

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

*D-2004-170*

*R-3531-2004*

*16 août 2004*

---

**PRÉSENTS :**

Anita Côté-Verhaaf, M.Sc. (Écon.)  
Francine Roy, MBA  
Jean-Noël Vallière, B.Sc. (Écon.)  
Régisseurs

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante**

---

*Décision relative au tarif bi-énergie commercial,  
institutionnel et industriel (tarif BT)*

**Intervenants :**

- Association des gestionnaires de parcs immobiliers institutionnels et la Fédération des commissions scolaires du Québec (AGPI-FCSQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM);
- Stratégies énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É.-AQLPA);
- Syndicat des producteurs en serre du Québec (SPSQ);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

## 1. DEMANDE

Le 23 mars 2004, Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 (1), 48, 49 et 53 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi), une demande relative au tarif bi-énergie commercial, institutionnel et industriel (tarif BT).

Les conclusions recherchées dans la demande sont les suivantes :

« **ACCUEILLIR** la présente demande;

**APPROUVER** l'abrogation complète et définitive, pour le 1<sup>er</sup> avril 2006, du tarif bi-énergie BT du distributeur d'électricité, actuellement réservé à une partie de la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle, et tel que défini à la Section XIII du Règlement n° 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application;

**APPROUVER** un tarif de transition, applicable à compter du 1<sup>er</sup> avril 2005, pour les clients du tarif BT utilisant l'électricité pour des usages de photosynthèse;

**PERMETTRE** de comptabiliser à même le compte de frais reportés créé en vertu de la décision D-2004-47 les sommes suivantes :

- 1) le déficit occasionné par le coût de fourniture reconnu du tarif BT pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2004 au 31 mars 2006,
- 2) les dépenses associées au paiement de l'incitatif financier, et
- 3) les dépenses associées aux services de support technique qui seront offerts à la clientèle du tarif.

**PERMETTRE** au Distributeur d'amortir le solde du compte de frais reportés sur une période de trois (3) ans débutant le 1<sup>er</sup> avril 2006.

**PERMETTRE** au Distributeur de répartir l'ensemble des frais du compte de frais reportés selon la méthode de répartition des coûts de fourniture approuvée par la Régie dans sa décision D-2003-93. »

---

<sup>1</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

## 2. CONTEXTE

Un programme bi-énergie a été offert aux clients d'Hydro-Québec alors que la société d'état avait des surplus d'électricité à écouler. Hydro-Québec a ainsi optimisé le rendement sur ses investissements en offrant un tarif de vente d'énergie à un prix avantageux. En contrepartie de cet avantage, les clients au tarif BT devaient s'équiper afin de pouvoir interrompre leur consommation en période de pointe ou à la demande d'Hydro-Québec advenant une période de pénurie d'énergie.

En juin 2000, Hydro-Québec, dans ses activités de transport et de distribution, est soumise à la régulation économique et à la juridiction de la Régie. La Loi précise par ailleurs que le volume d'électricité patrimoniale exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation<sup>2</sup>.

Dans ce contexte et en fonction d'une anticipation de coûts croissants d'approvisionnement de l'électricité, le Distributeur se présente devant la Régie en octobre 2001 pour faire abroger le tarif BT<sup>3</sup>.

La Régie rejette alors la demande d'abrogation du tarif BT estimant notamment qu'il est prématuré de modifier le tarif sans une meilleure connaissance des coûts afférents. La Régie demande au Distributeur que toute nouvelle proposition tienne compte des estimations du coût de fourniture sur la base de soumissions obtenues des fournisseurs et des résultats de l'étude d'allocation des coûts du Distributeur. La Régie mentionne également que la disponibilité d'un parc de clients potentiellement interruptibles permet une flexibilité opérationnelle plus grande et s'inscrit dans une perspective de développement durable<sup>4</sup>.

La Régie, dans cette même décision, demande que le Distributeur explore, à la suite d'un processus de consultation de ses clients, les aspects tarifaires et technologiques sous-jacents. Elle ajoute que, dépendamment de l'estimation des coûts, il est possible qu'un tarif bi-énergie plus élevé soit approprié. Elle souligne aux clients le besoin de planifier sur cette base et de ne pas présumer que sa décision implique que le statu quo se maintiendra<sup>5</sup>.

Par ailleurs, la Régie statue que le tarif BT est effectivement un tarif de gestion de la consommation et ainsi, confirme la nature non patrimoniale des approvisionnements nécessaires pour alimenter les ventes au tarif BT<sup>6</sup>.

---

<sup>2</sup> Art. 52.2 de la Loi.

<sup>3</sup> Dossier R-3471-2001.

<sup>4</sup> Décision D-2002-115, dossier R-3471-2001, 24 mai 2002, page 37.

<sup>5</sup> Décision D-2002-115, dossier R-3471-2001, 24 mai 2002, page 38.

<sup>6</sup> Décision D-2002-115, dossier R-3471-2001, 24 mai 2002, page 34.

Jusqu'au 30 novembre 2003, les clients du tarif BT sont approvisionnés en vertu d'une entente entre le Distributeur et Hydro-Québec Production (le Producteur) au prix de 3,32 ¢/kWh. Après cette date, une nouvelle entente entre le Distributeur et le Producteur établit le coût d'approvisionnement du tarif BT à 7,3 ¢/kWh jusqu'au 30 novembre 2004.

Dans le cadre du dossier R-3492-2002, le Distributeur demande à la Régie que soient versées dans un compte de frais reportés (CFR) les pertes associées à l'approvisionnement des ventes au tarif BT, c'est-à-dire la différence entre le coût de fourniture payé par le Distributeur pour l'approvisionnement en électricité de la clientèle du tarif BT et le prix correspondant facturé aux clients de ce tarif.

La Régie reconnaît le déficit résultant de la différence entre les revenus de ventes de l'électricité aux clients BT et un coût d'acquisition qu'elle fixe à 6 ¢/kWh. Elle autorise le Distributeur à créer un CFR hors base, portant intérêt au taux moyen du coût en capital, et à y comptabiliser ce déficit pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2004 au 31 mars 2004. Elle réserve sa décision sur l'utilisation de ce compte au-delà de cette date et sur la répartition et la disposition des sommes portées au CFR<sup>7</sup>.

### 3. PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR

Le 23 mars 2004, le Distributeur se présente à nouveau devant la Régie pour demander l'abrogation du tarif BT et appuie cette demande sur la preuve de non rentabilité du tarif BT.

#### 3.1 LA RENTABILITÉ DU TARIF BT

Le Distributeur soumet que le tarif BT est déficitaire. Sur la base du tarif BT actuel, le Distributeur estime que les revenus pour l'année 2004 seront de l'ordre de 66 M \$. Sur la même période, en prenant comme hypothèse que les coûts d'approvisionnement sont reconduits, il établit les coûts totaux d'approvisionnement à 145 M \$ et ses coûts de distribution à 8 M \$, pour des coûts totaux de 153 M \$. Sur la base de ces calculs, le tarif BT implique pour le Distributeur un déficit annuel de l'ordre de 86 M \$<sup>8</sup>.

Dans le cadre de sa demande, le Distributeur évalue les coûts de maintenir le tarif BT et de rendre les conditions d'application conformes au *Règlement numéro 663 d'Hydro-Québec*

<sup>7</sup> Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002, 26 février 2004, page 144.

<sup>8</sup> Pièce HQD-1, document 1, pages 6 à 10.

*établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*<sup>9</sup> (le Règlement 663). Il conclut que, pour que le tarif BT couvre ses frais, il faudrait que l'approvisionnement se fasse à 3,1 ¢/kWh, ce qui est nettement inférieur aux coûts auxquels fait face actuellement le Distributeur ou à celui reconnu par la Régie dans sa décision D-2004-47<sup>10</sup>.

Par ailleurs, l'installation de sondes permettant l'interruption des charges en période de pointe pourrait réduire les coûts d'approvisionnement d'un montant de l'ordre de 0,25 ¢/kWh. Cependant, le Distributeur est convaincu qu'un tarif interruptible reflétant les coûts du marché ne serait pas concurrentiel avec les autres opportunités des clients et éliminerait à peu près toutes les ventes à la bi-énergie CII (commerciale, institutionnelle et industrielle).

Finalement, tel qu'établi dans le dossier R-3492-2002, la clause de pénurie permettant de rappeler les ventes au tarif BT en cas de faibles réserves hydrauliques n'a plus aucune valeur économique pour le Producteur dans le contexte énergétique actuel.

### 3.2 ABROGATION ET MESURES TRANSITOIRES

Le Distributeur demande à la Régie d'autoriser l'abrogation du tarif BT le 1<sup>er</sup> avril 2006. Le Distributeur propose :

- d'offrir au 1<sup>er</sup> 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 à une autre source d'énergie à partir du 1<sup>er</sup> décembre 2004;
- de faciliter le transfert des clients au tarif général approprié ou à une source d'énergie alternative via une offre de services conseils;
- d'offrir un tarif de transition pour les clients qui utilisent le tarif BT pour les usages de photosynthèse à partir du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> avril 2005.

---

<sup>9</sup> R.R.Q. 1981, c.H-5, r.4.

<sup>10</sup> Dossier R-3492-2002, 26 février 2004.

Le Distributeur demande à la Régie que le déficit d'approvisionnement des charges au tarif BT jusqu'au 31 mars 2006 ainsi que l'ensemble des coûts du programme d'incitatif financier et du support commercial soient portés au CFR déjà approuvé par la Régie dans la décision D-2004-47<sup>11</sup>.

### 3.3 NOUVELLE OPTION TARIFAIRE EN GESTION DE LA CONSOMMATION

En réponse à la Régie qui lui demandait de présenter une nouvelle proposition d'un tarif de gestion de la consommation à la suite de consultation des clients du tarif BT<sup>12</sup>, le Distributeur procède à une consultation élargie lui permettant entre autres de juger de la viabilité ou du potentiel commercial des options explorées et d'évaluer l'impact d'un retrait éventuel du tarif BT<sup>13</sup>.

Le Distributeur se positionne d'emblée sur l'absence de viabilité économique et commerciale du tarif BT. Dans le cadre d'un sondage, il explore deux concepts de gestion de la consommation, soit l'électricité interruptible et l'électricité additionnelle, et étudie un troisième concept de bi-énergie horaire. Il constate que l'intérêt des clients est limité pour les deux premières options et très limité en ce qui concerne le tarif bi-énergie horaire<sup>14</sup>.

Dans le contexte d'approvisionnement des prochaines années, le Distributeur et le Producteur n'ont aucun surplus d'électricité à vendre. Le Distributeur privilégie l'offre d'une option d'électricité interruptible, compte tenu que le concept d'électricité additionnelle repose sur de l'approvisionnement non patrimonial, qui n'est pas concurrentiel avec les autres opportunités de la clientèle visée. Pour le Distributeur, cette option d'électricité interruptible permet de concilier, de façon rentable, ses besoins de gestion ainsi que la capacité des clients d'interrompre une partie de leur consommation<sup>15</sup>.

Le Distributeur propose donc d'offrir un nouveau tarif interruptible inspiré de l'option d'électricité interruptible présentement disponible pour les clients du tarif L et adapté pour les clients des tarifs généraux dont font partie les clients du tarif BT. Cette option serait offerte aux clients à partir du 1<sup>er</sup> avril 2006. Le Distributeur n'a pas terminé ses consultations en vue de préciser les modalités d'application de ce nouveau tarif interruptible. Il propose de se présenter devant la Régie à l'automne 2005 afin de faire approuver les modalités de cette option<sup>16</sup>.

---

<sup>11</sup> Dossier R-3492-2002, 26 février 2004.

<sup>12</sup> Décision D-2002-115, dossier R-3471-2001, 24 mai 2002, page 38.

<sup>13</sup> Pièce HQD-1, document 1, pages 12-13.

<sup>14</sup> Pièce HQD-1, document 1, pages 18 à 20.

<sup>15</sup> Pièce HQD-1, document 1, pages 21 à 23.

<sup>16</sup> Pièce HQD-1, document 1, pages 18 à 23.

### 3.4 INCITATIF FINANCIER

Afin de faciliter le passage des clients du tarif BT vers une source alternative et de réduire l'ampleur du CFR ainsi que la pression sur la sécurité énergétique, le Distributeur propose d'offrir un incitatif financier pour qu'ils se retirent définitivement du tarif BT. Les clients qui opteraient pour cet incitatif transféreraient plus rapidement leur charge de chauffage vers un combustible ou le tarif général approprié. Deux niveaux d'incitatif sont ainsi proposés<sup>17</sup>.

Le premier niveau d'incitatif, à 2,25 ¢/kWh, encourage les clients à se retirer du tarif BT dès le 1<sup>er</sup> décembre 2004 alors que, entre le 1<sup>er</sup> décembre 2004 et le 1<sup>er</sup> avril 2005, l'incitatif devient 1,75 ¢/kWh. Cette clientèle aura alors jusqu'au 1<sup>er</sup> avril 2005 pour profiter du programme d'incitatif proposé. L'incitatif sera versé pour les kWh non consommés dont la mesure sera basée sur la consommation historique du client pour une période équivalente. L'incitatif financier serait établi suivant la méthode de calcul apparaissant au tableau 6 de la preuve du Distributeur<sup>18</sup>.

Pour être admissible à l'offre d'incitatif financier, le client devra détenir un abonnement au tarif BT en vigueur et avoir enregistré une consommation égale ou supérieure à 3 000 kWh durant la période de référence. Le Distributeur justifie ce minimum par les coûts administratifs nécessaires à l'émission des paiements. Selon les dernières données du Distributeur, 88 % des clients au tarif BT seraient admissibles à cette offre<sup>19</sup>.

Les niveaux d'incitatif proposés ont été fixés à partir d'un prix anticipé du mazout no. 2 de 34,65 ¢/litre. Le Distributeur propose que les niveaux d'incitatif soient ajustés de façon définitive à compter de la première semaine du mois de septembre 2004, ceci afin de conserver l'attrait de l'incitatif auprès de la clientèle. Cet ajustement se calculerait selon la méthode présentée au tableau 7 de la preuve du Distributeur<sup>20</sup>.

Le Distributeur entend offrir à la clientèle du tarif BT un programme de soutien technique adapté à ses besoins, consistant entre autres à la diffusion de gabarits d'aide à la décision, de guides techniques et à la réalisation de quelque 800 études techniques personnalisées.

Pour la mise en oeuvre du programme d'incitatif financier, du déploiement du soutien technique à la clientèle au tarif BT, de la communication et du support commercial relié au programme, le Distributeur demande à la Régie qu'une enveloppe de 2,4 M \$ soit accordée et les montants réels portés au CFR.

---

<sup>17</sup> Pièce HQD-1, document 1, pages 25-27.

<sup>18</sup> Pièce HQD-1, document 1, révisée le 4 juin 2004, page 28.

<sup>19</sup> Pièce HQD-1, document 1, pages 36-37.

<sup>20</sup> Pièce HQD-1, document 1, révisée le 4 juin 2004, page 32.

### 3.5 TARIF DE TRANSITION

Lors de l'abrogation du tarif BT, les clients producteurs en serre qui font usage de photosynthèse, n'auront d'autre alternative que de passer au tarif domestique, s'il s'agit d'activités agricoles, ou au tarif général s'il s'agit d'activités commerciales ou industrielles. Pour les usages de photosynthèse, le Distributeur propose donc un tarif de transition pour les clients qui n'auront pas accepté l'incitatif<sup>21</sup>.

Le tarif de transition s'appliquerait à partir du 1<sup>er</sup> avril 2005. La facture du client pour chaque période de facturation serait d'abord établie à partir du tarif BT en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2005, puis majorée par un facteur d'ajustement et finalement réduite, le cas échéant, des rabais de fourniture en moyenne et haute tension. Le facteur d'ajustement s'établirait comme suit :

- L'indice de référence est fixé à 1,0 le 1<sup>er</sup> avril 2005;
- Il est majoré de 8 % le 1<sup>er</sup> avril de chaque année, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2005 ;
- Il est aussi majoré de la hausse moyenne qui sera accordée par la Régie pour l'ensemble des tarifs du Distributeur ;
- Ces majorations sont cumulatives.

L'application prend fin lorsqu'il est plus avantageux pour le client de passer au tarif approprié.

### 3.6 COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

Le Distributeur demande à la Régie l'autorisation d'apporter certaines modifications au CFR initialement approuvé par la Régie<sup>22</sup>. Ces modifications visent à imputer au CFR les éléments suivants :

- le manque à gagner imputable aux ventes du tarif BT sur la base du coût d'approvisionnement reconnu par la Régie pour la période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 novembre 2004, et subséquemment sur la base du coût à reconnaître par la Régie résultant des appels d'offres (63 % des montants versés au CFR);
- les dépenses associées au paiement de l'incitatif financier (35 % des montants versés au CFR), et

---

<sup>21</sup> Pièce HQD-1, document 1, pages 41-42.

<sup>22</sup> Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002, 26 février 2004, pages 146-147.

- les dépenses associées aux services conseils offerts à la clientèle du tarif BT (2 % des montants versés au CFR).

Au total, incluant les montants déjà approuvés de 23,5 M \$ du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2004, le solde du CFR au 31 mars 2006 devrait totaliser un montant de l'ordre de 119 M \$<sup>23</sup>.

Les coûts associés à l'incitatif financier et aux services conseils contribuent à réduire le manque à gagner autrement imputable au CFR. L'ensemble de la proposition repose sur le principe des coûts d'approvisionnement évités.

Le Distributeur propose les modalités suivantes :

- Les montants seront cumulés dans le compte du 1<sup>er</sup> avril 2004 au 31 mars 2006 et viendront s'ajouter au solde accumulé au 31 mars 2004;
- Ces montants seront cumulés hors base et le Distributeur remettra annuellement un document de suivi de ce compte à la Régie en identifiant séparément le manque à gagner, l'incitatif et les coûts des services conseils;
- Les sommes comptabilisées dans le compte porteront intérêt au taux moyen du coût en capital du Distributeur à partir du moment de leur inscription jusqu'au 31 mars 2006;
- Le solde cumulatif du compte au 31 mars 2006 sera amorti linéairement sur une période de 36 mois à partir du 1<sup>er</sup> avril 2006 et recouvré dans les tarifs du Distributeur. Le choix de cette période vise à étaler l'impact relié à sa disposition afin de minimiser la pression exercée sur les tarifs.

Le Distributeur propose que le solde cumulatif 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<sup>24</sup>, puisque les dépenses portées au CFR sont liées aux coûts de fourniture.

#### 4. POSITION DES INTERVENANTS ET OBSERVATIONS

L'AGPI-FCSQ trouve inconcevable qu'un nouveau tarif de gestion de la consommation ne soit pas mis en place avant l'abrogation du tarif BT. Constatant également que certains autres distributeurs des réseaux municipaux continueront à offrir le tarif BT, il considère la situation discriminatoire. L'intervenant demande que le BT ne soit abrogé qu'en 2007,

<sup>23</sup> Pièce HQD-1, document 1, pages 43-47.

<sup>24</sup> Dossier R-3492-2002, 21 mai 2003.

propose un incitatif par paliers et un incitatif additionnel pour conserver l'équipement de chauffage électrique. Il se questionne sur l'impact du passage au combustible sur les gaz à effet de serre.

Pour les clients représentés par l'AGPI-FCSQ, le remplacement des équipements impose un fardeau financier important, ne serait-ce qu'en fonction du nombre de bâtiments concernés. Ils soutiennent que bien qu'Hydro-Québec ne voit pas présentement de potentiel économique dans la gestion de la demande, il est possible que la situation énergétique du Québec et les impératifs du protocole de Kyoto modifient cette situation. L'intervenant insiste sur l'importance de conserver les équipements dans un bon état pour utilisation future.

Ils proposent qu'un incitatif additionnel soit offert aux propriétaires d'équipements qui accepteront de conserver les équipements électriques de chauffage bi-énergie en place pour une période minimale de 5 ans.

La **FCEI** propose l'abrogation du tarif au 1<sup>er</sup> avril 2005. Elle considère que l'incitatif de 2,25 ¢/kWh devrait être offert jusqu'à deux mois suivant la mise en place du tarif interruptible. En ce qui concerne le tarif de transition, l'intervenante propose d'utiliser un pourcentage d'augmentation annuel de 8 % incluant les hausses tarifaires du Distributeur. Enfin, elle considère que le déficit du tarif BT devrait être mis directement dans les tarifs plutôt que d'être versé dans un CFR.

En argumentation, **OC** demande qu'on abroge le tarif BT le plus rapidement possible, à l'automne 2004 ou au printemps 2005, afin de réduire le préjudice à la clientèle qu'elle représente. Afin d'éviter un choc tarifaire, elle propose un tarif de transition pour tous les clients du tarif BT et non seulement pour les producteurs en serre, mais elle demande qu'il porte sur une période maximale de cinq ans. Elle propose également que l'allocation des coûts et sa récupération se fassent auprès des clients de petite et moyenne puissance au prorata des volumes admissibles à ces tarifs. Finalement, elle propose d'intégrer aux tarifs 2005-2006 les montants qui seraient versés dans le CFR.

Le **RNCREQ** soumet, en argumentation, que l'intérêt public et le développement durable exigent une planification à long terme de la gestion de l'énergie. L'intervenant soutient qu'il serait imprudent de se débarrasser d'un parc d'équipement, ce qui arrivera si les clients doivent assumer seuls leur survie, et recommande qu'un débat soit fait sur la valeur de conserver un parc de clients interruptibles.

**S.É./AQLPA** est favorable à l'abrogation parce que les combustibles de remplacement auront un impact environnemental moindre que l'importation d'électricité de source

thermique. Toutefois, il voudrait garder les équipements de chauffage électrique des clients en état de fonctionner. Il demande aussi que le CFR soit assumé par les classes de clients bénéficiaires au prorata des volumes du BT. Il propose également de transformer le tarif BT en tarif patrimonial.

Selon le **SPSQ**, la marge bénéficiaire des serres est typiquement plus faible que celle des autres entreprises, étant donné que les coûts d'exploitation et de mise en marché sont plus importants pour ce type de production.

L'intervenant propose un tarif de transition composé d'une augmentation de 2 % par année plus les augmentations tarifaires normales.

L'incitatif proposé par le Distributeur désavantage les petites entreprises. Alors que la preuve du Distributeur mentionne un incitatif moyen de 14 000 \$, le SPSQ a calculé un incitatif moyen de 679 \$ pour les petits, de 2 698 \$ pour les moyens et de 8 216 \$ pour les gros producteurs en serre. De plus, le prix du mazout obtenu par les producteurs en serre est supérieur au prix utilisé dans les calculs du Distributeur.

Les systèmes de chauffage d'appoint des producteurs en serre sont âgés, inefficaces et ne peuvent pas être utilisés en permanence sans améliorations importantes ou remplacement. En conséquence, le SPSQ propose un incitatif de 4 ¢/kWh plus un montant forfaitaire de 10 000 \$ pour le remplacement des fournaies. Sans un tel incitatif, les producteurs en serre subiront un préjudice économique important, un choc tarifaire et financier. Le SPSQ affirme que les producteurs en serre ont fait des choix technologiques et financiers en fonction d'un tarif BT qui n'était pas censé disparaître.

L'**UMQ** soutient que les municipalités devraient continuer de bénéficier des avantages économiques du tarif BT puisque « *les avantages économiques dont pourraient bénéficier les clientèles municipales seraient directement transférés dans la réduction du fardeau fiscal des municipalités ou dans l'amélioration des services* »<sup>25</sup>. Elle indique que le processus budgétaire des municipalités ne permet pas de décisions rapides pour profiter de l'incitatif offert.

L'**UMQ** recommande deux scénarios : ne pas abroger le tarif BT de façon à ce que les municipalités puissent continuer de bénéficier de cet avantage ou, si le tarif BT est abrogé, de reporter les mesures incitatives pour le secteur municipal au 1<sup>er</sup> décembre 2005 (2,25 ¢/kWh) et au 1<sup>er</sup> avril 2006 (1,75 ¢/kWh) et d'étendre la durée de la période au cours de laquelle les municipalités pourront bénéficier des services conseils du Distributeur.

---

<sup>25</sup> Mémoire, page 7.

Dans ses observations, l'**AQCIE** souhaite que le tarif BT soit abrogé le plus rapidement possible, s'oppose au CFR et considère que le déficit associé à ce tarif devrait être supporté par l'actionnaire du Distributeur. De son côté, l'**Église unie de Beaconsfield** s'oppose à l'augmentation du tarif BT.

## 5. OPINION DE LA RÉGIE

Les questions auxquelles doit répondre la Régie sont les suivantes :

- Est-ce que le tarif BT doit être abrogé? Si oui, à compter de quelle date?
- Si la Régie approuve l'abrogation du tarif BT, les mesures de mitigation proposées par le Distributeur sont-elles acceptables?
- Le CFR doit-il être maintenu au delà du 31 mars 2004? Si oui, quelles dépenses peuvent y être portées et comment doit-on en disposer?

### 5.1 ABROGATION DU TARIF BT

La Régie est d'avis qu'il a été établi que les modalités d'application du tarif BT ne correspondent plus à celles prévues au règlement tarifaire.

Par ailleurs, comme le tarif BT est un tarif de gestion de la consommation, les clients qui s'en prévalent doivent être approvisionnés au prix du marché puisqu'ils n'ont pas accès à l'électricité patrimoniale. Il a été démontré que, sur la base d'un prix de marché et du tarif actuel, le tarif BT est déficitaire de quelque 86 M \$. De plus, la projection des coûts d'approvisionnement de l'électricité impose au Distributeur une limite importante quant aux options de tarifs de gestion de la consommation compétitifs qu'il pourrait offrir à la clientèle du tarif BT.

Enfin, le Distributeur a démontré que, pour des raisons techniques et commerciales, le tarif BT ne peut être abrogé avant le 1<sup>er</sup> avril 2006. La Régie juge qu'il n'est pas dans l'intérêt du Distributeur ou de l'ensemble de ses clients de faire perdurer au-delà de cette date une situation qui engendre des pertes financières. Pour l'ensemble de ces raisons, la Régie accepte la demande d'abroger le tarif BT et ce, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2006.

## 5.2 MESURES DE MITIGATION

### 5.2.1 TARIF DE GESTION DE LA CONSOMMATION

La Régie comprend que, dans un contexte où les coûts d’approvisionnement en électricité sont beaucoup plus élevés que par le passé, un tarif de gestion de la consommation, dont le prix reflèterait les coûts d’approvisionnement du marché, ne pourrait être aussi avantageux économiquement que le tarif BT. Un tel tarif serait peu attrayant pour satisfaire des besoins de chauffage dans la mesure où il ne serait pas concurrentiel avec le prix des énergies alternatives.

Le Distributeur a réalisé des sondages pour évaluer l’intérêt des clients pour différents concepts de tarif de gestion de la consommation. Les résultats de ces consultations montrent que l’intérêt des clients pour ces options est relativement limité. Au moment d’être sondés, les clients ne connaissaient pas l’issue du présent dossier et pouvaient supposer que le tarif BT serait maintenu tel quel. Dans ce contexte, la Régie comprend que l’intérêt pour un tarif alternatif de gestion de la consommation, moins avantageux que le BT, pouvait être mitigé.

La Régie prend note de l’intention du Distributeur d’offrir aux clients des tarifs généraux de petite et moyenne puissance, une option d’électricité interruptible qui s’apparenterait à celle actuellement offerte aux clients du tarif L. À la suite de la présente décision, qui autorise l’abrogation du tarif BT, la Régie demande au Distributeur de reprendre ses consultations auprès des clients, en vue de préciser les modalités d’application de cette nouvelle option et de permettre son entrée en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> avril 2006.

### 5.2.2 MAINTIEN DU PARC DE CHAUDIÈRES ÉLECTRIQUES

La Régie accueille favorablement les représentations de certains intervenants visant le maintien en bon état de marche du parc de chaudières électriques de la clientèle du tarif BT. Ces chaudières, utilisées actuellement dans près de 4 400 bâtiments, dont plus de la moitié sont à vocation institutionnelle, peuvent servir de source de chauffage de relève. De plus, la Régie juge souhaitable de favoriser le maintien de cet actif, dans la mesure où l’infrastructure nécessaire est déjà raccordée au réseau du Distributeur et que son maintien n’engendre pas de coûts importants pour l’ensemble de la clientèle.

De plus, sur la base de la preuve au dossier, la Régie croit que certains clients du tarif BT pourraient, dès maintenant, utiliser de manière sporadique leur chaudière électrique pour améliorer leur facteur d’utilisation au tarif général et ainsi optimiser leur facture énergétique. Or, pour ce faire, il faut que la consommation électrique du système de chauffage soit

enregistrée conjointement avec celle associée aux autres usages à la même adresse de service. Le Distributeur affirme, en se référant au *Règlement 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité*<sup>26</sup> (le Règlement 634) et au texte des tarifs d'électricité, que la seule option possible pour un client souhaitant faire ce type d'optimisation est d'assumer les frais nécessaires au raccordement de son installation de chauffage électrique au branchement principal du bâtiment, assujetti au tarif général. Dans ce cas, le Distributeur effectuerait de son côté les adaptations requises au branchement et au réseau de distribution pour satisfaire cette nouvelle charge raccordée au branchement principal du bâtiment au tarif général. La Régie souhaite que d'autres options moins coûteuses soient examinées.

La Régie est d'avis que le recours à cette seule approche de raccordement «physique» constitue une barrière qui limitera grandement le nombre de clients qui choisiront de rapatrier la charge de chauffage électrique avec les autres charges associées au branchement du tarif général. La Régie craint, comme le soulignait l'expert de AGPI-FCSQ, que ces nombreuses chaudières électriques soient, au fil des ans, privées de l'entretien nécessaire à leur maintien en état de marche et deviennent irrécupérables.

La Régie demande au Distributeur de développer et d'évaluer une option destinée aux actuels clients du tarif BT qui leur serait offerte dès l'automne 2004. Cette option devra définir les conditions, modalités et, le cas échéant, exclusions permettant, pour chaque client doté actuellement, à une même adresse de service, d'un abonnement au tarif BT et d'un abonnement au tarif général, le raccordement «virtuel» de la charge associée au tarif BT au branchement principal associé au tarif général. À titre d'exemple, par raccordement «virtuel», la Régie entend la télélecture de deux compteurs à intervalle, électroniques et synchronisés, afin de pouvoir totaliser, dans le système d'acquisition de données de mesurage, la consommation des deux branchements et d'associer la somme à l'abonnement au tarif général.

Par cette option, la Régie souhaite que la totalisation des consommations associées aux deux branchements d'une même adresse de service soit rendue possible sans que les clients n'aient à encourir des coûts importants de raccordement de leur système de chauffage électrique à leur branchement au tarif général. La Régie est d'avis qu'une telle option peut favoriser le maintien en bon état de marche du parc de chaudières électriques des clients du tarif BT.

---

<sup>26</sup> Conditions de service d'électricité prévues au *Règlement 634 sur les conditions de fourniture de l'électricité*, (1996) 128 G.O. II, 2998, modifié par les décisions D-2001-60, D-2001-259, D-2002-07, D-2002-261 et D-2003-23.

La Régie demande donc au Distributeur de déposer pour approbation les modalités d'une telle option, au plus tard le **15 septembre 2004**.

### 5.2.3 INCITATIF FINANCIER

Le Distributeur propose un programme incitatif dont l'objectif vise à encourager les clients à quitter le tarif BT avant la date d'abrogation prévue. Le retrait de ces clients lui faciliterait la gestion de ses approvisionnements tout en atténuant le déficit résultant de l'alimentation du tarif BT. Cet incitatif permet de plus aux clients qui s'en prévaudront de réaliser des économies.

À cet égard, les demandes de certains intervenants visant l'obtention d'une période de transition plus longue et d'incitatifs plus généreux feraient assumer au Distributeur des coûts supérieurs au déficit anticipé. La Régie croit que ces propositions augmenteraient de façon inéquitable le fardeau de la clientèle qui en ferait les frais.

La Régie accepte la proposition du Distributeur et lui permet d'encourir les dépenses associées au paiement de l'incitatif proposé ainsi que l'enveloppe de 2,4 M \$ pour le déploiement du soutien technique, de la communication et du support commercial reliés au programme, ces dernières contribuant à réduire le manque à gagner autrement imputable au CFR.

### 5.2.4 TARIF DE TRANSITION POUR USAGE DE PHOTOSYNTHÈSE

Compte tenu de l'écart important qui existe entre le tarif BT et le tarif régulier pour les clients captifs du tarif BT utilisant l'électricité pour des usages de photosynthèse, la Régie accepte la proposition du Distributeur de mettre en place un tarif de transition pour atténuer l'impact tarifaire annuel.

La proposition du Distributeur d'augmenter annuellement le tarif de transition de 8 %, en plus de la hausse tarifaire, s'inspire du tarif de transition négocié entre les centres de ski et le Distributeur. Cependant, la Régie considère que les motifs permettant d'appliquer le même pourcentage à la clientèle concernée du tarif BT ne sont pas suffisamment fondés.

La Régie est sensible à la situation particulière à laquelle font face les clients du tarif BT utilisant la photosynthèse et à l'impact important de telles hausses sur leurs opérations. En conséquence, la Régie juge qu'une augmentation plus faible pour les trois premières années donnera plus de temps aux clients pour planifier leur stratégie énergétique.

La facture du client se prévalant du tarif de transition sera établie à partir du tarif BT en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2005, majorée au 1<sup>er</sup> avril de chaque année par un facteur d'ajustement et réduite, le cas échéant, des rabais de fourniture en moyenne et haute tension. La Régie établit le facteur d'ajustement comme suit :

- L'indice de référence est fixé à 1,0 le 1<sup>er</sup> avril 2005;
- Il est majoré de 5 % le 1<sup>er</sup> avril 2005, 2006 et 2007;
- Il est majoré ensuite de 8 % le 1<sup>er</sup> avril de chaque année, à compter du 1<sup>er</sup> avril 2008;
- Il est aussi majoré de la hausse moyenne qui sera accordée par la Régie pour l'ensemble des tarifs du Distributeur;
- Ces majorations sont cumulatives.

L'application prend fin lorsqu'il est plus avantageux pour le client de passer au tarif approprié.

### 5.3 COMPTE DE FRAIS REPORTES

#### 5.3.1 DOTATION ET DUREE

La Régie considère que les dépenses que le Distributeur demande d'imputer à même le CFR créé en vertu de la décision D-2004-47<sup>27</sup> sont de la nature d'un coût d'approvisionnement. Elles constituent soit des coûts directs d'approvisionnement non assumés par ces clients, soit des coûts accessoires qui contribuent à réduire le manque à gagner relatif aux coûts d'approvisionnement autrement imputables au CFR.

Le Distributeur a l'obligation de desservir tous les clients qui le demandent et doit assumer les coûts de fourniture d'électricité afférents. Pour sa part, la Régie doit, en vertu des articles 52.3 et 49 (2<sup>o</sup>) de la Loi, lorsqu'elle fixe un tarif, déterminer les montants globaux de dépenses qu'elle juge nécessaires pour permettre au Distributeur d'assumer la prestation du service. En conséquence, elle permet de comptabiliser, à même le CFR créé en vertu de la décision D-2004-47 les sommes suivantes :

- le déficit occasionné par l'écart entre le prix de l'énergie et le coût de fourniture reconnu du tarif BT multiplié par les ventes enregistrées chez les clients du tarif BT majorées d'un taux de perte de 7,8 %<sup>28</sup>, pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2004 au 31 mars 2006,

---

<sup>27</sup> Dossier R-3492-2002, 26 février 2004.

<sup>28</sup> Cette méthode de calcul étant identique à celle définie dans la décision D-2004-47, dossier R-3492-2002, 26 février 2004, page 146.

- les dépenses associées au paiement de l'incitatif financier, et
- les dépenses associées aux services de support technique qui seront offerts à la clientèle du tarif BT.

La Régie permet au Distributeur de cumuler les sommes dans le CFR hors base déjà créé et de capitaliser au taux moyen du coût en capital du Distributeur.

### **5.3.2 AMORTISSEMENT**

La décision D-2004-47 reconnaît un coût d'approvisionnement de 6 ¢/kWh jusqu'au 30 novembre 2004, date à laquelle se termine l'entente avec Hydro-Québec Production. Après cette date, le Distributeur demandera à la Régie de reconnaître les nouveaux coûts d'approvisionnement applicables à cette clientèle.

Le Distributeur demande d'amortir le solde du CFR sur une période de 36 mois. Il évalue le montant qui sera versé au CFR à environ 120 M\$. Ce montant est basé sur un coût d'approvisionnement de 6 ¢/KWh et sur les coûts d'un incitatif qui pourraient varier en fonction du prix des combustibles alternatifs.

La Régie évalue que l'amortissement de ce compte sur une période de trois ans génèrerait, à lui seul, une hausse tarifaire de l'ordre de 0,5 % par année. Si le solde du CFR devait augmenter, la hausse annuelle serait encore plus importante. En conséquence, afin d'atténuer l'impact tarifaire causé par la récupération de ce compte, la Régie demande au Distributeur d'amortir le solde du CFR au 31 mars 2006 linéairement, sur une période de 60 mois, à partir du 1<sup>er</sup> avril 2006.

La Régie prend acte de l'engagement du Distributeur de lui remettre annuellement un document de suivi du CFR identifiant séparément le manque à gagner, l'incitatif et les coûts des services conseils. Elle lui demande de déposer ce document dans le cadre de son dossier tarifaire annuel et d'identifier aussi les coûts afférents à la rémunération de ce compte au taux moyen du coût en capital.

### 5.3.3 DISPOSITION

Le Distributeur demande que le solde du CFR soit réparti selon la méthode de répartition des coûts de fourniture approuvée par la Régie dans sa décision D-2003-93<sup>29</sup>. Le Distributeur motive sa demande par le fait que la grande majorité des frais versés au CFR est liée aux coûts de fourniture et qu'en conséquence ces frais doivent être répartis selon le mode propre aux coûts de fourniture.

Rappelons que, dans la décision D-2003-93, la Régie approuve une méthode de répartition des coûts de l'électricité patrimoniale qui repose essentiellement sur les stipulations de l'article 52.2 et sur l'annexe 1 de la Loi. Cependant, la Régie a clairement indiqué que cette méthode n'était appliquée que pour l'électricité patrimoniale et qu'elle se prononcerait plus tard sur la méthode à adopter pour l'électricité extra ou post patrimoniale.

Le Distributeur ne mentionne pas spécifiquement un mode de récupération du CFR dans ses tarifs. Il y a lieu ici de faire la distinction entre la répartition des coûts du CFR entre les différentes catégories de clients et la récupération de ces coûts dans les tarifs, soit :

- Pour quelles catégories tarifaires ces coûts ont-ils été encourus ?
- Auprès de quelles catégories tarifaires ces coûts doivent-ils être récupérés ?

Dans bien des cas, il peut y avoir une même réponse à ces deux questions d'où la tendance à ne pas faire de distinction. Dans le dossier actuel, puisque le tarif BT est abrogé à compter du 1<sup>er</sup> avril 2006, une distinction devient nécessaire.

Selon les principes usuels de réglementation, la répartition des coûts entre les différentes catégories de clients est basée sur les relations de causalité des coûts. À cette étape, il s'agit de déterminer le plus précisément possible ce qu'il en coûte pour desservir chacune des catégories tarifaires ou inversement quelles catégories tarifaires sont responsables de tel ou tel coût. Ce n'est qu'à l'étape de récupération des coûts dans les tarifs que les éléments de nature sociale, politique, commerciale et autres doivent être considérés.

Les coûts qui seront versés dans le CFR sont encourus pour desservir la clientèle du tarif BT et n'ont pas de lien avec le coût d'approvisionnement patrimonial des autres catégories tarifaires. Il n'y a donc aucune relation de cause à effet entre les coûts d'approvisionnement du tarif BT et, par exemple, les coûts d'approvisionnement des clients du tarif L. Allouer le

---

<sup>29</sup> Dossier R-3492-2002, 21 mai 2003.

coût du CFR en fonction de la proposition du Distributeur introduirait donc un biais dans l'évaluation du coût de desserte de chacune des catégories tarifaires.

Pour éviter ce biais, la Régie demande au Distributeur de maintenir une ligne distincte pour le tarif BT dans son étude de répartition du coût de service et ce, jusqu'à l'amortissement complet du CFR. Même s'il n'y a plus de client à ce tarif, il pourra indiquer à cette ligne l'amortissement annuel du CFR et donc faire une allocation directe des coûts du CFR au tarif BT. Cette proposition a l'avantage d'intégrer les coûts annuels du CFR dans le revenu requis du Distributeur tout en évitant d'introduire un biais dans l'évaluation des coûts de dessertes de chacune des autres catégories de consommateurs.

Compte tenu que ce déficit a été reconnu comme un coût nécessaire à la prestation du service, les coûts en découlant doivent être supportés par l'ensemble des clients du Distributeur. Comme dans ce cas d'exception, aucun de ces clients n'est responsable de ce déficit, la Régie croit qu'il est équitable que chaque catégorie tarifaire supporte sa partie du CFR dans la même proportion en pourcentage des revenus qu'elle procure au Distributeur. En conséquence, la Régie demande au Distributeur de récupérer ce montant auprès de l'ensemble des clients selon une hausse tarifaire uniforme.

VU ce qui précède;

**CONSIDÉRANT** la *Loi sur la Régie de l'énergie* et, notamment, les articles 31(1), 48, 49 et 53;

### La Régie de l'énergie :

**APPROUVE** à compter du 1<sup>er</sup> avril 2006, l'abrogation du tarif BT du Distributeur, tel que défini à la Section XII des *Tarifs d'électricité* en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2004 et les conditions de leur application;

**ACCEPTE** le programme d'incitatif financier et de support commercial proposé par le Distributeur;

**DEMANDE** au Distributeur de déposer pour approbation, au plus tard le **15 septembre 2004**, une proposition d'option de raccordement «virtuel», répondant aux objectifs décrits à la section 5.2.2 de la présente décision;

**APPROUVE** un tarif de transition, applicable à compter du 1<sup>er</sup> avril 2005, pour les clients du tarif BT utilisant l'électricité pour des usages de photosynthèse tel qu'ajusté par la Régie dans la section 5.2.4;

**PERMET** de comptabiliser à même le CFR créé en vertu de la décision D-2004-47 les sommes suivantes :

- le déficit occasionné par l'écart entre le prix de l'énergie et le coût de fourniture reconnu du tarif BT multiplié par les ventes enregistrées chez les clients du tarif BT majorées d'un taux de perte de 7,8 %, pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2004 au 31 mars 2006,
- les dépenses associées au paiement de l'incitatif financier, et
- les dépenses associées aux services de support technique qui seront offerts à la clientèle du tarif BT.

**PERMET** au Distributeur d'amortir le solde du CFR sur une période de cinq ans débutant le 1<sup>er</sup> avril 2006;

**DEMANDE** au Distributeur de faire une allocation directe des coûts du CFR au tarif BT, tel que décrit dans la section 4.5;

**DEMANDE** au Distributeur de récupérer le solde du CFR de l'ensemble des clients selon une hausse tarifaire uniforme en pourcentage.

Anita Côté-Verhaaf  
Régisseure

Francine Roy  
Régisseure

Jean-Noël Vallière  
Régisseur

**Liste des représentants :**

- Association des gestionnaires de parcs immobiliers institutionnels et la Fédération des commissions scolaires du Québec (AGPI-FCSQ) représenté par M<sup>e</sup> Claude Tardif;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M<sup>e</sup> Claude Villeneuve;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;
- Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Éric Fraser;
- Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>e</sup> Stéphanie Lussier;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M<sup>e</sup> Pierre Tourigny;
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM) représentée par M<sup>e</sup> Félix Turgeon;
- Stratégies énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É.-AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;
- Syndicat des producteurs en serre du Québec (SPSQ) représenté par M<sup>e</sup> Marie-Andrée Hotte;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>e</sup> Steve Cadrin;
- M<sup>e</sup> Richard Lassonde pour la Régie de l'énergie.