

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1 DE GRAME**

## 1. CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

«Dans le cas des modifications associées aux coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale, la Régie accepte le principe de transfert ( «pass-on» ) des coûts de fourniture) mais le rejette pour tous les autres écarts constatés, en fin d'exercice, entre les coûts d'approvisionnement et les revenus". De même, le principe de transfert des coûts du service de transport, limité aux seuls effets prix, est accueilli favorablement par la Régie. La Régie autorise ce faisant la création de comptes de frais reportés, l'un pour le ( «pass-on» ) sur la fourniture et le second celui du service de transport».

(HQD-1, Doc. 1, p.6 de 27)

### Q1.1

Dans l'interprétation du Distributeur, comment la décision de la Régie s'appliquera-t-elle au coût du combustible pour les nouveaux approvisionnements provenant de centrales thermiques au gaz naturel ?

#### Réponse:

**La décision de la Régie s'applique « aux coûts de fourniture », soit le coût de « l'électricité mise à la disposition [...] du Distributeur par un fournisseur ». La décision ne s'applique pas aux coûts de production de l'électricité par un fournisseur mais au prix qu'un fournisseur exige pour livrer l'électricité prévue à son contrat.**

### Q 1.2

Qu'est-ce qui est prévu dans les contrats à cet égard pour les sources d'approvisionnement sélectionnées suite au premier appel d'offres ?

#### Réponse:

**Seule TransCanada Energy Ltd. utilise une centrale thermique pour la fourniture d'électricité. Son contrat avec le Distributeur prévoit que le coût de l'électricité peut varier en fonction de différents indices, dont le taux de change, et le prix du gaz naturel et de son transport.**

### Q 1.3

Selon le Distributeur, quelles seraient les implications de la décision de la Régie dans le cas où une source d'approvisionnement devait acquérir des

permis échangeables afin de compenser pour ses émissions de gaz à effet de serre (GES)?

**Réponse:**

**En vertu de l'article 22 du contrat entre le Distributeur et TransCanada Energy Ltd., le fournisseur doit obtenir à ses frais tous les droits d'émission atmosphériques qui pourraient être requis en vertu des lois et règlements applicables.**

2. Dans sa décision D-2003-93 sur la phase 1 du présent dossier tarifaire du Distributeur, la Régie « approuve le principe de l'année tarifaire du 1<sup>er</sup> avril au 31 mars ?» (Requête, p.2)

Q 2.1

Dans l'interprétation du Distributeur, est-ce que cette décision l'obligerait à l'avenir à n'effectuer des ajustements tarifaires qu'au 1<sup>er</sup> avril ou est-ce qu'il serait possible, par exemple, de répartir un ajustement tarifaire en deux étapes (ex. 1<sup>er</sup> octobre et 1<sup>er</sup> avril) ?

**Réponse:**

**Pour des raisons de stabilité tarifaire, le Distributeur croit qu'il est préférable de respecter le principe de l'année tarifaire débutant le 1<sup>er</sup> avril. La dérogation à la date du 1<sup>er</sup> avril en l'instance se justifie par le caractère exceptionnel du présent dossier, soit notamment l'ampleur du déficit et l'adoption, le 11 août dernier, du décret 817-2003.**

**Dans la situation hypothétique où une hausse subite des coûts d'exploitation une année donnée pourrait entraîner un choc tarifaire, le Distributeur privilégiera vraisemblablement la création d'un compte de frais reportés afin de répartir cette hausse sur deux ou plusieurs années tarifaires plutôt que d'appliquer deux hausses dans le cadre d'une même année tarifaire.**

3. Tarif BT :  
(HQD-1, Doc. 7, p.9 de 27)

Q 3.1

Peut-on avoir un estimé de la quantité de mazout et de gaz naturel dont le tarif BT permet d'éviter annuellement la consommation ?

**Réponse:**

**Hydro-Québec Distribution ne dispose pas, pour l'instant, de données fiables lui permettant de préciser la répartition des charges électriques consommées au tarif BT selon les sources combustibles pouvant s'y substituer.**

**Par ailleurs, quelque soit la quantité d'énergie combustible ainsi évitée, il ne s'agit pas nécessairement d'un effacement net puisque la source de production des kWh vendus sous le tarif BT n'est pas connue. En effet, rien ne permet au Distributeur de présumer que l'électricité fournie par le Producteur pour alimenter les ventes au tarif BT est d'origine hydraulique.**

Q 3.2

Quel aurait été le déficit prévu pour offrir le tarif BT si l'énergie offerte aurait été incluse dans l'électricité patrimoniale ?

**Réponse:**

**L'électricité offerte à la clientèle du tarif BT ne peut faire partie de l'électricité patrimoniale.**

Q 3.3

Quelles seraient les alternatives à la création d'un compte de frais reportés pour le tarif BT ?

**Réponse:**

**La seule alternative à la création d'un compte de frais reportés pour le tarif BT est l'ajustement immédiat du tarif BT pour refléter son coût d'approvisionnement.**

Q 4. Veuillez compléter la grille des tarifs d'électricité en associant les revenus perçus pour la dernière année et les revenus prévisionnels pour les différents éléments de la structure de chacun des tarifs (Document HQD-9 01 Annexe : Grille des tarifs d'électricité).

Exemple : Compléter pour tous les tarifs en suivant l'exemple

Article	Tarif	Description	Prix actuels	Prix 1 <sup>er</sup> octobre	Prix 1 <sup>er</sup> avril	Revenu actuel	Revenus prévisionnels
8	D	Redevance				À compléter	À compléter
		30 premier kWh par jour				À compléter	À compléter
		Reste de l'énergie				À compléter	À compléter
		Prime de puissance				À compléter	À compléter
19	DM	Redevance				À compléter	À compléter
		30 premier kWh par jour				À compléter	À compléter
		Reste de l'énergie				À compléter	À compléter
		Prime de puissance				À compléter	À compléter
Inclure tous les détails	DT					À compléter	À compléter
	G					À compléter	À compléter
	M					À compléter	À compléter
	L					À compléter	À compléter

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question 4 de l'AQCIE-CIFQ, présentée à la pièce HQD-11, Document 4 .**

5. « La prévision telle qu'établie tient compte : ... des prévisions économiques ... »

(HQD-1, doc.1, p.17 de 27)

**Q 5.1**

Pourrait-on avoir l'estimé le plus récent disponible pour le taux d'inflation (IPC) de 2003 ainsi que les indices anticipés pour 2004 à 2006 ?

**Réponse:**

**La mise à jour du taux d'inflation de juillet 2003, tel que plus amplement détaillé à l'Annexe 1, fait état d'un taux d'inflation de 2,9 % pour 2003. Les indices anticipés pour les années 2004 à 2006 sont respectivement de 1,3 %, 1, 6% et 1,5 %.**

**Q 5.2**

Existe-t-il une possibilité que la demande puisse dépasser, dès 2004 ou 2005, l'électricité patrimoniale ?

**Réponse:**

**Oui.**

**Q 5.3**

Dans le cas d'un hiver froid, quel serait l'écart anticipé lors de la pointe entre le coût de l'électricité vendue au client et le coût d'achat auprès de sources autres que l'électricité patrimoniale ?

**Réponse:**

**Tel que mentionné au dossier R-3470-2001, une entente cadre avec Hydro-Québec Production sera présentée à la Régie de l'énergie, dans le but de gérer une portion importante de l'aléa climatique.**

**Puisque cette entente n'est pas encore conclue et qu'il n'existe aucun contrat de court terme en vigueur (sauf pour l'alimentation des clients au tarif BT), il est actuellement impossible d'estimer**

**les coûts de l'énergie que le Distributeur devra assumer lors d'un hiver plus froid que la normale.**

Q 5.4

Dans le cas d'un été chaud, quels sont les implications pour le Distributeur ?

**Réponse:**

**Les implications d'un été plus chaud que la normale devraient être de même nature que ceux d'un hiver plus froid que la normale, c'est-à-dire entraîner un besoin additionnel en énergie.**

Q 6.1

Les programmes et quotes-part imposés ou envisagés à HQ pour l'achat d'énergie éolienne, provenant de biomasse et de cogénération, ont-ils des impacts sur les coûts du Distributeur ? Si oui, lesquels ?

**Réponse:**

**Les quote-parts relatives à l'énergie éolienne ou provenant de biomasse et de cogénération n'ont aucun impact sur les coûts du Distributeur en 2003 et 2004. Ces impacts ne se matérialiseront qu'à partir du début des livraisons de ce type d'énergie et ne pourront être mesurés qu'une fois les contrats d'approvisionnements approuvés.**

Q 7.1

Est-ce que le Distributeur peut définir ce qu'il définit comme un « choc tarifaire » ?

**Réponse:**

**À titre indicatif, voici des situations où les consommateurs ont connu des chocs tarifaires tel qu'entendu par le Distributeur.**

**En Californie, tous les clients ont subi des hausses importantes au cours des dernières années. Par exemple, les factures des clients résidentiels ont augmenté de 12 % entre le 1<sup>er</sup> mai 2000 et le 1<sup>er</sup> mai 2001 et de 50 % entre le 1<sup>er</sup> mai 2001 et le 1<sup>er</sup> mai 2002.**

Les clients ontariens ont subi des chocs tarifaires après l'ouverture du marché, et ce, malgré les mesures prises par le gouvernement ontarien. Les clients résidentiels ont subi des hausses de l'ordre de 13 %, même si le prix de la fourniture a été fixé à 4,3 ¢/kWh en 2002. Pour les clients de petite, moyenne et grande puissances, les hausses se situent entre 5 % et 15 % alors qu'ils sont actuellement protégés des fluctuations des prix du marché par une politique de rabais.

Sans ces interventions, les clients auraient connu des chocs tarifaires ainsi que des fluctuations au niveau de leurs factures encore plus importants.

L'analyse des hausses de factures des clients utilisant les combustibles comme mode de chauffage a été présentée dans HQD-9 doc. 1. Le Distributeur réitère qu'entre mai 1998 et mai 2003 la facture de mazout d'un client résidentiel a augmenté de 53 % et celle de gaz naturel de 56 %. En termes réels, ces clients ont subi des hausses largement supérieures à l'inflation.

En ce qui concerne la clientèle d'Hydro-Québec, mentionnons que les hausses tarifaires appliquées durant la crise du pétrole (1978 à 1982) ont occasionné des chocs de facture. Durant cette période, les clients ont subi des hausses de l'ordre de 11 % à 19 % annuellement alors que les taux d'inflation oscillaient entre 9 % et 12 %. Par conséquent, les hausses tarifaires moyennes annuelles étaient de 3 % supérieure à l'inflation.

Dans ce contexte, le Distributeur ne considère pas que les hausses demandées, qui impliquent une hausse en termes réels de moins de 1 % en moyenne sur deux ans après un gel tarifaire de 5 ans lors duquel les clients ont bénéficié d'une réduction de 12,6 % en termes réels, représentent un choc tarifaire.

Q 8.1

Quels sont les niveaux d'interfinancement chez d'autres distributeurs comparables à HQD (dont Manitoba Hydro et BC Hydro) ?  
(HQD-9, doc.1, p.22 de 25)

Réponse:

Compte tenu des caractéristiques particulières du réseau d'Hydro-Québec (chauffage électrique, production éloignée,

etc.), aucun distributeur ne peut être qualifié de "comparable" à Hydro-Québec Distribution. D'autre part, la comparaison des niveaux d'interfinancement se fait difficilement car chaque compagnie utilise sa propre méthode de calculs.

Néanmoins, voici les résultats d'un sondage effectué par SaskPower concernant les niveaux d'interfinancement chez les compagnies canadiennes en juin 2001 (les données en gras ont été mises à jour en septembre 2003).

SEPTEMBER 2003 COST OF SERVICE SURVEY							
UTILITY	CUSTOMER CLASS REVENUE TO REVENUE REQUIREMENT RATIO						
	Residential	Farm	Small Commercial	General Service	Oilfield	Streetlighting	Power
Atco Electric (May 23, 2001)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
<b>Epcor*</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>
BC Hydro (1996-1997)	0,88	n/a	1,17	1,12	n/a	1,28	1,07
<b>Manitoba Hydro (2004 Test)</b>	<b>0,97</b>	<b>n/a</b>	<b>1,07</b>	<b>1,04</b>	<b>n/a</b>	<b>1,02</b>	<b>1,00</b>
New Brunswick Power Co.**	0,90	n/a	1,15	1,15	n/a	n/a	1,00
<b>Newfoundland Power (2001)</b>	<b>0,96</b>	<b>n/a</b>	<b>1,08</b>	<b>1,06</b>	<b>n/a</b>	<b>1,02</b>	<b>1,07</b>
<b>Hydro Quebec</b>	<b>0,80</b>	<b>n/a</b>	<b>1,24</b>	<b>1,32</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>1,18</b>
Nova Scotia Power	0,94	n/a	1,05	1,08	n/a	n/a	1,00
SaskPower (2000)	0,94	0,93	1,02	1,05	1,13	1,27	1,04
SaskPower (2002 - Projected)***	0,97	0,98	1,02	1,03	1,13	1,12	1,00

\* Epcor's PBR will terminate at the end of 2003, therefore "we will advocate a 100% revenue to cost ratio for all rate classes" (Pat Wong, Sep. 2004, EPCOR).

\*\* New Brunswick Power Co., detailed cost of service studies were not available so estimates only were provided.

\*\*\* Based on 2002 Test File.

Notes: The rate classes identified above were categorized for SaskPower purposes and only represent the split we are looking at. The more detailed R/RR ratios are provided by each utility if they were able to provide them.

### Q 9.1

Dans la pièce HQD-9, doc.1, p.6 de 25, HQD, pourrait-elle fournir les données qui sont à la base de la figure 2 (Evolution du prix des combustibles, tout en précisant pour quel type de clientèle et de tarif les prix utilisés s'appliquaient-ils ?

### Réponse:

**Le prix du gaz naturel présenté à la figure 2 est celui de la fourniture et de la compression tel que publié mensuellement par SCGM. Il s'applique à tous les clients qui achètent la molécule de gaz de SCGM.**

**Le prix du mazout de détail provient de la première publication mensuelle de "Résultats du relevé hebdomadaire sur les prix du**

**mazout, prix sans escompte au volume" effectuée par la Régie de l'énergie et reflète le prix payé par les consommateurs de la région de Montréal.**

**L'évolution du prix des combustibles figure à l'Annexe 2.**

10. Concernant la mesure du niveau d'interfinancement, la Régie retient le ratio revenus/coûts généralement utilisé et l'indice proposé par le Distributeur (indice HQD) qui tient compte de la situation particulière où le rendement n'est pas encore atteint. Ces deux mesures deviennent équivalentes dans la situation où le rendement est atteint.

«La Régie retient également l'établissement d'une balise qui lui permette de suivre l'évolution du niveau d'interfinancement dans le temps, sans rigidité exclusive (notre souligné). L'année 2002 a été choisie comme année de référence pour établir cette balise, dans la mesure où elle constitue la première année d'application des nouvelles dispositions législatives. La Régie croit toutefois qu'une application trop stricte de cette balise serait inappropriée, car l'étude d'un dossier tarifaire doit permettre la prise en considération du contexte à l'intérieur duquel se situe le dossier. Cette question sera développée dans la section 2.3».  
(HQD-9, doc.1, p.8 de 25)

Q 10.1

Que veut dire le Distributeur par l'expression «sans rigidité excessive» ?

**Réponse:**

**Dans sa décision D-2003-93, la Régie exprime le besoin de déterminer une balise lui permettant de suivre l'évolution du niveau d'interfinancement dans le temps (p. 185-186). À ce sujet, elle émet des réserves quant à "une application trop stricte de cette balise" (D-2003-93, p.186). L'expression "sans rigidité excessive" reflète ces propos.**

Q 10.2

Est-ce que cela signifie qu'un certain pourcentage d'écart avec les taux d'interfinancement de l'année de référence (2002) serait acceptable ?

**Réponse:**

Le niveau d'interfinancement mesuré pour l'année 2002 a été choisi comme balise par la Régie dans sa décision D-2003-93, c'est-à-dire comme repère pour le niveau d'interfinancement des années subséquentes, mais aucune référence quantitative n'a été faite concernant des pourcentages d'écart par rapport au niveau d'interfinancement en 2002. En effet, la Régie ne se prononce pas de façon précise quant aux limites acceptables au-delà desquelles elle jugerait nécessaire d'intervenir pour maintenir le niveau d'interfinancement. Le cas échéant, il lui reviendra d'apprécier si le niveau d'interfinancement est acceptable ou non.

Q 10.3

Quel serait (en %) les limites de cet écart qui seraient acceptables selon HQD ?

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question 10.2.**

11. Position concurrentielle

Q 11.1

HQD pourrait-elle fournir les coûts d'acquisition, d'installation et d'entretien qu'elle a utilisés pour produire la figure 4 de la pièce HQD-9, doc.1,p.21 de 25 ?

**Réponse:**

**Les données qui ont servi à produire la figure 4 de la pièce HQD-9, Document 1 sont les suivantes :**

Sources d'énergie	Frais d'énergie	Frais d'entretien	Frais d'acquisition	Total	Indice
<b>Résidence unifamiliale (158 m<sup>2</sup>)</b>					
Électricité	1 256 \$	48 \$	357 \$	1 661 \$	100
Gaz	1 895 \$	236 \$	801 \$	2 932 \$	176
Mazout	1 189 \$	285 \$	785 \$	2 259 \$	136
Bi-énergie (appoint mazout)	889 \$	261 \$	1 034 \$	2 184 \$	131
<b>Édifice à bureaux (10 400 m<sup>2</sup>)</b>					
Électricité	131 493 \$	2 464 \$	39 724 \$	173 681 \$	100
Gaz	131 686 \$	12 727 \$	68 002 \$	212 415 \$	122
Mazout	93 609 \$	12 768 \$	68 920 \$	175 297 \$	101

**Q 11.2**

HQD pourrait-elle fournir les mêmes données pour l'ensemble des types de clientèles qu'elle dessert (multilocatif, gros immeubles pour la clientèle CII) ?

**Réponse:**

**Données similaires à celles de la question 11.1 pour d'autres types de clients :**

Sources d'énergie	Frais d'énergie	Frais d'entretien	Frais d'acquisition	Total	Indice
<b>Résidence multifamiliale (604 m<sup>2</sup>)</b>					
Électricité	5 816 \$	224 \$	1 380 \$	7 420 \$	100
Gaz	8 081 \$	274 \$	2 090 \$	10 445 \$	141
Mazout	5 430 \$	450 \$	2 699 \$	8 579 \$	116
Bi-énergie (appoint mazout)	4 341 \$	450 \$	3 361 \$	8 152 \$	110
<b>Hôpital (17 000 m<sup>2</sup>)</b>					
Électricité	630 365 \$	6 789 \$	52 336 \$	689 490 \$	100
Gaz	557 653 \$	36 748 \$	95 011 \$	689 412 \$	100
Mazout	431 338 \$	37 104 \$	96 213 \$	564 655 \$	82

**Q 11.3**

Le Distributeur mentionne, à la pièce HQD-9, doc.1, p.23 de 25 que BC Hydro anticipe des hausses de tarifs. HQD peut-il décrire les hausses demandées ?

**Réponse:**

**Le Distributeur ne possède pas d'information additionnelle.**

Q 11.4

Pourrait-on avoir un tableau donnant l'évolution des prix de l'électricité « en Alberta et en Ontario là où le marché de détail a été déréglementé » ? (HQD-9, doc.1, p.23 de 25)

**Réponse:**

**La libre concurrence pour l'ensemble du marché de détail a été instaurée le 1<sup>er</sup> janvier 2001 en Alberta et le 1<sup>er</sup> mai 2002 en Ontario. Il est à noter que les gouvernements albertain et ontarien fixent le prix de l'énergie pour les clients consommant moins de 250 000 kWh/an. Les clients résidentiels et de petite puissance n'ont donc jamais connu le véritable prix de marché.**

**Le tableau suivant présente l'évolution des prix pour différents profils de consommation de la Comparaison des prix réalisée par Hydro-Québec Distribution, pour les années 1998 à 2003 :**

<b>Prix unitaires en ¢/kWh au 1<sup>er</sup> mai (excluant les taxes)</b>			
Client résidentiel 1 000 kWh			
	1998	2003	Variation
Edmonton, AB	7,51	12,00	60%
Ottawa, ON	7,36	8,80	20%
Toronto, ON	9,23	9,65	5%
Client de petite puissance 40 kW et 10 000 kWh			
	1998	2003	Variation
Edmonton, AB	7,05	11,88	69%
Ottawa, ON	7,66	8,16	7%
Toronto, ON	10,16	8,89	-13%
Client de moyenne puissance 1 000 kW et 400 000 kWh			
	1998	2003	Variation
Edmonton, AB	5,79	9,50	64%
Ottawa, ON	6,88	7,33	7%
Toronto, ON	8,20	9,96	21%
Client de grande puissance 5 000 kW et 3 060 000 kWh			
	1998	2003	Variation
Edmonton, AB	3,83	7,66	100%
Ottawa, ON	5,79	7,17	24%
Toronto, ON	6,35	9,04	42%