

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

1. **Référence :** HQD-1, doc. 1, page 7

Préambule :

« L'intention du Distributeur est en effet de ne pas procéder à un appel d'offres particulier pour les ventes au tarif BT mais plutôt de mettre en commun la consommation au tarif BT avec le reste de la consommation pour optimiser le portefeuille d'approvisionnements. »

Demandes :

1.1 Veuillez indiquer en termes d'énergie, de puissance et de facteur d'utilisation, les caractéristiques de l'appel d'offres envisagé par le Distributeur en distinguant la portion attribuable à la charge des clients du tarif BT de celle des autres besoins.

Réponse:

Le Distributeur a déjà procédé à un premier appel d'offres de court terme pour combler une partie des besoins de 2005. Ainsi, le 27 avril 2004 un appel d'offres a été lancé en vue d'acquérir 250 MW d'énergie garantie pour un début des livraisons le 1^{er} janvier 2005. Tel que spécifié dans le document d'appel d'offres 2004-01, le facteur d'utilisation moyen prévu est estimé à 75 %. Selon ce facteur d'utilisation, la contribution en énergie de cet appel d'offres serait de l'ordre de 1,6 TWh.

Cet appel d'offres de court terme et celui qui aura lieu à l'automne 2004 visent à combler les besoins post patrimoniaux prévus en 2005 de même qu'à une portion des besoins de la clientèle bi-énergie. Pour l'ensemble de l'année 2005, le Distributeur prévoit que la contribution en énergie de ces deux appels d'offres de court terme sera de 2,8 TWh, conformément à l'État d'avancement de novembre 2003. La portion attribuable à la charge du tarif BT est d'environ 0,7 TWh et correspond à la charge captive au tarif BT. Les quantités exactes de l'appel d'offres de l'automne 2004 seront réévaluées en fonction de la plus récente prévision de la demande et de la décision de la Régie dans le présent dossier.

1.2 Veuillez indiquer si le contrat qui sera signé comportera des clauses permettant au Distributeur de s'ajuster aux fluctuations de la demande en cours d'année. Si ce n'est pas le cas, veuillez indiquer l'impact sur le compte de frais reportés d'une utilisation incomplète de la fourniture contractée.

Réponse:

Les dispositions du premier appel d'offres de court terme comportent une clause sur la programmation des livraisons qui

permettra au Distributeur de s'ajuster aux fluctuations à court terme de la demande. Le Distributeur disposera d'un préavis de 36 heures pour programmer les livraisons. Par ces dispositions, le Distributeur acquerra strictement les quantités requises pour rencontrer la demande. De plus, de façon à minimiser l'impact monétaire que pourrait avoir l'énergie non programmée, le Distributeur a prévu des clauses qui lui permettront de revendre cette énergie sur les marchés de court terme.

2. Référence : HQD-1, doc. 1, page 10

Préambule :

« Lors de l'introduction de la clause de pénurie au Règlement tarifaire au début des années 90, le tarif BT a été calibré pour tenir compte du fait que les ventes réalisées pouvaient être rappelées par Hydro-Québec en cas de faibles réserves hydrauliques. À l'époque, Hydro-Québec écoulait des surplus également sur les marchés externes et principalement avec des ententes de long terme pour des ventes fermes. C'est pourquoi, dans un contexte de gestion des risques, la clause de pénurie associée au tarif BT possédait une valeur économique.

Le contexte énergétique actuel est différent. Comme il a été démontré lors des audiences de la cause R-3492-2002 qui traitaient du compte de frais reportés associé au déficit d'approvisionnement des ventes au tarif BT, la clause de pénurie n'a plus aucune valeur économique pour le Producteur dans le contexte énergétique actuel.»

Demande :

- 2.1** Du point de vue du Distributeur, est-ce que la situation actuelle caractérisée par deux appels d'offres de court terme pour 2004 est comparable à une situation de faibles réserves hydrauliques? Si oui, le Distributeur pourrait-il invoquer la clause de pénurie énergétique pour rappeler les ventes du tarif BT ? Si non, veuillez justifier en quoi la situation actuelle n'est pas comparable.

Réponse:

La situation actuelle ne peut être qualifiée de situation de pénurie énergétique. D'une part, il est tout à fait normal et courant de procéder à des appels d'offres de court terme pour compléter l'apport des contrats d'approvisionnement de long terme. D'autre part, les deux appels d'offres de court terme prévus pour 2004 portent sur des produits de base couramment transigés dans le marché.

3. Référence : HQD-1, doc. 1, page 18, lignes 16 à 20.

Préambule :

« Un troisième concept, visant à mieux concilier la flexibilité opérationnelle et la tolérance au risque de la clientèle, a été étudié dans le cadre du sondage. Il s'agissait d'un concept de bi-énergie horaire, avec des prix variant selon des plages horaires prédéterminées durant la semaine et pouvant être révisés à fréquence fixe (chaque semaine, chaque mois, chaque saison). »

Demandes :

- 3.1** Veuillez élaborer davantage ce concept et les raisons pour lesquelles il n'a pas été retenu.

Réponse:

Le concept de bi-énergie horaire supposait que le client recevait, selon des horaires prédéterminés, un prix basé sur les prix de l'énergie hors Québec. Tout comme pour le concept d'énergie additionnelle, le Distributeur est d'avis qu'une telle option tarifaire, couvrant l'ensemble de ses coûts de service, ne serait pas concurrentielle avec les autres opportunités des clients au tarif BT (voir pages 20 et 21 de la preuve). En outre, après analyse des implications d'une telle option tarifaire sur la gestion des approvisionnements, le Distributeur croit que les interconnexions doivent servir à l'ensemble des clients du Distributeur et non à une clientèle particulière, que ce soit pour répondre à la demande de la charge locale ou sécuriser les approvisionnements patrimoniaux.

- 3.2** Est-ce que ce concept aurait pu susciter un certain intérêt chez les clients plus captifs du tarif BT, notamment les producteurs en serres ?

Réponse:

Il est possible que les producteurs en serres aient été intéressés par un tel concept tarifaire en autant que les prix leur offrent une opportunité de réduire leur facture énergétique par rapport à un tarif régulier, ce qui n'est pas le cas.

- 4. Référence :** HQD-1, doc. 1, page 19

Préambule :

« En ce qui concerne les choix et intentions des clients si le tarif BT n'était plus disponible, ce sont d'abord des raisons d'ordre économique (coûts et investissements moindres) qui amèneront un client à choisir une source d'énergie plutôt qu'une autre et pour la grande majorité des clients bi-énergie CII, le retour aux combustibles apparaît la solution la plus probable au remplacement de l'électricité au tarif BT. »

Demande :

- 4.1 Veuillez présenter un tableau illustrant la situation concurrentielle anticipée des combustibles de remplacement ainsi que de l'électricité aux tarifs généraux par rapport au tarif BT.

Réponse:

La position concurrentielle anticipée des combustibles de remplacement et celle de l'électricité aux tarifs généraux figurent au tableau suivant.

POSITION CONCURRENTIELLE
Prévision pour décembre 2004
Frais d'énergie

| Sources d'énergie | Mai 2004 | Décembre 2004 | |
|-------------------------------|----------|----------------|---------------|
| | | Scénario moyen | Scénario fort |
| Cas 1 (moins de 40 kW) | | | |
| Bi-énergie (appoint mazout) | 100 | 100 | 100 |
| Électricité (77 688 kWh) | 157 | 161 | 158 |
| Gaz | 181 | 182 | 195 |
| Mazout | 153 | 137 | 150 |
| Cas 2 (109 kW) | | | |
| Bi-énergie (appoint mazout) | 100 | 100 | 100 |
| Électricité (240 757 kWh) | 171 | 175 | 172 |
| Gaz | 168 | 169 | 182 |
| Mazout | 150 | 134 | 147 |
| Cas 3 (935 kW) | | | |
| Bi-énergie (appoint mazout) | 100 | 100 | 100 |
| Électricité (1 852 621 kWh) | 169 | 173 | 170 |
| Gaz | 158 | 159 | 173 |
| Mazout | 145 | 127 | 141 |
| Cas 4 (2 355 kW) | | | |
| Bi-énergie (appoint mazout) | 100 | 100 | 100 |
| Électricité (9 227 272 kWh) | 168 | 172 | 169 |
| Gaz | 138 | 137 | 152 |
| Mazout | 141 | 121 | 137 |

Hypothèses:

1) Électricité : - tarifs d'électricité en vigueur depuis le 1^{er} avril 2004

2) Gaz (SCGM) : Mai 2004

- prix de la fourniture et du gaz de compression au 1^{er} mai 2004 (6,52 \$/G.J)

- tarifs de transport, d'équilibrage et de distribution en vigueur depuis le 1^{er} octobre 2003

Décembre 2004

- prix de la fourniture et du gaz de compression prévu au 1^{er} décembre 2004 entre 6,10 et 7,32 \$/G.J (scénarios moyen et fort, mars 2004)

- tarifs de transport, d'équilibrage et de distribution en vigueur le 1^{er} octobre 2003 augmentés du taux d'inflation prévu pour 2005 (1,3 %)

- excluant les ajustements d'inventaire

3) Mazout : Mai 2004

- prix de détail du mazout à Montréal : 50,18 ¢/litre (source: Régie de l'énergie, prochaine publication en août 2004. L'été, Hydro-Québec estime le prix de détail à partir du prix rack.)

- prix rack du mazout #2 à Montréal : 39,2 ¢/litre (source: Bloomberg Oil Buyer's Guide, 7 mai 2004)

Décembre 2004

- prix de détail du mazout à Montréal estimé à partir du prix rack, prévu pour décembre 2004 entre 44,32 et 49,02 ¢/litre (scénarios moyen et fort, mars 2004)

- prix rack du mazout #2 à Montréal prévu pour décembre 2004 entre 32,6 et 37,49 ¢/litre (scénarios moyen et fort, mars 2004)

5. Référence : HQD-1, doc. 1, page 45

Préambule :

« Tel que le Distributeur l'a, à plusieurs reprises, illustré le solde du compte de frais reportés ne peut logiquement être réparti aux seuls clients du tarif BT. En effet, l'abrogation du tarif BT demandée par le Distributeur, si elle est approuvée, fera en sorte qu'en avril 2006, il n'y aura plus de clients actifs à ce tarif. Le Distributeur propose que le solde cumulé du compte de frais reportés au 31 mars 2006 soit réparti aux différentes catégories de consommateurs selon la méthode de répartition des coûts de fourniture approuvée par la Régie dans sa décision D-2003-93. L'ensemble des dépenses portées au compte de frais reportés étant liées aux coûts de fourniture, elles doivent donc être réparties selon le mode propre aux coûts de fourniture. L'ajustement tarifaire par catégorie de consommateurs, qui en découle, se répercutera sur quatre ans. »

Demandes :

- 5.1** Veuillez expliciter le lien de causalité entre les sommes versées au compte de frais reportés et les coûts de fourniture des clients des tarifs réguliers (D, G, M, L, etc.).

Réponse:

Il y a un lien de causalité direct entre le compte de frais reportés du tarif BT et les coûts de fourniture puisqu'il couvre soit les écarts entre les coûts d'approvisionnement du Distributeur et les revenus perçus de la clientèle au tarif BT pour cette composante, soit les incitatifs offerts par le Distributeur pour réduire son déficit du côté des approvisionnements.

En ce qui concerne le lien entre les clients des tarifs réguliers et la clientèle au tarif BT, on notera que tous les abonnés au tarif BT ont également un abonnement aux tarifs D, G ou M.

- 5.2** Veuillez indiquer si votre proposition de récupération des sommes versées au compte de frais reportés s'apparente à une méthode de récupération des coûts échoués entre les différentes catégories tarifaires?

Réponse:

À strictement parler, selon Hydro-Québec Distribution, il y aurait des coûts échoués si une partie ou l'ensemble de la clientèle au tarif BT transférait sa charge vers les combustibles substitués et ce faisant, laissait au Distributeur des coûts d'alimentation qu'il faudrait récupérer auprès des autres consommateurs. Or, dans le présent contexte, le transfert de ces charges serait très bénéfique pour Hydro-Québec Distribution et l'ensemble des consommateurs, dans la mesure où tous les coûts de transport et

de distribution, le cas échéant, sont déjà récupérés auprès des autres catégories de consommateurs et que la clientèle au tarif BT n'assume pas le plein coût d'approvisionnement.

La situation actuelle résulte essentiellement d'un ensemble de décisions récentes de la Régie, notamment le rejet de la demande d'abrogation du tarif BT déposée en octobre 2001 par le Distributeur (D-2002-115) et la reconnaissance d'un coût d'approvisionnement largement supérieur à celui facturé à cette clientèle (D-2004-47). Il est difficile d'associer cette suite de décisions à un coût échoué.

- 5.3** Du point de vue du Distributeur, est-il possible d'utiliser une méthode de répartition des sommes versées au compte de frais reportés qui diffère de la méthode de récupération de ces sommes auprès de différentes clientèles?

Réponse:

Conceptuellement, plusieurs méthodes de répartition des sommes accumulées au compte de frais reportés sont envisageables. Par exemple, tous les abonnés BT ont également un ou plusieurs abonnements aux tarifs réguliers. On peut donc penser affecter directement le déficit du compte BT aux autres comptes du client ou à la catégorie tarifaire à laquelle appartient ce client. Toutefois, compte tenu que cette clientèle n'est pas captive et qu'il faut éviter dans la mesure du possible les chocs tarifaires, une répartition des coûts d'approvisionnement du tarif BT à l'ensemble de la clientèle du Distributeur présente le double avantage de diluer les impacts tarifaires et de s'inscrire en continuité avec la répartition de l'ensemble des coûts d'approvisionnement.

Voir également la réponse à la question 5.1.

- 5.4** Veuillez indiquer l'impact de votre proposition concernant la récupération du compte de frais reportés sur le respect des ratios d'interfinancement.

Réponse:

La récupération du compte de frais reportés lié à la proposition du Distributeur n'aurait pratiquement pas d'impact sur l'indice d'interfinancement à partir du moment où les sommes qui y sont accumulées sont relativement petites et réparties entre les catégories tarifaires de la même façon que tous les autres coûts d'approvisionnement.

- 5.5** Veuillez indiquer comment seront répartis entre les différentes catégories de consommateurs les coûts des branchements et des compteurs associés aux abonnements du tarif BT qui migreront vers un combustible de remplacement.

Réponse:

Pour les clients au tarif BT pour lesquels un changement ou un retrait des branchements et des compteurs seraient nécessaires, le traitement ne diffère pas des autres clients d'Hydro-Québec qui migrent vers un combustible de remplacement ou qui sont débranchés.

Les compteurs et les branchements qui pourront être réutilisés seront installés chez d'autres clients.

Dans le cas de compteurs et de branchements désuets, la valeur de ces actifs sera radiée, augmentant la charge d'amortissement de la fonction Réseau dans le cas des branchements, et de la fonction Service à la clientèle dans le cas des compteurs. Le coût de prestation de chacune de ces deux fonctions est réparti à l'ensemble des catégories de consommateurs, en conformité avec la méthode de répartition des coûts de service du Distributeur approuvée par la Régie.

- 6. Référence :** HQD-1, doc. 1, pages 34 et 35, tableaux 9 et 10

Demandes :

- 6.1** Veuillez fournir le détail et les hypothèses de calcul qui ont servi pour établir les prévisions des ventes et les impacts nets sur le compte de frais reportés qui sont indiqués aux tableaux 9 et 10.

Réponse:

Pour établir les ventes résiduelles au tarif BT, le Distributeur a estimé le volume qui serait transféré à une autre source en tenant compte de l'avantage relatif qu'offre la proposition du Distributeur au client par rapport au prix que celui-ci paierait au tarif BT entre le 1^{er} décembre 2004 et le 31 mars 2006.

Comme le volume transféré dépend du coût d'approvisionnement pour le combustible et que ce coût varie en fonction des volumes consommés, le Distributeur a segmenté la clientèle en quatre catégories. Les trois premières sont basées sur le niveau de consommation, soit 0 à 300 kW, 301 à 1000 kW, 1001 kW et plus alors que la quatrième regroupe la clientèle qui fait partie d'un

réseau ou qui peut compter sur des moyens lui permettant de négocier de meilleures conditions d'approvisionnement.

Le Distributeur a ensuite déduit du volume de consommation attribuable à chacun de ces segments la charge captive pour obtenir la charge substituable nette admissible à l'offre du Distributeur.

Pour chacun des segments, le volume de charge substituable permet de déterminer le coût d'approvisionnement au combustible et l'avantage économique amené par la proposition du Distributeur. Les volumes transférés sont ensuite établis pour chaque segment selon le niveau de cet avantage économique.

En ce qui a trait à l'analyse de sensibilité, les résultats ont été obtenus en faisant varier le prix du combustible, tel que perçu par la clientèle, selon une fourchette de plus ou moins 10%.

Le calcul des frais reportés est le résultat de la quantité de GWh transférés moins les GWh non admissibles (charge additionnelle au tarif BT qu'auraient consommés les clients participants s'il n'y avait pas eu d'offre) multipliés par 2,25¢.

Le tableau suivant illustre la méthodologie employée :

ESTIMATION DES GWh BT TRANSFÉRÉS À UNE SOURCE D'ÉNERGIE ALTERNATIVE

| | 0-300 kW | 301 à 1000 kW | > 1000 kW | Prix gros volume¹ | Moyenne pondérée |
|--|-----------------|----------------------|---------------------|-------------------------------------|-------------------------|
| Prix estimé du combustible (A)² | 5.69 | 5.24 | 4.75 | 4.67 | 4.94 |
| Distribution des GWh³ | 12% | 21% | 31% | 36% | 100% |
| Prix (A) moins incitatif à 2,25¢ | 3.44 | 2.99 | 2.5 | 2.42 | 2.69 |
| Prix moyen du kWh BT | 3.81 | 3.62 | 3.54 | 3.58 | 3.6 |
| Économie | 10% | 17% | 29% | 32% | 26% |
| Charge substituable nette en GWh⁴ | 295 | 516 | 739 | 864 | 2414 |
| Taux de transfert anticipé⁵ | 35% | 76% | 92% | 95% | 83% |
| Taux de transfert sur total des GWh sur 16 mois⁶ | 29% | 64% | 76% | 78% | 69% |
| GWh transférés | 103 | 394 | 678 | 821 | 1996 |
| GWh "rachetés" sur la base de l'historique | 226 | 394 | 573 | 671 | 1865 |
| Frais reportés | 5 M | 9 M | 13 M | 15 M | 42 M |

Hypothèses :

¹Applicable à la clientèle au mazout seulement

²Le prix affiché correspond à la moyenne pondérée du mazout (80%) et du gaz naturel (20%). Le prix de détail pour chacune de ces sources est obtenu en ajoutant aux prix de base de 34,65¢/litre pour le mazout et 25¢ le mètre cube pour la gaz naturel, les coûts de distribution estimés selon le volume potentiel de consommation (énergie BT + charge déjà au combustible) pour chacun des segments de clientèle. Les prix obtenus sont ensuite convertis en équivalent kWh en utilisant un facteur d'efficacité saisonnière de 70% pour les systèmes au mazout et de 75% pour les systèmes à gaz naturel.

| | 0-300 kW | 301 à 1000 kW | > 1000 kW | Prix gros volume |
|--|-----------------------|-----------------------|------------------------|------------------|
| Consommation potentielle moyenne | 170 000 kWh | 660 000 kWh | 2 900 000 kWh | 4 500 000 kWh |
| | 22 000 l. | 87 000 l. | 380 000 l. | 600 000 l. |
| | 21 600 m ³ | 84 000 m ³ | 370 000 m ³ | --- |
| Prime de détail au mazout | 8,35¢/l | 5,18¢/l | 1,72¢/l | 0,7¢/l |
| | 1,1¢/kWh | 0,69¢/kWh | 0,23¢/kWh | 0,09¢/kWh |
| Frais de distribution Gaz naturel | 19,7¢/m ³ | 15,8¢/m ³ | 11,8¢/m ³ | N/A |
| | 2,5¢/kWh | 2,0¢/kWh | 1,5¢/kWh | |

³La distribution des GWh par segment tient compte de la capacité de certains clients de regrouper leurs achats et ainsi obtenir de meilleures conditions d'approvisionnement. C'est le cas notamment du milieu institutionnel qui représente à lui seul plus de la moitié de la consommation au tarif BT et, dans une moindre mesure, pour quelques clients industriels ou commerciaux.

⁴Soit la charge brute moins les charges captives de procédés et de chauffage compte tenu des intentions manifestées d'une partie de la clientèle de privilégier l'option tout électrique même après la fin du tarif BT ainsi qu'une partie des charges substituables non éligibles à l'offre du Distributeur attribuable à la clientèle qui était au combustible au cours des 16 derniers mois et qui désirent maintenant profiter de la position concurrentielle favorable de l'électricité au tarif BT.

⁵Le taux de transfert anticipé tient compte du risque perçu de la clientèle et de sa sensibilité au prix. Le Distributeur s'est inspiré en partie des résultats du dernier sondage à cet effet. Voir le résumé des réponses obtenus à la question 40 b tels que présentés à l'annexe 1.

⁶Soit le taux de transfert anticipé sur la charge substituable nette rapporté sur la charge totale du segment. Ex. pour le segment 0-300 kW : $(35\% \times 280 \text{ GWh}) / (12\% \times 2\,860 \text{ GWh}) = 29\%$

6.2 Veuillez également fournir une analyse de sensibilité du compte de frais reportés par rapport aux coûts d'approvisionnement de la charge BT pour la période après le 30 novembre 2004.

Réponse:

En supposant qu'au-delà du 30 novembre 2004, le coût d'approvisionnement de la charge au tarif BT atteint le prix obtenu par le Distributeur pour son appel d'offres de court terme du 27 avril 2004 (soit 7,8 ¢/kWh plus pertes), le compte de frais reportés atteindrait 136,5 M\$.

7. Référence : HQD-1, doc. 1, page 29

Préambule :

«L'incitatif financier que propose le Distributeur permettra d'éviter la consommation de quelque 2 TWh cumulés pour la période du 1^{er} décembre 2004 au 31 mars 2006 pour une consommation résiduelle d'un peu plus de 900 GWh, soit une réduction de 69 %. Pour 2005, cet incitatif ramènera ainsi les ventes au tarif BT à 590 ... »

Demande :

7.1 Veuillez fournir, sous forme d'un tableau, la consommation mensuelle de la clientèle BT avec incitatif financier et également sans incitatif financier et ce pour la période du 1^{er} décembre 2004 au 31 mars 2006.

Réponse:

Le tableau suivant identifie la consommation mensuelle de la clientèle au tarif BT sur la période du 1^{er} décembre 2004 au 31 mars 2006 dans un cas avec l'incitatif financier et dans l'autre sans ce même incitatif.

| | | GWh BT transférés - Décembre 2004 à Mars 2006 | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|--|---|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| | | Dec 04 | Jan 05 | Fev 05 | Mar 05 | Avr 05 | Mai 05 | Juin 05 | Juil 05 | Août 05 | Sep 05 | Oct 05 | Nov 05 | Dec 05 | Jan 06 | Fev 06 | Mar 06 | Total |
| GWh BT sans incitatif | | 276 | 286 | 250 | 220 | 139 | 86 | 57 | 54 | 58 | 86 | 143 | 197 | 282 | 292 | 254 | 225 | 2905 |
| GWh BT avec incitatif | | 84 | 85 | 75 | 67 | 45 | 30 | 22 | 22 | 22 | 30 | 46 | 61 | 84 | 86 | 78 | 70 | 909 |
| GWh transférés ¹ | | 192 | 200 | 175 | 153 | 94 | 55 | 35 | 33 | 35 | 55 | 97 | 136 | 198 | 206 | 175 | 156 | 1996 |

1 Les GWh transférés incluent 155 GWh passés aux tarifs réguliers (52 GWh captifs et 103 GWh hors pointe)

8. Référence : HQD-1, doc. 1, pages 10 et 11

Préambule :

« Par mesure d'équité pour l'ensemble de la clientèle, le Distributeur réitère sa demande auprès de la Régie de l'énergie d'abroger le tarif BT le 1^{er} avril 2006 selon les modalités qui seront définies dans les sections suivantes. Entre le moment du dépôt de la présente demande et l'abrogation du tarif BT, le Distributeur propose :

- d'offrir dès le 1^{er} avril 2006, une nouvelle option en gestion de la consommation pour la clientèle du tarif M ;
- de minimiser le déficit d'approvisionnement des ventes au tarif BT en offrant un incitatif financier aux clients pour passer au combustible à partir du 1^{er} décembre 2004 ;
- de faciliter le transfert des clients au tarif général approprié ou vers une source d'énergie alternative via une offre de services conseils professionnels ;
- d'offrir un tarif de transition pour les clients qui utilisent le tarif BT pour les usages de photosynthèse à partir du 1^{er} avril 2005, et
- d'appliquer au tarif BT, le cas échéant, la hausse moyenne qui sera accordée par la Régie pour l'ensemble des tarifs du Distributeur le 1^{er} avril 2005.»

Demandes :

8.1 Du point de vue de l'ensemble des clients du tarif BT, veuillez indiquer quel serait, l'impact au niveau technique et économique d'une abrogation du tarif BT au :

- 1^{er} décembre 2004
- 1^{er} avril 2005
- 1^{er} décembre 2005

Réponse:

Du point de vue technique, et tel que mentionné dans HQD-1, document 1 p.16 lignes 4 à 8, les résultats du sondage mené l'automne dernier révèlent que 86 % de la clientèle estiment que leur système au mazout ou au gaz est entièrement fonctionnel. Par ailleurs, 50 % de la clientèle ayant déclaré leurs systèmes partiellement ou pas fonctionnels du tout estiment à moins de 10 000 \$ les travaux nécessaires pour remettre leurs équipements en état.

Quelques clients, comme les producteurs en serres et certains séchoirs à bois, n'ont pas de source de relève au combustible puisque les procédés utilisés (photosynthèse pour les serres et pompes à chaleur (PAC) pour les séchoirs) sont captifs à l'électricité.

Si le tarif BT était abrogé le 1^{er} décembre 2004, les quelques 14% des clients (excluant les serres et séchoirs à bois avec PAC) qui ne pourront réaliser les travaux de modernisation requis pour passer leur charge au combustible avant le premier décembre 2004 devraient opter pour le tarif régulier qui s'applique à leur situation. Compte tenu du faible facteur d'utilisation annuelle d'une charge de chauffe mesurée de façon séparée, le coût de l'électricité serait pour eux à un niveau proportionnellement plus élevé que la moyenne de leur classe tarifaire.

De plus, avec une abrogation en décembre 2004, il serait très difficile pour le Distributeur d'offrir un support adéquat. Ainsi, le Distributeur estime qu'une abrogation du tarif BT à cette date est susceptible de précipiter les choix énergétiques pour bon nombre de clients ne disposant pas d'équipement de relève fonctionnel, même si ceux-ci devaient recevoir la compensation offerte par le Distributeur.

En ce qui concerne une abrogation pour le 1^{er} avril 2005 ou le 1^{er} décembre 2005, le Distributeur est d'avis que l'enjeu se concentrera davantage au niveau de la clientèle industrielle et serricole, étant donné l'influence critique que peut exercer le

choix énergétique et technologique sur la productivité et la position concurrentielle de ces entreprises.

8.2 Du point de vue du Distributeur, quels seraient les impacts tant de nature commerciale que technique (incluant les impacts au niveau de la gestion des approvisionnements) reliés à une abrogation du tarif BT au :

- 1^{er} décembre 2004
- 1^{er} avril 2005
- 1^{er} décembre 2005

Réponse:

Les principaux enjeux technique et commercial du Distributeur se situent au niveau de la disponibilité des ressources qui fourniront le support technique et qui font la gestion des comptes.

Tel qu'indiqué dans HQD-1, doc.1, p.38 lignes 8 à 10, 60% des clients soulignent leur besoin d'être supportés par des ressources spécialisées afin de choisir l'alternative énergétique la plus appropriée. Le Distributeur propose à cet effet et tel que décrit aux pages 38 et 39 de sa Preuve, un programme de soutien à la clientèle visant la réalisation de quelques 800 études techniques personnalisées. De plus, le Distributeur entend intégrer à sa démarche les outils développés dans le cadre du Plan Global en efficacité énergétique.

Avec une abrogation au 1^{er} décembre 2004, le Distributeur ne sera pas en mesure de mobiliser toutes les ressources techniques et commerciales requises, ce qui compromettrait la qualité du support technique proposé et son harmonisation avec les programmes d'efficacité énergétique en cours.

En ce sens, une abrogation au 1^{er} décembre 2005 faciliterait le déploiement adapté du service conseil que le Distributeur veut offrir aux clients.

8.3 Veuillez indiquer quel serait l'impact sur le solde du compte de frais reportés d'une abrogation du tarif BT au :

- 1^{er} décembre 2004
- 1^{er} avril 2005
- 1^{er} décembre 2005

Réponse:

Il est supposé, dans cette réponse que le programme d'incitatif proposé est maintenu.

Dans le cas d'une abrogation le 1^{er} décembre 2004, tous les clients admissibles du tarif BT, incluant les charges captives, autres que la photosynthèse, recevraient l'incitatif de 2,25 ¢/kWh le 1^{er} décembre 2004.

Dans le cas d'une abrogation au 1^{er} avril 2005, les clients captifs, autres que la photosynthèse, recevraient l'incitatif de 1,75 ¢/kWh le 1^{er} avril 2005. Les autres clients toucheraient, le 1^{er} décembre 2004, l'incitatif de 2,25 ¢/kWh tel que supposé dans la preuve.

Dans le cas d'une abrogation au 1^{er} décembre 2005, les clients captifs restent au tarif BT jusqu'à la fin et ne reçoivent aucun incitatif.

Selon ces hypothèses et en supposant un coût d'approvisionnement de 6 ¢/kWh, les soldes du compte de frais reportés seraient les suivants.

| | |
|-----------------------------------|-----------|
| Abrogation le 1er décembre 2004 : | 111,2 M\$ |
| Abrogation le 1er avril 2005 : | 116,8 M\$ |
| Abrogation le 1er décembre 2005 : | 109,1M\$ |

9. Référence : HQD-1, doc. 1, page 22

Préambule :

« Le Distributeur proposera qu'à compter du 1^{er} avril 2006 une option d'électricité interruptible soit offerte à ses clients de moyenne puissance..»

Demandes :

- 9.1** Veuillez indiquer quels équipements additionnels devraient être installés chez les clients du tarif BT pour les rendre éligibles à l'offre d'une éventuelle option interruptible.

Réponse:

Les modalités de la future option d'électricité interruptible ne sont pas encore définies. Par contre, pour qu'un client soit admissible à ce tarif, il devra posséder les moyens de communication qui lui permettront de recevoir l'avis d'interruption ainsi que le compteur qui permettra au Distributeur de calculer la consommation pendant les périodes d'interruption.

9.2 Veuillez indiquer le coût associé à l'acquisition et à l'installation de ces équipements additionnels.

Réponse:

Les moyens de communications utilisés ne nécessiteront aucune installation particulière. Parmi les moyens possibles, on retrouve le téléphone, la messagerie électronique, Internet ou tout autre moyen de ce type. Si le client n'a pas encore de compteur à intervalle, Hydro-Québec Distribution le remplacera, dans le cadre du programme de modernisation du mesurage en cours. Il n'y a pas de frais spécifiques, ces remplacements sont déjà prévus pour ce type de clientèle.

9.3 Dans un contexte où l'abrogation du tarif BT aurait lieu avant le 1^{er} avril 2006, est-ce qu'il serait possible d'offrir l'option d'électricité interruptible aux clients de moyenne puissance ?

Réponse:

Le Distributeur ne serait pas en mesure d'offrir une option tarifaire avant le 1er avril 2006 compte tenu, entre autres, des délais pour:

- **consulter les clients potentiels afin de définir les modalités tarifaires,**
- **faire approuver la nouvelle option tarifaire par la Régie,**
- **procéder au choix, à l'acquisition et à l'installation des instruments de communication,**
- **communiquer avec les clients l'offre de l'option et les assister dans leur choix d'adhésion, et**
- **ajuster les systèmes de relèves et de facturation.**

ANNEXE 1

**RÉSULTAT DU SONDAGE RELATIF
À LA SENSIBILITÉ AU PRIX**

4. Test du nouveau concept de bi-énergie

4.9 Intentions d'utiliser l'électricité bi-énergie à prix supérieur à celui du combustible (Q.40b) – Tableau 1 de 2

Base : Abonnements où le nouveau concept pourrait être appliqué
N=4459 n=646

| | Si le prix de l'électricité BT était... au prix du combustible utilisé... | | |
|-----------------------------------|---|----------------------|----------------------|
| | 5% plus cher | 10% plus cher | 20% plus cher |
| Utiliseraient l'électricité BT... | (4459) (646) % | (4459) (646) % | (4459) (646) % |
| Certainement | 8 | 3 | 1 |
| Probablement | 25 | 12 | 5 |
| Total | 33 | 15 | 6 |
| Probablement pas | 24 | 25 | 21 |
| Certainement pas | 41 | 59 | 71 |
| Total | 65 | 84 | 92 |
| NSP/R | 2 | 1 | 2 |

- Ces résultats démontrent encore la sensibilité aux prix.
- Il semble par ailleurs qu'il existe un certain «petit noyau dur» (de 10%, 20% ou 30% ?) prêt à privilégier l'électricité BT même à 5 ou 10% plus cher que le combustible.
- À 20% plus cher, presque plus personne ne voudrait utiliser l'électricité BT.