement d'une prime d'intéressement, institué pour mobiliser les effectifs autour d'objectifs communs, est conditionnel à l'atteinte de certaines cibles qui sont régulièrement mesurées. »

Demandes :

- 4.1 Décrire le régime dont il est question en précisant notamment si les objectifs se rapportent à l'activité de distribution, le pourcentage du salaire que cela représente, etc.

Réponse :

La création de richesse pour l'actionnaire et pour la société québécoise, mesurée par le niveau du bénéfice net, détermine si l'entreprise est en mesure ou non de verser des bonis à ses employés. Ce sont donc les efforts collectifs des employés des divisions d'Hydro-Québec, leur productivité, qui ouvrent le partage du bénéfice net avec ces derniers.

Le boni versé dépend des résultats de l'entreprise.

Les résultats de l'entreprise dépendent des résultats des divisions. Toutes les divisions ont des objectifs liés à la clientèle (indicateurs de satisfaction des clientèles et de continuité du service), aux employés (indicateurs de mobilisation et de santé et sécurité au travail) et à l'actionnaire (indicateurs liés au rendement sur les investissements et au bénéfice de la division).

Les cibles des indicateurs varient d'une année à l'autre et représentent un effort d'amélioration par rapport à l'année précédente, ou de maintien dans le cas d'indicateurs où les balisages révèlent qu'Hydro-Québec se situe parmi les entreprises d'électricité les plus performantes en Amérique du Nord.

En 2001, Hydro-Québec a versé 25,6 M\$ en bonis. Le tableau suivant montre le partage des bonis pour Hydro-Québec et pour le Distributeur.

	Hydro-Québec		Distributeur	
	M\$	%	M\$	%
SCFP (Bureau, Métiers, Techniciens)	17,0	66	6,8	77
Spécialistes	5,1	20	1,4	16
Ingénieurs et Scientifiques	3,5	14	0,6	7
Total	25,6	100	8,8	100

- 4.2 Déposer les objectifs de l'année écoulée la plus récente ainsi que les résultats obtenus.

Réponse :



OBJECTIFS CORPORATIFS 2001 - Unité d'affaires

Division Distribution

Pour fins de régime d'intéressement et de rémunération variable

DÉCLENCHEUR

Le bénéfice net consolidé d'Hydro-Québec devra être au moins égal à 945 M\$, soit 87,5% de la cible 1080 M\$ prévue au plan d'affaires. Le déclencheur financier s'applique à l'ensemble des objectifs corporatifs.

Note : Le Conseil d'administration peut réviser le déclencheur financier en fonction d'événements exceptionnels ou hors contrôle de la Direction survenus en cours d'année et qui ont eu un ou des impacts majeurs sur le bénéfice net.

CATÉGORIE A : CLIENTS

50%

		2001			
		Résultat	Seuil	Cible	Idéal
Indice de satisfaction des clients					
<i>Clients résidentiels et d'affaires</i>		7,33	7,1	7,2	7,4
<i>Clients Grande entreprise</i>		8,74	8,0	8,2	8,4
Améliorer la fiabilité de l'alimentation électrique					
<i>Indice de continuité de service redressé (heures/client)</i>		2,1	2,3	2,1	2,0
Améliorations prioritaires:					
<i>Moyenne du pourcentage d'atteinte de l'idéal de chacune des améliorations prioritaires (%)</i>		99,8	89	94	100
- Coefficient de service téléphonique (CST)					
- Taux de clients avisés des interruptions planifiées					
- % de raccordements dans les délais					

CATÉGORIE B : EMPLOYÉS

20%

		2001			
		Résultat	Seuil	Cible	Idéal
Mobiliser le personnel: Indice de mobilisation des employés		6,60	5,83	6,24	6,44
Taux de fréquence des accidents avec perte de temps et assistance médicale (par 200 000 heures travaillées)		4,84	5,80	4,90	4,50

CATÉGORIE C : ACTIONNAIRE

30%

		2001			
		Résultat	Seuil	Cible	Idéal
BAII (M\$) Bénéfice avant frais financiers, taxes et frais corporatifs		223	129	204	257

5. Référence : HQD-3, document 4, page 7 et HQD-3, document 4, page 9

Préambule :

« Si ces coûts ont varié, les tarifs de cette catégorie devraient donc normalement être ajustés même si, ce faisant et accessoirement, il en découle une modification de l'interfinancement. Le concept d'interfinancement doit

s'interpréter conjointement avec le principe de faire assumer par une catégorie de consommateurs toutes les dépenses additionnelles encourues qui lui seront attribuables. »

« Le Distributeur est d'avis que la mesure de l'interfinancement ne peut être qu'évolutive et doit donc être réévaluée à chaque demande tarifaire, comme cela a toujours été le cas avant que les pouvoirs relatifs à la fixation des tarifs ne soient transférés à la Régie. Lors de chaque demande tarifaire, la Régie sera donc en mesure de vérifier le niveau d'interfinancement et d'apprécier la preuve du Distributeur selon laquelle sa demande n'a pas pour motivation d'atténuer cet interfinancement. »

Demande :

- 5.1 Veuillez compléter votre preuve par des exemples types illustrant comment les principes énoncés en préambule se concrétiseraient. Par exemple, indiquer la stratégie tarifaire que le Distributeur proposerait à la Régie, particulièrement pour la clientèle résidentielle, s'il devait récupérer un revenu additionnel équivalant à 2% du revenu généré par les tarifs en vigueur. Considérer, à titre d'exemples, (1) le cas où une augmentation du coût moyen attribuable à la catégorie de consommateurs résidentiels aurait été constatée et (2) le cas où ce coût moyen aurait diminué.

Réponse :

Les tableaux suivants présentent deux cas théoriques qui complètent la preuve du Distributeur. Dans les deux cas, la situation de départ (A) en est une où le rendement du Distributeur est atteint.

Dans le premier cas, les coûts de la catégorie domestique passent de 50 à 52 ce qui a pour conséquence une hausse globale des revenus requis du Distributeur de 2 %. À ce moment, l'indice d'interfinancement du domestique s'établit à 78,5.

Afin d'atteindre à nouveau son rendement, le Distributeur applique en C des hausses tarifaires différenciées de 5 % au domestique et de 0% au général afin d'imputer à la catégorie domestique la hausse de revenus requis. Par rapport à la situation initiale, cette hausse a pour conséquence de porter l'indice d'interfinancement du domestique de 80 à 80,8 tandis que l'indice du général est demeuré constant.

Catégories tarifaires	Revenus requis \$	Hausses tarifaires \$	Revenus prévus \$	Indice d'inter- financement proposé (%)
A - Situation de départ				
Domestique	50		40	80,0
Général	50		60	120,0
Total	100		100	100,0
B - Hausse du coût du Domestique				
Domestique	52		40	78,5
Général	50		60	122,4
Total	102		100	100,0
C - Hausses tarifaires différenciées				
Domestique	52	5,0%	42	80,8
Général	50	0,0%	60	120,0
Total	102	2,0%	102	100,0

Dans le second exemple, la situation de départ est toujours la même qu'en A. En B, une hausse du coût de la catégorie général est combinée à une réduction moins importante des coûts de la catégorie domestique. Cela a pour conséquence d'augmenter les revenus requis du Distributeur de 2 %. Toujours en B et avant la hausse tarifaire, l'indice d'interfinancement de la catégorie domestique est de 85 alors que celui de la catégorie général est de 113,3.

Le Distributeur applique en C des hausses différenciées afin de refléter la nouvelle situation de coûts. La catégorie domestique voit ses tarifs diminuer de 5 % alors que la catégorie général subit une hausse de 6,7 %. En moyenne, les tarifs augmentent de 2 %. Le nouvel indice d'interfinancement traduit cette nouvelle situation. L'indice de la catégorie

domestique est de 79,2 tandis que celui de la catégorie général est de 118,5

Catégories tarifaires	Revenus requis \$	Hausses tarifaires \$	Revenus prévus \$	Indice d'inter- financement proposé (%)
A - Situation de départ				
Domestique	50		40	80,0
Général	50		60	120,0
Total	100		100	100,0
D - Hausse du coût du Général et baisse du Domestique				
Domestique	48		40	85,0
Général	54		60	113,3
Total	102		100	100,0
E - Hausses différenciées				
Domestique	48	-5,0%	38	79,2
Général	54	6,7%	64	118,5
Total	102	2,0%	102	100,0

6. Référence : HQD-3, document 4, page 8 et note de bas de page no 4, page 10

Préambule :

« Puisque, conformément à l'alinéa 2 de l'article 52.1, les tarifs de gestion de consommation et d'énergie de secours sont fixés par la Régie en fonction de toute autre méthode qu'elle juge appropriée — notamment en fonction des prix de marché, ils ne sont pas inclus dans la définition et les calculs de l'interfinancement. »

« Les contrats spéciaux sont exclus de ce calcul puisque les modalités tarifaires sont fixées par le gouvernement. »

Demandes :

- 6.1** Expliquer pourquoi les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours seraient exclus de la définition et des calculs de l'interfinancement du fait que la Régie pourrait utiliser toute autre méthode pour les fixer.

Réponse :

L'interfinancement consiste à pratiquer des tarifs plus élevés que les coûts incluant le rendement sur une ou plusieurs classes de consommateurs afin de financer des tarifs plus bas que les coûts pour une ou plusieurs classes de consommateurs. Ainsi, le calcul de l'interfinancement ne devait prendre en compte que les tarifs concernés par cette dynamique.

Contrairement aux tarifs réguliers qui intègrent de l'interfinancement, les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours sont fixés afin que le revenu prévu corresponde à l'ensemble des revenus requis de transport, et de distribution ainsi que du coût d'acquisition de l'électricité sur le marché par le Distributeur (pass on) conformément à l'alinéa 2 de l'article 52.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Il en résulte que le taux d'interfinancement de ces tarifs devrait toujours être 100.

- 6.2** Expliquer pourquoi les contrats spéciaux seraient exclus de la définition et des calculs de l'interfinancement du fait que leurs modalités sont fixées par le gouvernement.

Réponse :

Pour des motifs semblables à ceux évoqués en réponse à la question 6.1 concernant les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours, les contrats spéciaux ne devraient pas faire partie du calcul de l'interfinancement.

Le Distributeur est assuré de récupérer tous ses coûts de transport et de distribution(incluant rendement) associés aux contrats spéciaux. Tel que prévu à l'alinéa 3 de l'article 52.2, le producteur ne reçoit que le montant résiduel entre les revenus perçus et les coûts de distribution et de transport, sans affecter le coût de fourniture du distributeur d'électricité

applicable aux autres catégories de consommateurs. Il en résulte que le taux d'interfinancement des contrats spéciaux devrait toujours être de 100.

7. Référence : HQD-2, document 2, page 24

Préambule :

Au tableau de la page 24 nous notons que le facteur de charge du réseau passe de 0,532 en 1999 à 0,544 en 2001. Le distributeur indique que cette augmentation reflète une croissance plus rapide de la demande en pointe que de la capacité de transit du réseau.

Demandes :

7.1 Est-ce que ce facteur de charge est utilisé comme indicateur prioritaire pour la planification des investissements au réseau de distribution?

Réponse :

Le facteur de charge est utilisé pour suivre l'évolution de l'ensemble du réseau de distribution et n'est pas utilisé pour initier des investissements. Les investissements pour augmenter la capacité de transit font suite à des études de réseau réalisées ligne par ligne. Dans ce sens, le facteur n'est pas un indicateur prioritaire pour la planification des investissements.

7.2 Si oui, quelle est la plage de variation que le distributeur considère acceptable ?

Réponse :

Sans objet.

8. Référence : HQD-2, document 2, page 24;

Préambule :

Au paragraphe 3.1.1, le distributeur mentionne que des mesures sont prises sur chaque départ de ligne pour déterminer quand arrive la pointe ainsi que sa valeur.

Demande :

8.1 De quel type de mesure s'agit-il et à quelle fréquence est-elle effectuée ?

Réponse :

Mis à part quelques lignes de distribution provenant de postes éloignés ou temporaires, toutes les lignes possèdent des lectures horaires de la charge en ampère. Ces lectures sont obtenues par télémesure et stockées dans des bases de données. Pour les quelques lignes sans télémesure, différents moyens sont utilisés pour déterminer la charge, telle la lecture manuelle dans les postes et l'installation temporaire d'appareils de mesure.

8.2 Ces mesures sont-elles prises en continu de façon systématique sur chaque départ de ligne ou est ce que seul les maximums et leur temps d'occurrence sont enregistrés ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

9. Référence : HQD-2, document 2, page 30, 2^e paragraphe

Préambule :

Indice de continuité de service brut

« cet indice est pris en compte dans l'identification des actions et des investissements visant à l'amélioration de l'indice de continuité du réseau à moyen et long termes. »

Demande :

9.1 Veuillez indiquer la méthode appliquée par le distributeur afin de déterminer la part des investissements permettant l'amélioration ou le maintien du niveau de l'indice de continuité du réseau à moyen et long terme.

Réponse :

Les investissements réalisés pour maintenir ou améliorer la continuité de service découlent de la mise en application de programmes qui sont approuvés en fonction des coûts et des

impacts sur la continuité de service, et ceci en fonction de cibles de continuité de service.

10. Référence : HQD-3, document 3, pages 10 et 11

Préambule :

« Aux coûts de la fourniture et du service de transport, le Distributeur souhaite inclure [dans un compte de frais reportés] toute augmentation ou diminution des frais d'exploitation par « faits du prince ». Les « faits du prince » visent les dépenses imprévisibles prises par les autorités gouvernementales (fédérale, provinciale et municipale) et réglementaires au cours d'un exercice. Parmi ceux-ci figurent entre autres les modifications apportées aux éléments suivant : les taxes à tous les niveaux, les frais postaux, les redevances à la Régie, les contributions en vertu de programmes d'assurance-chômage et d'assurance santé, les taxes d'affaires et les lois et règlements qui affectent directement la situation financière du distributeur. »

« Il est entendu que seules les augmentations ou diminutions pour « faits du prince » qui résultent entièrement de la décision d'une autorité gouvernementale sans l'intervention du Distributeur et qui n'auraient pu être prévisibles lors de l'établissement des revenus requis de l'année témoin projetée sont à considérer. »

Demandes :

10.1 Veuillez préciser le besoin du Distributeur en faisant référence plus particulièrement à l'historique de fluctuation des postes en question.

Réponse :

D'une façon plus détaillée, les postes visés par les faits du prince seraient les suivants :

- **La taxe sur le capital ;**
- **Les frais de garantie ;**
- **La taxe sur le revenu brut ;**
- **Les taxes municipales et scolaires ;**
- **Les avantages sociaux découlant de régimes gouvernementaux (Assurance emploi, Régime des rentes du Québec, Régime d'assurance maladie du Québec, Autres taxes sur la masse salariale) ;**
- **Les frais de poste ;**

- Les redevances à la Régie.

On trouvera au tableau suivant, sur la base des trois années (historique, témoin et projetée), les montants correspondants pour chacun de ces postes. Par année tarifaire, ces montants représentent en moyenne 8,9% des coûts de distribution du Distributeur.

Seules les variations de ces postes attribuables à une décision prise par les autorités gouvernementales ou réglementaires imprévisibles au moment du dépôt de la cause tarifaire et survenant en cours d'année tarifaire pourraient faire l'objet d'une demande d'inscription au compte de frais reportés pour faits du prince.

Poste	Indicateur	Base de répartition	Année historique 2000-2001	Année de base 2001-2002	Année témoin projetée 2002-2003
Taxe sur le capital - Taux - Montant	Taux de taxe	Valeur nette des immobilisations incluant travaux en cours	- 0,64 % - 38,3 M\$	- 0,64 % - 46,6 M\$	- 0,64 % - 52,1 M\$
Frais de garantie - Taux - Montant	Taux de frais de garantie	Majoration du taux d'intérêt présumé	- 0,50 % - 33,8 M\$	- 0,50 % - 33,7 M\$	- 0,50 % - 34,6 M\$
Taxe sur le revenu brut - Taux - Montant	Taux de taxe	Valeur nette des immobilisations excluant travaux en cours	- 3,00 % - 37,2 M\$	- 3,00 % - 39,4 M\$	- 3,00 % - 40,3 M\$
Taxes municipales et scolaires - Taux - Montant	Taux moyen de taxe par 1 000 \$ d'évaluation	Directement imputés dans les charges de taxes de chaque unité	- par bâtiment - 13,2 M\$	- par bâtiment - 13,1 M\$	- par bâtiment - 13,6 M\$
Avantages sociaux - Taux - Montant	Taux moyen d'avantages sociaux versé par 1 000 \$ de revenus bruts	Inscrits dans la masse salariale	- 13,5 % - 45,9 M\$	- 13,2 % - 48,4 M\$	- 13,3 % - 54,5 M\$
Frais de postes relatifs à la facturation - Taux - Montant	Augmentation ou diminution des frais de postes/ par envoi de factures aux clients	Dans les autres charges primaires de VP V&SALC.	- 41,29 ¢/envoi - 12,7 M\$	- 42,19 ¢/envoi - 13,3 M\$	- 43,05 ¢/envoi - 13,7 M\$
Redevances à la Régie	Augmentation ou diminution de la facture : différentiel de facture		- 2,9 M\$	- 3,0 M\$	- 4,4 M\$
Total		-	- 184,0 M\$	- 197,5 M\$	- 213,2 M\$
Total Charges brutes		-	- 2 230 M\$	- 2 225 M\$	- 2 205 M\$
Part des charges brutes		-	- 8,3 %	- 8,4 %	- 9,6 %

Sur la base du tableau précédent, il faut souligner que même si le Distributeur n'a pas eu à supporter de variation dans l'ensemble des postes relevant des faits du prince au cours des années visées par la demande R-3492-2002, ce dernier voudrait pouvoir s'en prévaloir advenant le cas où de telles variations des postes de faits du prince se produiraient en cours d'année tarifaire dans les années à venir.

10.2 Quel est le format du rendre compte sur le statut des comptes de frais reportés suggéré par le distributeur?

Réponse :

Le Distributeur n'a pas encore, à ce stade, défini de cadre formel de rendre compte. Cependant, les informations suivantes devraient être contenues dans le rendre compte de frais reportés :

- La copie de la décision de l'autorité compétente causant les écarts dans les coûts de fourniture, de service de transport et de faits du prince indiquant la date et l'effet de l'augmentation ou de la baisse des coûts ;
- Le calcul de l'impact de ces écarts sur les coûts du Distributeur et les données nécessaires pour les calculer ;
- Les montants à verser au compte incluant les variations elles-mêmes et l'intérêt à courir après un an ;
- L'évolution de chaque compte de frais reportés (fourniture, transport et faits du prince) comprenant le solde de début, les additions au compte et le solde de fin.

Ces informations seraient rendues disponibles sur une base annuelle et pas forcément dans le cadre d'une cause tarifaire.

11. Référence : HQD-3, document 3

Préambule :

Selon l'article 52.2, 2^e de la Loi, «...le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi par l'addition des produits du volume de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs...»

Demandes :

11.1 Comment est établi le paiement du Distributeur pour l'électricité patrimoniale qu'il acquière du Producteur et selon quelle périodicité ?

Réponse :

Le paiement des achats de fourniture d'électricité est effectué mensuellement du Distributeur au Producteur.

Pour ce faire, les ventes réelles en GWh correspondant à l'électricité patrimoniale sont facturées au Distributeur à raison de 2,79¢ du kWh. Ces ventes excluent celles associées aux réseaux autonomes puisqu'elles sont sous la responsabilité du Distributeur.

Un ajustement relatif aux rabais (ou primes) accordé sur les contrats particuliers vient ensuite réduire (augmenter) la facture d'achat de fourniture de l'électricité patrimoniale.

Il correspond à l'écart entre:

- **le coût de la fourniture effectivement obtenu en soustrayant les composantes transport et distribution du prix global associé aux contrats ;**
- **et le coût de fourniture qui serait alloué s'il y avait application du tarif normal d'électricité.**

Ce calcul est conforme à la Loi sur la Régie de l'Énergie qui prévoit que le Producteur assume les risques relatifs à ces contrats.

Le coût de fourniture des ventes non patrimoniales, soit celles reliées aux volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation, est ensuite ajouté. Il s'agit de celui associé aux tarifs BT, LR et autres et au crédit pour la puissance interruptible s'il y a lieu.

11.2 Quelles sont les assises légales et réglementaires de l'approche proposée par le Distributeur ?

Réponse :

La périodicité du paiement du Distributeur pour l'électricité patrimoniale correspond aux pratiques comptables en usage à Hydro-Québec. En ce qui concerne le montant de ce paiement, celui-ci est établi en conformité avec l'article 52.1,

l'article 52.2, alinéas 2 et 3 de la Loi sur la Régie, de même qu'avec les articles pertinents du règlement tarifaire.

12. Référence : HQD-3, document 3, page 14, lignes 18 et ss.

Préambule :

« Dans le cas où plus d'une année s'écoulerait entre l'inscription au compte de frais reportés et son transfert dans le coût du service et les tarifs du Distributeur, le solde du compte de frais reportés portera intérêt au taux pondéré du capital reconnu par la Régie. L'intérêt sur les soldes sera calculé sur une base annuelle à partir de l'année suivant la réalisation des écarts. L'intérêt sur les soldes sera calculé sur une base annuelle à partir de l'année suivant la réalisation des écarts. »

Demandes :

12.1 Doit-on comprendre que les intérêts ne seront calculés qu'à compter du début de l'année suivant celle où les écarts se produisent?

Réponse :

Le Distributeur prévoit effectivement que l'intérêt ne sera appliqué qu'à compter du début de l'année tarifaire suivant celle où les écarts se produisent. En effet, ce n'est qu'à partir du début de l'année tarifaire suivante que les additions portées au compte de frais reportés seront incluses dans la base de tarification du Distributeur.

12.2 Devrait-on prévoir un seuil au-delà duquel une demande d'ajustement tarifaire devrait être déclenchée?

Réponse :

Un tel seuil, au-delà mais également en deçà duquel une demande d'ajustement devrait être déclenchée, a été évalué par le Distributeur. Pour le moment, celui-ci croit qu'il n'est pas nécessaire de prévoir un seuil. Il estime que les montants en jeu tant dans le cas des variations des coûts de fourniture et de service de transport seront suffisamment importants pour justifier de les introduire, s'il y a lieu, lors de la prochaine demande tarifaire. Pour ce qui est des faits du prince, les montants devraient être de moindre ampleur (voir réponse à la Question 10.1). C'est pourquoi le Distributeur envisage, dans

le cas où seule une variation de faits de prince serait à inscrire aux comptes de frais reportés et, compte tenu de sa situation financière déficitaire, attendre pour demander son imputation à la base tarifaire du Distributeur en le combinant avec des variations du coût de la fourniture et du service de transport.

12.3 Le cas échéant, quel mécanisme de transfert doit-on prévoir si l'ajustement se fait en dehors d'un dossier tarifaire?

Réponse :

Pour faire suite à la réponse fournie en 12.2, il est donc possible que dans le cas des faits du prince, le Distributeur attende plus d'une demande tarifaire avant d'inscrire les variations pour faits de prince à sa base de tarification. Dans ce cas, le solde du compte de frais reportés pour faits de prince serait cumulé sur plus d'une année. Le mécanisme consisterait donc à cumuler les variations à l'intérieur du compte de frais reportés pour ce poste de coût, tout en fournissant un suivi régulier du dit compte à la Régie.

THÈME 2 – STRUCTURE ET COÛT DU CAPITAL

13. Référence : HDQ-7, document 1, page 27, ligne 16 et suivantes.
HQD-2, document 6, Rapport annuel 2001 d'Hydro Québec, page 85, note 15 – Avoir de l'actionnaire section modification comptable en 2002 et le rapport trimestriel du 30 juin 2002 d'Hydro Québec, page 7, note 2 – Modifications de conventions comptables.

Préambule :

En décembre 2001, l'Institut Canadien des Comptables Agréés a publié une version révisée de la norme comptable 1650 du Manuel de l'ICCA, intitulée Conversion des devises étrangères.

Demandes :

13.1. Veuillez déposer la version révisée de la norme comptable 1650 du Manuel de l'ICCA.

Réponse :

La norme 1650 du Manuel de l'ICCA se retrouve à l'annexe 1 du présent document.

- 13.2. Veuillez expliquer et justifier le changement de stratégie de gestion de risque de change ainsi que chiffrer l'impact financier sur le distributeur pour l'année 2001-2002 et 2002-2003.

Réponse :

Il faut tout d'abord préciser que les modifications aux normes comptables n'ont pas modifié le risque de change. Le risque financier est le même avant et après les modifications. Les modifications aux normes comptables ne changent que le moment où les effets du risque sont comptabilisés.

Puisque les impacts de ces modifications sont essentiellement comptables, certains swaps ont été conclus afin de mieux appareiller dans le temps les sorties et les entrées de devises étrangères. Ces transactions n'ont qu'un effet comptable et ne modifient donc pas la nature des risques financiers de la compagnie.

Le résultat comptable de ces transactions de swaps est l'élimination de l'amortissement de la perte change relié à certaines dettes qui faisaient l'objet d'amortissement sous les anciennes normes comptables. Ceci se traduit par l'élimination d'une charge de 59 M\$ pour Hydro-Québec dans son ensemble pour 2001-2002 et de 138 M\$ pour 2002-2003. La quote-part correspondante du Distributeur est de l'ordre de 10 M\$ et 24 M\$ respectivement. Ces effets bénéfiques se poursuivent pour les années ultérieures où des charges d'amortissement étaient prévues sous les anciennes normes comptables.

On notera que l'élimination de la charge d'amortissement se traduit par un gain permanent pour les clients du Distributeur. De fait, les pertes de change reportées, qui auraient été amorties et qui totalisaient 1,3 MM\$ au 31 décembre 2001 pour Hydro-Québec dans son ensemble, ne seront ni amorties, ni récupérées dans les frais financiers au moment de l'échéance des dettes impliquées.

En effet, dans le cadre de l'implantation des nouvelles normes comptables, Hydro-Québec a dû déduire des bénéfices non répartis (BNR) les pertes de change reportées associées aux dettes qui faisaient l'objet d'amortissement sous les anciennes normes. Ce montant de 1,3 MM\$ ne fera donc pas l'objet de récupération dans les frais financiers. La quote-part du

Distributeur serait de 234 M\$, dont 24 M\$ se rapportent à l'année tarifaire 2002-2003 tel qu'indiqué plus haut.

- 14. Référence :** HDQ-7, document 2, page 28. HQD-2, document 6, Rapport annuel 2001 d'Hydro Québec, page 84, note 13 – Instruments dérivés sous la rubrique risque de crédit.

Préambule :

« Les instruments dérivés comportent un élément de risque, puisqu'une contrepartie pourrait ne pas respecter ses obligations. » Ce risque est appelé un risque de crédit qui fait partie de la gestion du risque.

Demandes :

- 14.1. Veuillez décrire la politique de gestion de risque et de crédit qui limite les concentrations de risque, le programme d'évaluation du crédit des clients ainsi que l'adoption de limites de crédit.

Réponse :

Politique de gestion des risques :

À court terme, la politique de gestion des risques vise à atténuer la variation des résultats de la compagnie. À long terme, la gestion financière vise à mettre en place une structure de dettes optimisant le niveau et la variabilité de la charge financière.

Soulignons d'emblée, que les gains et pertes réalisés sur les transactions effectuées dans le cadre de la gestion intégrée des risques à court terme ne sont pas intégrés dans le coût de la dette projeté pour le Distributeur. Ces activités étant réalisées pour gérer la variabilité des résultats de la compagnie, les gains et pertes qui en découlent sont assumés par l'actionnaire.

Politique de gestion des risques de crédit :

Hydro-Québec a adopté une politique conservatrice de crédit où les seules contreparties avec lesquelles elle peut transiger ont une cote de crédit minimale de A, telle que déterminée par une agence de crédit reconnue. L'entreprise associe à chaque contrepartie une limite de risque en fonction de la qualité de son crédit.

De plus une analyse au moins annuelle du crédit de toutes les contreparties est effectuée et des modifications sont apportées au besoin aux limites de crédit engendrées par chaque contrepartie.

À ce jour, il n'y a eu aucune perte engendrée par le risque de crédit des contreparties.

14.2. Veuillez expliquer comment Hydro Québec s'assure de l'application de la politique de gestion de risque et de crédit ainsi que de l'indépendance de cette responsabilité à l'interne.

Réponse :

- **L'indépendance est assurée par la ségrégation des tâches.**
- **La gestion des risques à court terme est encadrée par des limites qui font l'objet d'une approbation annuelle par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec.**
- **Les limites de crédit générales par catégorie de contreparties et par cote de crédit font également l'objet d'une approbation par le conseil d'administration.**
- **Les limites individuelles de crédit, sujettes aux limites générales, sont déterminées par le vice-président finances et chef des services financiers.**
- **Le suivi du respect des limites est assuré par l'unité de suivi des risques financiers qui est indépendante de l'unité Marchés Financiers qui conclut les transactions sur les produits dérivés. L'unité de suivi des risques financiers effectue un suivi quotidien du respect des limites et de la cote des contrepartie et fait rapport périodiquement au vice-président finances et chef des services financiers du respect des limites.**
- **L'unité de vérification interne fait état périodiquement au comité de vérification du conseil d'administration de la conformité de la gestion financière d'Hydro-Québec aux encadrements de l'entreprise et aux pratiques généralement reconnues.**

14.3. Comment vos approches se comparent-elles aux meilleures pratiques du marché international?

Réponse :

Les comparaisons effectuées avec d'autres entreprises non financières majeures au niveau international et qui sont reconnues pour leur expertise de gestion des risques, montrent que les pratiques d'Hydro-Québec se comparent favorablement avec les meilleures.

14.4. Advenant qu'une contrepartie ne puisse respecter ses obligations, est-ce que le Distributeur aurait à absorber des pertes? Si oui, veuillez expliquer comment serait faite la répartition entre les divisions d'Hydro-Québec et selon quelle méthodologie. Enfin, identifier et décrire l'impact sur les résultats réglementés du distributeur.

Réponse :

Pour Hydro-Québec, on distingue trois activités impliquant une exposition au risque de crédit :

- **Produits dérivés associés à la gestion des risques à court terme;**
- **Swaps à long terme associés à la gestion de la structure de la dette;**
- **Placements dans des effets de marché monétaire.**

La gestion du risque de crédit est réalisée de façon intégrée pour ces trois types de produits, ceci de façon à bénéficier des effets de "co-assurance ".

Cette gestion intégrée est à l'avantage de tous les types de transactions effectués par Hydro-Québec.

Ainsi, advenant le cas peu probable d'une prise en compte de pertes avec une contrepartie dans l'établissement des revenus requis pour une année tarifaire projetée, ces pertes seraient intégrées au coût global de la dette et seraient imputées, par conséquent, au prorata aux diverses unités, selon leur structure de capital. Ceci est cohérent avec l'approche de gestion intégrée de la dette d'Hydro-Québec.

15. Référence : HDQ-7, document 1, page 27, les lignes 6 à 9

Préambule :

Pour les obligations à coupon zéro ou à escompte/prime considérable le Distributeur explique que l'amortissement de l'escompte/prime est effectué selon la méthode de l'intérêt réel afin que la charge d'intérêt représente le coût effectif de l'emprunt.

Demandes :

- 15.1. Veuillez justifier le choix de la méthode de l'intérêt réel et expliquer les étapes de celle-ci.

Réponse :

Une dette à coupon zéro ou une dette à escompte ou prime considérable est une obligation dont le taux de coupon diffère substantiellement des taux de marché à sa date d'émission. Ces obligations sont comptabilisées au poste *Dette à long terme*, à la valeur escomptée, par opposition à la valeur nominale. Le principal argument en faveur de cette méthode est de présenter au bilan une dette dont la valeur se rapproche davantage du montant exigible si le remboursement devait avoir lieu avant l'échéance. De plus, selon la méthode de l'intérêt réel, la charge d'intérêt, qui correspond au taux de rendement multiplié par la valeur comptable des obligations, reflète le véritable coût de la dette.

Cette méthode consiste donc à passer aux résultats, à titre d'amortissement de la prime ou escompte, une charge, qui ajoutée à la dépense d'intérêt associée au coupon, assure une dépense d'intérêt à taux constant sur toute la durée de l'obligation, ce taux correspondant au taux d'intérêt effectif à la date d'émission de la dette. Cette charge d'amortissement vient également ajuster la valeur comptable de la dette afin de refléter sa valeur de remboursement.

- 15.2. Veuillez présenter de façon distincte la valeur des obligations à coupon zéro et à escompte/prime considérable de la dette d'Hydro Québec selon la méthodologie décrite dans 3.1 pour l'année 2000-2001 et 2001-2002.

Réponse :

Les valeurs comptables de ces dettes et les valeurs nominales à leur date d'échéance sont présentées ci-après en M\$:

	Au 31 décembre 2000	Au 31 mars 2001	Au 31 décembre 2001	Au 31 mars 2002
Valeur comptable	1 190	1 430	1 459	1 476
Valeur à l'échéance	3 133	3 344	3 344	3 344

15.3. Veuillez fournir la réconciliation détaillée des données de 3.2 avec les rapports annuels 2000 et 2001 ainsi que la projection pour l'année 2002-2003.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.2. Les valeurs fournies sont des données historiques. Aucune projection n'a été calculée.

16. Référence : HDQ-7, document 1, page 35, Tableau 3 et page 41, Annexe 3

Préambule :

Le taux moyen de la dette varie en fonction des taux d'intérêt, des taux de change, du volume et de la composition de la dette ainsi que d'autres effets. De plus, la partie de la dette à long terme ayant des taux de court terme a aussi son influence. Celle-ci est de 25,5% au 31 décembre 2001.

Demande :

16.1. Veuillez expliquer et justifier les hypothèses retenues pour en arriver au taux moyen projeté de la dette de 9,49% pour le scénario de l'année 2002-2003.

Réponse :

Le calcul du coût moyen de la dette pour l'année tarifaire 2002-2003 (avril 2002 à mars 2003) résulte d'un ratio, soit les *Frais financiers* divisés par la *Dette ajustée du montant des frais reportés*.

Les valeurs apparaissant au numérateur, les frais financiers, sont la somme des 12 mois se terminant en mars 2003, alors que les valeurs apparaissant au dénominateur, la dette ajustée

du montant des frais reportés, sont la moyenne des 13 mois se terminant en mars 2003.

Les Frais financiers sont constitués des *Intérêts nets sur la dette à long terme + Perte de change + Frais de garantie*.

La Dette ajustée du montant des frais reportés résulte de Dette à long terme et à perpétuité - Actifs financiers liés à la dette - Perte de change reportée - Autres frais reportés liés à la dette.

Chacune des composantes est détaillée ci-après.

Intérêts nets sur la dette à long terme

Les *Intérêts nets sur la dette à long terme* sont constitués de :

- + Intérêt sur la dette à long terme
- + Amortissement de l'escompte et des frais d'émission
- Profit net sur rachat de titres
- Intérêt sur fonds d'amortissement (titres non HQ seulement)

Intérêt sur la dette à long terme

La dette à long terme est composée de dette à taux fixe (taux d'intérêt à long terme) et de dette à taux variable (taux d'intérêt à court terme). Hydro-Québec vise en moyenne une proportion de 25% variable et 75% fixe. Pour l'année tarifaire 2002-2003, les hypothèses relativement à la composition de la nouvelle dette sont celles présentées à la section 7.2 de HQD-7 Document 1.

Les hypothèses de taux d'intérêts sont celles présentées à l'annexe 8 dans HQD-7, Document 1.

Quant à la dette à taux fixe existante, elle présente un éventail de taux d'intérêt étant donné la diversité et l'âge de celle-ci. À ce sujet, voir l'annexe 9 de la pièce HQD-7 Document 1 intitulée *Dettes, swaps et frais financiers associés*. Cette dernière annexe présente également le calcul des intérêts sur les principaux titres de dette obligataire.

Il est à noter que le niveau moyen de la dette au taux courant, pendant la période d'analyse, soit la moyenne des 13 mois

allant de mars 2002 à mars 2003, est de 38 183 M\$ et ce montant inclut la dette à perpétuité.

Autres éléments liés à la dépense d'intérêt

Sous cette rubrique, on retrouve principalement l'escompte et les frais d'émission ainsi que les intérêts sur fonds d'amortissement. Cette rubrique totalise 56,4 M\$.

L'escompte et les frais d'émission sont la somme des frais encourus (légaux, commission aux courtiers, etc.) lors de l'émission. Ces frais sont reportés et amortis sur la durée de vie de l'émission en question. Le calcul se fait individuellement pour chacune des émissions.

Les intérêts sur fonds d'amortissement sont déduits des *Intérêts sur la dette à long terme* car ces titres sont des titres autres que ceux d'Hydro-Québec. Les intérêts générés par le fonds d'amortissement sont ceux générés par les titres détenus dans le fonds d'amortissement. (Le fonds d'amortissement est décrit plus loin dans ce texte)

Perte de change sur capital

La perte de change sur la dette US est reportée jusqu'à l'échéance. Ce traitement est conforme avec la nouvelle norme comptable. La perte de change sur capital prévue de 335 M\$ en 2002-2003 provient essentiellement de pertes à échéances.

Frais de garantie

Les frais de garantie sont calculés sur la dette garantie d'Hydro-Québec, celle-ci étant garantie par le gouvernement du Québec. Ces frais sont calculés sur une base d'année civile et sur la dette garantie de l'année précédente.

Le taux des frais de garantie est de 0,5%.

Pour l'année civile 2001, donc pour le calcul des frais de garantie de 2002, la dette garantie d'Hydro-Québec se situait à un niveau de 38 387 M\$.

Pour l'année civile 2002, donc pour le calcul des frais de garantie de 2003, il est prévu que la dette garantie d'Hydro-

Québec se situera à un niveau de 37 917 M\$. À un taux de 0,5%, les frais de garantie s'établissent à 191,9 M\$ pour l'année civile 2002 et de 189,6 M\$ pour l'année civile 2003. Donc, la moyenne pondérée (par le nombre de mois) de ces deux valeurs résulte en des frais de garantie de 191,4 M\$ pour l'année tarifaire 2002-2003.

La dette non garantie est la portion de la dette d'Hydro-Québec qui est constituée d'hypothèques, de prêts-baux et de dette sur les turbines et génératrices. En 2002, le niveau des dettes non garantie est de 212 M\$; pour 2003, le niveau prévu est de 225 M\$.

La Dette ajustée du montant des frais reportés résulte de :

- + *Dette à long terme et à perpétuité*
- *Actifs financiers liés à la dette*
- *Autres frais reportés liés à la dette*

Dette à long terme et à perpétuité

La dette à long terme et à perpétuité a été décrite au début de ce document dans la section intitulée *Intérêt sur la dette à long terme*.

Actifs financiers liés à la dette

Les Actifs financiers liés à la dette sont constitués des swaps débiteurs à court terme, à moins d'un an, et à long terme, soit plus d'un an. Pour l'année tarifaire 2002-2003, leur valeur est de 125,9 M\$.

Ces swaps débiteurs sont des gains sur les swaps en question et doivent donc être déduits de la dette totale. D'ailleurs, depuis 1996, soit depuis l'application du chapitre 3860 du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés, les swaps débiteurs doivent être présentés au bilan dans la colonne des actifs.

Frais reportés liés à la dette (Perte de change reportée et Autres frais reportés)

Les frais reportés liés à la dette sont exclus du dénominateur du coût de la dette pour ramener la dette au niveau des entrées

de fonds effectivement touchées lors des émissions, soit le niveau équivalent au financement des actifs.

Ainsi, il faut retirer du montant de la dette à long terme, les frais reportés bruts associés à la perte de change, aux escomptes et frais d'émission et aux encaissements et déboursés découlant de la gestion du risque de crédit associée aux swaps.

Ensuite, il faut ajouter au dénominateur de la dette la portion des frais reportés bruts qui a fait l'objet d'entrées de fonds via des charges d'amortissements et qui auraient pu servir au financement des actifs.

Le montant global net ainsi retiré de la dette à long terme au titre de frais reportés liés à dette est de 4,479 M\$ pour 2002-2003 dont 4089,5 M\$ pour la perte de change reportée incluant les encaissements et déboursés liés à la gestion du risque de crédit, et de 389,7 M\$ pour les Autres frais reportés.

Les Autres frais reportés liés à la dette sont constitués du solde non amorti, donc reporté, de la rubrique *Escompte et frais d'émission* auquel on ajoute les placements non HQ dans le fonds d'amortissement.

L'*Escompte et frais d'émission* est le solde non amorti de tous les frais encourus lors d'une émission de dette. Ce solde non amorti évolue selon les frais encourus des nouvelles émissions et l'amortissement du solde existant de l'année courante. Ces calculs se font mensuellement.

Les *Placements non HQ* dans le fonds d'amortissement sont des titres autres que ceux d'Hydro-Québec détenus dans le fonds d'amortissement.

De façon générale, que les titres soient des titres d'Hydro-Québec ou non, les sommes accumulées dans un fonds d'amortissement serviront au remboursement à terme des émissions assujetties au fonds.

Il y a deux types de fonds d'amortissement.

- **Fonds d'amortissement général :** Fonds constitué par obligation contractuelle dans le but de racheter une portion ou

une valeur connue de titres d'Hydro-Québec, ou d'acheter des titres financiers prescrits.

- **Fonds d'amortissement spécifique :** Fonds constitué sur une base volontaire afin d'accumuler les sommes nécessaires pour le remboursement d'émissions à coupon zéro ou à escompte considérable. La liste de ces émissions peut être augmentée en tout temps par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec.

Calcul détaillé du coût moyen de la dette pour l'année tarifaire 2002-2003
(toutes les données sont en millions de dollars)

Numérateur (Frais financiers)	3 186,9
Intérêt sur la dette long terme (+)	2 634,2
Autres éléments liés à la dépense d'intérêt	25,8
Perte de change (+)	335,5
Frais de garantie (+)	191,4
Dénominateur (Dette ajustée du montant des frais reportés)	33 578,1
Dette à long terme et à perpétuité (+)	38 183,2
Actifs financiers liés à la dette (-)	125,9
Frais reportés liés à la dette (-)	4 479,2
Ratio (coût moyen de la dette)	9,49%

- 17. Références :** HQD-2, document 6, Rapport annuel 2001 d'Hydro Québec, page 73 Note 1 - Principales conventions comptables - Instruments dérivés. Page 78 Note 7 – Frais reportés. Enfin page 83, Note – Instruments dérivés,

section risque de variation du prix de l'énergie et des matières premières.

Préambule :

Lorsque les instruments dérivés sont utilisés pour gérer les risques liés aux fluctuations du prix de l'énergie et des matières premières, ceux-ci constituent des couvertures. Les gains ou les pertes relatifs à ces instruments sont reportés et imputés aux résultats de manière qu'ils concordent avec ceux ou celles qui résultent de la position de risque inverse à laquelle ces instruments sont associés.

Demandes :

17.1. Veuillez expliquer le traitement comptable de ces couvertures et l'impact financier sur le distributeur pour l'année 2000-2001 et 2001-2002.

Réponse :

Tel qu'indiqué en réponse à la question 14.1, les gains et les pertes associés à la gestion des risques à court terme, dont ceux liés aux produits dérivés sur matières premières et sur le prix de l'énergie, ne sont pas intégrés au coût de la dette du Distributeur.

17.2. Veuillez expliquer les frais reportés autres de 256 M\$ en 2001 ainsi que les frais reportés liés à la dette de 136M\$ (3 974 millions moins 3 838 millions qui est la perte de change reportée) de la note 7 du rapport annuel 2001.

Réponse :

Frais reportés liés à la dette

Les frais reportés liés à la dette de 136 M\$ se séparent en deux composantes. D'une part, on retrouve l'escompte et les frais d'émission relatifs aux emprunts totalisant de 373 M\$. Ces frais sont reportés et amortis selon la méthode linéaire sur la durée du titre auquel ils se rapportent.

D'autre part, ce poste inclut (237) M\$ de frais (gains) reportés découlant de la gestion du risque de crédit. Dans le cadre de la gestion du risque de crédit de son portefeuille de swaps, Hydro-Québec a établi des limites de crédit par contrepartie. Lorsque la juste valeur des swaps de taux d'intérêt contractés

avec une même contrepartie excède la limite de crédit fixée, alors l'entreprise peut procéder à la monétisation du swap. Il y a règlement anticipé et la somme reçue est amortie selon la méthode linéaire sur la durée du swap.

Autres frais reportés

Les autres frais reportés de 256 M\$ se composent de plusieurs éléments, entre autres des frais reportés sur option d'achat d'énergie s'élevant à 96 M\$ ainsi que divers frais reportés relatifs aux filiales d'Hydro-Québec pour un total de 117M\$.

- 18. Références :** HQD-2, document 6, Rapport annuel 2001 d'Hydro Québec, page 53 et le Règlement tarifaire en vigueur depuis le 1^{er} mai 1998, section VIII – Option de paiement en dollars américains.

Préambule :

Le distributeur offre la possibilité aux clients industriels de payer en dollars américains.

Demandes :

- 18.1. Veuillez fournir les ventes réalisées en dollars américains pour l'année 2000-2001, 2001-2002 et la prévision pour 2002-2003.

Réponse :

Voir réponse à 18.2 ci-dessous

- 18.2. Veuillez expliquer et chiffrer les impacts de la dépréciation ou de l'appréciation du dollar canadien sur les revenus du distributeur pour l'année 2000-2001, 2001-2002 et la prévision pour 2002-2003.

Réponse :

Les revenus du Distributeur libellés en dollars américains proviennent essentiellement de contrats particuliers. Le Distributeur est immunisé contre les manques à gagner et la volatilité des revenus associés à ces contrats. En effet, aux fins réglementaires, les fluctuations de taux de change et de prix de l'aluminium associées applicables aux ventes en

dollars américains réalisées en vertu de ces contrats ne sont pas imputées au Distributeur.

De fait, du point de vue réglementaire, ces ventes apparaissent comme étant réalisées par le Distributeur au coût du service approprié à la catégorie de client impliquée.

19. Référence : HQD-7, document 1, page 47

Préambule :

« Étant donné que la prévision du «Consensus Forecast» de taux d'intérêts ne porte que sur les bons du Trésor 3 mois et les obligations gouvernementales 10 ans, il faut ajouter à ces taux une prévision d'écarts pour obtenir une prévision des taux d'intérêts applicables à la dette émise par Hydro-Québec. Les écarts retenus ont été basés sur une analyse des écarts moyens observés au cours des 5 dernières années sur la base des données de la compagnie Bloomberg.

Enfin, puisque le «Consensus Forecasts» ne couvre que deux horizons de prévisions, soit 3 mois et 12 mois, nous avons, selon le cas, extrapolé ou intrapolé de façon linéaire à partir de ces deux points pour créer une prévision mensuelle entre mai 2002 et décembre 2003. »

Demandes :

19.1. Veuillez présenter la méthodologie et les données utilisées afin d'en arriver à la prévision d'écarts pour obtenir une prévision des taux d'intérêts applicables à la dette émise par Hydro-Québec.

Réponse :

La méthodologie et les données utilisées sont présentées à l'annexe 2 du présent document.

19.2. Veuillez expliciter les méthodologies et calculs utilisés pour créer une prévision mensuelle entre mai 2002 et décembre 2003.

Réponse :

La méthodologie suivante est utilisée pour projeter sur une base mensuelle les taux à partir de deux points, soit en l'occurrence août 2002 (projection à 3 mois) et mai 2003 (projection à 12 mois) :

Année tarifaire projetée 2002-2003 :

- **avril-mai 2002 :** **taux réels**
- **juin-août 2002 :** **intrapolation linéaire entre les
taux réels de mai 2002 et les taux
prévus pour août 2002.**
- **Sept. 2002-mai 2003 :** **intrapolation linéaire entre les
taux prévus pour août 2002 et les
taux prévus pour mai 2003.**

**En fait, compte tenu que l'année tarifaire débute le 1^{er} avril,
seule la projection jusqu'en mars 2003 est utilisée.**

**L'exemple suivant illustre le calcul des taux mensuels qui ont
servi à la projection du taux moyen prévu de 6.61% des
obligations 30 ans d'Hydro-Québec pour 2002-2003 :**

données réelles (1)		données projetées à partir du consensus+écarts historiques									
avr-02	mai-02	juin-02	juil-02	août-02	sept-02	oct-02	nov-02	déc-02	janv-03	févr-03	mars-03
6.39	6.28	6.39	6.50	6.61	6.64	6.68	6.71	6.74	6.78	6.81	6.84
(1) source Hydro-québec											

**Pour avril et mai 2003, les taux correspondant sont de 6,87% et
6,91% respectivement.**

20. Référence : HDQ-8, document 1, pages 15 et 16

Préambule :

« (...) In the longer-term, when the full forces of customer choice come to bear, the facilities-based segment will experience much of the same risk intensification that the generation segment is undergoing now. For example, competition from distributed generation and multi-fuel companies will augment risk in the long-term. »

« The low capital-intensity energy service business (metering, billing, etc.) is likely to evolve into a far more competitive business, with regulation likely to recede substantially, offering more upside profitability. Only those players with a sustainable competitive advantage will prevail. »

Demande :

20.1. Comme il n'y a pas d'ouverture du marché de détail au Québec en vertu de la Loi, veuillez expliquer en quoi la possibilité d'une intensification de la concurrence pourrait s'appliquer dans l'évaluation du risque d'affaire du distributeur?

Réponse :

La possibilité d'une ouverture du marché de détail au Québec est inscrite à l'article 167 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

20.2. Veuillez expliquer en quoi les différents services susmentionnés dans le préambule, tels le mesurage et la facturation sont susceptibles d'évoluer vers un contexte plus concurrentiel compte tenu du fait que ces activités font partie intégrante des opérations du Distributeur, détenteur de droits exclusifs sur l'ensemble du territoire.

Réponse :

Voir la réponse à la question 20.1. De plus, à plusieurs endroits ayant connu une ouverture du marché de détail, on a assisté à une désintégration des différents services et à l'apparition d'un marché concurrentiel au niveau du mesurage et de la facturation.

21. Référence : HQD-8, document 1, pages 17

Préambule :

« To the extent that budgeted forecasts are made prior to regulatory determination of its rates, HQ Distribution's principal source of business risk is forecasting risk. Potential deviations from expected profitability can occur due to unanticipated increases/decreases in costs, such as interest rates and exchange rates, and due to unanticipated decreases/increases in revenues due to unforeseen economic cyclical variations and/or vagaries in weather. »

Demandes :

21.1. Quel est l'avis du Dr Morin quant à l'impact sur le risque d'affaire du distributeur du principe du transfert des coûts de fourniture et du service de transport et des « faits du prince » dans le coût de service du service du distributeur ainsi que leur répercussion dans les tarifs?

Réponse :

Le principe de transférer les coûts de fourniture et du service de transport dans le coût du service du Distributeur assure aux consommateurs qu'ils paieront la juste facture pour ces services. Toutefois, il n'immunise pas le Distributeur contre les impacts des fluctuations de ces coûts ni contre les écarts entre les résultats prévus et les résultats réels.

22. Référence : HQD-8, document 1, page 21

Préambule :

« HQ Distribution's very high debt ratio makes it particularly vulnerable to financial risk. HQ Distribution's high level of financial leverage restricts its interest and fixed-charge coverage ratios. As discussed fully in section IV of my testimony, the company's financial risks are higher than those of other publicly-owned electric utilities, and substantially exceed those of other Canadian investor-owned energy utilities. » (HQD-8, document 1, page 21)

« The net result of this medley of risk factors is that HQ Distribution possesses slightly above average total risks among energy utilities. HQ Distribution's above average financial risks and regulatory risks combined with its average business risks results in a slightly above average total investment risk. » (HQD-8, document 1, page 21)

Demandes :

22.1. Lorsque le Dr Morin mentionne que le levier financier du distributeur restreint ses ratios de couverture d'intérêts et de charges fixes, tient-il compte du fait que le financement des activités de ce dernier est fait au niveau corporatif et que ces ratios n'existent qu'au niveau corporatif? Expliquer.

Réponse :

Each administrative unit of Hydro-Quebec must bear its fair share of the financial burden. Capital structures for each unit are based on the relative business risks of each unit, the need

for an investment grade capital structure, and the capital structures of comparable risk utilities.

The cost of debt incurred by Hydro-Quebec and the capital structure imputed to each administrative unit reflects the financial synergies available to Hydro Quebec. To the extent that capital markets are not perfect and that individual investors are not perfectly diversified, a diversified parent company like Hydro Quebec will enjoy greater diversification than its individual operating activities on a stand-alone basis. Under such a circumstance, it is plausible that the weighted sum of the individual cost of capital rates will exceed the consolidated company cost of capital. In effect, risks are pooled, so the risk of the whole is less than the sum of the risks of the parts because of diversification. Financial theory clearly states that portfolio diversification reduces risk for a given return if the components of the portfolio are less than perfectly correlated. The diversified parent company arrangement may improve earnings and reduce risk, and the cost of capital for individual entities in the group may be reduced by diversification. Therefore, to the extent that investors in utility securities are less than perfectly diversified, diversification activities by the parent reduce investor risk and allow for a less conservative capital structure.

Absent these financial economies of scale and in view of its smaller size, Hydro-Quebec Distribution on a stand-alone basis would incur higher costs of debt and would require a stronger capital structure (more equity).

- 22.2. En termes de risques d'affaire, de risques réglementaires et de risques financiers, comment est-ce que le Dr Morin compare ceux du distributeur par rapport à ceux du distributeur gazier Gaz Métropolitain?

Réponse :

Although Dr. Morin did not conduct a comprehensive risk analysis of Gaz Métropolitain Inc. (GMI), he views this company as residing in the same risk class as Hydro-Quebec, as evidenced by its similar bond rating. On a relative basis, the risk differences between the two companies are largely indistinguishable.

In terms of GMI's total investment risk, Dr. Morin believes that GMI's total investment risk profile has stabilized substantially since the last rate decision when the Company's rate incentive plan was approved by the Regie. GMI possesses higher business risk, lower financial risk, and a favorable regulatory climate relative to Hydro-Quebec Distribution who has yet to experience a rate decision.

23. Référence : HQD-8, document 1, pages 27 et 28

Préambule :

« (1) The Hatch-White compilation of historical returns on Canadian securities from 1950 to 1987 shows that a broad market sample of common stocks outperformed long-term Canada bonds by 6.9%, or close to 7%. For reference, see Canadian Stocks, Bonds, Bills and Inflation: 1950-1987, James E. Hatch and Robert W. White, The Financial Analyst Research Foundation, 1988. »

« (4) In U.S. capital markets, the Ibbotson Associates study, Stocks, Bonds, Bills, and Inflation, 2002 Yearbook, compiles historical security returns from 1926 to 2001 and shows that a broad market sample of common stocks outperformed long-term U.S. government bonds by 7.0%. The historical market risk premium over the income component of long-term Treasury bonds rather than over the total return is 7.5%. Ibbotson Associates recommend the use of the latter as a more reliable estimate of the historical market risk premium. »

Demandes :

23.1. Comme première étude, le Dr Morin utilise l'étude de Hatch-White basée sur la période historique 1950-1987. Veuillez fournir, comme il avait été demandé lors de l'étude du dossier du Transporteur (R-3401), la mise à jour de cette étude pour la période allant de 1950 à 2001.

Réponse :

No updates to the Hatch-White study are available to Dr. Morin's knowledge. The Hatch-White study, which is one of several studies utilized by Dr. Morin in arriving at his estimate of the market risk premium, covers the period 1950-1987. Although it is not standard academic practice to update someone else's research study, and it is dangerous to do so, if results for the years 1988-2001 were added to the Hatch-White study, the calculated realized risk premiums would be slightly lower. This calculation can be confirmed by substituting the

annual rates of return on Canadian common stocks and long-term bonds reported in the Canadian Institute of Actuaries (CIA) study.

Although the CIA study covers a longer time period and is updated annually, the Hatch-White study adds useful and relevant information. The latter study utilizes market indices and data definitions that differ from the CIA study. It stands to reason that the reliability of an estimate increases with the number of supporting empirical studies. Both the Hatch-White and CIA study results should be taken into account. Finally, Dr. Morin points out that even with the Hatch-White results removed from the estimation of the appropriate risk premium, his estimate of the market risk premium remains largely unchanged based on the remaining studies. The updated Hatch-White results are shown in the table below.

HATCH-WHITE 1950-1987 + CIA RESULTS 1988-2001

	EQUITIES	LONG CANADA BONDS	MARKET RISK PREMIUM
	-	-	-
1950	27.91	-0.11	28.02
1951	25.50	-3.01	28.51
1952	1.17	2.05	-0.88
1953	-8.28	3.76	-12.04
1954	43.61	9.78	33.83
1955	24.11	-0.43	24.54
1956	8.81	-3.54	12.35
1957	-20.64	6.60	-27.24
1958	30.67	-5.82	36.49
1959	2.28	-4.44	6.72
1960	1.49	6.88	-5.39
1961	34.09	9.75	24.34
1962	-7.56	3.16	-10.72
1963	14.18	4.59	9.59
1964	24.69	6.74	17.95
1965	5.75	1.04	4.71
1966	-5.24	1.72	-6.96
1967	20.29	-2.27	22.56
1968	23.55	-0.62	24.17

1969	-1.32	-2.36	1.04
1970	-2.65	22.70	-25.35
1971	11.27	11.79	-0.52
1972	30.16	1.59	28.57
1973	-3.72	1.96	-5.68
1974	-27.02	-0.98	-26.04
1975	22.18	2.74	19.44
1976	11.72	19.65	-7.93
1977	15.44	6.19	9.25
1978	29.36	1.47	27.89
1979	50.56	-2.77	53.33
1980	28.05	2.46	25.59
1981	-10.89	-2.02	-8.87
1982	4.07	45.81	-41.74
1983	36.04	9.69	26.35
1984	0.37	16.43	-16.06
1985	24.79	26.10	-1.31
1986	12.19	17.70	-5.51
1987	-0.28	0.59	-0.87
1988	11.08	10.45	0.63
1989	21.37	16.29	5.08
1990	-14.80	3.34	-18.14
1991	12.02	24.43	-12.41
1992	-1.43	13.07	-14.50
1993	32.55	22.88	9.67
1994	-0.18	-10.46	10.28
1995	14.53	26.28	-11.75
1996	28.35	14.29	14.06
1997	14.98	17.45	-2.47
1998	-1.58	14.13	-15.71
1999	31.70	-7.50	39.20
2000	7.41	14.37	-6.96
2001	-12.57	4.56	-17.13

23.2. Comme quatrième étude, le Dr Morin utilise une prime de risque du marché américain de 7,5% provenant d'une étude de Ibbotson Associates Study. Veuillez expliquer pourquoi le Dr Morin applique, dans le présent témoignage, un ajustement par rapport à la composante revenu de 0,5% à la prime de risque du marché de 7,0%?

Réponse :

The Ibbotson Associates study, *Stocks, Bonds, Bills, and Inflation, 2002 Yearbook*, compiles historical security returns from 1926 to 2001 and shows that a broad market sample of common stocks outperformed long-term U.S. government bonds by 7.0%. The historical market risk premium over the income component of long-term Treasury bonds rather than over the total return is 7.5%. Ibbotson Associates recommend the use of the latter as a more reliable estimate of the historical market risk premium. This is because the income component of total bond return (i.e. coupon rate) is a far better estimate of expected return than the total return (i.e. coupon rate + capital gain), as realized capital gains/losses are largely unanticipated by investors.

24. Référence : HQD-8, document 1, pages 44 et 46

Préambule :

« The summary table below recapitulates the various benchmark equity ratios that I have examined. The average equity ratio from all the studies is 38.9%, 37.9% for gas distributors and 40.7% for electricity distributors. It is reasonable to conclude from all these results that a fair and reasonable common equity ratio for HQ Distribution lies in a range of 35% - 40%. » (HQD-8, document 1, pages 44)

« To the extent that HQ Distribution's total investment risks exceed the industry average, a common equity ratio in the upper half of the range would be reasonable for ratemaking purposes. » (HQD-8, document 1, pages 46)

Demande :

24.1. Si le risque global du distributeur était équivalent à la moyenne des entreprises comparables, quel serait le taux de capitalisation recommandé par le Dr Morin dans la structure de capital du distributeur?

Réponse :

If the total investment risk of HQ Distribution was similar to that of Dr. Morin's sample of comparable risk utilities, Dr. Morin would recommend the midpoint of the common equity range 35% - 40%.

25. Référence : HDQ-8, document 1, Appendix C, pages 3 et 5

Préambule :

« To verify this hypothesis, I examined the beta risk measure of a sample of distribution electric utilities over the 1992-1997 period. The beta trend is shown in the graph below. The inescapable trend from the graph is the ascent in the Value Line beta, rising steadily from 0.55 to 0.70. The rise in raw beta instead of adjusted beta would be even more dramatic. It is therefore highly improbable that electric utility betas have regressed to some steady-state industry average in light of the profound transformation that occurred in the electric utility's risk in the last decade. » (page 3)

« This type of bias certainly applies to electric utilities at this time. The downward bias in the historical betas of the electric utility industry is applicable to both raw and adjusted betas because both raw and adjusted betas are estimated with historical data extending back five years. The fundamental risks of electric utilities are changing rapidly. A beta truly reflective of market conditions is likely to be higher than that implied by a simple comparison of historical risk measures. Given the dramatic changes occurring in the electric utility operating environment, the need to be forward-looking is apparent. » (page 5)

Demande :

25.1. Par rapport au paragraphe de la page 3, est-ce que le Dr Morin peut expliquer davantage pourquoi le changement serait plus drastique que dans le cas des bêtas ajustés?

Réponse :

By construction, adjusted betas moderate any change in raw beta. Adjusted betas are related to raw betas as follows :

$$\text{Adjusted Beta} = 0.33 + 0.66 \text{ Raw Beta}$$

It is clear from this expression that any change in raw beta will produce a moderated change in adjusted beta.

25.2. Par rapport au paragraphe de la page 5, est-ce que les changements dramatiques auxquels le Dr Morin fait référence s'appliquent dans le contexte québécois?

Réponse :

As discussed in Dr. Morin's testimony, the restructuring of the U.S. electric utility industry has spilled over in the Canadian markets, although much more slowly. Canadian electric utilities are also under competitive pressure due to industry restructuring. As the transmission, generation and distribution functions of electric utilities become separated, competition will intensify.

The Canadian electric utility industry is in an excellent competitive posture to withstand the restructuring forces in the industry. While there is growing competition in Canada as well as in the U.S., its development is somewhat mitigated by the surplus of generating capacity in many provinces. The lack of interconnection capacity between regions restricts electricity exports and competition further. Moreover, lower hydro-based electricity production costs and a weak Canadian dollar make electricity very competitive. Competition from natural gas is constrained by its high transportation cost. In the case of Hydro-Québec, the effects of restructuring are mitigated further by several positive factors, including a lower-cost hydro generating base and lower rates, open access to the northeast U.S. electric grid, and excellent storage capacity. Offsetting the company's favorable competitive position are a lower common equity ratio relative to other electric utilities, vulnerability to fluctuating water levels, marginal profitability, low domestic demand growth, competitive export markets, and limited access to export markets.

26. Référence : HQD-8, document 1, Appendix C, pages 6 et 7

Préambule :

Dans son évaluation de la prime de risque du marché avec la version empirique du modèle CAPM, le Dr Morin utilise la formule suivante :

$$K = RF + 0.25(RM-RF)+0.75b(RM-RF).$$

Comme il a été expliqué par le Dr. Morin, la pondération 0.25/0.75 résulte du nombre « x » qui minimise la somme du carré des erreurs entre la relation estimée

$$\text{RETURN} = 0,0829 + 0,0520 \beta \quad (1)$$

et celle du ECAPM

$$K = R_F + x (R_M - R_F) + (1-x) \beta (R_M - R_F). \quad (2)$$

Demande :

26.1. Le Dr Morin mentionne que la relation (1) est basée sur une période historique allant de 1926 à 1984. La Régie a-t-elle raison de croire que si le Dr Morin avait utilisé une période historique plus complète que 1926-1984, par exemple 1926-2001, alors la relation estimée en (1) serait différente et que, conséquemment, la pondération 0.25/0.75 pourrait être également être différente? Veuillez soumettre une relation de rendement espéré estimée sur la période 1926-2001.

Réponse :

Although Dr. Morin did not formally extend this study beyond the 1984 period, the observed relationship with the 0.25/0.75 weights appears robust. The more recent empirical CAPM studies cited in Dr. Morin's Appendix C show a flatter relationship than that predicted by the CAPM.

27. Référence : HQD-8, document 1, Appendix C, pages 7 et 8

Préambule :

« Most of the empirical studies cited thus far utilize raw betas rather than Value Line adjusted betas because the latter were not available over most of the time periods covered in these studies. However, another empirical investigation of the relationship between return and Value Line adjusted betas was concluded in 2000 by Dr. Morin, and found a statistical relationship that is quite consistent with the general findings of the literature and with the earlier study. »

« Yet another study was recently concluded by Dr. Morin in May 2002 in support of the empirical validity of the CAPM. »

Demande :

27.1. Quels sont les détails de ces études effectuées en 2000 et 2002? Ont-elles été publiées dans des revues, si oui, lesquelles?

Réponse :

The studies cited in Dr. Morin's Appendix C have been submitted by Dr. Morin before several regulatory bodies in the

recent past. Details of such studies are available upon request.

THÈME 3 – CONVENTIONS COMPTABLES, COÛT DU SERVICE ET REVENU REQUIS

- 28. Références :** (i) Dossier R-3470-2001, pièce HQD-2, document 1, page 11;
(ii) Dossier R-3492-2002, pièce HQD-4, document 4, page 3

Préambule :

Dans le dossier R-3470-2001, la prévision des ventes régulières au Québec était présentée sur la base d'une année civile (i). Dans le présent dossier, les ventes projetées pour 2002-2003 sont présentées sur la base de l'année tarifaire proposée (ii).

Demandes :

- 28.1** Veuillez déposer le tableau de prévisions de ventes utilisées dans le dossier R-3470-2001, tel que mentionné à la référence (i), et expliquer comment les prévisions de ventes sur la base d'une année civile sont transposées sur la base de l'année tarifaire proposée par le Distributeur.

Réponse :

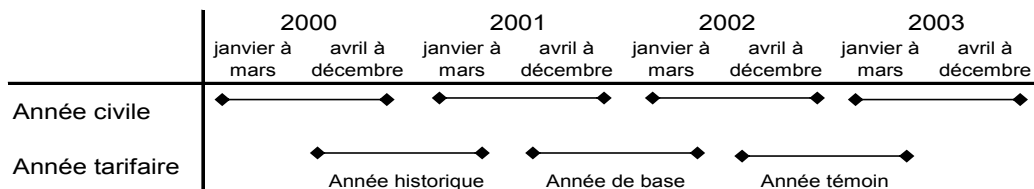
Lors du dépôt du dossier relatif au Plan d'approvisionnement (R-3470-2001), la prévision des ventes régulières au Québec comprenait les données les plus récentes à ce moment. À cet égard, l'année 2001 comprenait les données réelles normalisées des 8 premiers mois et le prévisionnel pour les 4 derniers mois.

Le tableau qui suit fournit le détail des données en question :

Requête R-3470-2001 (HQD-2, Document 1 page 11)

Ventes en TWh	2001					2002	2003
	Ventes réelles non-normalisées	Conditions climatiques	Ventes réelles normalisées	Prévisionnel	Total	Prévisionnel	Prévisionnel
	janv.-août	janv.-août	janv.-août	sept.-déc.			
Domestique et agricole	34,3	0,260	34,5	18,0	52,6	52,9	53,3
Général et institutionnel	20,2	0,244	20,4	10,4	30,8	31,0	31,3
Industriel	44,0	0,176	44,2	22,4	66,6	68,1	71,0
Autres	3,1	-0,057	3,1	1,6	4,7	4,7	4,7
Total ventes régulières au Québec	101,6	0,623	102,2	52,5	154,6	156,7	160,2

La transposition des ventes tant au niveau des ventes réelles que prévisionnelles est réalisée de la façon suivante :



28.2 Veuillez expliquer les différences qui existent entre ces deux prévisions.

Réponse :

Le tableau qui suit explique les principales différences entre les deux prévisions.

	Plan d'approvisionnement R-3470-2001 HQD-2, Document 1 page 11	Détermination du coût de service R-3492-2002 HQD-4, Document 4 page 3
Prévision des ventes	Données disponibles au 31 août 2001	Données disponibles au 30 avril 2002
Base de comparaison	Année civile (du 1 janvier au 31 décembre)	Année tarifaire (du 1 avril au 31 mars)
Pour 2001 (année civile)	Comprend le réel normalisé des conditions climatiques pour les 8 premiers mois et le prévisionnel pour les 4 derniers mois.	Données réelles non normalisées des conditions climatiques
Pour 2002 (année civile)	Données prévisionnelles	Données réelles non normalisées des conditions climatiques de janvier à mars. Données prévisionnelles de avril à décembre.
Pour 2003 (année civile)	Données prévisionnelles	Données prévisionnelles de janvier à mars

29. Référence : HQD-4, document 4, page 3

Préambule :

La preuve présente une comparaison des revenus requis avec les ventes découlant des tarifs en vigueur pour le réseau relié et les réseaux autonomes. Les ventes d'électricité réelles sont présentées pour 2000-2001 et 2001-2002 tandis que les ventes projetées sont présentées pour 2002-2003.

Demandes :

29.1 Veuillez préciser si les ventes sont normalisées pour exclure l'effet des aléas climatiques. Si non, veuillez produire les ventes normalisées.

Réponse :

Dans la pièce HQD-4, Document 4, page 3, les ventes des années 2000-2001 et 2001-2002 sont des ventes réelles tandis que les ventes projetées de l'année 2002-2003 sont établies

sur une base normalisée. Le tableau suivant présente les ventes normalisées et le revenu correspondant pour les années 2000-2001 et 2001-2002.

Ventes et revenus normalisés

	2000-2001	2001-2002	2002-2003
Ventes normalisées (GWh)	153 584	155 026	156 852
Revenus des ventes normalisées (M\$)	7 861,0	7 949,0	8 078,8

29.2 Veuillez produire les ventes réelles et normalisées des réseaux autonomes pour les années 2000-2001 et 2001-2002.

Réponse :

Les ventes réelles des réseaux autonomes sont de 276 GWh pour chacune des années 2000-2001 et 2001-2002. Les ventes normalisées ne sont pas disponibles spécifiquement pour les réseaux autonomes.

30. Référence : HQD-4, document 1, page 6

Préambule :

Les durées de vie des immobilisations sont révisées périodiquement suivant un plan quinquennal.

Demandes :

30.1 Quelle est la prochaine année tarifaire où une telle révision est prévue?

Réponse :

La révision se fait sur une base continue qui couvre l'ensemble des immobilisations sur 5 ans.

Hydro-Québec révisé périodiquement les durées de vie de ses immobilisations. Depuis 1992, l'exercice se fait à partir d'un plan quinquennal. Ce plan établit pour chacune des années, les actifs ciblés par l'exercice de révision. On demande alors à des experts techniques de se prononcer sur la durée de vie utile des immobilisations à considérer pour fins comptables.

Le plus récent plan quinquennal couvre les exercices 2002-2006.

30.2 Le distributeur prévoit-il déposer une telle révision lors de la phase 2?

Réponse :

Voir la réponse à la question 30.1.

30.3 Quand la dernière révision a-t-elle eu lieu et quels en ont été les impacts majeurs?

Réponse :

En 2002, l'exercice de révision des durées de vie n'a pas entraîné d'impact majeur pour le Distributeur.

31. Référence : HQD-4, document 2, page 8

Préambule :

« Les imputations spécifiques comprennent les montants associés aux coûts de la gestion du matériel qui est utilisé pour nos travaux à l'investissement. »

L'établissement du budget d'immobilisations tient compte apparemment de trois modes de comptabilisation, soit

- a) la capitalisation directe pour les matériaux;
- b) l'utilisation d'un taux de prestation de travail pour la main-d'œuvre et les autres frais directement contributifs aux activités de construction;
- c) l'imputation spécifique pour les coûts de la gestion du matériel.

Demandes :

31.1 Veuillez préciser en quoi consistent les coûts de la gestion du matériel et l'ampleur relative de ces coûts par rapport aux matériaux et à la main d'œuvre.

Réponse :

En 1999, les coûts relatifs au service de gestion du matériel étaient inclus dans les taux de prestation de travail. La révision des composantes de coûts contributives à la prestation de travail a permis de constater que les heures de

travail n'étaient pas une base pertinente pour porter la juste quote-part de ces coûts aux différents supports de coûts. Ces éléments de coûts ont donc été retirés du calcul des taux de prestation de travail en 2000, pour être comptabilisés via de nouveaux inducteurs de coûts qui traduisent mieux leur imputabilité.

La gestion du matériel est un service offert par l'unité fournisseur services partagés. Il est facturé aux unités clientes en fonction d'un historique de consommation. Par la suite, les coûts relatifs à ces services sont répartis adéquatement dans les projets ou programmes d'investissements en fonction des sorties et retours en magasin sur la base d'un taux standard de consommation.

L'ampleur de ces coûts par rapport aux matériaux et à la main-d'œuvre correspond à environ 9%.

31.2 Veuillez illustrer par un exemple.

Réponse :

À titre d'exemple, un taux moyen de gestion du matériel de 0,25 \$ par dollar de sorties et retours en magasin est utilisé.

Des travaux relatifs aux bris d'une section du réseau aérien suite à des conditions climatiques difficiles nécessitent le remplacement de poteaux, transformateurs et autres achats de matériaux pour un coût total de 100 000 \$. Ainsi, outre la main d'œuvre et l'achat des matériaux, 25 000 \$ seront attribués à la gestion du matériel.

Notons que l'imputation des frais de gestion du matériel via un taux unitaire par dollar s'applique autant aux matériaux utilisés pour des projets aux charges que ceux requis pour les investissements.

31.3 Veuillez préciser si le budget d'immobilisations inclut les coûts prévus de financement et, le cas échéant, indiquer à quelle étape du processus budgétaire et selon quelle méthode ils sont calculés?

Réponse :

Les coûts prévus de financement sont déterminés lors de l'évaluation budgétaire d'un projet et sont inclus dans le montant total approuvé, exprimé en dollar de réalisation, pour la réalisation partielle ou complète d'un projet, selon un contenu et un échéancier déterminés.

Conformément aux conventions comptables actuelles d'Hydro-Québec, ce total, exprimé en dollar courant (i.e. indexé à l'inflation) est majoré des frais d'emprunt reliés au projet, s'il y a lieu. Ces frais calculés mensuellement s'appliquent à la portion des équipements qui ne sont pas encore en service. Les frais d'emprunt sont calculés selon la méthode des intérêts composés, c'est-à-dire qu'à chaque année il faut calculer les intérêts sur les investissements de l'année en cours et des années précédentes (incluant les frais d'emprunt des années précédentes).

Toutefois, à la page 12 de la pièce HQD-4, Document 1, le Distributeur demande une modification à la convention comptable liée à la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours, afin que les frais financiers soient capitalisés au taux du coût en capital du Distributeur plutôt qu'en fonction des seuls frais d'emprunt. Cette nouvelle convention comptable ne sera appliquée qu'à compter du moment où la Régie rendra une décision à cet effet.

32. Référence : HQD-4, document 2, page 10

Préambule :

L'ensemble des fournisseurs de services partagés bénéficient d'une clause de monopole interne jusqu'au 31 décembre 2003.

Demande :

32.1 Veuillez élaborer sur le régime qui sera en vigueur après la fin de la clause de monopole et son impact anticipé sur l'établissement des coûts des services partagés.

Réponse :

La position d'Hydro-Québec est d'octroyer une exclusivité de services au centre de services partagés jusqu'à la fin du plan stratégique de l'entreprise, soit en 2006.

33. Référence : HQD-4, document 2, page 11

Préambule :

Les frais corporatifs sont répartis, dans un premier temps, à l'ensemble des unités de services et des unités d'affaires.

Demandes :

33.1 Veuillez présenter la liste exhaustive des unités de services et d'affaires auxquels les frais corporatifs sont répartis.

Réponse :

Unités de services

- Centre de services partagés (approvisionnement et services, technologies de l'information)
- DP Institut de recherche d'Hydro-Québec
- Hydro-Québec Équipement

Unités d'affaires

- Hydro-Québec Production
- Hydro-Québec TransÉnergie
- Hydro-Québec Distribution
- VPE Secteur gazier
- DP Valorisation et participations

33.2 Si cette liste ne comprend pas de filiales, veuillez expliquer de quelle façon le distributeur s'est assuré qu'aucun frais corporatif n'est encouru pour rendre des services à des filiales.

Réponse :

Lorsque les unités de services et les unités corporatives rendent des services à des tiers non réglementés, dont les filiales, il y a une facturation des services rendus au coût complet lequel comprenant des coûts directs et indirects de support et de charges corporatives.

Ainsi, le Distributeur n'assume aucun coût corporatif à l'égard de filiales.

Voir aussi la réponse à la question 10.b du FCEI à la pièce HQD-10, Doc. 5.

34. Référence : HQD-4, document 2, page 13

Préambule :

« ... la taxe sur le revenu brut est un en-lieu d'impôts fonciers pour les installations de production, de transport et de distribution d'électricité d'Hydro-Québec. Cette taxe au taux de 3% s'applique sur les revenus d'électricité au Québec, déduction faite des achats d'électricité et du service de transport au Québec. La part attribuée à la division Distribution est fondée sur le coût non amorti de ses immobilisations nettes relativement à l'ensemble de ceux des divisions Production, TransÉnergie et Distribution. »

Demandes :

34.1 Veuillez présenter un exemple du calcul de cette taxe et de la répartition entre les divisions.

Réponse :

Voici le calcul de cette taxe payable le 1^{er} mars 2002 (en M\$)

Revenus électricité au Québec pour l'année 2001	7 770
Achats d'électricité au Québec pour l'année 2001	178
Revenus bruts imposables	7 592
Taux de la taxe	3%
Montant de la taxe payable le 1^{er} mars 2002	227,7

Répartition entre les divisions :

Immobilisations nettes du Distributeur au 31 déc. 2001	7 647
Immobilisations nettes des Divisions	44 491
Quote-part du Distributeur	17,18%

34.2 Veuillez justifier le choix du coût non amorti des immobilisations nettes pour la répartition entre les divisions.

Réponse :

Les taxes foncières sont des taxes imposées par une municipalité locale ou par une commission scolaire sur un

immeuble, en vertu de la *Loi sur la fiscalité municipale* (L.R.Q., c. F-2.1). Les taxes foncières sont calculées en fonction de l'évaluation des immeubles.

La taxe sur le revenu brut est un en-lieu d'impôts fonciers pour les installations de production, transport et distribution d'électricité. Le coût non amorti des immobilisations nettes (valeur aux livres des immeubles en exploitation) constitue à cet égard une base de répartition qui permet de faire un rapprochement avec la nature même de la taxe à répartir.

- 35. Références :** (i) HQD-4, document 3, page 3
(ii) HQD-4, document 4, page 3

Préambule :

Revenus requis

Demandes :

- 35.1 Veuillez concilier l'augmentation des charges d'achat d'électricité de 4,6% entre 2001-2002 et 2002-2003 avec l'augmentation prévue des volumes de 3,6% et du produit des ventes de 4,9%.

Réponse :

Concernant, la variation de 3,6% de volume de ventes comparé à la variation de 4,6% des achats d'électricité, la principale variation provient des rabais sur les contrats particuliers.

Tel que démontré dans le tableau qui suit, la variation des achats d'électricité entre 2001-2002 et 2002-2003 est de 3,8% à la fois pour le volume (GWh) et le produit des ventes (M\$) en ce qui concerne l'électricité patrimoniale avant l'ajustement pour les contrats spéciaux.

Les ajustements requis pour ces contrats et l'électricité non patrimoniale (tarifs de gestion de la consommation) nous ramènent à une variation de 3,6% en volume (GWh) par rapport à 4,6% au niveau des achats d'électricité au producteur en M\$.

Concernant, la variation de 3,6% du volume de ventes (GWh) comparé à la variation de 4,9% des revenus des ventes (M\$), les éléments de variation sont les composantes du prix au niveau des ventes.

En effet, aucune hausse tarifaire n'est prévue dans nos revenus. Par contre, nous avons anticipé l'abrogation du tarif BT et donc une hausse importante du prix de ce tarif. Également, nous avons anticipé une hausse reliée aux variations du prix de l'aluminium et des taux de change, ce qui occasionne une augmentation du prix de nos ventes pour les contrats à partage de risque.

Également, la fin du programme de puissance interruptible pour les clients de la Grandes entreprises au tarif L a fait augmenté nos revenus pour cette catégorie de clients.

Un dernier élément qui explique cet écart est l'évolution des composantes du prix de nos ventes. Dans l'établissement du prix de nos ventes, trois variables sont présentes, soit : la redevance (jour), l'énergie (kWh) et la puissance (kW). Lors de l'établissement de la prévision des ventes, ces trois composantes sont révisées et le résultat peut faire en sorte que pour un même volume de ventes (au même prix), des revenus supplémentaires sont prévus compte tenu que la puissance appelée peut être différente sur la période de facturation. Par ailleurs, ce phénomène peut s'appliquer dans les deux sens soit à la hausse ou à la baisse.

	2001-2002		2002-2003		Variation		Variation	
	GWh	M\$	GWh	M\$	GWh	%	M\$	%
Ventes (M\$)	151 410	7 699,0	156 852	8 078,8	5 442	3,6%	379,8	4,9%
Ajustements:								
Réseaux autonomes (production, transport et distribution fait par le Distributeur)	-276	-18,8	-282	-18,7	-6,7		0,1	
Total des achats requis	151 134	7 680,2	156 569	8 060,1	5 434,7		379,9	
Total des achats d'électricité	151 134	4 043,5	156 569	4 229,0	5 435,0	3,6%	185,5	4,6%
<u>Explication des variations d'achat d'électricité</u>								
Électricité patrimoniale <i>avant</i> ajustement pour contrats spéciaux à 2,79¢ du kWh	149 987	4 184,6	155 641	4 342,4	5 654	3,8%	157,7	3,8%
Électricité patrimoniale <i>après</i> ajustement pour contrats spéciaux	149 987	4 025,4	155 641	4 198,1	5 654	3,8%	172,7	4,3%
Électricité non patrimoniale	1 148	18,2	929	30,9	-219		12,7	
Total des achats d'électricité	151 135	4 043,6	156 570	4 229,0	5 435	3,6%	185,4	4,6%

35.2 Veuillez expliquer la fluctuation des ventes en GWh entre 2000-2001, 2001-2002 et 2002-2003.

Réponse :

Les ventes des années 2000-2001 et 2001-2002 correspondent aux ventes réelles, qui ne sont pas normalisées pour exclure l'effet des aléas climatiques. Pour l'année 2002-2003 il s'agit des ventes projetées établies sur une base normalisée.

La variation à la baisse de 2000-2001 à 2001-2002 est surtout attribuable aux conditions climatiques. Pour l'année projetée 2002-2003 la croissance reflète d'une part la normalisation et d'autre part la reprise au niveau des secteurs des pâtes et papiers ainsi que de la fonte et de l'affinage.

35.3 Veuillez expliquer la base d'établissement du revenu requis pour les réseaux autonomes pour 2002-2003 :

- En répartissant les revenus requis entre les réseaux autonomes situés au nord et au sud du 53^e parallèle ainsi qu'aux Iles-de-la-Madeleine;
- en précisant la répartition des charges partagées et frais corporatifs;
- fournir des données comparatives pour les 2 années précédentes.

Réponse :

L'information demandée n'est pas disponible séparément pour les regroupements identifiés.

36. Référence : HQD-4, document 6, page 2

Préambule :

« Le fournisseur doit indiquer aux clients l'impact des projets d'investissement relatifs aux actifs qu'il détient, sur le prix des produits offerts pour un horizon de trois ans. »

Demande :

36.1 Le distributeur est-il au courant de projets d'investissements par un fournisseur interne qui auraient un impact sur le prix des services fournis, et par le fait même, sur le revenu requis, pour les trois prochaines années? Si oui, veuillez détailler.

Réponse :

Le Distributeur participe à l'identification des besoins d'investissement en pérennité pour l'ensemble des bâtiments et des véhicules lui appartenant et pour lesquels il confie la gestion à des gestionnaires d'actifs. Ces investissements sont inclus dans la demande annuelle d'autorisation pour les projets d'investissements. Ces investissements n'ont aucun impact sur le coût des prestations des services de gestion facturés par le centre de services partagés parce qu'ils sont directement imputés à la base de tarification du Distributeur.

Par ailleurs, le Distributeur n'a reçu aucune indication concernant des investissements requis par un fournisseur qui auraient un impact sur le prix des services offerts.

37. Référence : HQD-4, document 6, page 5

Préambule :

« Propriétaire d'actifs:

Unité d'affaires, unité fournisseur ou unité corporative à qui appartiennent les actifs et qui selon les pouvoirs de décision est responsable et imputable de ces actifs. Un actif appartient à l'unité qui le paie. »

Demandes :

37.1 Veuillez préciser la définition d'unité d'affaires, unité fournisseur ou unité corporative.

Réponse :

Une unité d'affaires est une unité administrative ayant pour mission première de réaliser les activités de base de l'entreprise soit principalement : produire ou acquérir, transporter, distribuer et vendre de l'énergie.

Une unité fournisseur est une unité administrative ayant pour mission première de fournir des services aux unités d'affaires, aux unités corporatives ou aux autres unités fournisseur, sur la base d'ententes client-fournisseur.

Une unité corporative est une unité ayant principalement comme mission d'encadrer une activité de l'entreprise et de veiller aux intérêts généraux de l'entreprise.

37.2 Veuillez présenter la liste exhaustive des unités d'Hydro-Québec ainsi que leur classification entre ces trois types.

Réponse :

Unités d'affaires

- Hydro-Québec Production
- Hydro-Québec TransÉnergie
- Hydro-Québec Distribution
- VPE Secteur gazier
- DP Valorisation et participations

Unités fournisseur (ou de services)

- Centre de services partagés (approvisionnement et services, technologies de l'information)
- DP Institut de recherche d'Hydro-Québec
- Hydro-Québec Équipement

Unités corporatives

- DP Ressources humaines
- VPE Affaires corporatives et Secrétariat général
- Vice-présidence Finances
- Vice-présidence Recherche et planification stratégique
- Vérification générale
- Bureau de la Protectrice de la personne
- Bureau du Président directeur général
- Bureau du Président du Conseil d'administration

38. **Référence :** HQD-4, document 6, page 6

Préambule :

« • Affaires internationales

Les unités d'affaires, les unités de services et corporatives contribuent parfois à la réalisation des projets à l'international de HQI pour lesquels d'autres unités d'affaires sont "leader". Les revenus provenant des affaires internationales sont planifiés dans la nature comptable primaire 411110 Budget récupération des coûts affaires internationales. »

Demandes :

- 38.1 Veuillez préciser comment la planification des revenus provenant des affaires internationales s'intègre à la planification du distributeur, lorsqu'applicable.

Réponse :

Selon ce qui est prévu au *Manuel des règles et des pratiques en comptabilité de gestion* de l'entreprise, le Distributeur pourrait contribuer à la réalisation de projets à l'international de HQI pour lesquels d'autres divisions sont "leader". Dans un tel cas, les coûts encourus par le Distributeur pour contribuer au projet seraient inscrits au niveau de la division (masse salariale ou autres charges primaires) et facturés par la suite à la division "leader" en termes de récupération de coûts (nature comptable 411110).

Aucun projet significatif de ce type n'est en cours en 2002 ni prévu pour 2003.

- 38.2 Veuillez préciser comment cette planification est intégrée à l'établissement du revenu requis du distributeur, avec exemple à l'appui, si possible.

Réponse :

Voir la réponse à la question précédente.

- 39. Référence :** HQD-4, document 6, page 8

Préambule :

Facturation interne avec rendement

« Pour se (sic) faire, un rendement sur les capitaux propres a été calculé sur les actifs des unités de services et corporatives (à partir d'une base de tarification et d'une structure de capital présumées de ces unités). Ce rendement a ensuite été réparti entre les produits offerts par ces unités sur la base de la consommation de ces actifs par les produits. La facturation interne des unités de services et corporatives à Hydro-Québec TransÉnergie a donc été rajustée à la hausse en fonction de ce prix rajusté par produit. Ce traitement est fait de façon extra-comptable pour les fins de la Régie:

- les ententes client-fournisseur demeurent au coût complet » (notre souligné)

Demandes :

- 39.1 Est-ce que ce texte signifie qu'il existe plusieurs définitions du coût complet chez Hydro-Québec selon que la facturation interne vise la fourniture de services à des entités réglementées ou à des unités non réglementées?

Réponse :

Non. Il n'existe donc qu'une seule définition du coût complet appliquée uniformément à l'ensemble des unités d'Hydro-Québec, laquelle exclut tout rendement pour le fournisseur. Ce qu'il faut comprendre, c'est qu'en vertu des règles comptables d'Hydro-Québec, donc celles du Distributeur, les produits et services rendus par les unités fournisseurs sont facturés et comptabilisés sur la base d'un coût complet par produit, selon la consommation réelle de chacune des divisions d'Hydro-Québec. De même, pour l'ensemble des unités, les ententes client-fournisseur sont négociées sur la base d'un tarif à coût complet, excluant un rendement sur les actifs du fournisseur.

Les seules exceptions à ces règles sont les ententes d'approvisionnement en électricité et en service de transport, lesquelles sont négociées et comptabilisées non pas sur la base d'un coût complet sans rendement, mais selon un tarif prévu par la loi (Achats d'électricité) ou approuvé par la Régie (Service de transport).

Par contre, à des fins réglementaires seulement, tel qu'il est expliqué à la page 8 de la pièce HQD-4, Document 6 déposée en preuve, lors de l'établissement des revenus requis, en vertu des principes réglementaires acceptés en transport, on doit ajouter aux charges de services partagés facturées à coût complet un rendement sur les capitaux propres utilisés par le fournisseur de services.

Réalisée de façon extracomptable, cette majoration de la facturation à coût complet est établie uniquement à des fins réglementaires pour établir un revenu requis équivalent à celui qui aurait été obtenu si tous les actifs utilisés dans la prestation des services partagés auraient été attribués à la division réglementée et inclus dans sa base de tarification.

39.2 Si oui, veuillez expliquer comment le distributeur s'assure de la cohérence des informations présentées au coût complet auprès de la Régie.

Réponse :

Voir la réponse à la question 39.1. Les rendements ajoutés au coût complet des services partagés sont présentés en réponse à la question 66.1.

40. Référence : HQD-4, document 7, page 1

Préambule :

Critères de répartition des frais corporatifs

Demande :

40.1 De quelle façon s'effectue le contrôle budgétaire des frais corporatifs?

Réponse :

Les encadrements d'Hydro-Québec liés à la planification et au suivi budgétaire prévoient trois revues budgétaires, soit en avril, en août et en décembre de chaque année. Chaque unité corporative est responsable du respect de son budget. Les gestionnaires de chacune de ces unités sont imputables de tout dépassement budgétaire.

41. Référence : HQD-4, document 7, page 14

Préambule :

Frais corporatifs - Méthode utilisant la valeur nette des immobilisations en exploitation

Demandes :

41.1 Quelle est la différence entre cette méthode et celle qui porte sur les investissements présentée lors de l'étude du dossier du transporteur (R-3401-98, HQT-6, document 7.2)?

Réponse :

Comme indiqué à la page 10 de la référence HQD- 4, Document 7, la méthode utilisant la valeur nette des immobilisations en exploitation pour répartir les frais corporatifs infère un rapport entre les actifs et ces frais. La valeur nette des immobilisations en exploitation correspond à leur coût moins l'amortissement cumulé.

Lors du dossier tarifaire du transporteur, quelques inducteurs de coûts ont été examinés en regard de l'effort fourni par les unités corporatives, dont les investissements prévus. Les investissements prévus de l'année comprennent en plus des immobilisations, les placements et frais reportés. Cet inducteur permet de capter les efforts déployés par les unités corporatives en regard des fonds qui ne sont pas encore dépensés mais pour lesquels des décisions importantes doivent être prises.

La méthode utilisant les investissements prévus est différente de la méthode utilisant la valeur nette des immobilisations en exploitation, la première portant sur les investissements futurs et la deuxième mettant l'accent sur des actifs déjà en exploitation.

41.2 Si c'est différent, pourquoi aucune méthode utilisant les investissements n'a été présentée?

Réponse :

La méthode des investissements prévus n'a pas été retenue dans la nouvelle étude sur les frais corporatifs (HQD -4 Document 7) car elle avait été présentée dans la requête du transporteur (HQT-6 Document 7.2) et produisait pour le transporteur des résultats similaires à l'inducteur recommandé de charges primaires à l'exploitation.

La Régie avait demandé à Hydro-Québec, dans sa décision D-2002-95 rendue le 30 avril 2002, de présenter une nouvelle étude comparant différentes approches d'imputation des frais corporatifs, incluant une méthode basée sur les charges totales.

La méthode des investissements prévus n'a donc pas été reconduite.

42. Référence : HQD-5, document 5, page 3

Préambule :

En ce qui concerne la récupération des coûts...

Demandes :

42.1 Veuillez fournir le détail du poste Récupération des coûts.

Réponse :

Voici le détail du poste récupération des coûts.

<u>Regroupements par année tarifaire</u>			
<u>(En millions de \$)</u>			
	<u>2000-2001</u>	<u>2001-2002</u>	<u>2002-2003</u>
Récupération Mauvaises créances	-6,1	-5,9	-5,5
Travaux HydroSolution	-1,8	-9,9	-7,2
Réclamation aux tiers et autres	-10,4	-11,0	-9
	-18,3	-26,8	-21,7

Le regroupement mauvaises créances comprend :

- Frais facturés-chèques retournés provisionnés
- Remise Ministère de la Justice- abonnés
- Récupération déboursés légaux et honoraires
- Récupération mauvaises créances – abonnés
- Récupération mauvaises créances – autres

Le regroupement Travaux HydroSolution est classé dans Revenu divers.

Le regroupement Réclamation aux tiers et autres comprend :

- Travaux ou services facturés au tiers
- Contributions – travaux capitalisés
- Contributions – prolongements capitalisés
- Réclamation aux tiers
- Producteur privé – exploitation & maintenance

- Prêt d'employé
- Récupération de coûts affaires internationales

42.2 Veuillez préciser la nature des travaux effectués par le Distributeur pour HydroSolutions.

Réponse :

Voici le portrait des services offerts par le Distributeur pour le compte de la filiale HydroSolution Inc . Nous pouvons les séparer en 3 catégories :

- 1) Les activités reliées à la gestion de la filiale telles que :**
 - définition des stratégies et des orientations
 - évaluation des équipements et des compétences des collaborateurs
 - élaboration des programmes de marketing
 - gestion des appels et des performances
 - gestion administrative
 - logistique avec les entrepreneurs et la formation
 - etc.

Toutes les activités financières, légales et de gestion sont également sous cette catégorie.

- 2) Les services de vente (ex : chauffe-eau et système de chauffage) : seul le service téléphonique relié à la vente et au service après-vente est utilisé.**
- 3) Les gestes administratifs et de gestion reliés aux activités de location (ex. : chauffe-eau) sont :**
 - facturation et mise sous enveloppe
 - encaissement
 - plaintes et réclamations
 - service téléphonique
 - promotion
 - recouvrement
 - intervention auprès de la clientèle (prise de rendez-vous, réparation/inspection)
 - entretien du système informatique

42.3 Veuillez détailler les réclamations aux tiers et autres et préciser comment sont établis les montants facturés pour les missions de dépannage.

Réponse :

Réclamations aux tiers et autres

Les réclamations aux tiers et autres sont essentiellement constituées de réclamations aux tiers (50 %), de travaux ou services facturés aux tiers (27 %) et de revenus divers autres (23 %).

Les réclamations aux tiers correspondent à des réclamations pour des dommages occasionnés aux biens et propriétés de l'entreprise alors que les travaux ou services facturés aux tiers sont à la demande de tiers pour des éléments autres que ceux assujettis aux lois, règlements ou ordonnances tarifaires.

Les revenus divers et autres sont entre autre des contributions des tiers pour des travaux non capitalisables et des frais facturés pour des chèques sans provision.

Montants facturés pour les missions de dépannage

Une mission de dépannage est déclenchée suite à une demande d'entraide en provenance d'un distributeur participant à une entente d'entraide mutuelle entre les principaux distributeurs d'électricité, voisins d'Hydro-Québec (canadiens et américains).

Un ordre interne est ouvert pour cumuler les coûts de chaque mission. Tout le personnel affecté à une mission impute leur temps et leur dépenses afférentes. Une fois la mission terminée et tous les coûts cumulés, une facture est émise à coûts complets, sans marge bénéficiaire, sur la base des heures des monteurs. De plus tous les frais encourus autre que la main-d'œuvre sont facturés au distributeur-demandeur.

43. Référence : HQD-5, document 5.2, page 3

Préambule :

Autres charges brutes directes

Demande :

43.1 Veuillez détailler les trois regroupements de nature et expliquer ce que chacun des postes inclut.

Réponse :

Les regroupements Dépenses de personnel et indemnités comprennent les dépenses de personnel détaillées comme suit :

- Frais de réunion
- Frais de déplacement, séjour et repas
- Billets de transport aérien
- Autres

Ainsi que les indemnités composées de :

- Amortissement des frais reportés et des frais de consultation
- Indemnité de séparation, de réaffectation, de licenciement et de déménagement
- Autres

Les regroupements Services externes et Ressources financières comprennent les services externes comme suit :

- Services professionnels
- Contrats tels : Déneigement, déboisement, déménagement, entretien et réparation ex. : matériel informatique, assurances, téléphone, chauffage bâtiments, émondage, courrier, etc.

Ainsi que les ressources financières détaillées en :

- Provisions et dépenses de mauvaises créances
- Intérêts sur paiement en retard au fournisseur, pénalités sur contrats
- Indemnités pour dommages et usage en commun
- Autres

Les regroupements Stock, Achats de biens, Location et Autres se détaillent comme suit :

Les stocks se composent :

- Matériel mineur, retour et sortie de magasin, provision matériel désuet, articles déclarés surplus, etc.

Les achats de biens (tangibles) comprennent :

- Immeubles, terrain, matériel informatique, vêtements, matériel de formation, etc.

Les achats de biens (intangibles) couvrent:

- Droits et redevances – Régie, servitudes, adhésions corporatives, dons au décès, etc.

La rubrique Location réfère à la fourniture:

- d'immeubles, d'instruments, de matériel, de loyers, de matériel informatique, de photocopieur, etc.

Et enfin le poste Autres comprend:

- Corrections, imputations des supports de coûts

44. Référence : HQD-5, document 11, pages 3 et 4

Préambule :

Taxes

Demandes :

44.1 Veuillez détailler la charge de taxes pour chacune des trois années entre taxe sur le capital, taxe sur le revenu brut, taxes municipales et scolaires.

Réponse :

Taxes attribuables au Distributeur (en M\$)

	2000-2001 Réal	2001-2002 Réal	2002-2003 Prévision
Taxe sur le capital	39,0	46,4	52,1
Taxe sur le revenu brut	37,6	39,4	40,3
Taxes municipales, scolaires et autres	12,1	13,3	13,6
Total	88,7	99,1	106,0

44.2 Veuillez expliquer l'augmentation de la taxe sur le capital.

Réponse :

La taxe sur le capital est une taxe qui s'applique sur les sources de financement externes de l'entreprise, soit la dette à long terme, les emprunts à court terme, la dette à perpétuité et les créiteurs, et les sources internes de financement, soit le capital actions de la société et les bénéfices non répartis. Le taux de taxe s'établit à 0,64 % pour les années 2000 à 2002.

L'augmentation de la dette à long terme (financement externe) et la progression du bénéfice annuel augmentent l'assiette fiscale et de ce fait explique la progression de la taxe sur le capital.

45. Référence : HQD-5, document 13, page 3

Préambule :

Facturation interne

Demandes :

45.1 Veuillez détailler les trois postes par division.

Réponse :

Revenus facturation interne		2002-2003				
	VP Réseau	VP VSALC	VGE	Total	Consolidé	Net
Refacturation d'espace	36,1	5,8	0,0	41,9	18,0	24,0
Location de conduits	3,8	0,0	0,0	3,8	0,0	3,8
Mesurage, expertise et services ad	0,9	1,1	2,4	4,4	0,3	4,1
Total	40,8	7,0	2,4	50,2	18,2	31,9

Revenus facturation interne		2001-2002				
	VP Réseau	VP VSALC	VGE	Total	Consolidé	Net
Refacturation d'espace	30,2	5,7	0,0	34,6	15,1	19,6
Location de conduits	3,8	0,0	0,0	3,8	0,0	3,8
Mesurage, expertise et services ad	1,4	1,3	0,1	3,6	0,2	3,4
Total	35,4	7,0	0,1	42,5	15,3	26,8

45.2 Veuillez expliquer les ajustements apportés à la méthode de calcul qui sont à la source de l'augmentation de revenus.

Réponse :

Les ajustements concernent la mise à jour des suivis d'occupation et l'intégration des impacts causés par les changements de durée de vie des bâtiments administratifs.

46. Référence : HQD-6, document 1, page 6

Préambule :

Impact tarifaire prévu des projets d'immobilisations

Demande :

46.1 Veuillez présenter un tableau sommaire de l'impact tarifaire prévu des projets d'immobilisations pour les 5 prochaines années.

Réponse :

Le Distributeur ne planifie pas l'ensemble de ses projets d'investissements sur un horizon de 5 ans. L'impact tarifaire prévu des projets d'immobilisations s'inscrit dans le cadre des causes portant sur les demandes d'autorisation annuelle des investissements pour l'ensemble des projets du Distributeur dont le coût individuel est inférieur à 10 millions de dollars et d'autorisation spécifique pour les projets dont le coût individuel est supérieur à 10 millions de dollars.

Toutefois, afin d'améliorer sa rentabilité financière tout en minimisant les impacts tarifaires, le Distributeur entend exercer un contrôle serré de ses coûts, notamment en contenant ses investissements ne générant pas de revenus additionnels à un niveau similaire à celui des charges d'amortissement, et ce tout en maintenant la qualité de ses services.

Par ailleurs, le Distributeur a peu de projets multi-annuels. Parmi ceux-ci, le plus important est le projet SIC dont les impacts tarifaires sont documentés au dossier R-3491-2002.

47. Référence : HQD-6, document 2, page 2

Préambule :

Rubrique Matériaux, fournitures et combustibles

Demande :

47.1 Veuillez détailler ce poste et justifier les montants.

Réponse :

Le poste Matériaux, combustibles et fournitures de la Base de tarification 2002-2003 est calculé en se basant sur le solde réel au 31 décembre 2001 et en appliquant une correction à la baisse afin de s'ajuster avec le Bilan prévisionnel au 31 décembre 2002. Le même ajustement mensuel a été apporté au premier trimestre de 2003.

Le poste Matériaux, combustibles et fournitures est composé en grande partie des items suivants:

- **Transformateurs aériens et souterrains;**
- **Poteaux;**
- **Câbles aériens et souterrains;**
- **Protections;**
- **Accessoires de lignes;**
- **Appareillage de coupure;**
- **Accessoires souterrain/connecteurs;**
- **Équipement de mesurage;**
- **Vêtements;**
- **Instrumentation;**
- **Signalisation.**

48. Référence : HQD-6, document 6, page 3

Préambule :

Calcul du fonds de roulement de l'année témoin projetée

Demandes :

48.1 Veuillez fournir la méthode de détermination de la provision pour créances douteuses.

Réponse :

La provision est généralement calculée de façon mécanique en fonction de critères préétablis qui correspondent à l'état du compte en souffrance. Le pourcentage varie selon que le

compte est âgé ou jeune, actif ou final, sous entente ou non, avec ou sans adresse, etc. Il arrive parfois que nous prenions une provision additionnelle manuellement des sommes importantes en recouvrement (M\$) lorsque nous observons, selon les informations disponibles, que la couverture de notre risque n'est pas suffisante.

Généralement, les entreprises provisionnent des sommes d'argent sur l'ensemble de leurs mauvaises créances. Cette façon de faire permet de rapprocher, dans le temps, la dépense et le revenu. Le principe tient généralement compte de l'âge du compte, car plus le compte en souffrance prend de l'âge, plus les chances de récupérer les sommes en arrérage diminuent rapidement. Quelques études démontrent que les entreprises ont 90 % des chances de récupérer les arrérages dans les 60 premiers jours. Ces chances diminuent à 50 % après 90 jours, à 20 % après 180 jours et sont pratiquement à zéro après un an.

48.2 Veuillez fournir le détail des calculs de détermination de la provision pour créances douteuses par catégories de consommateurs.

Réponse :

La catégorie de clientèle ne fait pas partie des critères de calcul de la provision mécanisée. Se référer à la réponse précédente, 48.1

48.3 Veuillez concilier le montants des charges d'exploitation et d'entretien avec les rubriques appropriées des dépenses nécessaires à la prestation du coût de service incluses à HQD-4, document 3, page 3.

Réponse :

Selon HQD-6, Document 6:

Charges d'exploitation et d'entretien	(en milliers de \$)
Salaires	172 930
Remises gouvernementales	150 730
Autres dépenses	191 990
TOTAL	515 650

Selon HQD-4, Document 3 (en M\$):

	Charges brutes directes	Coûts capitalisés	Total
Dépenses incluses au revenu requis	773,0	(250,3)	522,7
Unités corporatives	(26,3)	10,0	(16,3)
Activités non réglementées	9,3	--	9,3
TOTAL	756,0	(240,3)	515,7

49. Références : HQD-4, documents 3, 3.1 et 3.2 page 3

Préambule :

Revenu requis

Demandes :

49.1 Veuillez expliquer comment sont conciliés le processus budgétaire et les revenus requis étant donné que ces derniers portent sur une période d'avril à mars.

Réponse :

Il n'y a pas de conciliation entre le processus budgétaire et les prévisions utilisées pour établir les revenus requis. Ceci s'explique par le fait que les prévisions ne sont pas établies selon le même échéancier, ni le même horizon que ceux du processus budgétaire annuel.

Ainsi, les prévisions utilisées dans l'établissement des revenus requis ont été préparées au cours du 1^{er} semestre de 2002 sur la base des budgets autorisés pour les trois trimestres de 2002 et d'une anticipation du cadre financier pour les trois premiers mois de 2003. Ces dernières prévisions sont établies au meilleur de la connaissance du Distributeur.

Toutefois, la planification budgétaire 2003 s'appuie sur les prévisions révisées suite aux revues budgétaires d'avril et d'août, sur la révision des paramètres financiers d'Hydro-

Québec ainsi que sur les résultats des négociations d'ententes client-fournisseur.

Conséquemment, des écarts entre les prévisions du 1^{er} trimestre 2003 utilisées aux fins tarifaires et celles découlant de la planification budgétaire annuelle réalisée ultérieurement peuvent survenir, mais ils ne sont pas conciliés.

49.2 Veuillez préciser, pour chacun des postes des revenus requis, comment les charges établies sur une base d'année financière sont séparées entre la portion avril à décembre et la portion janvier à mars.

Réponse :

Les dépenses nécessaires à la prestation du service présentée à la pièce HQD-4, document 3 ont été établies selon les données budgétaires trimestrielles suivantes. Dans ce tableau, les charges de services partagés ont été majorées d'un rendement pour les fournisseurs:

DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE

	Année témoin 2002 - 2003				
	Trimestres 2002			T1 2003	Total
	T2 2002	T3 2002	T4 2002		
Achats d'électricité	925,4	879,7	1 138,3	1 285,6	4 229,0
Achats de service de transport	578,1	578,1	578,1	578,1	2 312,6
Achats de combustible	6,4	6,4	6,4	5,8	24,9
Charges directes brutes	199,9	199,3	196,7	177,1	773,0
Charges de services partagés	99,5	98,9	100,9	98,1	397,5
Coûts capitalisés	-58,7	-60,7	-68,9	-61,9	-250,3
Amortissement	102,8	103,6	104,7	105,4	416,6
Taxes	26,7	26,6	26,6	26,0	106,0
Frais corporatifs	9,4	9,4	9,4	9,4	37,5
Facturation interne émise	-8,4	-8,4	-8,4	-6,6	-31,9
Facturation externe émise	-15,5	-18,6	-14,3	-14,7	-63,1
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-4,5
DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE	1 864,3	1 813,2	2 068,4	2 201,3	7 947,3

49.3 Veuillez fournir une conciliation des revenus requis (année historique 2000-2001) avec les états financiers vérifiés.

Réponse :

Une telle conciliation n'est pas disponible. Les états financiers sectoriels sont présentés sur la base d'une année civile et sont comparés avec les états financiers vérifiés couvrant la même période. Cette conciliation, telle que prévue au paragraphe 3 de l'article 75, a été déposée à la Régie le 15 octobre dernier pour l'année civile 2001.

50. Référence : HQD-6, document 1.2

Préambule :

Tableau des durées de vie utile des immobilisations

Demandes :

50.1 Veuillez expliquer ce que signifient les titres de colonne.

Réponse :

Intitulé de colonne	Description
Catégorie	Définit le type d'actif.
Description	Décrit le type d'actif d'une catégorie.
Durée de vie	Période d'amortissement.
Source	Définit si la catégorie possède une durée de vie utile standard (pour la catégorie) ou si la durée de vie doit être déterminée immobilisation par immobilisation (durée de vie manuelle).
Méthode	Définit la méthode d'amortissement utilisée pour la catégorie.
Fonction	Définit la nature d'une immobilisation.
Sans titre	Unité de mesure
Mesure	Mode d'inventaire – inscription des actifs de façon unitaire ou bien comme ensemble au Registre des immobilisations.

50.2 Veuillez fournir une liste des codes utilisés.

Réponse :

Intitulé de la colonne	Liste des codes
Durée de vie	Selon le type d'actif.
Source	CA – Durée de vie standard de la catégorie MA – Durée de vie attribuée manuellement à chaque inscription
Méthode	ZFON – Méthode d'amortissement par fonds ZF3X – Méthode d'amortissement par fonds (acquisition année en cours) 0000 – Pas d'amortissement
Fonction	<i>Celles utilisées par Hydro-Québec</i> <i>Distribution:</i> 30 - ECLAIRAGE LA SENTINELLE 31 - POSTE DE DISTRIBUTION 32 - LIGNES AERIENNES DE DISTRIBUTION 33 - LIGNES SOUTERRAINES DE DISTRIBUTION 34 - EQUIPEMENT DE MESURAGE 35 - ECLAIRAGE DE RUES - AERIEN 37 - ECLAIRAGE DE RUES - SOUTERRAIN 38 - CHAUFFE-EAU
Sans titre	Unité de mesure CH – Chaque (unité) EEN – Ensemble par endroit ENS – Ensemble KG – Kilogramme KM – Kilomètre M2 – Mètre carré
Mesure	Mode d'inventaire Q – Inventorié à la quantité U – Inventorié à l'unité

51. Référence : HQD-6, document 2, page 2

Préambule :

Base de tarification

Demandes :

51.1 Que signifie le poste mouvements?

Réponse :

Le poste mouvements réfère aux retraits d'actifs comptabilisés lors de leur démantèlement ou à des transferts d'actifs suite à leur déplacement d'un code de localisation à un autre. De tels transferts peuvent résulter d'un démantèlement, d'une mise en disponibilité provisoire d'un actif dans une banque d'équipement en réserve, ou inversement d'une réaffectation d'actif en réserve à une installation.

51.2 Ce poste inclut-il des dispositions?

Réponse :

Oui, ce poste inclut certaines dispositions.

51.3 Si oui, veuillez présenter séparément, toute disposition de plus de 5M\$.

Réponse :

Ce poste ne comprend aucune disposition de cette importance.

52. Références : HQD-2, document 5, page 90
HQD-6, documents 2 et 2.1

Préambule :

Immobilisations nettes telles que présentées dans le plan stratégique 2002 d'Hydro-Québec.

Demandes :

52.1 Veuillez réconcilier les données de la ligne distribution dans le tableau Bilan consolidé au bas de la page avec les données au 31 décembre présentées à HQD-6, documents 2 et 2.1.

Réponse :

Les données 2001 présentées à la page 90 du plan stratégique, tout comme celles dans l'ensemble de ce document, sont des prévisions et elles diffèrent des données réelles vérifiées paraissant dans le rapport annuel 2001. Voir HQD-2, Document 6, page 76. Par ailleurs

Les prévisions du plan stratégique ont été établies à l'été 2001 alors que celles utilisées pour l'établissement de la base de tarification 2002-2003 ont été préparées au cours du premier semestre de 2002. Ces dernières prennent en compte les données réelles vérifiées de 2001 et les budgets 2002 finalisés, ces informations n'étant pas disponibles lors de la préparation du plan stratégique. Ainsi les prévisions 2002 de ces deux documents ne sont pas identiques.

Par ailleurs, l'ensemble des informations du plan stratégique et du rapport annuel sont des données consolidées, c'est-à-dire qu'elles incluent des actifs non réglementés détenus directement ou indirectement par l'entremise de filiales par le Distributeur, alors que les informations apparaissant aux pièces HQD-6, Documents 2 et 2.1. ne concernent que les actifs réglementés du Distributeur.

52.2 Veuillez actualiser le tableau, s'il y a lieu, pour cette même ligne.

Réponse :

Les données révisées de la page 90 du plan stratégique seraient de 7 858 M\$ au 31 décembre 2001.

53. Références : HQD-5, documents 6, 7 et 8

Préambule :

Charges partagées

Demande :

53.1 Veuillez fournir pour les services partagés de plus de 50M\$, les informations suivantes :

- Budget total (avant répartition) pour chacune des trois années;
- Données réparties par catégorie;
- Données réparties par élément de coût (main-d'œuvre, dépenses, amortissement, frais financiers, etc.);
- Clés de répartition (ou inducteur) des frais au distributeur.

Réponse :

Tel que présenté au tableau 1 de la pièce HQD-5, document 7, il n'existe aucun produit ou service d'approvisionnement facturé au Distributeur pour un montant de 50 M\$ ou plus. Le tableau 2 de la même pièce présente la quote-part du Distributeur dans la facturation totale du fournisseur. Les bases de facturation utilisées ou inducteurs de coûts y sont également décrites.

Concernant les services en technologie de l'information, ils sont décrits à la pièce HQD-5, document 8. Les services de développement et d'entretien des applications informatiques s'élèvent en 2002 à 55 M\$ et sont essentiellement facturés sur base horaire, selon la consommation du Distributeur.

Notons que pour le Distributeur, les charges de services partagés s'apparentent à des services achetés. Comme pour l'ensemble de ses achats effectués à l'externe, il ne lui est pas utile de connaître les composantes de coûts requis pour les biens ou services qu'il reçoit. Ce qui lui importe, c'est de connaître sa consommation facturée, les tarifs afférents et les pistes d'économies qu'il pourrait réaliser.

Par ailleurs, le coût des ressources requises par les fournisseurs de services est réparti selon leur contribution aux produits et services offerts et ils ne peuvent être répartis spécifiquement par unité d'affaires.

Globalement, les coûts découlant des services partagés se décomposent comme suit:

Salaires et autres charges d'exploitation	85%
Amortissement	9%
Frais financiers	4%
Taxes	2%

54. Référence : HQD-6, document 1.2, page 3

Demandes :

54.1 Existe-t-il d'autres champs d'information disponibles en plus de ceux fournis en entête.

Réponse :
Oui.

54.2 Si oui, lesquels? Veuillez fournir une brève description de chacun des champs.

Réponse :

Champs	Description
Seuil monétaire	Seuil minimal à rencontrer pour pouvoir considérer la capitalisation dans cette catégorie (applicable seulement aux actifs de soutien).
Date d'ouverture	Date d'ouverture de la catégorie.
Date de mise à jour	Date de mise à jour des informations de base de la catégorie.
Date de fermeture	Date de fermeture de la catégorie.
Statut	Catégorie ouverte ou fermée.

55. Références : (i) Dossier R-3492-2002, pièce HQD-6, document 3.1, pages 11-19;
(ii) Dossier R-3492-2002, pièce HQD-6, documents 2 et 2.1

Préambule :

La partie du document cité porte le titre « Immobilisations en cours au 31 décembre 2001 ». On y trouve des investissements qui seront mis en service au cours de l'année 2002. Ces investissements, réalisés en tout ou en partie en 2002, ont fait l'objet d'une autorisation de la Régie (décision D-2002-71) suite à la requête R-3475-2001. Dans la requête et dans la décision les investissements projetés pour 2002 sont regroupés en quatre catégories

Demandes :

55.1 Pour chaque projet d'investissement où les dépenses prévues en 2002 sont égales ou supérieures à un million de dollars, veuillez présenter :

- l'identification du projet ;
- la catégorie où il apparaît dans la décision 2002-71;
- la date de début du projet;
- la date de mise en exploitation du projet.

Réponse :

L'information demandée n'est pas disponible. Les immobilisations en cours au 31 décembre 2001 présentées aux pages 11 à 19 de la pièce HQD-6, Document 3.1 correspondent à une liste de travaux non terminés à cette date totalisant 280 M\$. Il s'agit ici de données réelles et non de données budgétaires. La plupart de ces travaux seront complétés avant la fin de 2002 et mis en exploitation lorsqu'ils seront terminés. Par ailleurs, il existe très peu de projets inclus dans cette liste pour lesquels des investissements de plus d'un million étaient requis en 2002.

55.2 Veuillez regrouper tous les autres projets d'investissements selon les catégories de l'autorisation obtenue par la décision D-2002-71.

Réponse :

Voir la réponse à la question 55.1 ci-dessus.

55.3 Pour l'ensemble des investissements réalisés en 2002, veuillez concilier les montants apparaissant aux catégories autorisées et les augmentations des immobilisations en exploitation de la base de tarification apparaissant aux documents HQD-6, document 2 et document 2.1.

Réponse :

L'information demandée n'est pas disponible. Les budgets d'investissement sont justifiés par des catégories reflétant la finalité des projets, alors que la base de tarification est présentée par nature d'actif. Par ailleurs, ce n'est pas pendant la réalisation des travaux, mais bien à leur fin, lors de leur mise en exploitation, que les équipements sont ajoutés à la base de tarification. Toutefois, le Distributeur peut présenter le rapprochement suivant:

	Base de tarification (BT) au coût d'origine (en M\$)	
	Immobilisations en exploitation inclues dans la BT	Immobilisations en cours exclues de la BT
Solde réel au 31 décembre 2001 selon HQD-6, doc 2.1 selon HQD-6, doc 3	11 326	280
Investissements prévus en 2002 selon D-2002-71		534
Mises en services prévues en 2002	510	-510
Solde prévu au 31 décembre 2002 selon HQD-6, doc 2 non présenté dans la preuve	11 836	304

Voir aussi la réponse à la question 30.1 de l'Union des consommateurs, présentée à la pièce HQD-10, document 11.

55.4 Veuillez expliquer les écarts par catégorie par rapport aux montants autorisés.

Réponse :

Un suivi des projets autorisés en 2002 est présenté dans la demande R-3501-2002 déposée à la Régie le 26 novembre dernier.

55.5 Pour les catégories où le distributeur utilise un critère pour déterminer le volume des investissements requis, par exemple le critère de 1,6 % de la valeur d'origine des actifs dans la catégorie « Maintien des actifs », veuillez expliquer les écarts, pour l'année 2002, par rapport au critère retenu.

Réponse :

Voir la réponse à la question précédente.

55.6 Pour ces catégories et lorsque les investissements en 2002 ont excédé le critère, veuillez vérifier si le critère a été respecté en moyenne pour les deux dernières années, ou à défaut pour les trois dernières années.

Réponse :

Voir la réponse à la question précédente.

56. Référence : HQD-2, document 1, page 13, lignes 13 à 16

Préambule :

« Par ailleurs, la rémunération de base et la rémunération globale moyenne des employés d'Hydro-Québec, selon une étude effectuée en collaboration entre Hydro-Québec et la firme Towers Perrin en 1999, se situent à la médiane des entreprises de son marché de comparaison. Des validations annuelles partielles permettent de constater qu'il n'y a pas de changement significatif depuis cette date. »

Demande :

56.1 Veuillez expliquer les résultats, les paramètres et les méthodes utilisées pour les validations annuelles sur la rémunération de base et la rémunération globale des employés d'Hydro-Québec par grand groupe d'employés (cadres, spécialistes,...).

Réponse :

Hydro-Québec s'assure que la rémunération de base et la rémunération globale se maintiennent autour de la médiane de marché de la même façon pour tous ses groupes d'employés.

À chaque année, plusieurs enquêtes sur les politiques salariales des entreprises sont analysées. Elles proviennent d'enquêtes prévisionnelles conduites par les firmes externes ou par des organismes indépendants tel le Conference Board of Canada ou le Groupe de rémunération de Montréal, enquêtes auxquelles Hydro-Québec participe. L'octroi d'augmentations salariales se situant à ce que le marché prévoit consentir à ses employés permet à Hydro-Québec de s'assurer que la position salariale de ses employés demeure autour de la médiane du marché.

Les évaluations des marchés du travail dans le marché de comparaison à intervalle régulier permettent de vérifier comment la position de la rémunération d'Hydro-Québec par rapport au marché a évolué depuis la dernière fois, compte tenu des ajustements salariaux survenus entre temps.

**Les différentes catégories d'emplois figurent au tableau
suivant:**

Catégories d'emplois du Distributeur	
Catégories	Description
Cadres:	Ensemble d'emplois désignant le personnel occupant des postes de gestion dans l'entreprise.
Professionnels:	Ensemble d'emplois qui sont associés à des activités de conception, d'analyse, de conseil, d'expertise, de formation, de coordination et de contrôle (à l'exclusion des ingénieurs), ainsi que les emplois de secrétaires de direction
Spécialistes:	Ensemble d'emplois qui sont associés à des activités de conception, d'analyse, de conseil, d'expertise, de formation, de coordination et de contrôle (à l'exclusion des ingénieurs). Couvre les emplois régis par le syndicat des Spécialistes.
Ingénieurs:	Groupe d'employés, quel que soit leur titre d'emploi, qui sont membres de l'Ordre des ingénieurs du Québec et qui sont régis par la convention collective du SPIHQ.
Bureau:	Ensemble d'emplois associés principalement à des activités de nature administrative et technique, de bureau, ou d'écritures. Couvre les emplois régis par les conventions collectives Bureau et Bureau Annexe et les emplois non régis.
Techniciens:	Ensemble d'emplois associés à des travaux de nature technique dans le domaine des sciences appliquées, effectués selon des procédés, des méthodes et des normes reconnus. Couvre les emplois régis par la convention collective Techniciens.
Métiers:	Ensemble d'emplois qui sont associés généralement à des corps de métiers. Couvre les emplois régis par les conventions collectives Métiers, Métiers Répartiteurs (opérateurs et opérateurs adjoint du CCR, répartiteurs et répartiteurs adjoints des C.E.R., opérateurs de distribution et opérateurs adjoints de distribution).

Le tableau suivant présente le salaire moyen des employés permanents (P) et temporaires (T) et les avantages sociaux de chacun de ces groupes d'emploi.

Groupe	Statut	Salaire de base moyen 2001 (en \$)	Avantages sociaux (en \$)	Total (en \$)
Bureau	P	41 207	6 034	47 241
	T	36 374	5 543	41 917
Métiers	P	49 982	7 168	57 150
	T	42 342	6 260	48 602
Techniciens	P	57 092	7 270	64 362
	T	42 913	6 237	49 150
Ingénieurs	P	71 716	7 877	79 593
	T	61 212	7 265	68 477
Spécialistes	P	65 672	7 387	73 059
	T	52 892	6 676	59 568
Professionnels	P	68 711	7 756	76 467
	T	53 266	7 220	60 486
Cadres	P	80 592	8 739	89 331

Pour tous les groupes d'emplois, les écarts salariaux s'expliquent par:

- des différences d'expérience (durée de service) entre les permanents et les temporaires, situant ces derniers dans les parties les plus basses des échelles salariales alors que les permanents se situent au maximum des échelles;
- les temporaires occupent plus souvent des emplois moins spécialisés que les permanents, emplois se retrouvant dans les échelles salariales les plus basses de la structure salariale du groupe d'emplois;
- les différences au plan des avantages sociaux sont négligeables.

Selon une évaluation des marchés du travail réalisée en 1999 par la firme Towers Perrin, la position salariale des groupes d'employés d'Hydro-Québec se situait comme suit :

Groupe	Écart à la médiane du marché de la rémunération	
	De base	Globale
Cadres	- 4%	- 7%
Spécialistes et professionnels	- 1%	- 5%
Ingénieurs	+ 9%	+ 5%
Techniciens	+ 21%	+ 23%
Bureau	+ 3%	+ 2 %
Métiers	- 7%	- 7%

Notons qu'un écart de + ou – 5% est considéré comme signifiant « à la médiane du marché ».

L'analyse de Towers Perrin datant déjà de 1999, Hydro-Québec a amorcé en 2002, l'actualisation et la réévaluation de la position salariale des employés d'Hydro-Québec. Cette étude est actuellement en cours.

57. Référence : HQD-4, document 6, en liasse, page 5

Préambule :

« Les frais corporatifs imputés ne doivent pas être inclus comme composante des coûts complets des produits (voir le chapitre 9 Frais corporatifs). »

Demande :

57.1 Veuillez déposer le document *Chapitre 9 Frais corporatifs* auquel il est fait référence.

Réponse :

Le chapitre demandé est présenté à l'annexe 3 du présent document. Il est à noter que le document *Chapitre 9 Frais corporatifs* tel que déposé n'est pas encore modifié pour refléter la recommandation de la nouvelle étude des frais corporatifs déposée dans le cadre de la requête tarifaire du distributeur (HQD-4 Document 7), dans l'attente de l'acceptation de la Régie du nouveau critère de répartition des frais corporatifs (charges totales excluant les achats d'électricité, de combustible et de transport).

58. Référence : HQD-4, document 6, en liasse, page 8 Addendum

Préambule :

« Pour ce faire, le revenu requis pour le service de transport de 2001 (voir le chapitre 8 Prix de cession du produit électricité). »

Demande :

58.1 Veuillez déposer le document *Chapitre 8 Prix de cession du produit électricité* auquel il est fait référence.

Réponse :

Des extraits du *Chapitre 8 Prix de cession du produit électricité* sont présentés à l'annexe 4 du présent document . La portion de ce chapitre auquel le document 6 (HQD-4), en liasse, page 8 Addendum fait référence est l'annexe 2 intitulée "Principes de réglementation".

Veuillez prendre note que:

- **pour faciliter la compréhension de notre clientèle à l'interne, on y fait référence à des tarifs de distribution par opposition à un tarif d'électricité diminué du tarif de fourniture et du tarif de transport;**
- **la dernière mise à jour de ce chapitre date d'août 2001 alors que la Régie n'avait pas encore répondu à la demande de modification de tarifs de transport demandée par Hydro-Québec.**

59. Référence : HQD-5, document 1, page 3, ligne 17

Préambule :

« ...on trouve une description aux pièces HQD-5, documents 5 à 5.3.»

Demande :

59.1 Veuillez déposer la pièce HQD-5, document 5.3 qui manque au dossier.

Réponse :

Une erreur cléricale s'est glissée à ligne 17 de la pièce HQD-5, Document 1. En lieu et place de «*aux pièces HQD-5, Documents 5 à 5.3* » on devrait lire aux pièces HQD-5, Documents 5 à 5.2. La pièce HQD-5, Document 5.3 n'est donc pas manquante.

60. Référence: HQD-5, document 2, pages 5 et 6, tableaux 1, 2, 3

Demandes :

60.1 De l'année 2001-2002 à 2002-2003, veuillez expliquer l'absence de ventes associées aux tarifs LP, MR et LR.

Réponse :

Pour l'année 2002-2003, on ne prévoit pas de consommation pour le tarif LP et pour la consommation marginale associée aux tarifs MR et LR. Le tarif LP étant un tarif de secours, la consommation est relativement variable d'une année à l'autre, ce qui restreint la possibilité d'effectuer une prévision. Dans le cas de la consommation marginale des tarifs MR et LR, on prévoit que la consommation des clients reflétera la consommation de référence et qu'il n'y aurait conséquemment pas de consommation marginale.

60.2 Veuillez expliquer pourquoi au tableau 2, le volume pour le tarif LR est négatif.

Réponse :

Le volume pour le tarif LR présenté dans le tableau 2 représente la consommation marginale, soit la différence entre la consommation réelle et la consommation de référence. La consommation marginale est négative lorsque la consommation réelle est inférieure à la consommation de référence, comme c'est le cas pour l'année 2001-2002.

60.3 Étant donné la récente décision de la Régie de l'Énergie dans le dossier R-3471, comment expliquez-vous la baisse de volume de 2000-2001 (1579 GWh) à 2001-2002 (1440 GWh) et finalement à 911 GWh pour 2002-2003 ?

Réponse :

La prévision de la consommation de 911 GWh pour l'année 2002-2003 a été effectuée avant que la Régie ne rende sa décision concernant la demande R-3471-2001 et une mise à jour de cette prévision n'a pu être effectuée par le Distributeur avant le dépôt de la demande R-3492-2002.

61. Référence : HQD-5, document 2, page 3, lignes 20 à 22

Préambule :

« À ce titre, on retrouve les tarifs de gestion de la consommation BT, LC, LR et MR, les tarifs d'énergie de secours GD, H, LD et LP... »

Demande :

61.1 Veuillez expliquer pourquoi les tarifs LC et GD ne se trouvent pas aux tableaux 1, 2 et 3 ?

Réponse :

Le Distributeur n'a aucun client aux tarifs LC ou GD et ne prévoit pas en avoir au cours de l'année 2002-2003.

62. Référence : HQD-5, document 5.1, page 4, lignes 19 à 24

Préambule :

« Hydro-Québec a donc innové pour améliorer la rémunération globale de tous ses employés et augmenter la productivité de l'entreprise tout en respectant des conditions lui permettant de soutenir la comparaison avec son marché et des paramètres établis par les autorités législatives... »

Demandes :

62.1 Veuillez expliquer de quel type d'étude comparative il est question ici.

Réponse :

Sur une base régulière, Hydro-Québec effectue des évaluations du marché du travail visant à situer la rémunération de chacun de ses groupes d'emplois dans le marché où s'exerce la concurrence pour les emplois représentatifs de ces groupes d'emplois. La rémunération y

est positionnée en terme de salaire de base et d'avantages sociaux correspondant à la médiane du marché.

Le marché de comparaison se compose d'entreprises où Hydro-Québec peut recruter son personnel et où son personnel peut aller travailler. Elles ont, entre autres, les caractéristiques suivantes :

- Être présentes au Québec et représenter plusieurs secteurs d'activités
- Figurer parmi les plus importantes de leur secteur d'activités
- Posséder une structure organisationnelle semblable à celle de Hydro-Québec
- Employer une main d'œuvre diversifiée et spécialisée
- Être crédible aux yeux de la direction, des employés et des syndicats

62.2 Veuillez expliquer quel est le marché de comparaison dont il est question ici.

Réponse :

Voir la réponse formulée à la question précédente.

63. Référence : HQD-5, document 10, Charges d'amortissement

Demande :

63.1 Au répertoire des immobilisations, veuillez identifier les actifs de base et les actifs de support (selon les définitions que vous utilisez) attribuables au Distributeur ?

Réponse :

La liste des actifs de base et des actifs de support du Distributeur est présentée à l'annexe 5 du présent document.

64. Référence : HQD-5, document 6, page 3 lignes 20 à 22

Préambule :

« Le résultat de ce dernier calcul sur la base de l'année tarifaire est toutefois fourni en annexe au tableau suivant afin de correspondre aux montants utilisés pour l'établissement des revenus requis du Distributeur. »

Demande :

64.1 Veuillez fournir les calculs permettant de reconstituer les résultats de cette annexe.

Réponse :

Le tableau suivant permet de reconstituer les résultats de cette annexe.

Année financière	2000					2001					2002					2003
	I1	I2	I3	I4	total	I1	I2	I3	I4	total	I1	I2	I3	I4	total	I1
Facturation interne reçue	80,4	84,1	65,2	95,7	325,5	90,9	99,1	101,6	98,6	390,0	94,4	95,7	95,2	97,1	382,4	94,4

Année tarifaire	2000-2001					2001-2002					2002-2003				
	I2	I3	I4	I1	total	I2	I3	I4	I1	total	I2	I3	I4	I1	total
Facturation interne reçue	84,1	65,2	95,7	90,9	335,9	99,1	101,6	98,6	94,4	393,6	95,7	95,2	97,1	94,4	382,4
Rendement - fournisseurs					12,4					10,3					15,1
Facturation interne reçue incluant rendement					348,3					403,9					397,5

65. Référence : HQD-5, document 6, pages 3 et 4 , lignes 22 et suiv. :

Préambule :

« Globalement, ce rendement est évalué à 15,0 M\$ en 2002-2003, à 10,3 M\$ en 2001-2002 et à 12,4 M\$ en 2000-2001. »

Demandes :

65.1 Veuillez fournir les calculs permettant de reconstituer ces résultats.

Réponse :

La méthode de calcul du rendement sur les capitaux propres des fournisseurs est la même que celle retenue pour le Transporteur et le Distributeur aux fins d'établissement de leurs revenus requis. Le taux de rendement et la structure de capital présumée utilisés sont ceux du Distributeur ou ceux du Transporteur, selon le dossier tarifaire dont il est question. Comme il est indiqué à la page 8 de la pièce HQD-4, Document 6 de la preuve, dans le cas des unités fournisseurs, les

rendements ainsi obtenus sont réalloués par produit ou service offert et répartis au Distributeur ou au Transporteur, selon la dossier tarifaire en cause, sur la base de leur consommation. Voir aussi la réponse à la question 20.2 du présent document.

Le calcul d'un rendement est effectué pour chaque fournisseur possédant des actifs utiles à la prestation de leurs services. La ventilation du rendement d'un fournisseur vers ses différents produits et services résulte de simulations détaillées. Par conséquent, compte tenu de leur complexité, les différents calculs des rendements exigés par les fournisseurs ne peuvent être facilement divulgués.

65.2 Veuillez concilier vos résultats avec les données du tableau de la page 4 de HQD-5, document 6.

Réponse :

Rendement attribué à HQD en M\$	2000-2001	2001-2002	2002-2003
DPAS	3,2	2,6	5,2
DPTI	6,5	6,9	8,7
DP IRHQ	1,2	0,8	0,9
Unités corporatives (Affaires corporatives, VPF, RH, Recherche et planification stratégique)	1,5		0,2
Total	12,4	10,3	15,0

66. Référence : HQD-5, document 6, page 4 Tableau

Demandes :

66.1 Pour la section du bas du tableau (Charges de services partagés avec rendement), veuillez ventiler les charges totales avec rendement par fournisseurs pour Approvisionnement, TI, TransÉnergie .

Réponse :

Charges de services partagés avec rendement (M\$)

	2000-2001	2001-2002	2002-2003
Approvisionnement			
Charges avant rendement	145,3	150,7	156,2
Rendement	3,2	2,6	5,2
Charges avec rendement	148,5	153,3	161,4
T. de l'information (TI)			
Charges avant rendement	78,6	85,1	81,0
Rendement	1,4	1,3	1,5
Charges avec rendement	80,0	86,4	82,5
TransÉnergie (Télécom.)			
Charges avant rendement	45,8	61,7	58,5
Rendement	5,1	5,6	7,2
Charges avec rendement	50,9	67,3	65,7

66.2 Pour les fournisseurs Technologies de l'information, Corporatif, Recherche et Développement et TransÉnergie incluant Télécommunications, veuillez expliquer et justifier les hausses entre 2000 et 2001 (+11,8% en Technologie de l'information, +18,24% au Corporatif, +175% en Recherche et Développement, +44% pour TransÉnergie incluant les télécommunications).

Réponse :

Les hausses relatives aux fournisseurs mentionnés dans la question entre 2000 et 2001 s'expliquent par deux éléments principaux.

En 1999, Hydro-Québec a remplacé son système de comptabilité corporative par le logiciel SAP. Ce changement, combiné à la volonté de l'entreprise de rendre imputable chacune de ses unités d'affaires, a eu pour effet l'instauration du processus de facturation interne entre les unités fournisseurs et les unités d'affaires. L'implantation de cette nouvelle philosophie de gestion a nécessité la signature d'ententes client/fournisseur entre les unités fournisseurs et les divisions de l'entreprise qui consomment leurs produits et services. Ce processus s'est amélioré progressivement entre 1999 et 2001.

En 1999, une portion des coûts des unités fournisseurs n'était pas facturée. C'est pourquoi la rubrique "Frais corporatifs" s'élevait à environ 300 M\$, non facturés mais répartis globalement aux unités d'affaires. Au cours de 2000 et 2001, des efforts ont été réalisés pour réduire les "Frais corporatifs" et les répartir aux unités d'affaires par le biais de la facturation interne. C'est ainsi qu'en 2002, la rubrique "Frais corporatifs" a été réduite à près de 100 M\$.

Cette toile de fond explique la hausse généralisée des coûts des fournisseurs mentionnés dans la question. Cependant, d'autres éléments explicatifs viennent s'ajouter pour certains fournisseurs, tel que mentionné ci-après.

En 2001, le fournisseur *Technologies de l'information* a effectué une révision des inducteurs de coûts afin de mieux répartir ses coûts à l'ensemble de ses clients en fonction de leur consommation, plus particulièrement au niveau des produits et services de télécommunications et des services corporatifs de bureautique et d'informatique. Cet ajustement, combiné à l'augmentation générale de la facturation mentionnée précédemment visant à inclure des coûts non facturés faisant partie de la rubrique "Frais corporatifs", explique la hausse de 11,8 M\$ entre 2000 et 2001.

Entre les années 2000 et 2001, le fournisseur *TransÉnergie* a augmenté la facturation de ses produits et services liés à ses ateliers spécialisés. En effet, en 2002, ce fournisseur ne facturait pas la totalité des coûts liés à ces services. Ce n'est qu'en 2001 qu'il a redressé sa facturation afin de facturer ses services d'ateliers à coût complet, ce qui a entraîné une augmentation d'environ 5 M\$ pour le Distributeur. Toutefois, l'essentiel de la croissance observée, soit 18 M\$ provient des services de télécommunications, attribuable à une révision des inducteurs de coûts afin d'en répartir directement les coûts et de réduire les coûts autrement répartis via la rubrique "Frais corporatifs".

L'augmentation du fournisseur "Corporatif" s'explique par le fait que des unités corporatives de l'entreprise ne facturaient pas tous leurs coûts avant l'année 2001. A titre d'exemple, l'unité Ressources humaines a révisé son processus de facturation en 2001, ce qui a entraîné une augmentation pour

le Distributeur. Le même phénomène s'applique, dans une moindre mesure, aux unités Finances et Sécurité industrielle.

Enfin, pour la Recherche et développement, la haute direction de l'entreprise a effectué un changement au niveau de ses orientations. En effet, l'entreprise a réorienté ses efforts de recherche vers les créneaux touchant la mission de base de l'entreprise, en attribuant une plus grande part des budgets à la distribution, tout en maintenant le même niveau de recherche et développement pour l'ensemble de l'entreprise. C'est ce qui explique l'augmentation de 20 M\$ dans la facture de ce fournisseur pour le Distributeur.

67. Référence : HQD-5 Document 14 , page 3

Préambule :

Tableau-Facturation externe émise

Demande :

67.1 Veuillez expliquer la hausse du poste *Pose d'attaches, Espace de poteaux, Autres*, entre 2000-2001 et 2001-2002.

Réponse :

En 2001-2002, le Distributeur a retiré un revenu de 9,1 M\$ suite à la vente de droits de commercialisation d'un logiciel utile à la gestion de centres d'exploitation en distribution.

68. Référence : QD-5, document 5.1, page 3, Autres charges brutes directes

Demande :

68.1 Veuillez donner l'évolution du compte mauvaises créances depuis 2000.

Réponse :

Voici l'évolution du compte mauvaises créances pour les années 2000, 2001 et 2002, dans le regroupement "autres charges brutes"

	Année 2000	Année 2001	Année 2002 (budget)
Mauvaises créances	64,8 M\$	57,8 M\$	49,1 M\$

(note: excluant la récupération de coûts - mauvaises créances)

THÈME 4 – RÉPARTITION DES COÛTS ET INTERFINANCEMENT

69. Référence : HQD-9, document 1, page 6, lignes 1 à 5

Préambule :

« Pour les coûts de distribution et de service à la clientèle, la méthode de répartition proposée est en continuité avec celles qu'Hydro Québec a appliquées dans le passé, tout en étant conforme aux méthodes généralement utilisées dans l'industrie. C'est le cas notamment de l'utilisation de la méthode du réseau de taille minimale expliquée à la section 4.3. »

Demandes :

69.1 Veuillez indiquer les avantages et les inconvénients de la méthode du réseau de taille minimale, en comparaison à d'autres utilisées dans l'industrie, en particulier la «Minimum Intercept Method».

Réponse :

Bien qu'une part significative des entreprises ne fassent pas de distinction entre les deux composantes puissance et abonnement pour répartir les coûts du réseau de distribution (répartition entièrement en puissance), il existe seulement deux méthodes utilisées (et documentées) pour faire cette distinction, c'est-à-dire la méthode du réseau de taille minimale et la méthode des coûts fixes extrapolés (Minimum Intercept Method).

Dans les deux cas, il s'agit d'un concept théorique qui sert à des fins réglementaires. Cela implique qu'il n'existe pas dans les faits un réseau de taille minimale.

La méthode du réseau de taille minimale est évaluée en utilisant le coût du plus petit équipement qui peut être installé sur le réseau d'Hydro-Québec Distribution et en l'associant à

la composante abonnement, le reste des coûts étant associés à la composante puissance.

La méthode des coûts fixes extrapolés a le même objectif que la méthode du réseau de taille minimale à la différence que la portion abonnement exclurait tous les coûts associés aux quelques kVA de puissance que peut livrer le réseau de taille minimale. Pour ce faire, et compte tenu qu'il n'existe pas de ce type d'équipement, la méthode fait appel aux techniques de régression pour établir le coût associé à la portion abonnement.

En théorie, cette dernière méthode établit des portions associées à la composante abonnement moins élevées que la méthode du réseau de taille minimale.

En pratique, la méthode des coûts fixes extrapolés demande beaucoup plus d'informations et de calculs pour obtenir des résultats. L'information requise n'est pas nécessairement disponible ou simplement insuffisante. Par conséquent, elle peut produire des résultats qui ne seraient pas nécessairement fiables sur le plan statistique. Ainsi, les résultats d'une régression des coûts pour un type d'équipement peuvent produire dans certains cas des coûts négatifs.

Dans le cas de la méthode du réseau de taille minimale, le choix des équipements qui sont identifiés comme étant les composantes de taille minimale ont un impact direct sur les proportions calculées. Il y a un certain niveau de capacité dans ces équipements de taille minimale que l'on peut interpréter comme étant associé à la composante puissance (voir réponse à la question 79.2 de la Régie). Ceux en défaveur de la méthode des coûts fixes extrapolés justifient cette capacité minimale comme faisant partie des coûts d'abonnement.

L'utilisation des équipements pouvant être actuellement installés sur le réseau d'Hydro-Québec Distribution ont l'avantage d'être des équipements standardisés, adaptés aux spécificités du réseau, incluant les critères de sécurité du Distributeur. Voir la réponse à la question 80.1 de la Régie.

69.2 Veuillez justifier le choix par le Distributeur de la méthode du réseau de taille minimale par rapport aux autres méthodes, notamment la « Minimum Intercept Method ».

Réponse :

Le Distributeur a opté pour la méthode du réseau de taille minimale pour le fait qu'elle permet de refléter les caractéristiques propres de son réseau de distribution. À ce titre, vous réferez aux réponses des questions 80.1, 82.2 et 84.1 de la Régie.

D'autre part, Hydro-Québec Distribution a opté pour la méthode du réseau de taille minimale pour sa simplicité. Déjà pour établir les proportions puissance et abonnement, la méthode comporte plusieurs hypothèses de travail.

Bien que la méthode des coûts fixes extrapolés peut en théorie permettre un classement à la composante abonnement qui serait moins élevée, elle soulève néanmoins beaucoup de scepticisme et de controverse dans son application. Le fait d'obtenir des résultats dans certains cas qui soient négatifs ne fait qu'alimenter cette situation problématique. Des corrections en modifiant les données de base ont pour effet de remettre en question la rigueur statistique de l'application des techniques de régression en amenant des critères subjectifs de sélection des composantes à considérer. Enfin, la méthode des coûts fixes extrapolés exclut tous les critères de fiabilité et de qualité du service considérés dans la méthode du réseau de taille minimale.

D'autre part, une répartition exclusivement en puissance suppose qu'aucun coût des lignes de distribution ne serait associé au fait qu'un abonné soit raccordé au réseau peu importe ses besoins.

70. Référence : HQD-9, document 1, page 9, lignes 2 à 17

Préambule :

Les sous-fonctions du service à la clientèle

Demandes :

70.1 Veuillez fournir un tableau identifiant le coût total des dépenses de prestation du distributeur pour chacune des sous-fonctions suivantes :

1. les activités reliées à l'accueil téléphonique;
2. la relève de compteurs;
3. la facturation;
4. l'encaissement;
5. le recouvrement;
6. la subtilisation d'énergie;
7. les plaintes et les réclamations;
8. les relations avec le milieu;
9. le rôle conseil face à l'utilisation et au choix de la source d'énergie;
10. la conception et la mise en marché des programmes commerciaux;
11. le service après vente;
12. les coûts des activités corporatives du Distributeur en support aux activités opérationnelles;
13. les revenus perçus pour la fourniture de services autres que la vente d'électricité.

Réponse :

Voici à titre illustratif les données sommaires que le Distributeur a pu compiler dans les délais consentis.

Sous-fonction	Coût de prestation (M\$)
Réponses téléphoniques	131,6
Relève	58,9
Facturation	23,6
Encaissement	6,2
Recouvrement	102,6
Subtilisation	13,4
Plaintes et réclamations	5,9
Relations avec le milieu	6,0
Commercialisation, Ventes – D.P. Grandes entreprises	23,7
Commercialisation, Ventes – V.P. Services à la clientèle	42,6
Ventes en territoires	39,4
Activités corporatives	16,9
Revenus perçus pour services autres que vente d'électricité	(49,2)

70.2 Donner la description de chacune des sous-fonctions énumérées à la question 70.1.

Réponse :

1. **Accueil téléphonique :** l'accueil téléphonique est réalisée par les centres d'appels. Ces derniers ont pour rôle de répondre aux demandes des clients, allant de simples informations sur la facture à des demandes de branchement, de raccordement, de prolongement de réseau, de plaintes, etc. De façon plus spécifique, les centres d'appels ont pour mission de :
 - traiter les demandes des clients et effectuer le recouvrement mineur ;
 - vendre des services à distance ;
 - assurer la gestion des activités de facturation et d'encaissement pour les clientèles régulière et d'affaires.
2. **Relève des compteurs :** la relève consiste à procéder à la lecture du compteur selon un cycle et un rythme définis par le Distributeur en vue de la facturation.
3. **Facturation :** activité comprenant l'émission et l'envoi des factures aux clients, soit sur une base mensuelle ou aux deux mois.
4. **Encaissement :** activité couvrant les étapes associées à l'encaissement des comptes, soit informatisé, soit manuel dans certains cas.
5. **Recouvrement :** activité consistant à tenter de recouvrer les comptes en souffrance de l'entreprise. Elle inclut entre autre : les relances téléphoniques aux clients n'ayant pas payé leur facture ; la négociation d'ententes de paiement, le suivi ; les avis d'interruption, la gestion de programme spécifique pour les clients à faible revenu, etc.
6. **Subtilisation :** activité de repérage du vol d'énergie effectué par des clients d'Hydro-Québec, de l'évaluation de l'énergie volée, de l'amorce et de la finalisation des démarches légales et judiciaires en vue de percevoir les sommes dues par les clients.

- 7. Plaintes et réclamations : activité visant à répondre et à gérer les plaintes et réclamations émises par des clients.**
- 8. Relations avec le milieu : l'activité "Relation avec le milieu" consiste principalement à fournir le support pour la réalisation des activités de représentation d'Hydro-Québec et de développement des relations d'affaires et de partenariat avec les milieux concernés. Les services en matière d'affaires publiques, de relation avec les médias et de gestion de communication de crise font également partie de cette activité. Cette dernière est présente dans chacun des cinq territoires administratifs.**
- 9. Commercialisation : cette activité regroupe les activités de conception et de mise en marché des programmes commerciaux ainsi que le support et l'encadrement pour les ventes en territoire.**
- 10. Ventes en territoire : cette activité regroupe les activités de ventes et de service après-vente. Celles-ci se déroulent en territoires et ont pour but d'assurer les liens d'affaires avec les clients d'affaires et d'assurer un rôle conseil relié à l'utilisation et au choix de la source d'énergie. Les unités concernées sont les directions territoriales.**
- 11. Les revenus perçus pour la fourniture de services autres que la vente d'électricité : correspond à la facturation externe émise par la vice-présidence – Ventes et service à la clientèle et la direction principale – Ventes – Grandes entreprises.**

70.3 Pour chacune des sous-fonctions énumérées à la question 70.1, dites s'il est possible de distinguer les coûts encourus pour desservir spécifiquement une ou plusieurs catégories de consommateurs. À titre d'exemple, est-il possible de connaître spécifiquement les coûts des programmes commerciaux visant spécifiquement la clientèle domestique, la clientèle petite et moyenne puissance, la clientèle grande puissance et les coûts visant l'ensemble de la clientèle? Si oui, veuillez fournir le détail des coûts, la clientèle pour qui ces coûts seront encourus de même qu'une brève description des coûts. Si non, veuillez expliquer pourquoi ces informations ne sont pas disponibles.

Réponse :

L'information donnée à la réponse 70.1 de la Régie sont des coûts totaux pour chacune des fonctions en question et ces coûts ne sont pas comptabilisés par catégorie de consommateurs. Ce sont des coûts communs qui doivent être répartis aux catégories de consommateurs en utilisant des critères de répartition spécifiques à chacune des fonctions.

La méthode de répartition proposée par le Distributeur fait effectivement l'intégration de ces critères de répartition pour les fonctions qui se regroupent aux fonctions ventes et commercialisation. À ce sujet, voir la réponse à la question 76.1 de la Régie de l'énergie.

Pour les fonctions qui se regroupent dans la fonction gestion des abonnements, la proposition du Distributeur est de répartir ces coûts avec un seul facteur de répartition basé sur le nombre d'abonnement. Hydro-Québec Distribution considère que le niveau de précision est suffisant pour faire une répartition équitable des coûts et respecter le principe de causalité tout en maintenant un traitement raisonnable.

Il serait possible de faire une répartition plus détaillée en utilisant les fonctions énumérées à la question 70.1 de la Régie. Hydro-Québec Distribution compile des statistiques sur ces activités. Néanmoins, la réserve exprimée à la question 70.1 de la Régie s'applique d'autant plus que les analyses sur l'utilisation de ces statistiques pour établir des facteurs répartissant les coûts de façon juste, raisonnable et respectant le principe de causalité, restent à faire.

Plus spécifiquement, le coût des programmes commerciaux se retrouve dans les fonctions ventes et commercialisation. L'amortissement de ces programmes représentent 7,8 M\$ par rapport au 66,3 M\$ de ces deux fonctions. La répartition de ces coûts aux catégories de consommateurs est la suivante :

Tableau R70.3
Amortissement relatif aux programmes
commerciaux (milliers \$)
Année 2002-2003

	(1)	(2)
	Amortissement relatif aux frais reportés	Amortisse- ment
1 <u>Tarif G - Affaires - Petite puissance</u>		
2 Programme de protection des revenus		800,0
3 Électrotechnologies		590,0
4 Programme de conversion des appareils de clim. au gaz		2,6
5 Total		1 392,5
6 <u>Tarif M - Affaires - Moyenne puissance</u>		
7 Programme de protection des revenus		2 648,3
8 Réalisation de projets en efficacité énergétique		11,8
9 Électrotechnologies		3 254,6
10 Programme de conversion des appareils de clim. au gaz		37,7
11 Total		5 952,3
12 <u>Tarif G-9</u>		
13 Électrotechnologies		252,4
14 <u>Tarif L</u>		
15 Programme de conversion des appareils de clim. au gaz		2,6
16 Électrotechnologies		203,4
17 Total		206,0
18 <u>Programmes d'efficacité énergétique</u>		-
19 Total		7 803,2

71. Référence : HQD-9, document 1, page 11, lignes 11 à 14

Préambule :

« Pour chaque catégorie de consommateurs, cette répartition tient compte de l'utilisation qu'elle fait des équipements du réseau, des services qu'elle reçoit et des caractéristiques de consommation. »

Demande :

71.1 Veuillez fournir, pour chacune des années 2000-2001, 2001-2002 et 2002-2003, les données suivantes normalisées par catégorie de consommateur :

- le volume de consommation mensuelle (en GWh);
- la pointe mensuelle non coïncidente (en MW);
- la pointe coïncidente annuelle (en MW);
- le facteur d'utilisation (en %);
- le volume de pertes annuelles (GWh).

Réponse :

Le volume de consommation ainsi que les pointes coïncidentes et non coïncidentes sont présentés par catégorie de consommateurs dans les tableaux suivants pour l'année projetée 2002-2003 au niveau du réseau relié et des réseaux autonomes. Le Distributeur ne dispose pas de données par catégorie de consommateurs pour les années 2000-2001 et 2001-2002 puisque la normalisation n'est pas établie par catégorie de consommateurs pour les années historiques.

Par ailleurs, des facteurs d'utilisation et des taux de pertes pour l'établissement des coûts de fourniture par catégorie de consommateurs n'ont pas été déterminés dans la présente demande pour l'année 2002-2003. Dans le cas des catégories de consommateurs associées à l'électricité patrimoniale, le coût des achats d'électricité de l'année 2002-2003 est déterminé en appliquant au volume de consommation, les coûts de fourniture par catégorie de consommateurs de l'année 2002 tels qu'approuvés par la Régie dans sa décision D-2002-221. Le Distributeur utilise donc les coûts de l'année 2002 pour les trois premiers mois de l'année 2003, jusqu'à ce qu'une mise à jour des coûts de fourniture par catégorie de consommateurs pour 2003, avec les facteurs d'utilisation et les taux de pertes correspondants, soit approuvée par la Régie.

**Facteurs d'utilisation, taux de pertes et coûts de fourniture
de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs pour
l'année 2002**

Catégories	Facteurs d'utilisation	Taux de pertes	Coûts (¢/kWh)
Tarifs D et DM	47,7 %	10,4 %	3,23
Tarif DH	52,2 %	10,4 %	3,12
Tarifs G et à forfait	63,0 %	10,3 %	2,91
Tarif G-9	69,0 %	10,1 %	2,81
Tarif M	77,9 %	9,4 %	2,69
Tarif L	92,6 %	5,6 %	2,48
Tarif H	88,2 %	6,3 %	2,53
Tarif DT	79,4 %	10,4 %	2,70
Tarifs d'éclairage public et sentinelle	84,2 %	10,4 %	2,66
Contrats spéciaux	98,1 %	5,2 %	n/a
Distributeur – électricité patrimoniale	67,3 %	8,2 %	2,79

Consommation mensuelle par catégorie de consommateurs (en GWh)
pour l'année 2002-2003

Catégories	2002 avr	2002 mai	2002 juin	2002 juil	2002 août	2002 sept	2002 oct	2002 nov	2002 déc	2003 janv	2003 févr	2003 mars	Total
Réseau relié													
Tarifs D et DM	4 019	3 166	2 526	2 470	2 622	2 502	3 419	4 602	6 433	7 027	5 933	5 177	49 895
Tarif DH	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	5
Tarif DT	219	199	189	164	168	159	212	277	289	226	234	275	2 611
Tarifs G et à forfait	921	838	797	902	839	837	903	1 056	1 289	1 303	1 192	1 048	11 926
Tarif G-9	77	65	73	70	73	76	83	92	97	95	97	98	996
Tarif M	1 922	1 777	1 786	1 908	1 899	1 873	1 980	2 062	2 264	2 478	2 131	2 242	24 321
Tarifs d'éclairage public et Sentinelle	40	36	32	35	39	44	51	55	60	58	49	48	547
Tarif BT	123	66	57	57	57	62	68	87	117	80	72	64	911
Tarif L	3 604	3 649	3 498	3 589	3 769	3 693	3 867	3 863	3 927	4 116	3 736	4 095	45 406
Tarif H	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	17
Tarif LD	0	1	10	2	1	0	1	1	0	1	2	1	18
Contrats spéciaux	1 636	1 690	1 636	1 685	1 690	1 636	1 690	1 636	1 687	1 691	1 534	1 705	19 917
Total	12 563	11 490	10 606	10 883	11 159	10 883	12 274	13 733	16 165	17 076	14 982	14 755	156 569
Réseaux autonomes													
Tarifs D et DM	12	10	8	8	8	9	11	14	20	22	17	17	155
Tarifs G et à forfait	5	5	6	6	6	6	6	7	8	9	7	8	80
Tarif G-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Tarif M	3	3	4	3	3	4	4	4	4	3	4	4	43
Tarifs d'éclairage public et Sentinelle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Total	21	19	18	18	18	19	21	26	33	33	28	29	282
Total Distributeur	12 584	11 509	10 624	10 901	11 177	10 902	12 295	13 759	16 198	17 109	15 010	14 785	156 852

Pointes coïncidentes mensuelles par catégorie de consommateurs (en MW)
pour l'année 2002-2003

Catégories	2002 avr	2002 mai	2002 juin	2002 juil	2002 août	2002 sept	2002 oct	2002 nov	2002 déc	2003 janv	2003 févr	2003 mars	Total
Réseau relié													
Tarifs D et DM	8 826	6 534	4 585	4 332	4 740	5 869	8 616	10 301	13 715	15 665	14 181	12 811	110 175
Tarif DH	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	10
Tarif DT	439	366	314	293	295	286	430	522	579	371	513	339	4 747
Tarifs G et à forfait	1 959	1 717	1 903	1 969	1 857	1 658	1 485	2 318	2 538	2 751	2 639	2 348	25 142
Tarif G-9	307	297	306	315	283	290	120	223	199	240	351	298	3 229
Tarif M	3 784	3 598	3 814	3 852	3 828	3 609	3 320	3 877	4 072	4 565	4 593	4 133	47 045
Tarifs d'éclairage public et Sentinelle	0	0	0	0	0	0	104	122	121	34	0	68	450
Tarif BT	154	184	71	50	35	109	185	152	304	137	163	82	1 627
Tarif L	5 719	5 423	5 369	5 549	5 371	5 491	5 491	5 929	6 153	6 064	6 038	5 803	68 399
Tarif H	2	4	5	3	3	5	2	2	3	2	2	2	34
Tarif LD	0	0	3	0	0	0	2	0	3	1	0	0	8
Contrats spéciaux	2 434	2 410	2 319	2 378	2 447	2 306	2 376	2 508	2 436	2 466	2 397	2 514	28 989
Total	23 623	20 534	18 690	18 742	18 859	19 623	22 132	25 955	30 124	32 294	30 878	28 399	289 853
Réseaux autonomes													
Tarifs D et DM	24	21	18	15	18	22	27	28	35	38	32	25	302
Tarifs G et à forfait	14	13	13	12	12	12	11	14	17	14	13	12	157
Tarif G-9	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	10
Tarif M	6	7	6	7	5	6	5	5	6	5	7	5	71
Tarifs d'éclairage public et Sentinelle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Total	45	41	38	35	35	41	43	48	58	57	54	44	539
Total Distributeur	23 668	20 575	18 728	18 777	18 894	19 664	22 175	26 003	30 182	32 352	30 931	28 443	290 392

Pointes non coïncidentes mensuelles par catégorie de consommateurs (en MW)
pour l'année 2002-2003

Catégories	2002 avr	2002 mai	2002 juin	2002 juil	2002 août	2002 sept	2002 oct	2002 nov	2002 déc	2003 janv	2003 févr	2003 mars	Total
Réseau relié													
Tarifs D et DM	8 909	7 353	5 579	4 866	5 624	5 869	8 967	11 089	14 422	15 665	14 908	12 850	116 103
Tarif DH	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	14
Tarif DT	515	471	431	330	403	347	480	679	623	594	618	601	6 093
Tarifs G et à forfait	2 169	1 862	1 912	2 062	1 917	1 962	2 002	2 517	2 660	3 258	2 812	2 348	27 482
Tarif G-9	321	297	343	332	321	356	350	358	390	344	380	368	4 159
Tarif M	3 930	3 598	3 814	3 852	3 828	3 899	4 069	4 123	4 519	4 989	4 649	4 492	49 762
Tarifs d'éclairage public et Sentinelle	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	143	140	1 681
Tarif BT	419	212	232	210	234	298	278	238	310	208	184	172	2 996
Tarif L	5 785	5 621	5 631	5 579	5 873	5 938	6 124	6 270	6 302	6 511	6 368	6 357	72 360
Tarif H	7	7	10	9	9	8	6	8	9	8	7	6	94
Tarif LD	13	19	19	19	19	16	18	18	19	18	19	15	212
Contrats spéciaux	2 454	2 480	2 480	2 467	2 489	2 487	2 500	2 521	2 504	2 521	2 640	2 514	30 056
Total	24 662	22 061	20 592	19 866	20 856	21 321	24 934	27 963	31 900	34 259	32 730	29 864	311 010
Réseaux autonomes													
Tarifs D et DM	25	23	18	15	18	22	27	32	39	46	37	34	337
Tarifs G et à forfait	14	13	14	13	13	15	14	16	18	20	15	17	183
Tarif G-9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13
Tarif M	7	7	7	7	7	8	7	8	8	6	8	10	90
Tarifs d'éclairage public et Sentinelle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Total	48	44	41	37	39	46	50	58	67	73	62	62	627
Total Distributeur	24 710	22 105	20 633	19 903	20 895	21 367	24 984	28 021	31 968	34 333	32 792	29 926	311 638

72. Référence : HQD-9, document 1, page 18, lignes 15 à 17

Préambule :

« Pour la consommation non patrimoniale, le partage en puissance et énergie n'est pas fixé a priori mais découle plutôt des conditions et des prix du marché. »

Demandes :

72.1 Qu'est-ce que le distributeur entend par les conditions et les prix du marché?

Réponse :

Le Distributeur fait référence à l'article 52.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* qui stipule ce qui suit :

« Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix de marché [...] »

Le coût de fourniture est établi à partir des caractéristiques et des conditions associées au produit. Dépendant de ces conditions, il peut en résulter un tarif avec une composante puissance et une composante énergie ou toutes autres variantes. Voir la réponse à la question 72.3.

72.2 En quoi ces conditions et prix du marché influent-elles sur le partage en puissance et énergie?

Réponse :

Prenons par exemple un programme de puissance interruptible, un rabais pourrait être consenti entre le Fournisseur et les clients selon la puissance d'effacement en période de pointe. S'il y avait une période de reprise pour le client en période creuse du Fournisseur, cette portion de crédit pourrait être en énergie.

Autre exemple, les prix sur les marchés de gros sont exprimés en énergie (¢/kWh) mais sur une base horaire et ce prix varie à chaque heure de l'année. Le fournisseur reflète ainsi les coûts

de puissance et d'énergie de sa fourniture et ce prix est évidemment assorti de conditions.

Voir aussi la réponse à la question 72.1.

72.3 Veuillez fournir le détail des calculs pour la répartition entre la puissance et l'énergie pour l'électricité non patrimoniale.

Réponse :

Pour l'année témoin projetée 2002-2003, les catégories de consommateurs associées à l'électricité non patrimoniale sont alimentées selon le tarif BT et le tarif LD ainsi que les tarifs D et DM, G et à forfait, G-9, M et éclairage au niveau des réseaux autonomes.

Le Distributeur n'a pas le détail des calculs pour la répartition entre la puissance et l'énergie pour l'électricité non patrimoniale puisqu'il n'y a pas de tarif non patrimonial basé sur le prix de marché pour l'instant. Le coût de fourniture est fixé sur la base du prix d'énergie du tarif.

Le coût de fourniture du tarif BT est de 3,32 ¢/kWh selon le prix de l'énergie énoncé au règlement tarifaire. Le mode d'établissement du coût de fourniture du tarif LD est expliqué en réponse à la question 73.1 de la Régie. Pour le partage en puissance et énergie des réseaux autonomes, se référer à la réponse de la question 77.1 de la Régie.

73. Référence : HQD-9, document 1, page 23, lignes 19 à 22

Préambule :

« Pour le tarif LD, qui est un tarif d'énergie de secours pour les clients de 5 000 kW et plus, le prix d'approvisionnement en électricité pour l'année témoin projetée 2002 - 2003 est, tel que prévu dans la décision D-2002-47 de la demande R-3466-2001, de 4,08 ¢/kWh. »

Demande :

73.1 Pouvez-vous expliquer le taux de 4,08¢/kWh pour le tarif LD?

Réponse :

Le coût de fourniture de 4,08 ¢/kWh a été établi en fonction des modalités fournies par le Distributeur pour le tarif LD ferme dans la demande R-3466-01, pièce HQD-4, Document 1, réponses 8.1 et 8.2, pages 9 et 10, où il est indiqué que :

- pour l'énergie livrée en dehors des jours de semaine en hiver, le prix pour le tarif LD ferme de 3,87 ¢/kWh constitue le coût de fourniture ;
- pour les jours de semaine en hiver, le prix de 14,70 ¢/kWh contient un coût de transport qui doit être soustrait pour obtenir le coût de fourniture.

Le coût de fourniture est obtenu en appliquant les prix correspondants à la consommation en dehors et lors des jours de semaine en hiver et en retirant le coût associé au transport.

- 74. Références :** (i) HQD-9, document 1, page 29
(ii) HQD-9, document 1, page 57

Préambule :

- (i) Tableau 2 – Classement de la base de tarification du distributeur.
(ii) Annexe 1- Tableau 4 – Répartition de la valeur nette des immobilisations de distribution

Demandes :

- 74.1 Comment conciliez-vous les montants totaux de la valeur nette du réseau aérien en basse et en moyenne tension de respectivement 1 480,4 et 2 449,4 M\$ (Annexe 1, Tableau 4, colonnes 9 et 10, ligne 14) avec ceux de 1 543,1 et 2 553,0 M\$ (Tableau 2 de la page 29, colonnes 4 et 5, ligne 4)?

Réponse :

Voir la réponse à la question 74.2 de la Régie de l'énergie.

- 74.2 Comment conciliez-vous les montants totaux de la valeur nette du réseau souterrain en basse et en moyenne tension de respectivement 512,2 et 1 223,1 M\$ (Annexe 1, Tableau 4, colonnes 9 et 10, ligne 28)

avec ceux de 528 et 1 260,8 M\$ (Tableau 2 de la page 29, colonnes 4 et 5, ligne 5)?

Réponse :

Les données identifiées par la Régie couvrent deux périodes différentes :

- **valeur nette des immobilisations au 31 décembre 2001 avant régularisations pour les données du tableau 4 de l'Annexe 1.**
- **pour les immobilisations de la base de tarification présentées au tableau 2 de la page 29, les données correspondent à la moyenne des 13 soldes pour l'année témoin projetée 2002-2003 de la valeur nette des immobilisations après régularisations.**

Telle qu'indiquée à la pièce HQD-9, Document 1, tableau 2, page 29, la répartition de la base de tarification de Distribution entre la moyenne tension et la basse tension a été réalisée en utilisant les critères de classement FC5 pour les lignes aériennes de distribution et FC9 pour les lignes souterraines présentés à la pièce HQD-9, Document 1, Annexe 1, tableau 5. Les critères de classement FC5 pour le réseau aérien de distribution et FC9 pour le réseau souterrain sont déterminés selon la façon suivante :

Tableau R74-A
Valeur nette des immobilisations
Au 31 décembre 2001 avant régularisations

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
	Réseaux de Distribution	Référence	Moyenne tension	Basse tension	Total
1	Réseau aérien (M\$)	Annexe 1,	2 449,4	1 480,4	3 929,8
2		Tableau 4,			
3		Colonnes 9 et 10,			
4		Ligne 14.			
5	Répartition (%)	FC5 - Annexe 1, Tableau 5	62,3%	37,7%	100,0%
6	Réseau souterrain (M\$)	Annexe 1,	1 223,1	512,2	1 735,3
7		Tableau 4,			
8		Colonnes 9 et 10,			
9		Ligne 28.			
10	Répartition	FC9 - Annexe 1, Tableau 5	70,5%	29,5%	100,0%

Les critères FC5 et FC9 sont ensuite appliqués à la valeur des immobilisations nettes pour les lignes aériennes et souterraines respectivement de la base de tarification 2002-2003, après avoir soustrait les montants associés aux branchements.

Tableau R74-B
Valeur nette des immobilisations de la base de tarification
après régularisations pour l'année 2002-2003

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Réseaux de Distribution	Référence	Moyenne tension	Basse tension	Sous-total	Branchement	Total
1 Réseau 2 aérien (M\$) 3	Tableau 2, Colonnes 4 et 5, Ligne 4.	2 553,0	1 543,1	4 096,1	243,2	4 339,3
4 Répartition (%)	FC5	62,3%	37,7%	100,0%	N/A	N/A
5 Réseau 6 souterrain (M\$) 7	Tableau 4, Colonnes 4 et 5, Ligne 5.	1 260,8	528,0	1 788,8	60,3	1 849,1
8 Répartition	FC9	70,5%	29,5%	100,0%	N/A	N/A

75. Référence : HQD-9, document 1, page 36

Préambule :

Tableau 9 – Description des facteurs de classement

Demande :

75.1 Veuillez justifier l'utilisation des facteurs de classement par sous fonctions pour les facteurs FC12, FC15, FC16, et FC17 à FC22 pour chacune des rubriques de la colonne (2).

Réponse :

Le classement par fonction des coûts du distributeur se fait d'abord à un premier niveau, soit pour les fonctions distribution et service à la clientèle. Ce classement est identifié comme étant une affectation directe. L'exercice qui permet de faire la séparation fonctionnelle entre le Producteur, le Transporteur et le Distributeur est appliqué avec les mêmes règles pour établir la distribution, le service à la clientèle – Domestique, Petite et moyenne puissance et le service à la clientèle – Grande puissance.

Au deuxième niveau, la séparation fonctionnelle de la base de tarification et du coût de prestation ne peut pas être réalisée en utilisant les mêmes règles pour les raisons suivantes.

Au niveau des fonctions pour la distribution, celles-ci ont été identifiées pour refléter le mieux possible le coût du service des catégories de consommateurs en appliquant le principe de causalité des coûts. Pour ce faire, les fonctions identifiées doivent refléter le niveau de tension et permettre d'associer ces coûts aux composantes puissance et abonnement. De ce fait, les fonctions ainsi identifiées ne sont pas des activités de gestion de l'entreprise contrairement aux fonctions associées aux services à la clientèle. À défaut de pouvoir clairement identifier des coûts qui sont communs à chacune des fonctions de distribution, le facteur de classement le plus approprié pour ces fonctions est les immobilisations qui sont identifiables par fonction. La principale justification est que le coût en capital et l'amortissement de ces immobilisations représente environ 70 % du revenu requis des fonctions de distribution.

Pour les fonctions qui se regroupent aux services à la clientèle, dans la mesure où les mêmes critères ayant servis à faire la séparation fonctionnelle au premier niveau, ne peuvent pas être appliqués pour des raisons de disponibilité de l'information, ou de simplicité d'application et de traitement, d'autres critères ont été appliqués toujours dans le même esprit de refléter la causalité des coûts.

FC12 – Actifs de soutien

Les actifs de soutien regroupent principalement les propriétés générales, le matériel de transport, les outils et instruments de travail et les équipements informatiques. Compte tenu qu'on ne peut associer directement ces actifs aux différentes fonctions, le montant relatif à ces actifs est réparti en fonction de la valeur nette des immobilisations.

Pour le service à la clientèle – domestique, petite et moyenne puissance, une analyse des actifs a été réalisée. De façon plus précise, la valeur nette au 31 décembre 2001 des différents actifs de soutien a été identifiée selon douze regroupements d'actifs. Pour huit regroupements d'actifs, les valeurs ont été rattachées directement aux fonctions utilisant les actifs de

soutien. Dans le cas des fonctions regroupant les bâtiments et l'ameublement de bureau, la répartition est réalisée à partir de la masse salariale. Les fonctions utilisant ces actifs ne peuvent être identifiées directement et la masse salariale est une variable qui vise à refléter l'espace des bâtiments utilisé par chaque fonction. Dans le cas des retraits divers d'actifs, la masse salariale est également utilisée. Les retraits divers d'actifs comprennent l'ensemble des actifs qui sont devenues désuets et regroupent une grande variété d'actifs. La masse salariale est une mesure plus globale que la valeur nette des actifs et s'avère plus appropriée. Les actifs de la direction principale – Ventes – Grandes Entreprises sont directement associés à cette unité et sont pris en compte dans la fonction ventes et commercialisation.

FC15 – Encaisse

Le niveau d'encaisse permet de financer le coût du service aux clients en attendant de récupérer les revenus. Pour le réseau relié de distribution, il est nécessaire d'utiliser un facteur de répartition, car on ne peut associer directement le niveau d'encaisse à une fonction particulière de la distribution. La valeur nette des immobilisations est utilisée comme facteur de répartition pour les raisons présentées précédemment pour le facteur FC12.

Pour le service à la clientèle – domestique et petite et moyenne puissance, les éléments du coût de prestation entraînant une sortie de fonds ont été retenus, étant donné qu'ils justifient le maintien d'une encaisse. Les charges brutes directes, les coûts capitalisés, les achats de combustibles et les taxes sont cumulées selon les fonctions et la répartition du montant total selon les fonctions est utilisée comme clé de répartition de l'encaisse. L'encaisse de la direction principale – Ventes – Grandes Entreprises est attribuée directement à la fonction ventes et commercialisation.

FC16 – Matériaux, combustibles et fournitures

Ce poste regroupe les matériaux et fournitures en magasin, la provision pour matériel désuét et le combustible pour la production d'électricité des réseaux autonomes. Pour le réseau relié de distribution, le montant est réparti sur la base

de la valeur des immobilisations nettes. Pour le service à la clientèle, les montants concernent la fonction mesurage.

FC17 – Charges brutes directes, coûts capitalisés, achats de combustibles, amortissement, facturation interne émise, crédit d'intérêts de remboursement gouvernemental

Pour la distribution, les charges brutes directes, l'amortissement, la facturation interne émise et le crédit d'intérêts de remboursement gouvernemental sont répartis sur la base des immobilisations nettes entre les fonctions. Les achats de combustibles sont attribués à la fonction production des réseaux autonomes. Pour le service à la clientèle, l'ensemble des charges visées par le facteur FC17 est attribué à chaque fonction sur la base des centres de coûts.

FC18 – Facturation interne reçue

La facturation interne reçue regroupe les montants facturés pour les produits facturables. Pour le réseau relié, il n'est pas possible d'associer directement les montants aux différentes fonctions.

Pour le service à la clientèle, la facturation interne reçue est répartie entre les fonctions selon la consommation des biens et services offerts.

FC19 – Rendement des fournisseurs

Le rendement des fournisseurs a été attribué aux fonctions selon la répartition de la facturation interne reçue selon les fonctions.

FC20 – Taxes

Pour la distribution, le montant des taxes a été réparti sur la base des immobilisations nettes. Pour le service à la clientèle, les critères de répartition varient suivant le type de taxe.

La taxe sur le capital est calculée sur le capital versé d'Hydro-Québec. Elle est répartie sur la base de la valeur nette des immobilisations des fonctions.

La taxe sur le revenu brut vise à récupérer le montant de taxes sur les équipements d'Hydro-Québec. Ce montant est également réparti entre les fonctions selon la valeur nette des immobilisations.

Les taxes municipales et scolaires sont réparties en fonction de la masse salariale. La répartition de ce montant est reliée aux bâtiments servant les différentes fonctions. L'espace occupée par les différentes fonctions n'étant pas disponible, la masse salariale relative aux fonctions est utilisée comme critère de répartition.

FC21 – Frais corporatifs

Les frais corporatifs correspondent aux coûts engagés par les unités corporatives dans le cadre d'activités dont l'objectif n'est pas de desservir une unité en particulier, mais les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble.

Pour la distribution et le service à la clientèle, la répartition des montants par fonction suit les mêmes règles que celles présentées à la pièce HQD-4, Document 7 pour répartir les frais corporatifs entre les unités d'affaires. De façon plus précise, les frais corporatifs, sauf la composante ressources humaines sont répartis en fonction des charges totales excluant les achats d'électricité, de combustible et de transport. La composante ressources humaines des frais corporatifs est répartie en fonction de la masse salariale.

FC22 – Facturation externe émise

La facturation externe émise correspond à des revenus externes à Hydro-Québec qui ne proviennent pas des ventes d'électricité et qui sont inscrits dans la catégorie des autres produits d'exploitation.

Pour la distribution, la facturation externe émise comprend les frais de branchements, les montants associés à la location d'espace et les revenus relatifs aux ententes d'assistance avec les autres réseaux. Les frais de branchements sont attribués à la fonction branchements. Les montants associés à la location d'espace et de poteaux sont attribués aux lignes aériennes seulement et sont réparties selon les fonctions au prorata de la valeur nette des immobilisations des lignes aériennes

moyenne et basse tension. Les revenus relatifs aux ententes d'assistance avec les autres réseaux sont répartis au prorata de la valeur nette des immobilisations de chacune des fonctions, puisque les ressources pour réaliser ces ententes sont susceptibles de provenir de l'ensemble des fonctions de la distribution.

Pour le service à la clientèle, la facturation externe émise regroupe les frais d'administration, de gestion et d'ouverture de dossiers et d'amende pour le rétablissement de service, de même que les sommes récupérées pour la subtilisation. Ces montants sont affectés directement dans la fonction Autres.

76. Référence : HQD-9, document 1, page 37

Préambule :

Tableau 10 – Facteurs de répartition

Demandes :

76.1 Veuillez expliquer et fournir le détail des calculs de chacun des facteurs de répartition du tableau 10.

Réponse :

Le tableau R76.1-A montre les valeurs absolues des différents facteurs de répartition utilisés pour allouer les coûts aux catégories tarifaires. Le tableau R76.1-B décrit la méthode de répartition du facteur de répartition FR6 pour la fonction gestion des abonnements. Le tableau R76.1-C décrit, quant à lui, la méthode utilisée pour dégager le facteur de répartition FR7 pour la fonction mesurage incluant les réseaux autonomes. Le tableau R76.1-D montre le détail du calcul du coût des compteurs. Les coûts des compteurs sont utilisés pour dégager les facteurs de répartition de la fonction mesurage. Le tableau R76.1-E décrit la méthode employée pour calculer le facteur de répartition FR8 pour la fonction ventes et commercialisation de la base de tarification. Ensuite, dans le tableau R76.1-F, la description du facteur de répartition FR9 de la fonction ventes et commercialisation du coût de prestation est présentée. Finalement, la description du facteur de répartition FR10 pour la fonction autres est développée au tableau R76.1-G :

Tableau R76.1-A

Valeurs absolues des facteurs de répartition

Année 2002-2003

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
Catégorie de consommateurs	Pointe coïncidente annuelle (MW)	Pointe non-coïncidente annuelle moyenne tension (MW)	Pointe non-coïncidente annuelle basse tension (MW)	Nombre d'abonnements moyenne tension	Nombre d'abonnements basse tension	Gestion des abonnements (M\$)	Nombre d'abonnements mesuré pondéré	Ventes et commercialisation Base de tarif. (M\$)	Ventes et commercialisation Coût de prest. (M\$)	Autres facteurs pondérés (M\$)
1 Domesticque										
2 Tarifs D et DM	15 665	14 891	14 650	2 942 066	2 941 643	304,5	2 953 239	18,4	23,3	(29,8)
3 Tarif DH	1	2	2	198	198	0,0	384	0,0	0,0	(0,0)
4 Tarif DT	371	646	635	117 418	117 418	12,1	324 746	1,0	1,2	(0,3)
5 Total	16 037	15 538	15 287	3 059 682	3 059 259	316,7	3 278 369	19,3	24,5	(30,1)
6 Petite et moyenne puissance										
7 Tarif G	2 751	3 097	3 019	269 396	267 906	27,9	1 678 128	14,0	17,9	(3,3)
8 Tarif G-9	240	371	331	3 507	3 398	0,4	61 524	1,2	1,5	(0,1)
9 Tarif M	4 565	4 708	3 290	11 095	10 026	1,3	209 521	35,2	38,2	(0,0)
10 Éclairage public	34	136	134	5 833	5 833	0,6	4 141	0,6	0,8	0,0
11 Tarif BT	137	398	367	3 048	3 032	0,3	59 989	1,1	1,4	0,0
12 Total	7 726	8 710	7 141	292 879	290 195	30,4	2 013 303	52,1	59,8	(3,4)
13 Grande puissance										
14 Tarif L	6 064	1 383	-	142	-	1,0	204 223	62,2	20,4	0,7
15 Tarif H	2	5	-	1	-	0,0	1 877	0,5	0,2	(0,0)
16 Tarif LD	1	-	-	-	-	0,0	1 482	0,3	0,1	(0,0)
17 Contrats spéciaux	2 466	-	-	-	-	0,0	10 375	1,9	0,6	0,4
18 Total	8 531	1 388	-	143	-	1,1	217 956	64,8	21,3	1,1
19 Total	32 294	25 637	22 428	3 352 704	3 349 454	348,2	5 509 628	136,2	105,7	(32,3)
20 Facteurs de répartition	FR1	FR2	FR3	FR4	FR5	FR6	FR7 ⁽¹⁾	FR8	FR9	FR10

(1) Contrairement à R-3492-2002, les tarifs du facteur de répartition FR7 incluent les tarifs des réseaux autonomes.

Tableau R76.1-B

Description du facteur de répartition FR6 pour la fonction Gestion des abonnements

Année 2002-2003

(1) Catégorie de consommateur	(2) Nombre total d'abonnements	(3)		(4)		(5)		(6)		(7)		(8)		(9)		(10)		(11)		(12)		(13)		(14)		(15)		
		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		Service pour le domestique et la petite et moyenne puissance		
		Abonnements	Répartition (%)	Abonnements	Répartition (%)	Abonnements	Répartition (%)	Abonnements	Répartition (%)	Abonnements	Répartition (%)	Abonnements	Répartition (%)	Abonnements	Répartition (%)	Abonnements	Répartition (%)	Abonnements	Répartition (%)	Abonnements	Répartition (%)	Abonnements	Répartition (%)	Abonnements	Répartition (%)	Abonnements	Répartition (%)	Abonnements
1 Domestique																												
2 Tarifs D et DM	2 942 066	2 942 066	87,8%	304,4	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	304,4	87,4%	304,5	87,5%					
3 Tarif DH	198	198	0,0%	0,0	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0	0,0%	0,0	0,0%					
4 Tarif DT	117 418	117 418	3,5%	12,1	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	12,1	3,5%	12,1	3,5%					
5 Total	3 059 682	3 059 682	91,3%	316,6	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	316,6	90,9%	316,7	90,9%					
6 Petite et moyenne puissance																												
7 Tarif G	269 396	269 396	8,0%	27,9	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	27,9	8,0%	27,9	8,0%					
8 Tarif G-9	3 507	3 507	0,1%	0,4	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,4	0,1%	0,4	0,1%					
9 Tarif M excluant abon. Grandes ent.	11 090	11 090	0,3%	1,1	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	1,1	0,3%	1,1	0,3%					
10 Tarif M abon. Grandes entreprises	28	-	0,0%	-	28	10,0%	0,1	10,0%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,1	0,0%	0,1	0,0%					
11 Tarif BT	3 048	3 048	0,1%	0,3	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,3	0,1%	0,3	0,1%					
12 Tarif d'éclairage public	5 833	5 833	0,2%	0,6	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,6	0,2%	0,6	0,2%					
13 Total	292 902	292 874	8,7%	30,3	28	10,0%	0,1	10,0%	28	0,0%	-	0,1	-	-	-	0,0%	-	-	-	30,4	8,7%	30,4	8,7%					
14 Grande puissance																												
15 Tarif L	242	-	0,0%	-	242	86,4%	1,0	86,4%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	1,0	0,3%	1,0	0,3%					
16 Tarif H	2	-	0,0%	-	2	0,7%	0,0	0,7%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0	0,0%	0,0	0,0%					
17 Tarif LD	1	-	0,0%	-	1	0,4%	0,0	0,4%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0	0,0%	0,0	0,0%					
18 Contrats spéciaux	7	-	0,0%	-	7	2,5%	0,0	2,5%	-	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0	0,0%	0,0	0,0%					
19 Total	252	-	0,0%	-	252	90,0%	1,1	90,0%	-	0,0%	-	1,1	-	-	-	0,0%	-	-	-	1,1	0,3%	1,1	0,3%					
20 Réseaux autonomes																												
21 Tarifs D et DM	11 173	-	0,0%	-	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	11 173	82,7%	0,1	82,7%	0,1	0,0%	0,1	0,0%	-	-					
22 Tarif G	2 262	-	0,0%	-	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	2 262	16,7%	0,0	16,7%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	-	-					
23 Tarif G-9	10	-	0,0%	-	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	10	0,1%	0,0	0,1%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	-	-					
24 Tarif M	25	-	0,0%	-	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	25	0,2%	0,0	0,2%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	-	-					
25 Tarif d'éclairage public	44	-	0,0%	-	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	44	0,3%	0,0	0,3%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	-	-					
26 Total	13 514	-	0,0%	-	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-	-	13 514	100,0%	0,2	100,0%	0,2	0,0%	0,2	0,0%	-	-					
27 Total	3 366 350	3 352 556	100,0%	346,9 \$	280	100,0%	1,2 \$	100,0%	13 514	100,0%	0,16 \$	348,2 \$	100,0%	348,2 \$	100,0%	0,16 \$	348,2 \$	100,0%	0,16 \$	348,2 \$	100,0%	348,2 \$	100,0%					

Tableau R76.1-C

Description du facteur de répartition FR7 pour la fonction Mesurage

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Catégorie de consommateurs	Nombre d'abonnements	Coût des compteurs	Indice de la valeur des compteurs ⁽²⁾	Nombre d'abon. mesuré pondéré	Répartition %
1 Domestique					
2 Tarifs D et DM	2 953 239	114,59	1,00	2 953 239	53,6%
3 Tarif DH	198	222,10	1,94	384	0,0%
4 Tarif DT	117 418	316,93	2,77	324 746	5,9%
5 Total	3 070 855	-	-	3 278 369	59,5%
6 Petite et moyenne puissance					
7 Tarif G	271 658	707,88	6,18	1 678 128	30,5%
8 Tarif G-9	3 517	2 004,62	17,49	61 524	1,1%
9 Tarif M	11 143	2 154,68	18,80	209 521	3,8%
Tarif d'éclairage public et sent. ⁽¹⁾	2 839	167,15	1,46	4 141	0,1%
11 Tarif BT	3 048	2 255,34	19,68	59 989	1,1%
12 Total	292 205	-	-	2 013 303	36,5%
13 Grande puissance					
14 Tarif L	242	94 844,80	843,89	204 223	3,7%
15 Tarif H	2	107 521,06	938,29	1 877	0,0%
16 Tarif LD	1	169 845,98	1 482,17	1 482	0,0%
17 Contrats spéciaux	7	169 845,98	1 482,17	10 375	0,2%
18 Total	252	-	-	217 956	4,0%
19 Total	3 363 312	-	-	5 509 628	100,0%

(1) Le nombre d'abonnements pour l'éclairage public et sentinelle comprend le nombre d'abonnements faisant l'objet d'un mesurage, soit 2 839 abonnements.

(2) L'indice de la valeur des compteurs est calculé par rapport au coût des compteurs au tarif D et DM. De façon plus précise, l'indice est obtenu en divisant le coût des compteurs de chaque catégorie consommateurs par rapport au coût de 114,59\$ pour les tarifs D et DM.

Tableau R76.1-D

Détail du calcul du coût des compteurs

(1)	(2)	(3)	(4)			(5)	(6)	(7)
			Coût moyen des compteurs					
Catégorie de consommateurs		Coûts du compteur	Transformateur	Accessoires	Frais administratifs	Main d'œuvre	Total	
1	Domestique							
2	Tarifs D et DM	38,61 \$	3,03 \$	1,49 \$	6,04 \$	65,42 \$	114,59 \$	
3	Tarif DH	150,00 \$	0,00 \$	0,00 \$	21,00 \$	51,10 \$	222,10 \$	
4	Tarif DT	102,65 \$	3,89 \$	114,17 \$	30,90 \$	65,32 \$	316,93 \$	
5	Petite et moyenne puissance							
6	Tarif G	122,66 \$	126,19 \$	32,16 \$	39,34 \$	387,53 \$	707,88 \$	
7	Tarif G-9	291,17 \$	491,71 \$	105,46 \$	124,37 \$	991,91 \$	2 004,62 \$	
8	Tarif M	311,00 \$	580,71 \$	109,61 \$	140,19 \$	1 013,17 \$	2 154,68 \$	
9	Tarif d'éclairage public et sentinelle	48,67 \$	7,45 \$	1,62 \$	8,08 \$	101,32 \$	167,15 \$	
10	Tarif BT	505,50 \$	494,73 \$	105,63 \$	154,82 \$	994,67 \$	2 255,34 \$	
11	Grande puissance							
12	Tarif L	10 406,58 \$	64 254,36 \$	2 335,56 \$	10 779,51 \$	7 068,80 \$	94 844,80 \$	
13	Tarif H	10 490,78 \$	75 259,64 \$	2 352,75 \$	12 334,44 \$	7 083,44 \$	107 521,06 \$	
14	Tarif LD	10 904,81 \$	129 368,93 \$	2 437,27 \$	19 979,54 \$	7 155,43 \$	169 845,98 \$	
15	Contrats spéciaux	10 904,81 \$	129 368,93 \$	2 437,27 \$	19 979,54 \$	7 155,43 \$	169 845,98 \$	

Tableau R76.1-G

Description du facteur de répartition FR10 pour la fonction "Autres"

Année 2002-2003

Catégories de consommateurs	Facturation externe émise					Analyse des autres unités										Total incluant réseaux aut. (%)		
	D.p.-Ventes-Grandes ent.			V.p.-Ventes et services à la clientèle		Total	Approvisionnement en électricité					Autres activités			Total			
	Abon.	Répartition (%)	M\$	M\$ Année 2001	Répartition (%)		M\$ Année 02-03	Coûts de la four. Réseau relié (M\$)	Coûts de prod. Rés. aut. (M\$)	Répartition (%)	M\$	Coût de prest. (M\$)	Coûts incluant "Autres" (M\$)	Répartition (%)			M\$	
1 Domestique																		
2 Tarifs D et DM	-	0,0%	-	(38,0)	82,9%	(40,3)	(40,3)	1 613,8	-	36,1%	1,2	922,2	883,2	63,4%	8,6	9,8	94,3%	92,2%
3 Tarif DH	-	0,0%	-	(0,0)	0,0%	(0,0)	(0,0)	0,2	-	0,0%	0,0	0,1	0,1	0,0%	0,0	0,0	0,0%	0,0%
4 Tarif DT	-	0,0%	-	(0,7)	1,5%	(0,7)	(0,7)	70,6	-	1,6%	0,1	41,5	40,9	2,9%	0,4	0,4	0,8%	0,8%
5 Total	-	0,0%	-	(38,6)	84,4%	(41,0)	(41,0)	1 684,5	-	37,7%	1,3	963,8	924,1	66,4%	8,9	10,2	95,2%	93,0%
6 Petite et moyenne puissance																		
7 Tarif G	-	0,0%	-	(5,1)	11,0%	(5,4)	(5,4)	347,5	-	7,8%	0,3	157,3	152,2	10,9%	1,5	1,7	11,2%	10,2%
8 Tarif G-9	-	0,0%	-	(0,2)	0,5%	(0,3)	(0,3)	28,0	-	0,6%	0,0	10,3	10,0	0,7%	0,1	0,1	0,4%	0,4%
9 Tarif M	28	10,0%	(0,1)	(1,7)	3,7%	(1,8)	(1,9)	655,1	-	14,6%	0,5	127,8	126,4	9,1%	1,2	1,7	0,5%	0,0%
10 Éclairage public	-	0,0%	-	(0,0)	0,1%	(0,0)	(0,0)	14,6	-	0,3%	0,0	6,3	6,2	0,4%	0,1	0,1	-0,1%	-0,1%
11 Tarif BT	-	0,0%	-	(0,1)	0,2%	(0,1)	(0,1)	30,2	-	0,7%	0,0	10,6	10,6	0,8%	0,1	0,1	-0,1%	-0,1%
12 Total	28	10,0%	(0,1)	(7,1)	15,6%	(7,6)	(7,6)	1 075,4	-	24,0%	0,8	312,2	305,4	21,9%	3,0	3,8	12,0%	10,4%
13 Grande puissance																		
14 Tarif L	242	86,4%	(0,5)	-	0,0%	-	(0,5)	1 127,6	-	25,2%	0,9	42,6	42,9	3,1%	0,4	1,3	-2,3%	-2,3%
15 Tarif H	2	0,7%	(0,0)	-	0,0%	-	(0,0)	0,4	-	0,0%	0,0	0,3	0,3	0,0%	0,0	0,0	0,0%	0,0%
16 Tarif LD	1	0,4%	(0,0)	-	0,0%	-	(0,0)	0,7	-	0,0%	0,0	0,1	0,1	0,0%	0,0	0,0	0,0%	0,0%
17 Contrats spéciaux	7	2,5%	(0,0)	-	0,0%	-	(0,0)	484,6	-	10,8%	0,4	0,9	1,2	0,1%	0,0	0,4	-1,1%	-1,1%
18 Total	252	90,0%	(0,5)	-	0,0%	-	(0,5)	1 613,4	-	36,1%	1,2	43,8	44,5	3,2%	0,4	1,6	-3,4%	-3,4%
19 Réseaux autonomes																		
20 Tarif D	-	0,0%	-	(0,0)	0,0%	(0,0)	(0,0)	-	56,8	1,3%	0,0	70,1	70,1	5,0%	0,7	0,7	-2,2%	-
21 Tarif G	-	0,0%	-	-	0,0%	-	-	-	27,3	0,6%	0,0	31,8	31,8	2,3%	0,3	0,3	-1,0%	-
22 Tarif G-9	-	0,0%	-	-	0,0%	-	-	-	1,1	0,0%	0,0	1,2	1,2	0,1%	0,0	0,0	0,0%	-
23 Tarif M	-	0,0%	-	-	0,0%	-	-	-	13,1	0,3%	0,0	14,5	14,5	1,0%	0,1	0,2	-0,5%	-
24 Éclairage public	-	0,0%	-	-	0,0%	-	-	-	0,4	0,0%	0,0	0,6	0,6	0,0%	0,0	0,0	0,0%	-
25 Total	-	0,0%	-	(0,0)	0,0%	(0,0)	(0,0)	-	98,7	2,2%	0,1	118,2	118,3	8,5%	1,1	1,2	-3,7%	-
26 Total	280	100,0%	(0,6)	(45,8)	100,0%	(48,6)	(49,2)	4 373,3	98,7	100,0%	3,4	1 438,1	1 392,3	100,0%	13,5	16,9	100,0%	100,0%

76.2 Veuillez justifier de façon détaillée la pertinence de l'utilisation de chacun des facteurs de répartition.

Réponse :

Les valeurs absolues des facteurs de répartition sont présentées au tableau R76.1-A.

Facteur FR1 – Pointe coïncidente annuelle

Les valeurs absolues du facteur FR1 sont présentées au tableau R 76.1-A. Le facteur FR1, soit la pointe coïncidente annuelle, est utilisé pour répartir le coût du service de transport classifié en puissance. L'utilisation de ce facteur donne le bon signal au niveau des coûts aux différentes catégories de consommateurs, puisque la pointe coïncidente sert à établir le tarif de transport. Par ailleurs, les coûts de transport assumés par le Distributeur sont basés sur l'utilisation du réseau de transport par la charge locale et sont facturés sur la base de la pointe coïncidente. Pour cette raison, l'utilisation de la pointe coïncidente traduit bien la causalité des coûts du Distributeur.

Facteur FR2 – Pointe non coïncidente annuelle en moyenne tension

Les valeurs absolues du facteur FR2 sont présentées au tableau R76.1-A. La pointe non coïncidente annuelle en moyenne tension est utilisée pour répartir la base de tarification et le coût de prestation associé à la composante puissance des postes de distribution et aux équipements moyenne tension. Ces équipements visent à satisfaire la demande maximale locale. Comme les données concernant les pointes maximales de chaque catégorie tarifaire au niveau de chaque artère de distribution ne sont pas disponibles, la demande maximale de chacune des catégories de consommateurs est utilisée. La demande maximale de chacune des catégories de consommateurs correspond à la pointe non coïncidente de chacune des catégories de consommateurs. Cette mesure est appropriée, puisque les consommateurs présentant des caractéristiques de consommation ont tendance à se regrouper sur une base géographique (ex. : zones résidentielles, zones commerciales, parcs industriels).

Comme les services visés se situent en moyenne tension, la mesure de la pointe non coïncidente est calculée au niveau de la moyenne tension. Les pointes non coïncidentes des catégories utilisant le réseau moyenne tension sont retenues. L'attribution des coûts aux différentes catégories de consommateurs tient compte de leur niveau d'alimentation et par conséquent de leur utilisation des différents niveaux du réseau de distribution.

Facteur FR3 – Pointe non coïncidente annuelle en basse tension (MW)

Les valeurs absolues du facteur FR3 sont présentées au tableau R76.1-A. Les mêmes arguments justificatifs présentés précédemment pour le facteur FR2 s'appliquent au facteur FR3. La mesure de la pointe non coïncidente se situe en basse tension, car celle-ci sert à répartir la composante puissance associée à la base de tarification et le coût de prestation des équipements basse tension du réseau de distribution.

Facteur FR5 – Nombre d'abonnements moyenne tension

Les valeurs absolues du facteur FR5 sont présentées au tableau R76.1-A. Le nombre d'abonnements en moyenne tension au 31 décembre 2001, selon les catégories de consommateurs sauf pour le tarif BT, est utilisé pour répartir la composante abonnement des équipements moyenne tension du réseau de distribution. La détermination du nombre d'abonnements au niveau de la moyenne tension permet de tenir compte du niveau d'alimentation de chaque catégorie de consommateurs. Comme il s'agit de la composante abonnement, les coûts selon les catégories de consommateurs sont susceptibles de varier en fonction du nombre d'abonnements.

Facteur FR5 – Nombre d'abonnements basse tension

Les valeurs absolues du facteur FR5 sont présentées au tableau R76.1-A. Le nombre d'abonnements en basse tension au 31 décembre 2001, par catégorie de consommateur sauf pour le tarif BT est utilisé pour répartir la composante abonnement des équipements basse tension du réseau de distribution. Les mêmes arguments justificatifs que ceux présentés pour le facteur FR5 sont retenus.

Facteur FR6 – Gestion des abonnements

La fonction gestion des abonnements comprend les activités reliées à l'accueil téléphonique, la facturation et l'encaissement, la relève des compteurs, le recouvrement, la subtilisation d'énergie, les plaintes et réclamations et les relations avec le milieu.

Tels qu'indiqués au tableau R76.1-B , les services destinés à la clientèle domestique et de petite et moyenne (excluant les réseaux autonomes) représentent la presque totalité des coûts.

Les clients desservis par la direction principale – Ventes – Grandes entreprises (incluant 28 clients au tarif M) ne font appel qu'à l'activité téléchargement des données. Les coûts sont évalués à 1,2 M\$ et sont donc répartis aux clients desservis par la direction principale – Ventes – Grandes entreprises. Les clients des réseaux autonomes ne font appel qu'aux services de facturation et d'encaissement de la fonction gestion des abonnements. Le coût de service est évalué à 0,2 M\$ et est réparti à la clientèle des réseaux autonomes seulement.

Pour chacun des services, le nombre d'abonnements de chaque catégorie de consommateurs influence le coût des services rendus et est retenu comme facteur de répartition. Le nombre d'abonnements des clientèles desservies au 31 décembre 2001 est utilisé.

Facteur FR7 – Nombre d'abonnements mesurés pondérés

Le facteur FR7 est utilisé pour répartir la base de tarification et le coût de prestation de la fonction mesurage. Le coût du mesurage regroupe les coûts de remplacement des compteurs et les frais relatifs à leur installation. Le coût de prestation et la base de tarification sont alloués en fonction du nombre d'abonnements mesurés pondérés par la valeur des compteurs.

Le tableau R 76.1-C présente une description du calcul du facteur pondéré. Le coût des compteurs présenté à la colonne 3 du tableau R 76.1-C est ramené sous forme d'indice à la colonne 4 en référence au coût des compteurs des tarifs D et DM calculés à la colonne 3. Le tableau 76.1-D présente le détail des coûts des compteurs.

Le fait de retenir comme facteur de répartition le nombre d'abonnements mesurés par la valeur des compteurs permet de tenir compte des différences de coûts des compteurs pour chaque catégorie tarifaire. Le nombre d'abonnements inclut les réseaux autonomes.

Facteur FR8 – Base de tarification de la fonction ventes et commercialisation

Le tableau R 76.1-E présente le détail du calcul du facteur de répartition FR8 pour la base de tarification de la fonction ventes et commercialisation.

La fonction ventes et commercialisation regroupe quatre catégories de services : le service assuré par la direction principale Ventes – Grandes entreprises, les services Commercialisation et Ventes en territoires de la vice-présidence Ventes et services à la clientèle et finalement l'efficacité énergétique.

Le service rendu par la direction principale – Ventes – Grandes entreprises regroupe les activités du centre de coûts Grandes entreprises.

Pour la base de tarification de la direction principale – Ventes – Grandes entreprises, deux facteurs de répartition sont proposés. La base de tarification relative aux programmes commerciaux de 0,1 M\$ est répartie en fonction des ventes, étant donné que ces activités visent à augmenter les ventes. Ce critère est le même que celui proposé pour les activités de conception et de mise en marché des programmes pour les clients domestiques et petite et moyenne puissance. Le montant de 71,6 M\$ associé aux activités de représentation auprès de la clientèle est réparti en fonction du nombre d'abonnements. Le nombre d'abonnements selon les catégories de consommateurs à desservir conditionne les efforts et la répartition des ressources pour les activités de représentation auprès de cette clientèle, de facturation et de soutien.

Les activités de la vice-présidence – Ventes et services à la clientèle pour cette fonction, sont distinguées selon deux activités principales. Pour l'activité Commercialisation qui regroupe la conception et la mise en marché des programmes commerciaux, les montants sont traités globalement et la

répartition aux différentes catégories de consommateurs est réalisée en fonction des ventes en GWh. Comme les coûts sont encourus pour influencer les décisions des consommateurs pour l'achat d'électricité, les coûts sont répartis en fonction des quantités d'électricité vendues en GWh.

Le tableau 76.1-F présente la description du facteur de répartition FR9 pour le coût de prestation. Les facteurs de répartition sont les mêmes que ceux décrits précédemment pour le facteur FR8. La seule différence se situe au niveau du programme d'efficacité énergétique qui débute et pour lequel aucun coût de prestation n'est prévu pour l'année 2002 – 2003. Les mêmes éléments justificatifs appuient la méthode de répartition que ceux décrits pour le facteur FR8.

Facteur FR10 – fonction autres

Le facteur FR10 sert à répartir la base de tarification et le coût de prestation de la fonction autres. Telle qu'indiquée au tableau R 76.1-G, la sous- fonction autres regroupe la facturation externe émise par la direction principale Ventes – Grandes entreprises et la vice-présidence Ventes et services à la clientèle et le coût des activités corporatives du Distributeur en support aux activités opérationnelles.

Les montants de facturation externe émise pour la direction principale – Ventes - Grandes entreprises de 0,6 M\$ sont répartis en fonction du nombre d'abonnements.

Le montant de 48,6 M\$ de facturation externe perçue par la vice-présidence Services à la clientèle est identifié comme provenant principalement des frais relatifs à l'ouverture et à la gestion des dossiers et des frais d'administration des abonnés. Ce montant est réparti en fonction de la répartition des revenus perçus en 2001 selon les catégories de consommateurs.

Le coût des activités de gestion de l'approvisionnement en électricité du Distributeur représente un montant de 3,4 M\$. Ces activités consistent principalement à définir et réaliser le plan d'approvisionnement du Distributeur. Le coût des activités est réparti sur la base de la répartition des coûts de la fourniture en électricité par catégorie de consommateurs pour la clientèle du réseau relié et également en tenant compte de la répartition des coûts de production pour les réseaux autonomes.

Le coût des autres activités corporatives du Distributeur de 13,5 M\$ sont répartis en fonction de la répartition par catégorie de consommateurs du coût total de la distribution et du service à la clientèle incluant la facturation externe émise et les coûts de l'activité Approvisionnement en électricité.

77. Référence : HQD-9, document 1, page 41, lignes 15 à 23

Préambule :

Tableau 14 – Répartition par catégorie de consommateurs de la base de tarification et du coût de prestation des réseaux autonomes

Demandes :

77.1 Veuillez définir le terme « facteur d'utilisation » utilisé dans le tableau 14.

Réponse :

Le facteur d'utilisation du réseau permet de refléter la période durant laquelle les centrales sont utilisées pour produire de l'énergie. La capacité excédentaire est requise au besoin pour rencontrer la demande en période de pointe et est classée comme reliée à la puissance.

Le facteur d'utilisation est le rapport entre la consommation d'énergie annuelle et la puissance en période de pointe multipliée par le nombre d'heures de l'année. La période de pointe correspond aux 300 heures les plus chargées des réseaux autonomes au cours de l'année 2002-2003.

Durant cette période, les coûts sont élevés étant donné que la capacité requise en équipement est fortement liée à cette demande. Le fait de retenir un facteur d'utilisation durant les heures les plus chargées permet de tenir compte du caractère saisonnier de la demande.

77.2 Veuillez expliquer et fournir le détail des calculs de chacun des facteurs de répartition du tableau 14.

Réponse :

Le tableau R77.2-A présente les facteurs de répartition du tableau 14 pour les réseaux autonomes :

Tableau R77.2-A

Description des facteurs de répartition des réseaux autonomes

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Catégorie de consommateurs	Facteur d'utilisation (%)	Pointe coïncidente annuelle (MW)	Pointe annuelle non coïncidente Moyenne tension (MW)	Nombre d'abonnements Moyenne tension	Pointe annuelle non coïncidente Basse tension (MW)	Nombre d'abonnements Basse tension	Nombre d'abonnements total au 31/12/01
1 Réseaux autonomes							
2 Tarif D et DM	56,8	38	44	11 173	43	11 173	11 173
3 Tarif G	27,3	14	19	2 262	18	2 262	2 262
4 Tarif G-9	1,1	0	1	10	1	10	10
5 Tarif M	13,1	5	9	25	4	24	25
6 Éclairage	0,4	0	0	44	0	44	44
7 Total	98,7	57	73	13 514	67	13 513	13 514

La répartition des coûts de production aux catégories de consommateurs des réseaux autonomes est effectuée selon la formule de répartition entérinée par la Régie pour le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale dans sa décision D-2002-221 concernant la demande R-3477-2001. Les détails des calculs sont présentés ci-dessus.

Répartition du coût de production par catégorie de consommateurs des réseaux autonomes pour l'année 2002-2003

Catégories	Ventes (GWh)	Facteur d'utilisation	Taux de pertes	Coûts (¢/kWh)	Coûts (M\$)
D et DM	155	53,6%	5,6%	36,7	56,8
G et à forfait	80	63,4%	5,6%	34,3	27,3
G-9	3	66,5%	5,6%	33,7	1,1
M	43	93,4%	5,6%	30,1	13,1
Éclairage public et Sentinelle	1	82,0%	5,6%	31,3	0,4
Réseaux autonomes	282	60,5%	5,6%	35,0	98,7

Coût de production des réseaux autonomes	98,7 M\$
Ventes des réseaux autonomes	282 GWh
Coût moyen des réseaux autonomes	35,0 ¢/kWh

Coût D et DM =	$35,0 \times [0,605 + ((1-0,605) \times 0,605/0,536)] \times (1+0,056)(1+0,056) = 36,7 \text{ ¢/kWh}$
Coût G et à forfait =	$35,0 \times [0,605 + ((1-0,605) \times 0,605/0,634)] \times (1+0,056)(1+0,056) = 34,3 \text{ ¢/kWh}$
Coût G-9 =	$35,0 \times [0,605 + ((1-0,605) \times 0,605/0,665)] \times (1+0,056)(1+0,056) = 33,7 \text{ ¢/kWh}$
Coût M =	$35,0 \times [0,605 + ((1-0,605) \times 0,605/0,934)] \times (1+0,056)(1+0,056) = 30,1 \text{ ¢/kWh}$
Coût Éclairage =	$35,0 \times [0,605 + ((1-0,605) \times 0,605/0,820)] \times (1+0,056)(1+0,056) = 31,3 \text{ ¢/kWh}$

Coût (M\$) D et DM =	$36,7/100 \times 155 = 56,8$
Coût (M\$) G et à forfait =	$34,3/100 \times 80 = 27,3$
Coût (M\$) G-9 =	$33,7/100 \times 3 = 1,1$
Coût (M\$) M =	$30,1/100 \times 43 = 13,1$
Coût (M\$) Éclairage =	$31,3/100 \times 1 = 0,4$

77.3 Veuillez justifier de façon détaillée la pertinence de l'utilisation de chacun des facteurs de répartition.

Réponse :

Les mêmes éléments justificatifs que ceux présentés précédemment pour le réseau relié à la réponse de la question

76.2 de la Régie s'appliquent pour le facteur de répartition suivant : la pointe non coïncidente annuelle en moyenne tension (voir le facteur de répartition FR2), le nombre d'abonnements moyenne tension (voir le facteur de répartition FR4), la pointe non coïncidente annuelle en basse tension (voir le facteur de répartition FR3), le nombre d'abonnements basse tension (voir facteur de répartition FR5).

En ce qui concerne l'utilisation du facteur d'utilisation des réseaux autonomes pour répartir le coût de production, la réponse à la question 77.1 de la Régie de l'énergie présente les facteurs justificatifs.

Pour les activités de service à la clientèle des réseaux autonomes, le nombre d'abonnements de chaque catégorie de consommateurs influence le coût des services et est retenu comme facteur de répartition.

78. Référence : HQD-9, document 1, page 43, Annexe 1

Demande :

78.1 Quelles sont les caractéristiques techniques du réseau de taille minimale?

- 14. tension du réseau MT;
- 15. tension du réseau BT;
- 16. puissance des transformateurs;
- 17. grosseur et type des conducteurs;
- 18. etc....

Réponse :

Les caractéristiques techniques des composantes du réseau de taille minimale sont les suivantes :

Pour le réseau de distribution, les poteaux minimums sont les 35 pi. cl. 7 (tableau 1, lignes 2 et 3) et possèdent les caractéristiques suivantes :

- Hauteur : 35 pieds ;
- La classe se réfère à la charge de rupture. Plus la classe est élevée, plus la charge de rupture du poteau est petite. La charge de rupture de ce poteau est de 5,3 kN (kilonewton) ;
- Référence : poteau traité penta 35 pieds, classe 7.

Pour les conducteurs aériens à moyenne tension minimum (tableau 1, lignes 4 et 5), les caractéristiques sont les suivantes :

- Tension : 14,4 kV ;
- Charge admissible : 275 ampères ;
- Référence : Câble monophasé 2/0 ACSR.

Pour le conducteur aérien basse tension minimum (tableau 1, ligne 6), les caractéristiques sont les suivantes :

- Tension : 120/240 V ;
- Charge admissible : 320 ampères ;
- Référence : torsade triple 4/0 Al.

Pour le branchement aérien minimum (tableau 1, ligne 7), les caractéristiques sont les suivantes :

- Tension : 120/240 V ;
- Charge admissible : 160 ampères ;
- Référence : torsade triple 2 Al.

Les poteaux minimums pour supporter un transformateur de 10 kVA sont les poteaux 35 pi. cl. 5 (tableau 1, lignes 8 et 9) :

- Hauteur : 35 pieds ;
- Charge de rupture : 8,5 kN (kilonewton) ;
- Référence : poteau traité penta 35 pieds classe 5.

Les transformateurs aériens minimums (tableau 1, ligne 10) possèdent les caractéristiques suivantes :

- Puissance : 10 kVA ;
- Référence : Transformateur AMC 14,4 kV–120/240V–10 kVA.

Les câbles souterrains moyenne tension minimum (tableau 1, ligne 12) possèdent les caractéristiques suivantes :

- Tension : 14,4 kV
- Charge admissible : 170 ampères,
- Référence : un câble unipolaire à neutre plein 3/0 Al.

Pour les câbles souterrains basse tension (tableau 1, ligne 13), les caractéristiques sont les suivantes :

- Tension : 120/240 V ;
- Charge admissible : 195 ampères avec trois câbles par conduit ;
- Référence : torsade triple 3/0 Al.

Pour le branchement souterrain minimum à 120/240 V (tableau 1, ligne 14), les caractéristiques sont les suivantes:

- Tension : 120/240 V;
- Charge admissible : 223 ampères avec un câble par conduit ;
- Référence : torsade triple 3/0 Al.

Les transformateurs souterrains minimum (tableau 1, ligne 15) possèdent les caractéristiques suivantes :

- Modèle installation sur base de béton hors sol ;
- Puissance : 100 kVA ;
- Référence : Transformateur KM 14,4 kV-120/240V-100 kVA

79. Référence : HQD-9, document 1, page 47, lignes 17 à 20

Préambule :

«La proportion de la valeur du réseau de taille minimale par rapport à la valeur du réseau de distribution représente la part de la composante abonnement pour les fonctions du réseau en moyenne et basse tension; la différence des coûts est attribuée à la composante puissance. »

Demandes :

79.1 Le réseau théorique de taille minimale tel que défini par le distributeur pourrait-il livrer une certaine puissance?

Réponse :

Oui.

79.2 Si oui, veuillez quantifier cette puissance?

Réponse :

Il n'est pas possible de quantifier la puissance pouvant être livrée. Néanmoins, les composantes du réseau de taille

minimale identifiées pour les fins de l'exercice ont une capacité nominale qui, multipliée par le nombre d'équipements en inventaire, donne une valeur de référence de 6 800 MVA, ce qui représente environ 2 kVA moyen par abonnement.

Toutefois, cette valeur maximale ne prend pas en compte les critères de fiabilité et de qualité du service applicable pour opérer un réseau de distribution. Pour ce faire, il faudrait développer un modèle d'évaluation et simuler le fonctionnement de ce réseau de taille minimale. En prenant pour hypothèse que le cumul des capacités du réseau de distribution est de l'ordre de 49 000 MVA alors que la pointe du réseau de distribution est de l'ordre de 25 000 MVA en moyenne tension, il peut être ainsi déduit que le réseau de taille minimale pourrait seulement livrer une puissance bien inférieure à 1 kVA moyen par abonnement.

80. Référence : HQD-9, document 1, page 48, lignes 7 à 9

Préambule :

«Tout d'abord, les équipements de la plus petite taille qui répondent aux exigences de fiabilité du Distributeur et qui peuvent être installés sur le réseau sont identifiés.»

Demande :

80.1 Est-ce que les critères de fiabilité doivent être inclus dans l'évaluation du réseau minimal? En particulier veuillez préciser si les critères de fiabilité existent pour donner accès au réseau ou pour garantir une fiabilité du réseau pour desservir la demande de puissance des clients?

Réponse :

Le concept de réseau de taille minimale est un concept théorique qui ne remet pas en question le "design" du réseau. Les critères de fiabilité doivent être inclus dans l'évaluation de ce réseau de taille minimale. Le réseau de taille minimale, tel qu'évalué présentement représente le plus petit réseau fonctionnel que pourrait construire et exploiter Hydro-Québec Distribution en fonction de ses équipements normalisés. Les équipements qui sont normalisés ainsi que les normes de construction et d'exploitation adoptés permettent d'exploiter le réseau de façon sécuritaire pour les employés, pour le public, pour les tiers qui partagent le réseau ainsi que pour

l'environnement, et de fournir un service de qualité à l'année longue aux clients. Le réseau de taille minimale répond à ces conditions.

En n'utilisant aucun critère de fiabilité pour construire un réseau de taille minimale, le concept devient complètement dénaturé et le seul critère de sélection des composantes du réseau de taille minimale devient strictement le coût d'achat.

81. Référence : HQD-9, document 1, page 48 lignes 17 à 20

Préambule :

«Par la suite, le coût unitaire de ces composantes est évalué en utilisant leur valeur de remplacement ramené au coût historique en tenant compte de l'âge moyen des équipements et d'un taux d'indexation basé sur le coût des équipements électriques.»

Demande :

81.1 Est-ce que la moyenne d'âge utilisée est calculée à partir des paramètres des équipements utilisés dans le réseau de taille minimale ou des paramètres des équipements de l'ensemble du réseau relié?

Réponse :

Le réseau de taille minimale est théorique et n'existe pas dans les faits. Ce qui existe dans les faits est un coût du réseau de distribution inscrit aux livres au coût historique et ce coût est amorti depuis son inscription aux livres selon une période d'amortissement déterminée.

Les paramètres des équipements de l'ensemble du réseau de distribution sont les paramètres à utiliser pour calculer la moyenne d'âge et pour calculer la portion abonnement du réseau de distribution qui soit comparable aux coûts du réseau de distribution inscrits aux livres.

82. Référence : HQD-9, document 1, page 50, lignes 3 à 6

Préambule :

«L'inventaire des équipements est présenté aux tableaux 2 et 3 à l'Annexe 1. Pour les fins de l'exercice, le classement en moyenne et basse tension des équipements est réalisé à partir de données ou d'estimations disponibles au 31 décembre 2001.»

Demandes :

82.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur se base sur les équipements disponibles en inventaire pour déterminer le prix de référence des équipements du réseau de taille minimale.

Réponse :

L'étude de réseau de taille minimale vise à déterminer les coûts qui sont reliés au fait qu'un client soit raccordé afin de les prendre en compte dans la composante abonnement du réseau de distribution. La valeur du réseau de taille minimale par rapport à la valeur du réseau de distribution d'Hydro-Québec Distribution représente la part de la composante abonnement.

Ces équipements rencontrent les critères de fiabilité du réseau d'Hydro-Québec Distribution. L'utilisation des équipements pouvant être installés sur ce réseau permet de déterminer les coûts qu'Hydro-Québec Distribution assume pour mettre à la disposition des clients ses équipements de distribution et non ceux d'une autre compagnie électrique.

Il serait possible de retenir d'autres types d'équipements utilisés par d'autres distributeurs d'électricité. Toutefois, il est aussi possible que ces équipements ne soient pas adaptés aux spécificités du réseau d'Hydro-Québec Distribution.

Une autre difficulté est l'évaluation du coût des équipements. Il est nécessaire de déterminer le coût d'approvisionnement pour ces équipements, les coûts de l'ingénierie et de la construction. Cette évaluation ne peut être qu'approximative si elle porte des équipements théoriques ou non-conformes aux besoins alors que le coût des équipements en inventaire présente un niveau de précision beaucoup plus élevé, étant donné que les valeurs utilisées sont celles des équipements en magasin et les coûts d'ingénierie et de constructions sont des coûts actuels reliés à ces équipements. Voir la réponse à la question 84.1 de la Régie.

82.2 Cette façon de faire constitue-t-elle une pratique courante dans l'industrie pour l'évaluation du réseau de taille minimale?

Réponse :

Sans pouvoir donner une liste exhaustive des compagnies, il existe plusieurs compagnies qui utilisent la méthode du réseau de taille minimale dont notamment les compagnies canadiennes suivantes : BC Hydro, Nova Scotia Power et Hydro One.

De plus, il s'agit d'une méthode décrite dans le manuel de répartition des coûts du «National Association of Regulatory Commissioners» (NARUC).

Quant à la méthode de coût fixe extrapolé, cette façon de faire n'est pas une pratique courante dans l'industrie.

83. Références : (i) HQD-9, document 1, page 52
(ii) HQD-9, Document 1, pages 55 à 57

Préambule :

« La valeur de chacun des éléments composant le réseau théorique de taille minimale est obtenue en multipliant le coût historique par le nombre d'unités utilisées sur le réseau de distribution (voir tableau 2 et 3) à l'Annexe 1. Le différentiel entre cette valeur et la valeur brute au 31 décembre 2001 représente le coût de la composante puissance. »

Annexe 1, tableaux 2 à 4.

Demande :

83.1 Les tableaux 2 et 3 de l'Annexe 1 fournissent, à l'aide de la valeur brute au 31 décembre 2001, les facteurs de classements (FC1, FC2, FC3, FC6, FC7) qui sont appliqués à la valeur nette des immobilisations du réseau relié (tableau 4 de l'Annexe 1). Justifiez en quoi les pourcentages obtenus sur la valeur brute des tableaux 2 et 3 sont représentatifs de la répartition de la valeur nette des immobilisations du tableau 4?

Réponse :

Appliquer les pourcentages des tableaux 2 et 3 de la pièce HQD-9, Document 1 aux valeurs brutes plutôt qu'aux valeurs nettes du tableau 4 de l'Annexe 1 de la pièce HQD-9, Document 1 signifie qu'il faudrait prendre une hypothèse différente pour

l'amortissement des immobilisations du réseau de distribution en regard du réseau de taille minimale. Pour ce faire, il faudrait pouvoir répondre à la question « est-ce que le réseau de taille minimale s'amortit avant ou après, plus rapidement ou moins rapidement que le réseau actuel de distribution? » Il n'y a pas de réponse à cette question compte tenu que le réseau de taille minimale est théorique.

C'est pourquoi il faut utiliser le même taux, ce qui revient à dire que les pourcentages sont appliqués correctement. Il est à noter que les pourcentages des tableaux 2 et 3 de l'Annexe 1 de la pièce HQD-9, Document 1 sont établis par composante et qu'au tableau 4 de l'Annexe 1 de la pièce HQD-9, Document 1, ce n'est pas le taux moyen applicable à l'ensemble du réseau de distribution qui est appliqué, mais un taux différent pour chaque composante, ce qui a pour effet que si une composante est plus amortie qu'une autre composante, cette variation est prise en compte dans le calcul des taux globaux qui servent à établir les proportions applicables à la base de tarification. Si ces taux n'avaient pas été calculés sur la valeur nette, alors il y aurait une mauvaise application du principe du réseau de taille minimale.

84. Référence : HQD-9, document 1, page 54

Préambule :

Équipements du réseau de taille minimale

Demande :

84.1 Veuillez expliquer s'il serait possible d'utiliser des valeurs de référence pour des équipements de taille plus petite que celles que vous avez utilisées même si ces équipements ne sont pas disponibles dans vos inventaires et installés sur le réseau?

Réponse :

Il serait possible d'utiliser des valeurs de référence pour des équipements de taille plus petite que celles que nous avons utilisées. Toutefois, il faudrait établir pour ces équipements tous les coûts d'installation qui y sont associés. Il faut s'interroger sur l'utilisation de valeurs autres de référence compte tenu que celles des équipements en inventaire incluent évidemment le

pouvoir d'achat et les économies d'échelles dont bénéficie Hydro-Québec.

L'utilisation d'équipements autres que ceux utilisés par Hydro-Québec Distribution remet en question la spécificité du réseau d'Hydro-Québec Distribution et le critère de fiabilité des équipements normalisés.

L'utilisation des équipements disponibles dans les inventaires et installés sur le réseau est raisonnable et l'information sur les coûts est disponible et comparable.

Si l'objectif est uniquement de réduire la proportion des coûts à la composante abonnement, il faut alors opter pour la méthode des coûts fixes extrapolés ou pour que l'ensemble des coûts des lignes de distribution soit alloué à la composante puissance uniquement . Voir la réponse à la question 80.1 de la Régie.

85. Référence : HQD-9, document 1, page 58, lignes 7, 12 et 15
colonne (5)

Préambule :

Annexe 1 – Tableau 5

Détermination des facteurs de classements

	Abonnement
Total - Réseau aérien	40,1%
Total – Réseau souterrain	21,4%
Total – Réseau de distribution	34,4%

Demande :

85.1 Veuillez expliquer l'écart entre le facteur de classement de la composante abonnement du réseau souterrain et celui du réseau aérien de distribution.

Réponse :

L'explication réside principalement dans le fait que la très grande partie du réseau de distribution en souterrain se retrouve sur une courte section à la sortie des postes de transformation de TransÉnergie. À cet endroit, les artères sont en moyenne tension avec une capacité maximale de l'artère avant sa distribution vers les différents blocs de charge. Par conséquent, les composantes de taille minimale représentent une proportion significativement plus petite.

86. Référence : HQD-2, document 2.1, page 10, lignes 7 à 10 et page 11

Préambule :

«Le tarif dissuasif au nord du 53e parallèle ainsi que les programmes commerciaux mis en place ne suffisent cependant pas, tel que l'on pourra l'observer à la pièce HQD-4, Document 4, à absorber l'important déficit d'exploitation des réseaux autonomes.»

Demande :

86.1 Veuillez indiquer, pour l'année 2000, les coûts de production, de transport et de distribution ainsi que les revenus pour chacun des réseaux autonomes du tableau 1 de la page 11.

Réponse :

Les données ne sont pas disponibles pour chacun des réseaux autonomes du tableau 1 de la page 11.

Annexe 1

Norme 1650

**Conversion des devises étrangères
Manuel de l'ICCA**

Manuel de l'ICCA

Norme 1650 Conversion des devises étrangères

TABLE DES MATIÈRES

	Paragraphe
Portée	.01-.02
Définitions	.03
Principes comptables	.04
Objectifs de la conversion	.05-.10
Conversion des opérations conclues en devises étrangères et des postes correspondants de l'entreprise qui présente les états financiers	.11-.20
Conversion des états financiers d'établissements étrangers intégrés	.28-.31
Conversion des états financiers d'établissements étrangers autonomes	.32-.39
Changement de méthode de conversion des états financiers d'établissements étrangers	.40-.43
Informations sur les gains ou pertes de change	.44
Conversion d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation	.45
Opérations conclues dans une autre devise par un établissement étranger	.46
Couverture à l'égard des éléments libellés en devises étrangères	.47-.55
Autres aspects de la conversion	.56-.69
Opérations intersociétés	.57-.58
Élimination des profits intersociétés	.59
États dressés à des dates différentes	.60
Utilisation des moyennes et autres méthodes d'approximation	.61
Part des actionnaires sans contrôle	.62
Actions privilégiées	.63
Moindre du coût et de la valeur marchande	.64-.67
Passifs et actifs d'impôts futurs	.68

État des flux de trésorerie	.69
Dispositions de transition	.70-.73
Unité de mesure	Annexe A
Application de la méthode temporelle — exemples d'éléments non monétaires à convertir aux taux d'origine	Annexe B

PORTÉE

- .01 Le présent chapitre traite de la conversion :
- a) des opérations conclues en devises étrangères par l'entreprise qui présente les états financiers et
 - b) des postes des états financiers d'un établissement étranger que l'on incorpore aux états financiers de l'entreprise.
- .02 On tient pour acquis, dans le présent chapitre, que l'entreprise dresse ses états financiers en dollars canadiens. Toutefois, si les états financiers sont dressés dans une autre monnaie (le dollar des États-Unis, par exemple), il conviendra de lire le présent chapitre en remplaçant les mots dollars canadiens par le nom de cette autre monnaie et en considérant le dollar canadien comme une monnaie étrangère.

DÉFINITIONS

- .03 Dans le présent chapitre, les expressions ci-dessous sont prises dans le sens suivant :

Établissement étranger

Filiale, division, succursale, coentreprise ou entité similaire qui exerce et/ou enregistre ses activités économiques dans une monnaie autre que celle de l'entreprise qui présente les états financiers. Les établissements étrangers se répartissent entre deux catégories :

- a) Établissement étranger intégré
Établissement étranger dont les liens d'interdépendance avec l'entreprise en matière de gestion financière ou d'exploitation sont tels que l'effet des variations du cours du change est similaire à celui que l'on aurait si l'entreprise s'occupait elle-même des opérations conclues par l'établissement étranger et de l'exploitation de celui-ci.
- b) Établissement étranger autonome
Établissement étranger dont l'indépendance par rapport à l'entreprise en matière de gestion financière et d'exploitation est telle

que les variations du cours du change n'ont d'incidence que sur l'investissement net de l'entreprise dans l'établissement étranger.

Dans certains cas, une entité à l'étranger peut comporter plusieurs établissements distincts dont certains sont intégrés et d'autres autonomes.

Éléments monétaires

Éléments d'actif ou de passif représentant des espèces dont le montant en unités monétaires, étrangères ou nationales, est fixé par contrat ou autrement. Les passifs et les actifs d'impôts futurs sont classés dans la catégorie des éléments monétaires.

Méthodes de conversion

a) Méthode temporelle

Méthode dans laquelle la conversion des éléments de l'actif et du passif, des produits et des charges respecte le genre de valeur auquel ces éléments sont comptabilisés (base de mesure) tout en utilisant le dollar canadien comme unité de mesure 1. En particulier :

- i) les éléments monétaires sont convertis au cours de clôture (cours à la date du bilan);
- ii) les éléments non monétaires sont convertis aux taux de change d'origine, sauf s'ils sont comptabilisés à leur valeur marchande, auquel cas ils sont convertis au cours de clôture;
- iii) les produits et les charges sont convertis au cours en vigueur à la date où ils sont constatés;
- iv) les dotations aux amortissements d'éléments d'actif convertis aux taux de change d'origine sont converties au même taux de change que les éléments auxquels elles sont reliées.

b) Méthode du taux courant

Méthode dans laquelle la conversion des éléments d'actif, de passif, des produits et des charges respecte le genre de valeur auquel ces éléments sont comptabilisés (base de mesure) tout en utilisant la devise étrangère comme unité de mesure 1. En particulier :

- i) les éléments d'actif et de passif sont convertis au cours de clôture;
- ii) les produits et les charges (y compris les dotations aux amortissements) sont convertis au cours en vigueur à la date où ils ont été passés dans les résultats au cours de l'exercice.

Entreprise (qui présente les états financiers)

Entité qui présente les états financiers : ceux-ci comportent soit des opérations conclues en devises étrangères par l'entreprise elle-même, soit des postes d'états financiers d'un établissement situé dans un pays étranger et dressés en devises étrangères.

Opérations conclues en devises étrangères

Opérations conclues par l'entreprise dont le montant est libellé en monnaie étrangère.

Investissement net

L'investissement net dans un établissement étranger autonome comprend :

- a) la quote-part de l'entreprise dans l'actif net de l'établissement étranger (c'est-à-dire la valeur de consolidation de la participation) et
- b) tout autre solde réciproque à long terme lié à l'acquisition ou au financement de l'établissement étranger.

PRINCIPES COMPTABLES

- .04 Toutes les recommandations du Comité des normes comptables sont fondées sur l'hypothèse fondamentale implicite selon laquelle les états financiers sont dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada. Au besoin, il faut faire les redressements nécessaires pour rendre conformes aux principes comptables généralement reconnus au Canada les états financiers d'établissements étrangers que l'on incorpore aux états financiers de l'entreprise.

OBJECTIFS DE LA CONVERSION

- .05 Opérations conclues en devises étrangères : l'objectif de la conversion est d'exprimer ces opérations d'une façon compatible avec celle qui est adoptée pour exprimer les opérations effectuées au Canada. Étant donné que ces dernières sont automatiquement mesurées en dollars canadiens, le dollar canadien est l'unité de mesure appropriée en ce qui concerne les opérations conclues en devises étrangères. En conséquence, c'est la méthode temporelle qui doit être utilisée pour la conversion des opérations conclues en devises étrangères.
- .06 Établissements étrangers : le but ultime de la conversion est d'exprimer en dollars canadiens les postes des états financiers de l'établissement étranger, de façon à présenter le mieux possible l'incidence des variations du cours du change sur l'entreprise, compte tenu des faits et de la situation économiques.

- .07 Établissements étrangers intégrés : une variation du cours du change a un effet semblable à celui que l'on observerait si l'entreprise s'occupait elle-même des opérations conclues par l'établissement étranger et de l'exploitation de celui-ci. Par conséquent, les états financiers de l'établissement étranger doivent être établis d'une façon qui soit conforme à la base de mesure qu'utilise l'entreprise pour les opérations conclues et les activités menées au Canada. La méthode de conversion qui permet le mieux d'atteindre cet objectif est la méthode temporelle parce qu'elle utilise le dollar canadien comme unité de mesure.
- .08 Établissements étrangers autonomes : une variation du cours du change n'a d'incidence que sur l'investissement net de l'entreprise dans l'établissement étranger. Par conséquent, on considère qu'il est plus pertinent de mesurer l'effet global des variations du cours du change sur l'investissement net dans l'établissement étranger que d'exprimer les opérations effectuées par celui-ci comme si elles avaient été conclues en dollars canadiens. Les états financiers de l'établissement étranger doivent être exprimés en dollars canadiens d'une façon qui ne modifie pas les résultats financiers et les rapports entre les divers postes. La meilleure façon d'atteindre cet objectif consiste à utiliser la méthode du taux courant dans laquelle la devise étrangère est l'unité de mesure.
- .09 La méthode préconisée au paragraphe 1650.08 peut toutefois ne pas convenir lorsque l'économie dans laquelle l'établissement étranger exerce ses activités est hautement inflationniste par rapport à celle du pays de l'entreprise qui présente les états financiers. Il y aurait alors dépréciation importante et continue de la devise étrangère relativement au dollar canadien, ce qui pose la question de la fiabilité de la devise étrangère comme unité de mesure. Ce problème pourrait être résolu si, avant la conversion, on redressait les états financiers de l'établissement étranger pour tenir compte des variations du niveau général des prix survenues dans le pays étranger. Le Comité estime que cette solution n'est pas appropriée à l'heure actuelle, étant donné que les états financiers de base des entreprises canadiennes, qui sont dressés au coût d'origine, ne tiennent pas compte, eux, des effets de l'inflation. Le Comité est arrivé à la conclusion que, dans ce dernier cas, la méthode temporelle doit être utilisée dans la conversion des états financiers de l'établissement étranger.
- .10 Pour déterminer si l'on doit considérer l'établissement étranger comme intégré ou autonome, il faut tenir compte de l'incidence des variations du cours du change sur l'entreprise qui présente les états financiers, à la lumière des faits et de la situation économiques. Il y a lieu de faire appel au jugement professionnel pour évaluer les facteurs économiques qui déterminent l'incidence des variations du cours du change sur l'entreprise

qui présente les états financiers. On peut notamment se poser les questions suivantes :

- a) Existe-t-il des facteurs pouvant indiquer que les flux monétaires de l'entreprise qui présente les états financiers ne sont pas directement touchés par les activités courantes de l'établissement étranger ou qu'ils sont directement touchés par ces activités?
- b) Les prix de vente de l'établissement étranger sont-ils davantage déterminés par la concurrence et la réglementation locales que par la concurrence sur le marché mondial ou par les prix internationaux? À court terme, ces prix sont-ils ou non sensibles avant tout aux variations du cours du change?
- c) Le marché des produits et des services offerts par l'établissement étranger est-il principalement situé à l'extérieur ou à l'intérieur du pays de l'entreprise qui présente les états financiers?
- d) Pour les biens ou services produits par l'établissement étranger, les coûts de main-d'oeuvre, de matières premières et les autres coûts sont-ils essentiellement engagés sur place ou bien l'établissement étranger est-il tributaire de produits et services provenant essentiellement du pays de l'entreprise qui présente les états financiers?
- e) Le financement des activités courantes de l'établissement étranger est-il essentiellement assuré par des fonds autogénérés et des emprunts locaux, ou bien par l'entreprise qui présente les états financiers ou par des emprunts contractés dans le pays de cette dernière?
- f) Les activités courantes de l'établissement étranger sont-elles peu reliées à celles de l'entreprise qui présente les états financiers, ou bien les opérations intersociétés constituent-elles le principal type d'opérations de l'établissement étranger?

CONVERSION DES OPÉRATIONS CONCLUES EN DEVISES ÉTRANGÈRES ET DES POSTES CORRESPONDANTS DE L'ENTREPRISE QUI PRÉSENTE LES ÉTATS FINANCIERS

- .11 Lorsque l'entreprise achète ou vend à crédit des biens ou des services et que le règlement doit se faire en monnaie étrangère, le montant à payer ou à recevoir est établi en monnaie étrangère. L'équivalent en dollars canadiens de ce montant varie en fonction des fluctuations du cours du change entre le dollar canadien et la monnaie en question.
- .12 Selon certains, l'équivalent en dollars canadiens des achats ou ventes doit être redressé en fonction de ces fluctuations du cours du change, étant donné que l'opération n'est pas complète tant que l'on n'a pas déterminé le montant en dollars canadiens du solde à payer ou à recevoir. Le Comité rejette cette façon de voir, car elle revient à faire abstraction du fait que le gain ou la perte de change est causé par un événement (la

variation du cours du change) qui est distinct de l'opération de vente ou d'achat.

- .13 De l'avis du Comité, une fois que les montants au titre des achats et des ventes conclus en devises étrangères, ou des stocks, immobilisations et autres éléments non monétaires résultant d'opérations conclues en devises étrangères ont été convertis et enregistrés ², les variations subséquentes du change n'ont plus d'incidence sur ces montants.
- .14 " À la date de l'opération, tout élément d'actif ou de passif et tout produit ou charge résultant d'une opération conclue en devises étrangères par l'entreprise qui présente les états financiers doit être converti en dollars canadiens au taux de change en vigueur à cette date, sauf si l'opération fait l'objet d'une couverture; dans ce dernier cas, il faut utiliser le taux établi selon les conditions de la couverture (voir le paragraphe 1650.52). [JUILLET1983]
- .15 Si une opération conclue en devises étrangères n'est pas réglée à la date du bilan et que le cours du change a varié, la question se pose de savoir comment calculer le montant à recevoir ou à payer qui figurera dans les états financiers. On pourrait avancer que, puisque le cours du change risque de fluctuer encore, on devrait continuer à faire figurer le montant en question à sa valeur en dollars canadiens établie à la date de l'opération, au lieu de le redresser à chaque date de bilan pour tenir compte des fluctuations survenues dans le cours du change. Le Comité est toutefois d'avis qu'il y a lieu de retenir comme valeur de la somme à recevoir ou à payer le montant qui serait encaissé ou payé en dollars canadiens à la date de chaque nouveau bilan.
- .16 " À chaque date de bilan, les éléments monétaires libellés en devises étrangères doivent être redressés en fonction du cours de clôture. [JUILLET 1983]
- .17 Dans certains cas, un élément d'actif non monétaire acquis au moyen d'une opération conclue en devises étrangères peut figurer dans les états financiers à sa valeur marchande et non au coût établi à la date de l'opération (par exemple, des stocks dont la valeur a été réduite parce que leur coût excédait la valeur marchande). Si le prix du marché est fixé en devises étrangères, il serait illogique d'appliquer le cours du change à la date de l'opération (taux de change passé) au prix du marché fixé en devises étrangères (prix actuel) pour calculer l'équivalent de ce prix en dollars canadiens.
- .18 " En ce qui concerne les éléments d'actif non monétaires de l'entreprise comptabilisés à leur valeur marchande et dont le prix du marché est fixé en devises étrangères, on doit, à chaque date de bilan, calculer l'équivalent en dollars canadiens en utilisant le cours du change à cette date. [JUILLET1983]

- .19 Il y a gain ou perte de change lorsque l'on règle ou que l'on convertit, à un cours différent de celui auquel il était comptabilisé, un élément monétaire libellé en devises étrangères.
- .20 Les gains ou pertes de change de l'entreprise qui résultent de la conversion ou du règlement d'un élément monétaire libellé en devises étrangères ou d'un élément non monétaire comptabilisé à la valeur marchande doivent entrer dans le calcul du bénéfice net de l'exercice. [JANV. 2002]

(Les paragraphes 1650.21 à .27 sont supprimés)

CONVERSION DES ÉTATS FINANCIERS D'ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS INTÉGRÉS

- .28 Comme le mentionne le paragraphe 1650.07, il faut utiliser la méthode temporelle dans la conversion des états financiers d'un établissement étranger intégré et, par conséquent, le mode de conversion est le même que celui qui est exposé aux paragraphes 1650.11 à .18 pour la conversion des postes de l'entreprise libellés en devises étrangères. (Le paragraphe 1650.46 traite du cas où l'établissement étranger conclut des opérations dans une devise autre que sa monnaie nationale ou possède lui-même des établissements à l'étranger.)
- .29 " Les états financiers d'un établissement étranger intégré doivent être convertis de la façon suivante :
- a) les éléments monétaires doivent être convertis en dollars canadiens au cours de clôture;
 - b) les éléments non monétaires doivent être convertis au taux d'origine, sauf s'ils sont comptabilisés à leur valeur marchande; dans ce dernier cas, ils doivent être convertis au cours de clôture;
 - c) les produits et les charges doivent être convertis de façon à aboutir approximativement aux montants que l'on aurait obtenus si l'on avait converti en dollars canadiens, au moment où elle a été effectuée, chacune des opérations à l'origine de ces postes 3;
 - d) les dotations aux amortissements d'éléments d'actif convertis aux taux de change d'origine doivent être converties au même taux de change que les éléments auxquels elles sont reliées. [JUILLET 1983]
- .30 Dans le cas d'un établissement étranger intégré, une variation du cours du change a le même effet que si l'entreprise avait conclu elle-même les opérations correspondantes.
- .31 " Les gains ou pertes de change qui résultent de la conversion des états financiers d'un établissement étranger intégré doivent être comptabilisés conformément à la recommandation formulée au paragraphe 1650.20. [JUILLET 1983 *]

CONVERSION DES ÉTATS FINANCIERS D'ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS AUTONOMES

.32 Comme le mentionne le paragraphe 1650.08, il faut utiliser la méthode du taux courant dans la conversion des états financiers d'un établissement étranger autonome et de tout excédent du prix d'achat sur la valeur comptable résultant de l'acquisition de l'établissement étranger. (Le paragraphe 1650.46 traite du cas où un établissement étranger conclut des opérations dans une devise autre que sa monnaie nationale ou possède lui-même des établissements à l'étranger.)

.33 " Les états financiers d'un établissement étranger autonome doivent être convertis de la façon suivante :

- a) les éléments d'actif et de passif doivent être convertis en dollars canadiens au cours de clôture;
- b) les produits et les charges (y compris les dotations aux amortissements) doivent être convertis en dollars canadiens au cours en vigueur à la date où ils ont été passés dans les résultats pendant l'exercice 3.

Lorsque l'établissement étranger exerce ses activités dans une économie hautement inflationniste par rapport à celle du pays de l'entreprise qui présente les états financiers, ces derniers doivent être convertis de la façon prévue au paragraphe 1650.29. [JUILLET 1983]

.34 Lorsque l'établissement étranger est autonome, les fluctuations du change n'ont d'incidence que sur l'investissement net de l'entreprise dans l'établissement étranger. Aux fins de l'intégration dans les états financiers de l'entreprise, les éléments d'actif et de passif d'un établissement étranger autonome sont convertis au cours de clôture et, par conséquent, une variation du cours de clôture donne lieu à un gain ou une perte de change qui, toutefois, n'a pas d'incidence directe sur les activités de l'entreprise qui présente les états financiers. De l'avis du Comité, le gain ou la perte de change doit être présenté dans les états financiers de l'entreprise sous une rubrique distincte des capitaux propres, et non être intégré dans l'état des résultats pendant l'exercice au cours duquel il a pris naissance.

.35 Lorsque l'établissement étranger exerce ses activités dans une économie hautement inflationniste par rapport à celle du pays de l'entreprise qui présente les états financiers, le traitement réservé aux gains ou pertes de change résultant des fluctuations du cours du change doit être conforme à la recommandation formulée au paragraphe 1650.20.

- .36 " Les gains ou pertes de change résultant de la conversion des états financiers d'un établissement étranger autonome doivent être reportés et présentés sous une rubrique distincte des capitaux propres, sauf si l'établissement étranger exerce ses activités dans une économie hautement inflationniste par rapport à celle du pays de l'entreprise qui présente les états financiers; dans ce dernier cas, ils sont comptabilisés conformément à la recommandation formulée au paragraphe 1650.20 . [JUILLET 1983 *]
- .37 Un gain ou une perte équivalant au pourcentage approprié des gains ou pertes de change accumulés sous la rubrique distincte des capitaux propres est constaté dans les résultats lorsqu'il y a réduction de l'investissement net, par exemple dans les cas suivants :
- a) dilution de la participation de l'entreprise dans l'établissement étranger ou cession d'une partie ou de la totalité de cette participation;
 - b) réduction des capitaux propres de l'établissement étranger par suite d'opérations portant sur les capitaux propres (distribution de dividendes, restructuration du capital, etc.).
- .38 " Une portion appropriée des gains ou pertes de change accumulés sous la rubrique distincte des capitaux propres doit être incluse dans le calcul du bénéfice net lorsqu'il y a réduction de l'investissement net. [JUILLET 1983 *]
- .39 " On doit indiquer les éléments importants qui, au cours de l'exercice, ont donné lieu aux variations du montant des gains ou des pertes de change accumulés sous la rubrique distincte des capitaux propres. [JUILLET 1983 *]

CHANGEMENT DE MÉTHODE DE CONVERSION DES ÉTATS FINANCIERS D'ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

- .40 Une fois qu'un établissement étranger a été classé comme intégré ou autonome, et qu'une méthode de conversion appropriée a été adoptée, on doit utiliser la même méthode d'un exercice à l'autre, sauf si des changements importants dans les faits et la situation économiques indiquent qu'il y a lieu d'utiliser une autre méthode de conversion.
- .41 Lorsqu'un établissement étranger autonome est transféré dans la catégorie des établissements étrangers intégrés (ou que l'économie dans laquelle l'établissement étranger autonome exerce ses activités devient hautement inflationniste), on remplace la méthode du taux courant par la méthode temporelle, en partant du début de l'exercice au cours duquel le changement a lieu. Les gains ou pertes de change reportés et accumulés précédemment sous la rubrique distincte des capitaux propres y demeurent. En ce qui concerne les éléments non monétaires, les

montants convertis à la fin de l'exercice précédent constituent les montants d'origine pour l'exercice au cours duquel le changement a lieu et pour les exercices subséquents.

- .42 Lorsqu'un établissement étranger intégré est transféré dans la catégorie des établissements étrangers autonomes (ou que l'économie hautement inflationniste dans laquelle l'établissement étranger exerce ses activités se stabilise), on remplace la méthode temporelle par la méthode du taux courant, au début de l'exercice au cours duquel le changement a lieu. Le gain ou la perte de change attribuable à la conversion des éléments non monétaires au cours du change à la date du changement est inclus dans les gains ou pertes de change présentés sous la rubrique distincte des capitaux propres. Le solde non amorti de tout gain ou perte de change reporté précédemment est également inclus dans les gains ou pertes de changereportés sous la rubrique distincte des capitaux propres.

- .43 Lorsque des changements importants dans les faits et la situation économiques exigent que l'on change de méthode de conversion dans le cas d'un établissement étranger donné, le changement de méthode doit être comptabilisé de façon prospective. On doit indiquer les raisons du changement de méthode de conversion. [JUILLET 1983]

INFORMATIONS SUR LES GAINS OU PERTES DE CHANGE

- .44 Le montant du gain ou de la perte de change pris en compte dans la détermination du résultat doit être indiqué (voir les paragraphes 1650.20, .31 et .38). Les gains ou les pertes de change découlant d'opérations de change conclues par certaines entreprises qui agissent comme cambistes, notamment les banques, peuvent être présentés à titre de gains ou pertes sur opérations de change plutôt qu'à titre de gains ou pertes de change. [JANV. 2002]

CONVERSION D'UNE PARTICIPATION COMPTABILISÉE À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

- .45 Les états financiers d'une entité étrangère dans laquelle on détient une participation comptabilisée à la valeur de consolidation (voir le chapitre 3050 PLACEMENTS À LONG TERME) sont d'abord convertis en dollars canadiens, conformément aux recommandations pertinentes du présent chapitre, avant le calcul de la valeur de consolidation.

OPÉRATIONS CONCLUES DANS UNE AUTRE DEVISE PAR UN ÉTABLISSEMENT ÉTRANGER

- .46 Il arrive qu'un établissement étranger conclue des opérations libellées dans une devise autre que sa monnaie nationale, qu'il possède lui-même des établissements à l'étranger ou qu'il exerce des activités à l'étranger. Les opérations et les états financiers qui sont libellés dans une autre devise sont d'abord convertis dans la monnaie nationale de l'établissement étranger, conformément aux recommandations du présent chapitre. Les états financiers de l'établissement étranger sont ensuite convertis en vue de leur intégration aux états financiers de l'entreprise.

COUVERTURE À L'ÉGARD DES ÉLÉMENTS LIBELLÉS EN DEVISES ÉTRANGÈRES

- .47 L'entreprise qui conclut des opérations libellées en devises étrangères ou qui possède des établissements à l'étranger peut chercher à préserver un gain ou à se protéger contre une perte éventuelle qui résulterait d'une variation du taux de change entre le dollar canadien et la devise étrangère. Elle peut le faire en passant un contrat de change (par exemple, contrat de change à terme, contrat à terme sur devises étrangères, option sur devises étrangères) ou en faisant l'acquisition d'un élément libellé en devises étrangères ou situé à l'étranger, pourvu que l'élément en cause soit expressément identifié (ainsi, l'achat de titres négociables libellés dans une devise étrangère peut servir de couverture à l'égard d'une somme à payer dans la même devise). Dans certains cas, l'entreprise est protégée contre les fluctuations du change du fait de transactions dont le but premier n'est pas de constituer une couverture mais qui peuvent, de par leur nature, produire accessoirement une couverture efficace. Par exemple, un élément existant d'actif ou de passif libellé en devises étrangères ou des rentrées futures continues de devises étrangères peuvent constituer une couverture efficace.
- .48 Pour que l'on puisse considérer qu'un contrat de change, un élément d'actif ou de passif libellé en devises étrangères, ou situé à l'étranger, ou que des rentrées futures continues de devises étrangères constituent une couverture, l'élément en cause doit être identifié comme tel et il doit y avoir un degré raisonnable de certitude quant à son efficacité (voir la NOTE D'ORIENTATION CONCERNANT LA COMPTABILITÉ NOC-13, «Relations de couverture»). Par exemple, un élément d'actif non monétaire ne peut être considéré comme une couverture à l'égard d'un élément de passif monétaire que lorsque l'on est raisonnablement certain qu'il sera converti dans la devise étrangère à la date du règlement de l'élément de passif. Des rentrées continues de devises étrangères ne peuvent être considérées comme une couverture à l'égard d'un élément de passif monétaire que si l'on est raisonnablement certain qu'elles se matérialiseront aux dates prévues.

- .49 Il n'est pas toujours possible pour l'entreprise d'obtenir une couverture pour la totalité de la période désirée. Elle peut alors se constituer une série de couvertures qui sera considérée comme valable si l'on est raisonnablement certain, au moment de constituer la première couverture, que l'on voudra poursuivre l'opération de couverture jusqu'à la fin de la période désirée, et que l'on sera en mesure de le faire.
- .50 " Pour que l'on puisse considérer qu'un contrat de change, un élément d'actif ou de passif libellé en devises étrangères, ou situé à l'étranger, ou que des rentrées futures continues de devises étrangères constituent une couverture contre un risque de change donné :
- a) le contrat de change, l'élément libellé en devises étrangères, ou situé à l'étranger, ou les rentrées de devises étrangères doivent être identifiés comme une couverture à l'égard du ou des éléments à l'origine de ce risque et
 - b) il doit y avoir un degré raisonnable de certitude que la couverture est efficace et qu'elle demeurera efficace. [JUILLET 1983]
- .51 Lorsque l'entreprise est raisonnablement certaine qu'elle effectuera, au cours d'un exercice subséquent, la vente ou l'achat de biens ou de services en devises étrangères, elle peut constituer une couverture et établir le prix en dollars canadiens de ces biens ou services à la date où la couverture prend effet. Étant donné que les variations ultérieures du cours du change n'auront pas de répercussions sur le prix en dollars canadiens des biens ou services en cause, elles ne donneront lieu ni à un gain ni à une perte de change. Le prix en dollars canadiens de ces biens ou services comprend tous les frais liés à la constitution de la couverture. À la fin de la période de couverture ou lorsque la couverture cesse d'être efficace, les gains ou pertes de change reportés jusqu'à cette date demeurent reportés jusqu'à leur inclusion, à la date de l'opération, dans le prix en dollars canadiens des biens (ou services) achetés ou vendus.
- .52 " Lorsque l'achat ou la vente de biens ou de services en devises étrangères fait l'objet d'une couverture préalable, le prix en dollars canadiens de ces biens ou services est établi selon les conditions de la couverture. [JUILLET 1983]
- .53 Le but d'une couverture à l'égard d'un élément monétaire libellé en devises étrangères est de prévenir le risque d'une perte de change à la date de règlement. Lorsque la couverture est elle-même un élément monétaire libellé en devises étrangères, on la convertit, ainsi que l'élément couvert, au taux de change courant; les gains ou pertes de change éventuels se compensent donc. Lorsque la couverture est un

élément non monétaire, le gain ou la perte de change ne se matérialisera pas avant la date de la cession de cet élément contre les devises en question; tout gain ou perte de change qui résulte de la position créditrice ou débitrice faisant l'objet de la couverture doit donc être reporté jusqu'à cette date. Lorsqu'une position débitrice ou créditrice est couverte par des rentrées futures continues de devises étrangères, le montant à inclure dans le calcul du bénéfice net des exercices subséquents est le montant en devises étrangères converti au cours du change en vigueur à la date où les rentrées futures sont identifiées comme étant une couverture. L'écart résultant de la conversion au taux de change courant des sommes reçues est reporté et porté en compensation du montant reporté à l'égard de la position créditrice ou débitrice. Les frais liés à la couverture sont passés en charges pendant la période de couverture.

.54 " Lorsqu'un élément monétaire libellé en devises étrangères fait l'objet d'une couverture :

- a) si la couverture est elle-même un élément monétaire libellé en devises étrangères, tout gain ou perte de change sur cette couverture doit être porté en compensation de la perte ou du gain de change afférent à l'élément couvert;
- b) si la couverture est un élément non monétaire, tout gain ou perte de change sur l'élément monétaire libellé en devises étrangères doit être reporté jusqu'à la date de règlement de cet élément monétaire. [JUILLET 1983]

.55 Il est possible de constituer une couverture à l'égard de l'investissement net dans un établissement étranger autonome. Par exemple, l'entreprise qui possède un investissement net dans un établissement situé au Royaume-Uni peut emprunter des livres sterling et considérer cet emprunt comme étant la couverture de l'investissement net dans l'établissement étranger. Tout gain ou perte de change sur la couverture est porté en compensation de la perte ou du gain de change inclus sous la rubrique distincte des capitaux propres et résultant de la conversion des états financiers de l'établissement étranger. À la fin de la période de couverture ou lorsque la couverture cesse d'être efficace, on conserve sous la rubrique distincte des capitaux propres les gains ou pertes de change afférents à la couverture qui avaient été reportés jusqu'à cette date.

AUTRES ASPECTS DE LA CONVERSION

.56 La conversion des divers postes et opérations est régie par les recommandations du présent chapitre. L'Annexe B contient une liste d'exemples d'éléments non monétaires qui sont convertis aux cours d'origine lorsque la méthode temporelle est utilisée. Les paragraphes ci-dessous traitent de certains autres aspects de la conversion.

Opérations intersociétés

Établissements étrangers intégrés

- .57 En ce qui concerne les établissements étrangers intégrés, les gains ou pertes de change relatifs aux soldes intersociétés enregistrés par l'entreprise ou par l'établissement étranger sont traités de la même façon que les gains ou pertes résultant d'autres comptes débiteurs ou créditeurs libellés en devises étrangères, conformément à la recommandation formulée au paragraphe 1650.20.

Établissements étrangers autonomes

- .58 En ce qui concerne les établissements étrangers autonomes, on adopte le même traitement pour les gains ou pertes de change relatifs aux soldes des comptes réciproques qui sont exclus de l'investissement net que pour les gains ou les pertes afférents aux soldes de comptes ordinaires libellés en devises étrangères, conformément aux recommandations pertinentes du présent chapitre. Les gains ou pertes de change relatifs aux soldes des comptes réciproques qui font partie de l'investissement net sont reportés et inclus sous la rubrique distincte des capitaux propres, conformément au paragraphe 1650.36.

Élimination des profits intersociétés

- .59 Conformément aux recommandations du chapitre 1600, ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS, on doit éliminer les gains et les pertes intersociétés attribuables à des ventes ou à des transferts entre sociétés sous contrôle commun. En ce qui concerne les éléments d'actif (stocks, équipement, par exemple) acquis par un établissement étranger autonome au moyen d'une opération d'achat ou de transfert, il y a lieu de se demander si le montant à éliminer au titre du gain intersociétés doit être calculé en fonction du cours du change à la date de la vente ou du transfert, ou en fonction du cours de clôture. De l'avis du Comité, étant donné que le gain intersociétés prend naissance à la date de la vente ou du transfert, il y a lieu d'utiliser le cours du change à cette date pour déterminer le montant à éliminer au titre du gain intersociétés. Les variations du cours du change touchant des événements postérieurs à la date du bilan qui sont indépendants de l'opération réciproque n'ont pas de répercussions sur le montant à éliminer au titre du gain intersociétés.

États dressés à des dates différentes

- .60 Lorsque la date des états financiers de l'établissement étranger diffère de celle des états financiers de l'entreprise, les éléments d'actif et de passif à convertir au cours de clôture sont normalement convertis au cours du change à la date du bilan de l'établissement étranger, et non au cours du change à la date du bilan de l'entreprise. Toutefois, si le cours varie

considérablement entre les deux dates, il y a lieu d'informer le lecteur des répercussions du changement.

Utilisation des moyennes et autres méthodes d'approximation

- .61 Suivre à la lettre les recommandations du présent chapitre peut entraîner la mise en place d'une comptabilité d'une lourdeur excessive qui n'est pas vraiment nécessaire pour établir une approximation raisonnable des résultats. Par conséquent, l'utilisation de moyennes et d'autres méthodes d'approximation est admise. Par exemple, la conversion d'une multitude de chiffres au titre des produits, charges, gains ou pertes au taux de change en vigueur à la date de la constatation de ces éléments est généralement peu pratique et l'on utiliserait pour la période une moyenne des taux de change convenablement pondérée.

Part des actionnaires sans contrôle

- .62 La part des actionnaires sans contrôle présentée dans les états financiers consolidés de l'entreprise est calculée à partir des états financiers, convertis conformément aux recommandations du présent chapitre, de l'établissement étranger dans lequel il existe des participations sans contrôle. Le montant présenté au titre de la part des actionnaires sans contrôle comprend notamment leur quote-part des gains ou des pertes de change.

Actions privilégiées

- .63 Les actions privilégiées d'un établissement étranger détenues par l'entreprise qui présente les états financiers sont converties de la même façon que les actions ordinaires, soit aux taux d'origine, sauf si le rachat est requis ou imminent, auquel cas on utilise le taux courant. Les actions privilégiées détenues dans un établissement étranger intégré par les actionnaires qui n'exercent pas le contrôle sont également converties aux taux d'origine, sauf si le rachat est requis ou imminent, auquel cas on utilise le taux courant. Les actions privilégiées détenues dans un établissement étranger autonome par les actionnaires qui n'exercent pas le contrôle sont converties au taux courant. (Lorsque l'économie dans laquelle l'établissement étranger autonome exerce ses activités est hautement inflationniste, les actions privilégiées de l'établissement étranger sont converties de la même façon que les actions privilégiées d'un établissement étranger intégré.)

Moindre du coût et de la valeur marchande 4

- .64 Le taux de change à utiliser pour convertir les éléments d'actif d'un établissement étranger intégré dépend de la valeur à laquelle ils sont présentés dans les états financiers à convertir; on utilise les cours d'origine si les stocks sont présentés au coût et le cours de clôture s'ils sont présentés à leur valeur marchande.

- .65 Lorsque les éléments d'actif sont évalués soit au coût, soit à la valeur marchande, selon le moins élevé des deux, il peut s'avérer nécessaire de les ramener à leur valeur marchande dans les états financiers convertis même si cela n'était pas le cas dans les états financiers dressés en devises étrangères. Par exemple, pour des stocks acquis au prix de 500 UDE (unités de devises étrangères) alors que le cours du change était de 1 UDE = 2 \$, le coût d'origine converti est de 1 000 \$. Si, à la date du bilan, la valeur marchande des stocks est de 600 UDE et le cours du change de 1 UDE = 1,50 \$, la valeur marchande convertie, soit 900 \$, est inférieure au coût d'origine converti, et il y a lieu de ramener les stocks à leur valeur marchande dans les états financiers convertis.
- .66 Par ailleurs, il peut s'avérer nécessaire d'annuler, avant la conversion, une réduction de la valeur des stocks comptabilisée dans les états financiers dressés en devises étrangères si la valeur marchande de ces stocks convertie au taux courant est supérieure au coût d'origine converti au taux d'origine. Par exemple, pour des stocks acquis au prix de 500 UDE alors que le cours était de 1 UDE = 3 \$, le coût converti est de 1 500 \$. Si, à la date du bilan, la valeur marchande des stocks est de 400 UDE et le cours du change de 1 UDE = 4 \$, la valeur marchande convertie, soit 1 600 \$, excède le coût d'origine converti qui est de 1 500 \$. Il y a lieu d'annuler la réduction de la valeur en devises étrangères des stocks; et c'est le coût et non la valeur marchande qui sera converti, au cours d'origine.
- .67 Une fois que l'on a ramené un élément d'actif à sa valeur marchande dans les états financiers convertis, le montant en dollars ainsi obtenu demeure la valeur comptable dans les états financiers convertis jusqu'à ce que l'élément d'actif soit vendu ou jusqu'à ce qu'une nouvelle réduction soit nécessaire.

Passifs et actifs d'impôts futurs

- .68 Les passifs et les actifs d'impôts futurs sont des éléments monétaires et, à ce titre, sont convertis au taux courant.

État des flux de trésorerie

- .69 Pour la conversion des postes de l'état des flux de trésorerie d'un établissement étranger autonome, on peut s'appuyer sur les directives suivantes :
- a) convertir les rentrées nettes provenant de l'exploitation au cours du change auquel chaque élément a été converti aux fins de l'état des résultats;
 - b) convertir les autres éléments au cours du change en vigueur à la date où les opérations en cause ont eu lieu;
 - c) indiquer l'effet des variations subséquentes du cours du change sur les mouvements de trésorerie de l'exercice ainsi que sur les liquidités au début de l'exercice, pour que les liquidités à la fin de l'exercice puissent être converties au taux de change en vigueur à cette date.

DISPOSITIONS DE TRANSITION

- .70 Le présent chapitre s'applique aux états financiers couvrant les exercices débutant le 1er juillet 1983 ou à une date ultérieure, sous réserve des dispositions du paragraphe 1650.74. Toutefois, le Comité encourage l'application anticipée des recommandations du présent chapitre. Ces recommandations peuvent être appliquées prospectivement ou rétroactivement.
- .71 Si les recommandations du présent chapitre sont appliquées prospectivement, elles s'appliquent à tous les éléments monétaires libellés en devises étrangères existant à la date de l'adoption des recommandations. Les gains ou pertes de change de l'entreprise et des établissements étrangers intégrés, qui résultent de la conversion d'éléments monétaires existants dont la durée de vie prédéterminée ou prévisible s'étend au-delà de la fin de l'exercice subséquent, sont amortis d'une façon systématique et logique sur la durée de vie restante de l'élément monétaire.
- .72 Si les recommandations du présent chapitre sont appliquées rétroactivement, tout redressement qui en résulte est traité comme une application rétroactive d'une modification de convention comptable (voir le chapitre 1506 MODIFICATIONS COMPTABLES).
- .73 Lorsque l'on applique pour la première fois les recommandations du présent chapitre dans le cas des établissements étrangers autonomes, l'écart résultant de la conversion des éléments d'actif et de passif au taux courant du début de l'exercice est présenté à titre de solde d'ouverture des gains ou pertes de change inclus sous la rubrique distincte des capitaux propres.
- .74 Les recommandations formulées aux paragraphes 1650.20 et .44 s'appliquent à tous les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2002. Leur application anticipée est encouragée. Toute modification comptable nécessaire pour l'application initiale de ces recommandations est constatée rétroactivement et présentée à titre de modification de convention comptable (voir le chapitre 1506, MODIFICATIONS COMPTABLES).

ANNEXE A : UNITÉ DE MESURE

Mesure

- A.1 Dans le présent chapitre, le terme «mesure» désigne la quantification, dans une unité monétaire, des activités économiques de l'entité (ressources, obligations et variations des ressources et des obligations). Le problème de la mesure revêt une importance particulière dans la consolidation ou l'intégration d'activités exercées dans différentes monnaies, étant donné que ces activités doivent être exprimées dans une même monnaie aux fins des états financiers.

Base de mesure

- A.2 Différentes bases de mesure sont actuellement en usage dans le cadre des principes comptables généralement reconnus : coût d'origine, coût de remplacement, valeur de réalisation nette, etc. Le processus de conversion n'a pas pour objectif de modifier la base de mesure qui a été adoptée pour une opération donnée. Toutefois, il peut s'avérer nécessaire, avant la conversion, de modifier la base de mesure adoptée par un établissement étranger et ce, pour rendre les pratiques comptables de celui-ci conformes aux pratiques adoptées par l'entreprise qui présente les états financiers (par exemple, remplacement du coût actuel par le coût d'origine si l'établissement étranger a utilisé le coût actuel).

Unité de mesure

- A.3 On a le choix entre deux méthodes pour exprimer en dollars canadiens les montants libellés ou enregistrés dans une monnaie étrangère :
- a) adopter le dollar canadien comme unité de mesure (méthode du dollar canadien, dite de la monnaie d'arrivée);
 - b) conserver la monnaie étrangère comme unité de mesure (méthode de la monnaie étrangère, dite de la monnaie d'origine).
- A.4 En ce qui concerne la méthode de la monnaie d'arrivée, on fait valoir que le processus de conversion devrait refléter les activités de l'ensemble du groupe comme si elles étaient exercées par une seule entreprise; par conséquent, pour des raisons de conformité, on doit utiliser la même unité de mesure pour exprimer les postes des états financiers des établissements étrangers et les opérations de l'entreprise qui présente les états financiers.
- A.5 Par contre, la méthode de la monnaie d'origine est fondée sur l'hypothèse selon laquelle le fait de faire figurer les postes des états financiers d'un établissement étranger à leur équivalent actuel en dollars canadiens est le mode de présentation le plus significatif, étant donné qu'il préserve les rapports qui existent entre ces postes.
- A.6 La différence entre les deux méthodes se manifeste lorsque survient une variation du cours du change. Par exemple, si une entreprise fait l'acquisition d'un bien immobilier au prix de 100 UDE (unités de devise étrangère), alors que le cours du change est de 1 UDE = 1 \$ CAN, le coût d'origine du bien, selon les deux méthodes, est égal à 100 \$ CAN. Si le cours du change passe à 1 UDE = 2 \$ CAN, le coût d'origine du bien en question converti en dollars canadiens selon la méthode de la monnaie d'origine devient égal à 200 \$ CAN (coût du bien en monnaie étrangère converti au taux de change courant), alors que, selon la méthode de la monnaie d'arrivée, il demeurerait inchangé. En d'autres termes, le coût, pour l'entreprise, du bien immobilisé peut être mesuré soit en monnaie

étrangère, soit en dollars canadiens, même si l'unité d'expression aux fins des états financiers est, dans les deux cas, le dollar canadien.

- A.7 Lorsque l'on adopte le dollar canadien comme unité de mesure, la mesure exprimée en monnaie étrangère est convertie en une mesure exprimée en dollars canadiens sans que la base de mesure soit modifiée. À cette fin, on utilise la méthode temporelle dans laquelle les opérations ainsi que les éléments d'actif et de passif comptabilisés au coût historique (par exemple des immobilisations comptabilisées au coût d'origine) sont convertis aux taux historiques applicables, et les éléments d'actif et de passif comptabilisés à la valeur actuelle (par exemple, des titres négociables comptabilisés à la valeur du marché) au cours de clôture.
- A.8 Lorsque l'on adopte la devise étrangère comme unité de mesure, le processus consiste à déterminer l'équivalent en dollars canadiens de montants libellés ou enregistrés dans la devise étrangère. À cette fin, on utilise la méthode du taux courant dans laquelle tous les postes des états financiers sont convertis au taux courant. Dans cette méthode, le coût d'origine des éléments d'actif et de passif mesurés au coût historique changera chaque fois que le cours du change variera.
- A.9 Le problème de l'unité de mesure se pose uniquement dans le cas des éléments d'actif et de passif enregistrés ou libellés dans une devise étrangère et comptabilisés au coût historique (par exemple au coût d'origine). Lorsqu'un élément d'actif ou de passif est comptabilisé à la valeur actuelle, il sera converti au cours de clôture, tant dans la méthode de la monnaie d'arrivée que dans celle de la monnaie d'origine.

Mise en application

- A.10 Le schéma de décision donné ci-dessous à titre illustratif pour la conversion des opérations conclues en devises étrangères et des états financiers d'établissements étrangers doit être interprété dans le contexte des recommandations du présent chapitre.

ANNEXE B : APPLICATION DE LA MÉTHODE TEMPORELLE

Exemples d'éléments non monétaires à convertir aux taux d'origine

Titres négociables comptabilisés au coût

Stocks comptabilisés au coût

Éléments payés d'avance

Immobilisations corporelles et amortissements cumulés

Brevets, marques de commerce, permis et secrets de fabrication

Écart d'acquisition (achalandage)

Autres éléments d'actif incorporels (y compris les frais reportés)

Revenus reportés

Capital-actions (voir le paragraphe 1650.63)

Produits et charges relatifs aux éléments non monétaires :

Coût des marchandises vendues

Amortissement et épuisement (y compris amortissement des revenus reportés)

Annexe 2

Méthodologie et données utilisées dans la prévision des taux d'intérêts applicables à la dette d'Hydro-Québec

Annexe 2

Méthodologie et données utilisées dans la prévision des taux d'intérêts applicables à la dette d'Hydro-Québec

A titre d'exemple, la prévision du Consensus Forecast utilisée pour la projection du coût de la dette du distributeur était celle de mai 2002.

La projection du Consensus Forecast ne porte que sur les taux des bons du trésor ainsi que les obligations à 10 ans des gouvernements.

La projection disponible du Consensus Forecast couvre deux horizons: dans 3 mois (août 2002) et dans 12 mois (mai 2003).

Afin de projeter le coût de la dette de l'entreprise, il nous faut une projection sur :

- Les taux à court terme au Canada et aux États-Unis: Acceptation bancaire (AB) à 1mois, AB à 3mois, Libor 3mois et Libor 6mois.
- Les taux long terme pour la dette d'Hydro-Québec à long terme (30 ans).

Pour ce faire, nous ajoutons des écarts ("spread") aux projections de taux du Consensus Forecast.

Ces écarts sont basés sur les écarts moyens observés au cours de la période avril 1997-mars 2002. L'analyse est basée sur les données mensuelles obtenues de la compagnie Bloomberg. Toutefois, en ce qui a trait aux taux des bons du trésor américains, les données utilisées proviennent de la Réserve Fédérale Américaine.

Les données utilisées sont présentées à l'annexe A à la fin du présent document.

Les résultats sont les suivants:	Écart observé (en %)
AB 3M -Bons du Trésor canadien	.28
AB 1M- Bons du Trésor canadien	.24
LIBOR 3M-Bons du Trésor EU	.57
LIBOR 6M-Bons du Trésor EU	.63
Obligations canadiennes 30 ans HQ - obligations 10 ans gouvernement canadien	.81

Annexe 2

Réconciliation avec les données présentées à l'annexe 8 de HQD-7, Document 1.

a) Taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens

Dans la colonne 2 "Prévisions mai 2002 horizon 3 mois" et la colonne 3 "prévisions mai 2003 horizon 12 mois", l'écart présenté entre les taux HQ et les taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien est 1% plutôt que .81%. Il s'agit d'une erreur de présentation attribuable à un arrondi. L'écart utilisé pour projeter le coût moyen de la dette d'Hydro-Québec de 6.61% pour l'année tarifaire 2002-2003, est bien .81%, tel que montré à la réponse à la question 19.2 de la Régie.

Ainsi, l'annexe 8 aurait dû montrer un taux projeté de 6.61% pour les Hydro-Québec 30 ans à 3 mois (5.58% + 0.81%) et de 6.91% à 12 mois (6.1% +0.81%), tel qu'utilisé effectivement dans le calcul du taux moyen 2002-2003.

La moyenne projetée de 6.61% pour 2002-2003 provient de la mensualisation de ces deux projections combinées aux données réelles de avril et mai 2002. C'est ce taux moyen qui est utilisé pour projeter le coût de la dette du distributeur pour l'année 2002-2003.

L'annexe 8 corrigée est présentée dans ce qui suit:

	MOYENNE 2000-2001 (NOTE 1)	PRÉVISIONS MAI 2002 HORIZON 3 MOIS (NOTE 2)	PRÉVISIONS MAI 2003 HORIZON 12 MOIS (NOTE 2)	MOYENNE 2001-2002	MOYENNE 2002-2003
TAUX DE CHANGE CAD/USD	1,509	1,551	1,516	1,567	1,55
BONS DU TRÉSOR CANADIENS 3 MOIS	5,41%	2,9%	4,1%	3,05%	3,12%
ACCEPTATIONS BANCAIRES CANADIENNES 3 MOIS	5,65%	3,14%	4,34%	3,19%	3,26%
ACCEPTATIONS BANCAIRES CANADIENNES 1 MOIS	5,54%	3,06%	4,26%	3,09%	3,16%
BONS DU TRÉSOR AMÉRICAINS 3 MOIS	5,73%	2,1%	3,3%	2,60%	2,32%
TAUX LIBOR AMÉRICAIN 3 MOIS	6,17%	2,64%	3,84%	2,70%	2,77%
TAUX LIBOR AMÉRICAIN 6 MOIS	6,27%	2,70%	3,90%	2,86%	2,87%
TAUX DES OBLIGATIONS 10 ANS DU GOUVERNEMENT CANADIEN	5,68%	5,8%	6,1%	5,49%	5,81
TAUX DES OBLIGATIONS 30 ANS D'HYDRO-QUÉBEC EN DOLLARS CANADIENS	6,54%	6.61%	6.91%	6,53%	6,61%

Note 1: Source des données historiques: Bloomberg, Réserve Fédérale Américaine et Hydro-Québec

NOTE 2: LES DONNÉES EN CARACTÈRES ITALIQUES SONT TIRÉES DU CONSENSUS FORECAST, CONSENSUS ECONOMICS INC, 13 MAI 2002. NOTE GÉNÉRALE: 2000-2001, 2001-2002 ET 2002-2003 FONT RÉFÉRENCE RESPECTIVEMENT AUX ANNÉES TARIFAIRES SOIT DES PÉRIODES D'AVRIL À MARS.

Annexe 2

b) Taux de court terme

Enfin, pour les taux de la dette à court terme (acceptations bancaires) les écarts projetés présentés à l'annexe 8 diffèrent légèrement (quelques points centésimaux) des écarts historiques pour la période avril 1997-mars 2002. En effet, compte tenu du peu de changements observés, nous avons maintenu les mêmes écarts que ceux utilisés dans la cause du Transporteur. Cette approximation ne défavorise pas les clients du distributeur.

ANNEXE A

DONNÉES UTILISÉES POUR ÉTABLIR LES ÉCARTS DE TAUX HISTORIQUES (PROJECTION DES TAUX CAUSE TARIFAIRE DISTRIBUTION)

	Données de la Fed Taux T-bills 3 mois	Canada 10Y C10110Y Index	Québec 30Y C29030Y Index	T-Bill 3M Canada GCTB3MO Index	Libor 3M LIUS03 Index	Libor 6m LIUS06 Index	AB 3M CDOR03 Index	AB 1M CDOR01 Index
1997-4	5,1623	6,73	7,76	3,15	5,75	5,94	3,45	3,21
1997-5	5,0468	6,59	7,51	2,96	5,75	5,94	3,26	3,13
1997-6	4,9310	6,27	7,18	3,21	5,72	5,81	3,52	3,43
1997-7	5,0483	5,83	6,78	3,24	5,64	5,74	3,66	3,51
1997-8	5,1419	6	6,95	3,09	5,66	5,78	3,64	3,53
1997-9	4,9582	5,79	6,79	3,08	5,71	5,78	3,75	3,63
1997-10	4,9717	5,52	6,54	3,67	5,69	5,72	3,98	3,85
1997-11	5,1410	5,6	6,51	3,77	5,84	5,85	4,26	4,01
1997-12	5,1643	5,69	6,52	4	5,75	5,78	4,82	4,53
1998-1	5,0427	5,41	6,34	4,49	5,56	5,56	5,11	4,92
1998-2	5,0835	5,49	6,42	4,61	5,62	5,63	4,97	4,88
1998-3	5,0318	5,43	6,28	4,58	5,65	5,69	4,88	4,83
1998-4	4,9541	5,52	6,25	4,8	5,66	5,75	5,04	4,91
1998-5	4,9986	5,35	6,1	4,74	5,63	5,69	5,02	4,91
1998-6	4,9755	5,38	6	4,8	5,66	5,72	5,05	4,94
1998-7	4,9622	5,48	6,09	4,97	5,63	5,69	5,21	5,06
1998-8	4,9024	5,69	6,51	5,63	5,56	5,53	5,99	5,89
1998-9	4,6123	5,04	6,15	4,93	5,25	5,18	5,43	5,56
1998-10	3,9541	5,08	6,26	4,75	5,16	4,92	5,23	5,36
1998-11	4,4138	5,14	6,07	4,73	5,22	5,09	5,10	5,08
1998-12	4,3935	4,93	5,9	4,64	5,00	5,00	5,07	5,11
1999-1	4,3352	4,95	5,9	4,7	4,91	4,91	5,04	5,07
1999-2	4,4370	5,4	6,07	4,93	4,96	5,06	5,10	5,08
1999-3	4,4409	5,14	5,94	4,65	4,94	5,00	4,85	4,84
1999-4	4,2895	5,12	5,88	4,52	4,93	4,98	4,75	4,81
1999-5	4,5014	5,44	6,14	4,53	5,00	5,18	4,81	4,71
1999-6	4,5668	5,5	6,29	4,57	5,31	5,59	4,88	4,79
1999-7	4,5500	5,75	6,55	4,73	5,28	5,64	4,93	4,79
1999-8	4,7214	5,73	6,54	4,83	5,46	5,86	4,90	4,80
1999-9	4,6768	5,78	6,53	4,62	6,02	5,90	4,91	4,73
1999-10	4,8548	6,11	6,78	4,78	6,12	6,06	5,08	4,78
1999-11	5,0741	6,18	6,75	4,71	6,05	6,00	5,03	4,94
1999-12	5,2009	6,29	6,9	4,83	5,94	6,07	5,13	5,01
2000-1	5,3148	6,58	6,88	5,13	6,02	6,23	5,34	5,15
2000-2	5,5505	6,18	6,48	4,99	6,05	6,27	5,30	5,18
2000-3	5,6948	5,97	6,46	5,29	6,23	6,46	5,46	5,36
2000-4	5,6560	6,21	6,63	5,5	6,44	6,67	5,71	5,48
2000-5	5,7826	6,05	6,62	5,67	6,79	7,04	5,99	5,84
2000-6	5,6864	5,84	6,46	5,54	6,71	6,94	5,89	5,84
2000-7	5,9486	5,92	6,46	5,65	6,66	6,83	5,93	5,84
2000-8	6,0943	5,73	6,4	5,59	6,62	6,77	5,90	5,83
2000-9	6,0010	5,79	6,49	5,57	6,75	6,70	5,85	5,81
2000-10	6,1041	5,88	6,53	5,64	6,70	6,66	5,87	5,86
2000-11	6,1723	5,56	6,3	5,6	6,65	6,58	5,85	5,83
2000-12	5,7614	5,46	6,31	5,49	6,34	6,14	5,72	5,80
2001-1	5,1726	5,46	6,41	5,12	5,30	5,26	5,30	5,54
2001-2	4,8835	5,41	6,32	4,88	4,99	4,85	5,06	5,24
2001-3	4,4245	5,46	6,5	4,62	4,82	4,77	4,76	4,96
2001-4	3,8810	5,82	6,74	4,44	4,27	4,24	4,56	4,75
2001-5	3,6209	5,86	6,68	4,33	3,93	3,92	4,50	4,54
2001-6	3,4852	5,94	6,75	4,34	3,77	3,85	4,52	4,55
2001-7	3,5159	5,66	6,63	4,03	3,61	3,63	4,17	4,29
2001-8	3,3617	5,39	6,37	3,8	3,40	3,39	3,95	4,05
2001-9	2,6768	5,38	6,53	3,08	2,53	2,46	3,21	3,48
2001-10	2,1583	4,92	6,04	2,35	2,14	2,08	2,47	2,76
2001-11	1,8700	5,24	6,25	2,06	1,97	1,97	2,15	2,29
2001-12	1,6914	5,38	6,33	1,92	1,82	1,92	2,07	2,19
2002-1	1,6578	5,45	6,28	1,97	1,86	2,02	2,10	2,08
2002-2	1,7270	5,36	6,27	2,07	1,84	1,97	2,18	2,09
2002-3	1,7910	5,8	6,53	2,26	1,97	2,27	2,38	2,15
Moyenne	4,570	5,651	6,464	#	4,353	5,136	5,198	4,634
Écarts								
HQ 30 ans- CAD 10 ans		0,813						
AB 3M -Bons du Trésor cad		0,281						
AB 1M -Bons du Trésor cad		0,236						
LIBOR 3M-Bons du Trésor EU		0,565						
LIBOR 6M-Bons du Trésor EU		0,628						

Annexe 3

Manuel des règles et pratiques en comptabilité de gestion Hydro-Québec

Chapitre 9 Frais corporatifs

FRAIS CORPORATIFS

1. DÉFINITION

Les frais corporatifs correspondent principalement aux coûts engagés par les unités corporatives dans le cadre d'activités dont l'objectif n'est pas de desservir une ou des unités en particulier mais les intérêts d'Hydro-Québec dans son ensemble.

Les frais corporatifs se distinguent des services fournis par les unités corporatives faisant l'objet d'une entente client-fournisseur puisque ces derniers sont bien définis, font l'objet d'une demande spécifique d'un client et qu'il existe un lien de causalité clair entre les coûts de l'unité corporative et le service rendu et facturé à un client.

Généralement les frais corporatifs sont des coûts engagés pour réaliser des activités répondant à des exigences légales ou réglementaires ou encore pour la réalisation d'activités à caractère stratégique.

De manière à identifier clairement le coût complet de chacune des unités d'affaires, les frais corporatifs sont imputés à chacune des unités d'affaires selon une base de répartition définie à l'avance. L'imputabilité de gestion des responsables des unités d'affaires est établie sur la marge bénéficiaire avant l'imputation des frais corporatifs.

2. COMPOSANTES

Les composantes des frais corporatifs sont les suivantes:

- Bureau du PDG, du PCA et Protectrice de la personne
- Vérification générale
- Recherche et Planification stratégique
- Affaires corporatives et Secrétariat général
- Ressources humaines
- Finances

3. CRITÈRES RETENUS POUR LE CHOIX D'UNE MÉTHODE D'IMPUTATION

Les critères retenus pour le choix d'une méthode d'imputation des frais corporatifs aux unités sont les suivantes:

3.1 être acceptable en regard de la Régie de l'Énergie

La Régie recherche un partage équitable des coûts entre les activités réglementées et les activités non réglementées, puis un partage équitable des coûts entre le service de transport et le service de distribution.

3.2 favoriser l'imputabilité de gestion des responsables des unités

Dans une démarche d'orientation vers une organisation de type "holding", les responsables des unités doivent s'approprier de ces coûts peu à peu, de manière à bien situer le coût complet de leurs activités.

3.3 donner un bon signal de coûts pour les ententes à long terme conclues avec l'externe

Les frais corporatifs n'étant pas inclus dans les grilles tarifaires des unités de service, il est important que ces unités connaissent tout de même leur quote-part théorique de frais corporatifs afin que la conclusion d'ententes à long terme avec des clients externes se fasse selon des prix judicieusement convenus.

4. RÈGLES D'IMPUTATION (voir l'exemple à [l'annexe 1](#))

L'imputation est faite selon la nature des frais corporatifs et en tenant compte de la prise en charge d'une quote part théorique par les unités de service et se fait en deux étapes.

1^{ère} étape :

L'imputation des frais de fonctionnement non facturés des unités corporatives à toutes les unités (d'affaires et de service) est effectuée en fonction des bases de répartition suivantes:

COMPOSANTE DES FRAIS CORPORATIFS	RÉPARTITION
Frais de fonctionnement non facturés des unités corporatives (sauf RH)	En fonction des charges primaires à l'exploitation
Frais de fonctionnement non facturés de RH	En fonction de la masse salariale

2^e étape :

Répartition des frais corporatifs des unités de service aux unités d'affaires en fonction de leur consommation de produits et services en facturation interne.

5 SYSTÈMES D'INFORMATION

Les frais corporatifs sont imputés aux unités par le biais d'une écriture entre centres de profit au niveau du module PCA de SAP (nature comptable 850013). Par conséquent, ils ne cheminent pas à travers des supports de coûts (module CO de SAP).

Ils sont présentés distinctement dans les états financiers par unité d'affaires car ils sont exclus de l'imputabilité de gestion des responsables de ces unités.

ANNEXE 1
MÉTHODE DE RÉPARTITION DES FRAIS CORPORATIFS AUX UNITÉS D'AFFAIRES
(EXEMPLE)

	Unités d'affaires	Unités de service	Unités corporatives	Total HQ	
Bénéfice (perte nette) net avant frais corporatifs	1000		(95)	905	
Répartition des frais corporatifs					
<i>1^{ère} étape</i>	(20)	(5)	25		Répartition des frais de fonctionnement non facturés de RH en fonction de la masse salariale
	(55)	(15)	70		Répartition des frais de fonctionnement non facturés du bureau du PDG, PCA et Protectrice de la personne, de Vérification générale, de Recherche et Planification stratégique, d'Affaires corporatives, de Finances en fonction des charges primaires à l'exploitation
<i>2^e étape</i>	(20)	20			Répartition de la quote-part des frais corporatifs imputés aux unités de service en fonction de la facturation interne aux unités d'affaires
Bénéfice (perte nette) net après frais corporatif	905	0	0	905	

Annexe 4

Manuel des règles et pratiques en comptabilité de gestion Hydro-Québec

Chapitre 8 Prix de cession du produit Électricité

PRIX DE CESSION DU PRODUIT ÉLECTRICITÉ

1. PRINCIPES

- Les prix de cession ont pour but de refléter adéquatement le partage des ventes d'électricité entre les unités d'affaires contributives au produit électricité.
- Les prix de cession doivent être établis en cohérence avec les lois et règlements régissant les tarifs de fourniture, de transport et de distribution d'Hydro-Québec.
- Les prix de cession doivent favoriser les imputabilités de gestion propres à chaque unité d'affaires.

2. ÉVOLUTION DU CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

Avant l'avènement de la Régie de l'énergie, Hydro-Québec se présentait devant une commission parlementaire afin de demander au gouvernement du Québec, son organisme de réglementation, une modification de ses tarifs. Par ailleurs, les tarifs demandés étaient intégrés, c'est-à-dire que leurs composantes production, transport et distribution n'étaient pas évaluées et accordées de façon distincte.

Cela témoigne d'un contexte où Hydro-Québec opérait comme entreprise intégrée disposant d'un monopole dans la production, le transport et la distribution de l'électricité. Or, les changements structurels majeurs dans l'industrie électrique requièrent que les différentes composantes de base de l'électricité soient traitées distinctement. Dans ce contexte, ce sont les tarifs accordés en matière de fourniture¹, de transport et de distribution qui doivent constituer la facture globale du client.

¹ On entend par **fourniture** aussi bien l'électricité produite par Hydro-Québec que l'électricité achetée auprès des autres fournisseurs québécois ou étrangers, et servant à satisfaire les besoins de la clientèle du Québec.

$$T_f + T_t + T_d = T_g$$

Une refonte de la réglementation de l'électricité s'imposait.

Le 23 décembre 1996, l'Assemblée nationale sanctionnait le projet de loi no 50 « Loi sur la Régie de l'énergie » et créait la Régie de l'Énergie.

Cette dernière se voyait alors confier, entre autres, des compétences exclusives en matière de fixation ou de modification de tarifs.

Par ailleurs, les tarifs **initiaux** de fourniture, de transport et de distribution devaient être déterminés de la manière prévue par la loi sur Hydro-Québec.

En parallèle, Hydro-Québec mettait en place, à la fin de 1996, une structure administrative en unités d'affaires orientées sur les opérations de l'entreprise dont la division TransÉnergie afin de satisfaire aux nouvelles règles régissant le marché continental de l'énergie et d'assurer les bases d'un accès non discriminatoire au réseau de transport d'Hydro-Québec.

Le 1^{er} mai 1997, les marchés de gros au Québec (ex.: réseaux municipaux) devenaient accessibles aux autres producteurs d'énergie.

Évolution du tarif de transport

Conformément à l'article 22.01 de la loi sur Hydro-Québec, les conditions et les tarifs auxquels l'énergie est fournie sont fixés par réglementation de la Société, ces derniers devant être soumis à l'approbation du Gouvernement.

Le tarif **initial** de transport fut donc établi par Hydro-Québec au début de l'année 1997 en fonction d'un coût de service (revenu requis) conformément à **une réglementation par les coûts** telle que prévue par la loi sur la Régie de l'énergie. Il fut approuvé par le Conseil d'administration le 4 février 1997.

Le 5 mars suivant, le gouvernement du Québec approuvait (décret 276.97) le règlement no 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport tels que présentés dans le document « Contrat du service de transport

d'Hydro-Québec pour l'accessibilité à son réseau » et fixait donc les tarifs de transport.

Par la suite, Hydro-Québec obtenait de la Federal Energy Regulatory Services (FERC) un permis pour vendre l'électricité directement dans les marchés américains.

En août 2000, Hydro-Québec a déposé une requête tarifaire transport à la Régie afin de demander une hausse des tarifs de transport effective à partir de janvier 2001.

Il est à noter que tant que la Régie n'approuve pas un nouveau tarif de transport, celui de 1997 demeure.

Évolution du tarif de la fourniture

En juin 2000, le gouvernement du Québec rendait sa décision par le biais des modifications apportées à la loi sur la Régie de l'énergie (projet de loi 116 adopté le 16 juin 2000) en matière de tarif de fourniture, notamment une réglementation basée sur les prix. Les modifications confirment aussi la responsabilité du gouvernement du Québec vis-à-vis les contrats particuliers et les contrats à l'exportation, responsabilité assumée à l'intérieur d'Hydro-Québec par la Division Production.

Par ailleurs, la loi modifiée introduit la notion « volume de consommation patrimonial » qui fixe, pour les 165 premiers twh de consommation sur le marché interne, le prix de la fourniture à 2,79¢/kwh en moyenne. Au-delà de cette quantité, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution, doit lancer un appel d'offres et choisir un fournisseur en fonction de la meilleure offre reçue : la Régie de l'énergie ayant la responsabilité de surveiller le déroulement de ce processus.

À l'intérieur du volume patrimonial, la différenciation du tarif de fourniture par catégorie tarifaire se fait en fonction des taux de pertes et des facteurs d'utilisation relatifs à chaque catégorie tarifaire.

La fourniture d'électricité prend la forme d'un contrat d'approvisionnement pour le Distributeur (contrat patrimonial).

Le taux global est établi de la manière suivante chez le Distributeur :

Coût de fourniture de l'électricité patrimoniale	2,79¢
Coûts réels d'approvisionnement au-delà du volume patrimonial (à venir vers 2005-2006)	XX
Tarifs de transport	XX
Revenus requis du Distributeur	XX
	XX

Évolution du tarif de distribution

Hydro-Québec a annoncé un gel des tarifs (intégrés) jusqu'en 2004. Par conséquent, compte tenu de l'évolution prévue des tarifs de fourniture et de transport, la question des tarifs de distribution ne se pose pas tant qu'il n'y a pas dégel des tarifs.

3. CLIENTÈLE D'HYDRO-QUÉBEC ET RÉGLEMENTATION

L'annexe 1 présente les divers types de clientèle par rapport à l'assujettissement à la Régie de l'énergie et la formulation du tarif ou du prix de l'électricité.

4. PRINCIPES DE RÉGLEMENTATION

Une **réglementation par les coûts** se caractérise par le fait que les tarifs sont établis et approuvés de manière à récupérer les coûts du service rendu, coûts incluant un rendement sur les actifs utilisés pour rendre ce service. Ce rendement couvre à la fois les frais financiers et la rémunération sur les capitaux propres. Si la portion du rendement attribuable aux frais financiers peut varier en fonction des taux du marché, celle reliée aux capitaux propres est généralement fixe².

² Par ailleurs, de plus en plus d'organismes de réglementation favorisent des formules de réglementation par les coûts prévoyant, advenant le cas d'un rendement réel sur les capitaux propres plus grand que celui prévu, un partage des gains obtenus entre les clients et le ou les propriétaires de l'organisme réglementé.

Une réglementation par les coûts exige le dépôt d'une requête tarifaire à chaque augmentation de tarifs demandée, ou sur demande de la Régie de l'énergie. Ces chiffres sont généralement basés sur une année projetée et les données à la base de cette requête sont sujettes à examen par la Régie de l'énergie.

Une **réglementation par les prix** se caractérise par le fait que l'organisme de réglementation approuve, ou statue sur, un prix plafond sans égard aux coûts du service ou à un rendement prédéterminé sur les capitaux propres.

Ainsi, tous les risques associés aux activités réglementées par les prix sont assumés par le ou les propriétaires de l'organisme réglementé. Cette forme de réglementation est favorisée lorsque les activités sous-jacentes (ex.: production) sont ouvertes à la concurrence et très dépendantes des prix du marché.

L'annexe 2 explique plus en détail ces formes de réglementation et leur application dans le cadre d'Hydro-Québec.

5. ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DE FOURNITURE, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

5.1 Préambule

Hydro-Québec s'est engagée à maintenir les tarifs d'électricité actuels jusqu'en 2004.

Dans de telles circonstances, seuls les tarifs de fourniture (**T_f**) et de transport (**T_t**) peuvent évoluer, celui de distribution (**T_d**) étant, à quelques exceptions près, obtenu par différence entre ces tarifs et le tarif global (**T_g**) pour chaque catégorie tarifaire

$$T_f + T_t + T_d = T_g$$

5.2 Tarif de transport (T_t)

Les tarifs de transport sont exprimés en \$ / kW.

a. Établissement du revenu requis total

Afin d'établir le tarif de transport, il faut tout d'abord établir le revenu requis total (voir l'annexe 2).

Ce revenu requis total est ensuite ajusté à la baisse pour tenir compte des revenus prévus des ventes de transit à court terme. Cet ajustement est effectué en fonction d'une moyenne historique.

Pour l'année 2001³, le revenu requis total est estimé à 2 685 M\$ et les revenus de vente de transit à court terme à 11 M\$. Les revenus requis résiduels aux fins du calcul des tarifs correspondent alors à 2 674 M\$.

b. Partage du revenu requis résiduel entre les marchés interne et externe

Hydro-Québec utilise un coût de transport fixe relié à la capacité installée par clientèle, laquelle est déterminée d'abord par les besoins en puissance auxquels le réseau doit répondre.

Ainsi, Hydro-Québec propose à la Régie que le revenu requis résiduel soit tout d'abord réparti entre le marché interne (charge locale) et les marchés externes (service de point à point) au prorata des appels de puissance en pointe pour le marché interne et de la moyenne depuis 1997 des réservations annuelles de point à point pour les marchés externes.

Extraits de la requête tarifaire

	Note ⁴	Note ⁵ en MW	
Mois 2001	Marché interne (charge locale)	Marché externe (point à point)	Total
Janvier	31 726	3 844	35 570
Février	29 968	3 844	33 812
Mars	27 609	3 844	31 453
Avril	23 866	3 844	27 710
Mai	20 167	3 844	24 011
Juin	18 258	3 844	22 102
Juillet	18 524	3 844	22 368
Août	18 779	3 844	22 623
Septembre	19 446	3 844	23 290
Octobre	22 113	3 844	25 957
Novembre	26 187	3 844	30 031
Décembre	30 439	3 844	34 283
Pointe annuelle	31 726	3 844	35 570

³ Sous réserve de l'approbation de la Régie de l'énergie

⁴ Selon les besoins prévus en 2001

⁵ Selon une moyenne historique sur 4 ans

Pour l'année 2001, les besoins du marché interne sont établis à 31 726 MW soit une quote-part de 2 385 M\$ de revenus requis résiduels $((31\,726/35\,570) \times 2\,674\text{ M\$} = 2\,385\text{ M\$})$ alors que ceux du marché externe sont établis à 3 844 MW pour une quote-part du revenu requis résiduel de 289 M\$ $((3\,844/35\,570) \times 2\,674\text{ M\$} = 289\text{ M\$})$.

Il est important de noter que, tant de la part du Distributeur que du Producteur, ces revenus requis résiduels doivent être payés au Transporteur et ce, peu importe la capacité réelle utilisée.

À l'intérieur du marché interne, le tarif de transport de 2385 M \$ sera réparti en fonction de la demande relative de chaque type de clients à la pointe coïncidente (demande simultanée maximale de tous les clients).

5.3 Tarif de fourniture (T_f)

Les tarifs de fourniture sont exprimés en c/kwh. Ils s'appliquent à toutes les ventes du Distributeur, soient les ventes au Québec. De façon spécifique, ils s'appliquent à la clientèle du tarif D, G, M, L ainsi que les réseaux municipaux et les contrats particuliers.

Il est à noter que les ventes sur les marchés externes ne sont pas soumises aux tarifs de fourniture. Le prix de vente sur les marchés externes sera déterminé par les conditions prévalant sur ces marchés ou par les conditions des contrats.

La facture globale du Producteur au Distributeur comprend les trois⁶ composantes suivantes:

- l'application du tarif de fourniture de 2,79¢/kwh au volume de consommation patrimonial
- les ajustements nécessaires pour tenir compte des tarifs de gestion de la consommation
- les rabais (ou primes) accordés sur les contrats particuliers

⁶ Éventuellement, il inclura une quatrième composante, soit le volume de consommation au-delà de 165 TWh.

a. Application du tarif de fourniture de 2,79¢/kwh au volume de consommation patrimonial

Avec les modifications apportées à la loi sur la Régie de l'énergie et applicable à partir du 16 juin 2000, l'ensemble des tarifs de fourniture établis est dorénavant exprimé par un tarif unique de 2,79 ¢/kwh que la Division Production charge à la Division Distribution pour l'ensemble de la clientèle interne jusqu'au niveau de volume de consommation patrimoniale annuelle. Il doit donc demeurer fixe pour les premiers 165 TWh de consommation de la clientèle interne et ce, jusqu'à ce que la Régie modifie la loi.

Par ailleurs, au niveau de la Division Distribution, ce coût d'acquisition de la fourniture de 2,79¢/kwh constitue un coût moyen qu'il doit répartir entre ses clientèles en fonction des facteurs d'utilisation et des taux de perte.

Pour la première année (2000), ces coûts sont statués dans la loi:

Tarif	¢/kwh
D et DM	3,24
DH	3.13
G	2,95
G-9	2,80
M	2,72
L	2,47
DT	2,67
Moyenne pondérée	2,79

Pour les années subséquentes, ces coûts doivent être ajustés en fonction d'une mise à jour des facteurs d'utilisation et des taux de pertes relatifs à chacune des catégories tarifaires. Le coût moyen doit cependant demeurer à 2,79¢/kwh.

Volume de consommation patrimonial

Il correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 TWh. Ce

volume exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation (voir [cette section paragraphe b](#)), ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement du Québec (aucun en 2000 et 2001).

b. Ajustements nécessaires pour tenir compte des tarifs de gestion de la consommation

Parmi les tarifs de gestion de l'énergie appliqués par Hydro-Québec, on retrouve la tarification en temps réel, la bi-énergie et la puissance interruptible.

c. Les rabais (ou primes) accordés sur les contrats particuliers

Certains clients bénéficient de contrats à partage de risques et bénéfices (*voir l'annexe 1 à la note 1*). Le prix auquel l'électricité est vendue n'est donc pas alors fixé en fonction d'un tarif mais déterminé en fonction d'une formule de prix tenant compte du prix de l'aluminium et libellé en dollars américains (donc variable). Dans ce cas, la composante fourniture est établie en soustrayant du prix global, les coûts applicables au transport et à la distribution: le principe général étant de faire absorber par le Producteur (fournisseur) les conséquences financières des contrats particuliers.

Ainsi l'écart entre le tarif de fourniture tel qu'établi en fonction de la catégorie tarifaire correspondante du client du contrat particulier et le prix de la fourniture obtenu par la différence entre le prix global et le coût de transport et de distribution constitue un rabais si le prix est moins élevé que le tarif ou une prime s'il est plus élevé.

6 Prix de cession entre les Divisions : exercice d'éclatement tarifaire

Les prix de cession entre les Divisions correspondent aux tarifs de fourniture (avec ajustements) et tarifs de transport établis annuellement au moment des plans d'affaires en fonction d'un exercice d'éclatement tarifaire et selon les ventes

prévues pour l'exercice à venir. Cet exercice est effectué selon les règles de gestion édictées à la [section 5](#).

Les tarifs ainsi établis sont ensuite appliqués en mode réel de la manière suivante :

⇒ prix de la fourniture du Producteur au Distributeur

a) tarif de fourniture de 2,79¢/kwh appliqué aux quantités réelles vendues à la clientèle externe du Distributeur, exception faite de celles vendues via les réseaux autonomes et celles reliées aux tarifs de gestion de la consommation

b) ajustements reliés aux tarifs de gestion de la consommation en fonction des revenus réels

- TTR

- bi-énergie

- crédit pour puissance interruptible

c) ajustements reliés aux rabais (ou primes) pour les contrats particuliers

⇒ tarif de transport: coût annuel de service de transport par clientèle reconnue à raison de 1/12 par mois.

ANNEXE 1

CLIENTÈLE D'HYDRO-QUÉBEC ET RÉGLEMENTATION

Clientèle	Assujettissement à la Régie	Établissement du prix ou du tarif global d'électricité
D (Clientèle résidentielle)	oui	règlement tarifaire
G (Clientèle d'affaires de petites puissance <100 Kw)	oui	règlement tarifaire
M (Clientèle d'affaires de moyennes puissance - entre 100 et 5000 Kw)	oui	règlement tarifaire
L (Clientèle de Grande puissance : + de 5000Kw)	oui	règlement tarifaire
Contrats particuliers	oui	selon les conditions d'un contrat ¹
Marchés externes	non ²	selon les conditions d'un contrat ou les prix du marché

¹ Bien qu'assujettis à la Régie de l'énergie, certains clients de Grande puissance bénéficient de contrats spéciaux établissant leur prix. Ces contrats à long terme, dits à partage de risques, visent généralement une clientèle fortement énergivore dont le prix de l'électricité constitue une dépense importante. En établissant un prix de l'électricité qui tient compte de celui des biens qu'ils produisent (principalement l'aluminium), Hydro-Québec fidélise une clientèle importante tout en profitant de la hausse de prix des commodités sous-jacentes si ces prix montent à des niveaux intéressants. De plus, comme ces contrats sont souvent libellés en dollars américains, cet apport de devises permet à Hydro-Québec de couvrir une partie de ses besoins en couverture (principalement le service de la dette)

² Par ailleurs, les ventes effectuées sur les marchés externes doivent assumer le tarif de transport, pour la portion du service se déroulant sur le réseau de transport d'Hydro-Québec, équivalant au tarif de transport édicté par la Régie de l'énergie.

ANNEXE 2**PRINCIPES DE RÉGLEMENTATION**

	Forme de réglementation	Données requises ¹	Tarifs
Production	réglementation par le prix	Aucune	Fourniture
Transport	réglementation par le coût	- charges admissibles (CA) - actifs admissibles (BT) - taux de rendement	Transport
Distribution	réglementation par le coût	- charges admissibles (CA) - actifs admissibles (BT) - taux de rendement	Distribution

RÉGLEMENTATION PAR LES COÛTS:

$$\mathbf{BT \times t + CA = \text{revenus requis total}}$$

- BT**
- représente la *base de tarification* soit:
"la juste valeur des actifs (calculée sur la base du coût d'origine, soustraction faite de l'amortissement) que la Régie estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport ou de distribution d'électricité ainsi que des dépenses non amorties de recherche et de développement et de mise en marché, des programmes commerciaux, des frais de premiers établissement et du fonds de roulement requis pour l'exploitation de ces réseaux"
 - la base de tarification correspond aux actifs nets de TransÉnergie (pour le service de transport) et ceux de la Division HQ Distribution (pour le service de distribution) sauf pour les principaux éléments suivants:
 - les immobilisations en cours sont exclus de la base de tarification (puisque'ils ne servent pas encore à l'exploitation)
 - le fonds de roulement inclus dans la base de tarification n'est pas le fond de roulement réel mais un fond de roulement théorique calculé en fonction d'une étude des délais de recouvrement et de décaissement (étude de "lead lag").
 - certain actifs peuvent être exclus du fait qu'ils sont détenus par ces unités d'affaires mais qu'ils ne desservent pas les activités réglementées (ex.: placement dans des filiales, etc...)
 - Par ailleurs, il est important de noter que la Régie se réserve le droit d'exclure un actif de la base de tarification parce qu'elle juge qu'il a été non prudemment acquis ou non utile à l'exploitation du dit service.
- t**
- représente le coût en capital pondéré d'Hydro-Québec en tenant compte d'une structure de capital présumée. Ainsi le coût des capitaux empruntés correspond au coût de la dette d'Hydro-Québec alors que le rendement sur la portion des capitaux propres présumés avoir servi à financer la base de tarification fait l'objet d'une proposition d'Hydro-Québec à la Régie de l'énergie qui statuera ultimement sur ce taux de rendement.

Exemple :

Coût de la dette d'Hydro-Québec	8,6 %	
Structure de capital présumée	70 %	dette
	30 %	cap. propres
Taux de rendement accordé par la Régie	10 %	

$$\mathbf{t = 8,6\% \times .70 + 10\% \times .30 = 9,02\%}$$

¹ Et sujettes à l'examen de la Régie de l'énergie

- CA** représente les charges admissibles soit :
- les charges d'exploitation nettes
 - les charges de services partagés (la facturation interne reçue)
 - les achats de combustible (réseaux non reliés)
 - l'amortissement et le déclassement
 - les taxes
 - les charges corporatives (les frais corporatifs imputés)

des unités TransÉnergie (pour le service de transport) et de celles des unités de la Division HQ Distribution (pour le service de distribution) soustraction faite de la portion de ces charges se rapportant à des activités non réglementées.

Le revenu requis ainsi établi est ensuite découpé entre les clientèles et transformé en tarifs de manière à être entièrement récupéré.

Annexe 5

Répertoire des immobilisations d'Hydro-Québec

Actifs de base et Actifs de support du Distributeur

Hydro-Québec Distribution

Répertoire des immobilisations Actifs de base et actifs de support

CATÉGORIE	DESCRIPTION CATÉGORIE	Actifs de base	Actifs de support
11111	Routes	POSTES	
11115	Ponts	POSTES	
11201	Bâtiments (UPS)	POSTES	
11211	Fondations (PU)	POSTES	
11212	Infrastructure (PU)	POSTES	
11213	Superstructure (PU)	POSTES	
11215	Toitures (PU)	POSTES	
11216	Fenêtres, portes et revêtements extérieurs	POSTES	
11227	Appareils de levage (PU)	POSTES	
11252	Drainage (y compris les égoûts)	POSTES	
11253	Chemins, rues, trottoirs, parcs de stationnement	POSTES	
11259	Aménagement de site	POSTES	
11322	Canaux	POSTES	
11326	Digues	POSTES	
11331	Prises d'eau	POSTES	
11335	Conduites forcées	POSTES	
11338	Vannes prises d'eau	POSTES	
11348	Vannes et accessoires ouvrages d'adduction en aval	POSTES	
11351	Évacuateur de crues	POSTES	
11421	Barrages - Fondations en béton	POSTES	
11422	Barrages - Superstructures en béton	POSTES	
11423	Turbines	POSTES	
11424	Régulateurs de vitesse	POSTES	
11426	Alternateur	POSTES	
11428	Circuit d'excitation	POSTES	
11429	Régulateur de tension	POSTES	
11430	Armoires de neutre	POSTES	
11626	Disjoncteurs centrales et postes 0-450KV	POSTES	
11661	Appareillage blindé et compartimenté	POSTES	
11668	Cables de puissance 12 KV et plus	POSTES	
11673	Cables d'alimentation	POSTES	
11675	Tableaux et armoires des services d'alim. auxili.	POSTES	
11677	Systèmes d'alimentation auxiliaires	POSTES	
11678	Systèmes automatismes locaux et de réseau	POSTES	
11681	Systèmes de protection	POSTES	
11684	Systèmes de mesure et téléprotection	POSTES	
11685	Ordinateurs	POSTES	
11687	Cables de commande	POSTES	
11688	Systèmes de surveillance	POSTES	
11761	Groupes électrogènes de secours	POSTES	
11775	Émetteur - Récepteur VHF	POSTES	
11778	Équipement de mesure de distance	POSTES	
11781	Postes téléphoniques	POSTES	
14011	ACHAT DU TERRAIN	POSTES	

14051	COÛT DES SERVITUDES	POSTES
14111	ROUTES	POSTES
14142	HÉLIPORT	POSTES
14181	RÉSERVOIRS (CARBURANT, HUILE)	POSTES
14182	RÉCHAUFFEUR DE MAZOUT	POSTES
14183	FONDATIONS	POSTES
14184	SYSTÈME PROTECTION INCENDIE-ÉQUI.MAN.COMB.	POSTES
14192	POMPES (CARBURANT, HUILE)	POSTES
14193	CONDUITES	POSTES
14194	INST. DE DÉCHARGEMENT DU COMBUSTIBLE	POSTES
14195	RÉSEAUX D'ÉGOUTS DES EAUX HUILE ET FILTRES	POSTES
14201	BÂTIMENTS (UPS)	POSTES
14211	FONDATIONS (PU)	POSTES
14213	SUPERSTRUCTURE (PU)	POSTES
14215	TOITURE (PU)	POSTES
14216	Fenêtres, portes et revêtements extérieurs	POSTES
14221	CHAUFFAGE, ÉCLAIRAGE ET ÉNERGIE (PU)	POSTES
14222	VENTILATION ET CONDITIONNEMENT D'AIR (PU)	POSTES
14224	PLOMBERIE (PU)	POSTES
14225	SYSTÈME DE PROTECTION CONTRE L'INCENDIE (PU)	POSTES
14227	APPAREILS DE LEVAGE (PU)	POSTES
14230	BÂTIMENT AMOVIBLE	POSTES
14240	FONDATIONS ET CHARPENTES ÉQUIP. EXTÉRIEUR (UPS)	POSTES
14241	FONDATIONS POUR CHARPENTES (PU)	POSTES
14242	CHARPENTES MÉTALLIQUES (PU)	POSTES
14244	CHARPENTES EN BOIS (PU)	POSTES
14246	CANALISATIONS SOUTERRAINES	POSTES
14247	GALERIES DES CÂBLES	POSTES
14248	CANIVEAUX ET TRANCHÉES POUR CÂBLES	POSTES
14252	DRAINAGE (Y COMPRIS LES ÉGOUTS)	POSTES
14253	CHEMINS,RUES,TROTTOIRS,PARCS DE STATION.	POSTES
14254	SERVICE D'EAU POTABLE	POSTES
14255	CLÔTURES ET BARRIÈRES	POSTES
14256	CIRCUITS D'ÉNERGIE ET D'ÉCLAIRAGE EXTÉRIEUR	POSTES
14257	SYSTÈME DE PROTECTION CONTRE L'INCENDIE	POSTES
14259	AMÉNAGEMENT DE SITE	POSTES
14381	MOTEURS	POSTES
14383	DIESELS DE PRODUCTION	POSTES
14385	FONDATIONS	POSTES
14386	SYSTÈME DE REFROIDISSEMENT	POSTES
14389	SYSTÈME GAZ D'ÉCHAPPEMENT (CHEMINÉE)	POSTES
14424	RÉGULATEURS DE VITESSE	POSTES
14425	CIRCUIT DE LUBRIFICATION	POSTES
14426	ALTERNATEUR	POSTES
14428	CIRCUIT D'EXCITATION	POSTES
14429	RÉGULATEUR DE TENSION	POSTES
14430	ARMOIRES DE NEUTRE	POSTES
14564	TRANSFO DE PUISS.,MALT,SERV.AUXIL.0-150 KV	POSTES
14611	JEUX DE BARRES	POSTES
14626	DISJONCTEURS CENTRALES ET POSTES 0-450 KV	POSTES

14630	TRANSFO. DE MESURE, COURANT ET TENSION	POSTES
14651	SECTIONNEURS	POSTES
14661	APPAREILLAGE BLINDÉ ET COMPARTIMENTÉ	POSTES
14662	MISE À LA TERRE	POSTES
14663	ÉTAGÈRES À CÂBLES	POSTES
14668	CÂBLES DE PUISSANCE 12KV ET PLUS	POSTES
14672	CENTRE DE TRANSFORMATION ET DE DISTRIBUTION	POSTES
14673	CÂBLES D'ALIMENTATION	POSTES
14674	ARMOIRES DE BRANCHEMENT	POSTES
14675	Tableaux et armoires des services d'alim. auxili.	POSTES
14676	CENTRE DES COMMANDES DES MOTEURS	POSTES
14677	Systèmes d'alimentation auxiliaires	POSTES
14678	Systèmes automatisés locaux et de réseau	POSTES
14680	LOGICIEL (SOFTWARE)	POSTES
14681	Systèmes de protection	POSTES
14684	Systèmes de mesure et téléprotection	POSTES
14685	Ordinateurs	POSTES
14686	RÉGLAGE DE FRÉQUENCE-PUISSANCE	POSTES
14687	CÂBLES DE COMMANDE	POSTES
14689	Systèmes de commande	POSTES
14691	SYSTÈMES D'ACCÈS CONTRÔLE/SYSTÈME SÉCURITÉ	POSTES
14701	DISPOSITIF DE LUTTE CONTRE LE BRUIT	POSTES
14722	RÉSERVOIRS D'HUILE ET TUYAUTERIE	POSTES
14724	POMPES (HUILE)	POSTES
14726	BASSINS DE RÉCUPÉRATION D'HUILE	POSTES
14731	COMPRESSEURS ET FILTRES	POSTES
14732	RÉSERVOIRS D'AIR ET CONDUITES	POSTES
14734	SÉCHEURS D'AIR	POSTES
14735	SYST.COMPLET D'ALIMENTATION EN AIR COMPRIMÉ	POSTES
14741	MATÉRIEL D'ESSAI	POSTES
14747	MATÉRIEL DE NETTOYAGE	POSTES
14749	INCINÉRATEUR	POSTES
14761	GROUPE ÉLECTROGÈNE DE SECOURS	POSTES
14763	RÉSERVOIRS À CARBURANT PR DIESEL SECOURS	POSTES
14767	ONDES PORTEUSES SUR LIGNE DE TRANSPORT H.T.	POSTES
14771	TRANSFORMATEURS DE NEUTRALISATION	POSTES
14773	TABLEAUX DE DISTRIBUTION TÉLÉPHONIQUES	POSTES
14781	POSTES TÉLÉPHONIQUES	POSTES
14785	CÂBLES OU FILS TÉLÉPHONIQUES	POSTES
14786	RÉPARTITEUR TÉLÉPHONIQUE	POSTES
14787	TÉLÉSCRIPTEUR	POSTES
14795	MODEM	POSTES
21240	Fondations et charpentes équip. extérieur (UPS)	POSTES
21241	Fondation des charpentes extérieures (PU)	POSTES
21554	Batteries de condensateurs	POSTES
21564	Transfo. de puissance, malt,serv.aux. 0-150 kV	POSTES
21585	Système de protection des transformateurs	POSTES
21611	Jeux de barres	POSTES
21621	Disj. reench. pour postes 0 à 150 kV	POSTES
21630	Transfo. de mesure, courant et tension	POSTES

21641	Parafoudres	POSTES
21651	Sectionneurs	POSTES
21662	Mise à la terre	POSTES
21681	Systèmes de protection	POSTES
21726	Bassins de récupération d'huile	POSTES
24011	Achat du terrain	POSTES
24051	Coût des servitudes	POSTES
24111	ROUTES	POSTES
24115	PONTS	POSTES
24201	Bâtiments (UPS)	POSTES
24211	Fondations (PU)	POSTES
24213	Superstructure (PU)	POSTES
24215	Toiture (PU)	POSTES
24221	Chauffage,éclairage et énergie	POSTES
24222	Ventilation et conditionnement d'air (PU)	POSTES
24240	Fondation & Charpente equip. extérieur (UPS)	POSTES
24241	Fondations pour charpentes (PU)	POSTES
24242	Charpentes métalliques (PU)	POSTES
24244	Charpentes en bois (PU)	POSTES
24246	Canalisations souterraines	POSTES
24248	Canivaux et tranchées pour câbles	POSTES
24249	Puits d'accès	POSTES
24252	Drainage (y compris les égouts)	POSTES
24253	Chemins, rues, trottoirs, parcs de stationnement	POSTES
24254	Service d'eau potable	POSTES
24255	Clôtures et barrières	POSTES
24256	Circuits d'énergie et d'éclairage extérieur	POSTES
24259	Aménagement de site	POSTES
24534	Régulateur de tension 0-150 kV	POSTES
24564	Transfo. de puissance, malt, serv.aux. 0-150 kV	POSTES
24584	Système de refroidissement des transfos.	POSTES
24585	Système de protection des transfos.	POSTES
24611	Jeux de barres	POSTES
24621	Disj., réencl. pour postes 0 à 150 kV	POSTES
24626	Disjoncteurs centrales et postes 0-450KV	POSTES
24630	Transfo. de mesure, courant et tension	POSTES
24641	Parafoudre	POSTES
24651	Sectionneurs	POSTES
24662	Mise à la terre	POSTES
24663	Étagères à câbles	POSTES
24668	Câbles de puissance 12 kV et plus	POSTES
24673	Câbles d'alimentation	POSTES
24674	Armoires de branchement	POSTES
24675	Tableaux et armoires des services d'alim. auxili.	POSTES
24677	Systèmes d'alimentation auxiliaires	POSTES
24678	Systèmes automatismes locaux et de réseau	POSTES
24681	Systèmes de protection	POSTES
24684	Systèmes de mesure et téléprotection	POSTES
24685	Ordinateurs	POSTES
24687	Câbles de commande	POSTES

24688	Systèmes de surveillance	POSTES
24726	Bassins de récupération d'huile	POSTES
24762	Commandes automatiques	POSTES
24781	Postes téléphoniques	POSTES
24785	Câbles ou fils téléphoniques	POSTES
24789	Câbles coaxiaux	POSTES
25011	Achat du terrain	LIGNES
25051	Coût des servitudes	LIGNES
25411	Poteaux	LIGNES
25412	Pylônes et fondations	LIGNES
25451	Conducteurs	LIGNES
25461	Câbles de garde autres	LIGNES
25651	Sectionneurs	LIGNES
25662	Mise à la terre	LIGNES
30411	Poteaux	DIVERS
30411	Poteaux	DIVERS
30413	Luminaires	DIVERS
30413	Luminaires	DIVERS
30451	Conducteurs	DIVERS
30451	Conducteurs	DIVERS
31011	Achat du terrain	POSTES
31051	Coût des servitudes	POSTES
31111	Routes	POSTES
31201	Bâtiments (UPS)	POSTES
31211	Fondations (PU)	POSTES
31213	Superstructure (PU)	POSTES
31215	Toiture (PU)	POSTES
31221	Chauffage, éclairage et énergie (PU)	POSTES
31222	Ventilation et conditionnement d'air (PU)	POSTES
31240	Fondations et charpentes équip. extérieur (UPS)	POSTES
31241	Fondations pour charpentes (PU)	POSTES
31242	Charpentes métalliques (PU)	POSTES
31244	Charpentes en bois (PU)	POSTES
31246	Canalisations souterraines	POSTES
31248	Caniveaux et tranchées pour câbles	POSTES
31252	Drainage (y compris les égouts)	POSTES
31253	Chemins, rues, trottoirs,parcs de stationnement	POSTES
31255	Clôtures et barrières	POSTES
31256	Circuits d'énergie et d'éclairage extérieur	POSTES
31259	Aménagement de site	POSTES
31519	Compensateur série	POSTES
31534	Régulateur de tension 0-150 kV	POSTES
31564	Transfo. de puiss.,malt,serv. aux., 0-150 kV	POSTES
31611	Jeux de barres	POSTES
31621	Disj.,réencl. pour postes 0 à 150 kV	POSTES
31626	Disjoncteurs centrales et postes 0-450KV	POSTES
31630	Transfo. de mesure, courant et tension	POSTES
31641	Parafoudre	POSTES
31650	Motorisation de sectionneur	POSTES
31651	Sectionneurs	POSTES

31662	Mise à la terre	POSTES
31668	Câbles de puissance 12 kV et plus	POSTES
31673	Câbles d'alimentation	POSTES
31675	Tableaux et armoires des services d'alim. auxili.	POSTES
31677	Systèmes d'alimentation auxiliaires	POSTES
31678	Systèmes automatismes locaux et de réseau	POSTES
31680	Logiciel (Software)	POSTES
31681	Systèmes de protection	POSTES
31684	Systèmes de mesure et téléprotection	POSTES
31685	Ordinateurs	POSTES
31687	Câbles de commande	POSTES
31689	Systèmes de commande	POSTES
31726	Bassins de récupération d'huile	POSTES
31761	Groupes électrogènes de secours	POSTES
31762	Commandes automatiques	POSTES
31782	Tableaux téléphoniques	POSTES
31787	Télescripteur	POSTES
31798	Enregistreur de conversation	POSTES
32011	Achat du terrain	LIGNES
32051	Coût des servitudes	LIGNES
32411	Poteaux	LIGNES
32412	Pylones et fondations	LIGNES
32451	Conducteurs	LIGNES
32463	Câbles aériens et souterrains	LIGNES
32511	Transformateur mono aérien 0-50 kv	LIGNES
32512	Transfo. mono. aérien dist. 51 à 167 KVA	LIGNES
32513	Transfo. mono. aérien dist. 168 kV et plus	LIGNES
32522	Transformateur triphase aérien de distr.	LIGNES
32531	Régulateurs tension mono. de 0 à 200 AMP.	LIGNES
32532	Régulateurs tension mono. de 201 AMP. et plus	LIGNES
32541	Régulateurs de tension triphases aériens	LIGNES
32551	Condensateur aériens de dist. 0 à 600 KVA	LIGNES
32561	Transfo. de puissance pour la distribution	LIGNES
32623	DISJ.RÉENCL.MONO.AÉRIENS DE DISTRIBUTION	LIGNES
32624	DISJ.RÉENCL.TRI.AÉRIENS DE DISTRIBUTION	LIGNES
32642	Parafoudres (fonctions de masse)	LIGNES
32643	Indicateurs de défauts	LIGNES
32652	Sectionneurs mono. aériens distribution	LIGNES
32653	Sectionneurs trip. aériens distribution	LIGNES
32655	Inter. ou inter.sect.aériens distribution	LIGNES
32656	Interrupteur mono./auto.aériens-distribution	LIGNES
32660	Coupe-circuit 200 ampères et plus	LIGNES
32680	Logiciel (Software)	LIGNES
32684	Systèmes de mesure et téléprotection	LIGNES
32685	Ordinateurs	LIGNES
33011	Achat du terrain	LIGNES
33051	Coût des servitudes	LIGNES
33514	Transfo. Mono. Sout. Distr. 0 à 300 KVA	LIGNES
33515	Transfo. Mono. Sout. Distr. 301 kVa et plus	LIGNES
33523	Transfo. Tri. Sout. de distr. 0 à 500 kVa	LIGNES

33524	Transfo. Tri. Sout. de distr. 501 kVa et plus	LIGNES
33561	Transfo. de puissance pour la distribution	LIGNES
33626	Disjoncteurs centrales et postes 0-450KV	LIGNES
33642	Parafoudres (fonctions de masse)	LIGNES
33643	Indicateurs de défauts	LIGNES
33657	Inter.sect.mono.sout. de distribution	LIGNES
33658	Inter.sect.trip.sout. de distribution	LIGNES
33659	Cabinet de protection sout. de distribution	LIGNES
33660	Coupe-circuit 200 Ampères et plus	LIGNES
33662	Mise à la terre	LIGNES
33680	Logiciel (Software)	LIGNES
33684	Systèmes de mesure et téléprotection	LIGNES
33685	Ordinateurs	LIGNES
33710	Canalisations souterraines béton et autres	LIGNES
33711	Canalisations souterraines en béton	LIGNES
33712	Puits d'accès	LIGNES
33713	Câbles isolants papier et huile	LIGNES
33714	Câbles isolants synthétiques	LIGNES
33715	Câbles sous-marins	LIGNES
33716	boites de jonction	LIGNES
33718	Piedestaux, socles et comp. métalliques	LIGNES
34266	Watheuremètres réguliers et bi-énergie	DIVERS
34267	Compteurs indicateurs de puissance	DIVERS
34268	Compteurs à affichage numérique et JEM Analogique	DIVERS
34269	Compteurs électroniques	DIVERS
34270	Compteurs types ""Trivecteurs""	DIVERS
34271	Compteurs avec impulsion	DIVERS
34272	Compteurs wath. et indicateurs de puissance	DIVERS
34273	Enregistreurs sur bandes magnétiques	DIVERS
34274	Compteurs hybrides	DIVERS
34275	Compteurs mesurage spécialisé	DIVERS
34276	Enregistreurs électroniques	DIVERS
34277	Combine de mesurage moyenne tension	DIVERS
34278	Combine de mesurage haute tension	DIVERS
34279	Trans. basse tension jusqu'à 750 volts	DIVERS
34280	Transo. moyenne tension 751 à 50000 volts	DIVERS
34281	Transo. Haute tension de 50000 V et plus	DIVERS
34282	Transformateurs de courant de 0 à 999 amp.	DIVERS
34283	Transfo. courant 1000 amp. et plus	DIVERS
34284	Blocs d'essai et bornier	DIVERS
34285	Relais d'isol.,transm.récept.impulsions	DIVERS
34286	Contrôleur pour bi-énergie résidentielle	DIVERS
34287	Contrôleur pour bi-énergie autres	DIVERS
34288	Système de transmission	DIVERS
34289	Horloge de contrôle et sonde	DIVERS
34290	Télécommande bi-énergie	DIVERS
34291	Compteur Énergie NERTEC	DIVERS
34292	Télélecteur radiofréquences	DIVERS
34293	Compteurs multifonctionnels (CMF)	DIVERS
35411	Poteaux	DIVERS

35413	Luminaires	DIVERS	
35451	Conducteurs	DIVERS	
37411	Poteaux	DIVERS	
37710	Canalisations souterraines béton et autres	DIVERS	
37711	Canalisations souterraines en béton	DIVERS	
37713	Câbles isolants papier et Huile	DIVERS	
50003	Brevets	DIVERS	
50007	Études environnementales	DIVERS	
78011	Achat du terrain		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78051	Coût des servitudes		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78201	Bâtiments (UPS)		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78211	Fondations (PU)		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78221	Chauffage, éclairage et énergie (PU)		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78222	Ventilation et conditionnement d'air (PU)		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78240	Fondations et charpentes équip. extérieur (UPS)		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78241	Fondations pour charpentes (PU)		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78242	Charpentes métalliques (PU)		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78248	Canivaux et tranchées pour câbles		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78253	Chemins, rues, trottoirs, parcs de stationnement		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78255	Clôtures et barrières		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78256	Circuits d'énergie et d'éclairage extérieur		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78259	Aménagement de site		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78414	Antennes et guide d'onde		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78462	Câbles en fibres optiques		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78463	Câbles aériens et souterrains		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78677	Systèmes d'alimentation auxiliaires		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78678	Systèmes automatismes locaux et de réseau		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78680	Logiciel (Software)		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78681	Systèmes de protection		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78684	Systèmes de mesure et téléprotection		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78685	Ordinateurs		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78686	Réglage de fréquence-puissance		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78691	Système d'accès contrôle/Système sécurité		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78765	Équipements de réseaux radio-mobiles		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78766	Équipements terminal de radio-mobiles		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78767	Ondes porteuses sur lignes de transport H.T.		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78768	Radio-phares		MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.

78771	Transformateurs de neutralisation	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78772	Transformateurs d'isolement	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78773	Tableaux de distribution téléphoniques	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78775	Émetteur-récepteur VHF	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78776	Groupes convertisseurs	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78777	Appareillage opto-électroniques	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78781	Postes téléphoniques	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78782	Tableaux téléphoniques	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78783	Autocommutateurs	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78784	Réseau local	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78785	Câbles ou fils téléphoniques	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78787	Télescripteur	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78789	Câbles coaxiaux	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78792	Multiplex numérique	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78793	Commutateurs de paquets et concentrateur	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78797	Dispositif de couplage C.P.	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78798	Enregistreur de conversation	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
78799	Système de sonorisation	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
80680	Logiciel (Software) à l'unité	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
80685	Super-ordinateurs à l'unité	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
80802	Équipements de recherche et d'essais en groupe	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
80803	Équipements de recherche et d'essais à l'unité	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
80810	Ameublement et équipement de bureau en groupe	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
80866	Équipement informatique en groupe	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
80870	Équipement d'atelier et de garage en groupe	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
80880	Équipement mobile de communication en groupe	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
80890	Équip de cafét, médic et entr. bureau en groupe	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
81810	Ameublement et équipement de bureau	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
81812	Oeuvre d'art	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
82820	Matériel roulant à 144 mois	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
82821	Matériel roulant à 67 mois	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
82823	Matériel roulant à 120 mois	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
82824	Matériel de transport à 144 mois	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
82825	Matériel de transport à 36 mois	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
82826	Matériel de transport à 180 mois	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.

83830	Outils et instr. de travail	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
83832	Génératrices	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
84840	Équipement de labo. vérification	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
84844	Appareillage vérification et calibrage	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
84846	Appareillage de mesure et de contrôle	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
84848	Appareillage d'entretien et autres	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
86680	Logiciel (Software)	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
86683	Progiciel R-3 SAP	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
86685	Super-ordinateurs	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
86866	Équipement informatique	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
86867	Équipement informatique à l'unité	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
87870	Équipement d'atelier et de garage	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
87878	Équipement d'imprimerie et reprographie	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
88880	Équipement mobile de communication	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
88882	Appareil audio-visuel	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.
89890	Équip. cafétéria, médical, entr bur, école, résidence	MATÉRIEL CONSTRUC. EXPLOITA.