

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

<b>D-2004-47</b>	<b>R-3492-2002</b>	<b>12 mars 2004</b>
<b>MOTIFS</b>		

---

**PRÉSENT :**

M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), MBA  
Régisseur

---

**Hydro-Québec**

Demanderesse

et

**Liste des intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante**

Intervenants

---

**Motifs de la dissidence du régisseur Anthony Frayne quant à la création d'un compte de frais reportés, au coût de fourniture et à l'indice d'interfinancement associés au tarif BT**

*Décision relative à la demande de détermination du coût de service et de modification des tarifs d'électricité du Distributeur pour l'année tarifaire 2004-2005*

### Liste des intervenants :

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association des gestionnaires de parcs immobiliers en milieu institutionnel (AGPI);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Association des industries forestières du Québec (AQCIE/CIFQ)\*;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Union des municipalités du Québec (FCEI/UMQ)\*;
- Fédération des commissions scolaires du Québec (FCSQ);
- Gazifère Inc. (Gazifère);
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM);
- Grand Conseil des Cris (Eeyou Ishchee)/Administration régionale crie (GCC);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC)\*;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des producteurs agricoles (UPA)\*.

\* Coalition d'intervenants représentant des groupes de consommateurs, nommément AQCIE/CIFQ, FCEI/UMQ, OC et UPA, qui se sont regroupés aux fins de l'administration de la preuve sur les coûts de service tout en permettant à chacun d'avoir, le cas échéant, sa propre preuve ainsi que sa propre argumentation sur d'autres volets du dossier tarifaire de la Phase 2 (la Coalition).

Avec respect pour l'opinion contraire, je ne partage pas l'opinion de mes collègues sur certains aspects de la décision D-2004-47 relatifs au tarif BT.

Il s'agit premièrement de la section 6.2 sur la création d'un compte de frais reportés (CFR) et le prix d'approvisionnement applicable, et, deuxièmement, une conclusion, dans la section 5.2, Interfinancement et stratégie tarifaire, sur l'indice d'interfinancement des tarifs de gestion de la consommation. Je partage l'opinion de mes collègues sur tous les autres volets de la décision.

Le document présent décrit mes motifs pour ces deux opinions minoritaires.

## 1. LE COMPTE DE FRAIS REPORTÉS ASSOCIÉ AU TARIF BT

### 1.1 LE PRINCIPE DE LA CRÉATION D'UN COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

En règle générale, un compte de frais reportés constitue un outil réglementaire auquel les organismes réglementaires ont recours en diverses circonstances et pour des objectifs spécifiques. Toutefois, sa création devrait résulter d'une démonstration rigoureuse de sa nécessité en regard des circonstances particulières à chaque dossier.

Or, selon moi, le Distributeur n'a pas relevé ce fardeau de preuve. En conséquence, je ne crois pas que la création d'un compte de frais reportés soit la mesure réglementaire appropriée dans le présent dossier. Les faits du dossier militent plutôt en faveur d'une hausse tarifaire.

La seule justification donnée par le Distributeur est la présence d'un déficit et la nécessité de le récupérer :

*« Donc, il y a un déficit. Et le Distributeur n'entend pas assumer cette perte. Et c'est la raison pour laquelle il présente son compte de frais reportés. »<sup>1</sup>*

En règle générale, un Distributeur recouvre ses coûts au moyen des tarifs. Le Distributeur reconnaît ceci implicitement en constatant que, si le CFR n'est pas accepté par la Régie, il va déposer dans les plus brefs délais une demande de modification du tarif BT.

*« Toute partie des coûts qui sembleraient à risque parce qu'ils ne seraient pas reconnus, le Distributeur tentera de minimiser ses dommages, ses pertes et reviendra probablement dans les plus brefs délais afin de faire augmenter le tarif des clients du BT afin d'assumer cette différence. »<sup>2</sup>*

---

<sup>1</sup> Notes sténographiques (NS), volume 33, pages 27-28.

<sup>2</sup> NS, volume 33, pages 16-17.

À mon avis, la présence d'un déficit n'est pas une condition suffisante pour justifier la création d'un CFR, lequel n'est pas un simple substitut à une modification tarifaire.

Tout comme la FCSQ, je considère que le Distributeur n'a pas justifié qu'il est légitime de reporter les frais :

*« Ce qu'on tient à mentionner, c'est essentiellement qu'il est difficile de comprendre pourquoi des dépenses qui sont encourues en deux mille quatre (2004) seraient projetées dans un compte de frais reportés qui serait utilisé en deux mille cinq (2005) puis, là, évidemment, administré à l'ensemble des consommateurs. Ça crée des préjudices. On pense, par exemple, à tous les consommateurs nouveaux qui arrivent, qui n'ont pas bénéficié aucun des avantages que ça pouvait comporter, qui se retrouvent dans une situation où ils sont obligés d'acquitter un compte de frais reportés. »<sup>3</sup>*

Le Distributeur n'a pas donné des raisons convaincantes pour faire payer les coûts de 2004 par les consommateurs de 2005 ou les subséquents.

Ainsi, aucune des raisons suivantes évoquées dans l'argumentation du Distributeur ne justifie, à mon avis, de recourir à cet outil réglementaire.

**A) L'INTERPRETATION QUE FAIT LE DISTRIBUTEUR DE LA DECISION D-2002-115 EST ERRONEE**

Selon l'interprétation que fait le Distributeur de la décision D-2002-115, il est impossible de modifier le tarif BT sans arriver avec une proposition alternative. Une telle modification requiert un processus de consultation de la clientèle qui est long et complexe<sup>4</sup>.

La décision D-2002-115 rejetait la demande du Distributeur d'abroger le tarif BT pour le motif que<sup>5</sup> :

*« La Régie est d'avis que la preuve sur le prix de marché n'est pas faite et qu'il manque de substance pour soutenir un tel prix. »*

La même décision D-2002-115 invite le Distributeur à proposer un tarif :

*« En conséquence, la Régie incite fortement Hydro-Québec à proposer un tarif dont la fonction gestion de consommation serait applicable en pratique pour les clients présentement au tarif BT. L'application du tarif devra tenir compte des équipements de façon à permettre une gestion de consommation effective. Ce tarif devra tenir compte des coûts découlant de la nature des services offerts lorsqu'ils seront connus. Sur la question*

<sup>3</sup> NS, volume 32, page 67.

<sup>4</sup> NS, volume 32, page 14.

<sup>5</sup> Décision D-2002-115, dossier R-3471-2001, 24 mai 2002, page 36.

*des coûts de fourniture, Hydro-Québec devra préciser le mode d'estimation du prix de marché ainsi que les données réelles et prévues. »<sup>6</sup>*

La conclusion de la décision D-2002-115 inclut l'attente suivante :

*« La Régie s'attend à ce que le Distributeur, lors d'une nouvelle proposition d'un tarif de gestion de la consommation, explore, à la suite d'un processus de consultation de ses clients, les aspects tarifaires et technologiques sous-jacents. »*

*Cela étant, et dépendamment de l'estimation des coûts, il est possible qu'un tarif bi-énergie plus élevé soit approprié. La Régie souligne aux clients le besoin de planifier sur cette base et de ne pas présumer que la décision actuelle implique que le statu quo continuera indéfiniment. »<sup>7</sup>*

La décision ouvrait donc la porte à une hausse tarifaire et je ne retiens pas l'argument qu'il était impossible de proposer une telle modification.

Selon le constat du Distributeur dans son argumentation, il n'est plus empêché par une absence de preuve sur le prix de marché:

*« Par la suite, toujours dans le pourquoi du refus d'abroger, il y avait la question de la preuve sur le prix de marché. Cette preuve-là a été faite aujourd'hui. »<sup>8</sup>*

De plus, je suis surpris que le processus de consultation, souhaité par la décision D-2002-115 de mai 2002, n'ait pas été entamé avant décembre 2002<sup>9</sup> et que les résultats ne soient pas disponibles avant février 2004, soit 21 mois plus tard. C'est pourtant la responsabilité du Distributeur de voir à demander une modification des tarifs et je considère que cette omission ne justifie pas la création du CFR.

## **B) L'INCERTITUDE QUANT AUX VOLUMES DE VENTE N'EMPECHE PAS L'ETABLISSEMENT D'UN TARIF**

Selon le Distributeur, il est incapable d'intégrer à la hausse tarifaire 2004 la facture provenant d'HQP, étant donné que le Distributeur ne connaît pas les volumes de vente.<sup>10</sup>

Bien qu'une dépense prévisible dont le niveau est indéterminé puisse justifier un CFR dans certaines circonstances, dans ce cas-ci le Distributeur connaît le prix d'approvisionnement. Si le coût de fourniture est de 7,3 ¢ /kWh, il est possible de demander un tarif de 7,3 ¢ /kWh. L'incertitude des volumes est normale dans un dossier tarifaire et n'est pas un motif pertinent pour reporter ou éviter une demande de modification tarifaire.

<sup>6</sup> Décision D-2002-115, dossier R-3471-2001, 24 mai 2002, page 37.

<sup>7</sup> Décision D-2002-115, dossier R-3471-2001, 24 mai 2002, page 38.

<sup>8</sup> NS, volume 33, page 7.

<sup>9</sup> Décision D-2002-290, dossier 3490-2002, 23 décembre 2002, page 22.

<sup>10</sup> NS, volume 32, page 14.

C) LES CIRCONSTANCES ENTOURANT LA CREATION DU DEFICIT N'ETAIENT PAS HORS DU CONTROLE DU DISTRIBUTEUR ET SON AFFILIE

Selon le Distributeur, un CFR est conforme aux principes comptables et réglementaires. Il indique qu'il s'agit d'une mesure de réglementation dans une période de transition, sans toutefois expliquer les raisons d'un tel énoncé.<sup>11</sup>

Bien qu'une période de transition puisse nécessiter des mesures exceptionnelles, il faut examiner si les circonstances entourant cette transition sont hors du contrôle du réglementé ou de ses affiliés. La cause directe du déficit est la hausse du prix de fourniture, non approuvée par la Régie, et le décalage entre cette hausse et une demande de modification tarifaire pour en tenir compte. Ces facteurs ne sont pas externes au Distributeur et son affilié, le Producteur. Les circonstances ici se distinguent donc de celles relatives au compte approuvé pour le tarif de transport,<sup>12</sup> où il s'agit d'une dépense résultant de décisions de la Régie, et donc, hors du contrôle du Distributeur.

La décision D-2002-290 appelait déjà à la prudence et soulignait les avantages de maintenir le statu quo concernant le prix d'approvisionnement :

*« Par ailleurs, le contexte actuel milite en faveur du statu quo pour les raisons suivantes. La Régie a demandé, dans la décision D-2002-115, qu'une nouvelle proposition tienne compte des estimations du coût de fourniture sur la base des soumissions obtenues des fournisseurs et des résultats d'allocation des coûts du distributeur après consultation de ses clients.<sup>13</sup> Le distributeur a commencé sa consultation au début de décembre 2002. La prudence milite en faveur d'attendre les résultats de cette consultation avant de modifier les règles du jeu. »<sup>14</sup>*

Selon moi, le maintien du statu quo est toujours pertinent et approprié, aussi longtemps qu'il n'y aura pas un nouveau tarif. Une conséquence de l'abandonner sera de faire augmenter les tarifs futurs en fonction du délai du Distributeur, au moins jusqu'au 31 mars 2004, à déposer une demande pour modifier le tarif BT. Or, ceci me semble injustifiable.

En définitive, je ne suis pas convaincu que la période de transition récente justifie la création d'un CFR.

---

<sup>11</sup> NS, volume 32, page 15.

<sup>12</sup> Décision D-2003-93, dossier R-3492-2002, 21 mai 2003, pages 16 et 21.

<sup>13</sup> Décision D-2002-115, dossier R-3471-2001, 24 mai 2002, page 38.

<sup>14</sup> Décision D-2002-290, dossier R-3490-2002, 23 décembre 2002, page 22.

## 1.2. LE COÛT DE FOURNITURE DU TARIF BT

Subsidiairement, je considère que le coût de fourniture est surévalué à cause du paramètre de prix d'approvisionnement.

L'opinion majoritaire dit déjà que la Régie n'est pas convaincue par la preuve du Distributeur concernant la raisonnable du coût. N'ayant pas retenu le prix de 7,3 ¢/ kWh, l'opinion majoritaire estime qu'un prix de 6 ¢/ kWh est raisonnable pour fins de calcul du déficit qui sera comptabilisé dans le CFR.

Les données disponibles au dossier fournissent de nombreux indicateurs d'un prix de marché. Je suis d'avis que, pour le présent dossier, 6 ¢/ kWh se situe dans la partie supérieure de l'intervalle des prix possibles pour approvisionner le tarif BT.

En examinant les estimations du Distributeur, tenant compte du fardeau de preuve élevé<sup>15</sup> de celui-ci et des impacts du prix sur les consommateurs, il est important d'éviter une surévaluation face à un éventail de chiffres. En présence de circonstances propres à ce cas, je privilégie une estimation plus prudente du prix.

### Commentaires spécifiques sur les estimations fournies

Étant donné l'état du marché de l'électricité au Québec, il faut estimer quel serait le prix dans un marché efficace avec un nombre de participants significatif. À mon avis, il faut interpréter l'expression prix de marché comme référant à un marché pour l'ensemble de l'offre et de la demande au Québec.

La preuve dans ce dossier traite de trois façons d'estimer un prix de marché : des estimations basées sur le contrat pour le produit cyclable, des estimations basées sur les prix à court terme sur des marchés américains ou une estimation basée sur le coût de production d'une centrale située dans des marchés limitrophes.

En premier lieu, je rejette l'estimation du Distributeur basée sur les coûts d'une centrale à cycle combiné située dans les marchés limitrophes. La preuve démontre, à mon avis, que cet approvisionnement est loin d'être l'option la moins coûteuse ou la plus compétitive à cause notamment des frais de transport, et il est donc non pertinent.

---

<sup>15</sup> NS, volume 32, page 19

a) LES COÛTS BASÉS SUR LE PRODUIT CYCLABLE

Le témoin du Distributeur considère que l'appel d'offres donne une indication valable du prix de marché et reconnaît que le prix calculé à partir du contrat pour le produit cyclable baisse quand le facteur d'utilisation (FU) monte :

*« La meilleure indication qu'on a de ce qu'il en coûte pour construire une centrale, c'est l'appel d'offres qu'on a fait en deux mille deux (2002). Et pour cet appel d'offres, bon, il y a un projet, là, qui va être construit à Bécancour. Ce qu'on sait, c'est que quand on prend le produit cyclable, je reviens toujours à ça, le produit cyclable, si on utilise un facteur d'utilisation très élevé, son prix total, c'est l'équivalent à peu près d'un prix en base, du prix moyen des achats qui découlent de l'appel d'offres qu'on a lancé. »<sup>16</sup>*

Selon le Distributeur, le coût du produit cyclable est de 7 ¢/ kWh en 2004. De ce chiffre, toutefois, il faudrait déduire des rabais pour les options d'effacement et de rappel.

L'ACEF de Québec a soutenu que des réductions tarifaires de 20 à 30 % seraient justifiables afin de compenser les coûts évités par l'option d'effacement. Cet intervalle est cohérent avec les indications suivantes sur le coût fournies en audience.

Le Distributeur a calculé un coût de 7 ¢/ kWh à partir de certains paramètres, que son témoin fournit en audience, du contrat pour le produit cyclable. Le témoin constate que le prix de l'énergie pure est de 4,1 ¢/ kWh. Si l'effacement était parfaitement efficace pour éviter les coûts associés à la pointe, ce prix serait le prix d'approvisionnement approprié d'un producteur qui alimenterait à la marge une charge interruptible. La preuve actuelle ne montre pas si c'est le cas ou si, en pratique, il reste des coûts additionnels de puissance à prendre en compte. Ce prix de 4,1 ¢/ kWh représente donc la borne minimale selon la preuve disponible.

La preuve du Distributeur concernant la valeur d'une interruption est pour le moins sommaire. En audience, il avance qu'elle pourrait être de l'ordre de 0,24 ¢/ kWh. Cette valeur étant obtenue selon une approche utilisant les prix de marché américain, il n'est pas pertinent de l'utiliser afin d'évaluer un prix d'approvisionnement avec effacement en fonction du prix du produit cyclable.

À mon avis, en considérant le produit cyclable, il serait préférable de retenir une approche consistant à ajuster le prix de la puissance du contrat cyclable en fonction du facteur d'utilisation. La preuve initiale du Distributeur montre d'ailleurs que, lorsqu'on fait augmenter le facteur d'utilisation de 33 % à 36 %, le prix d'un approvisionnement selon le contrat cyclable diminue de 7,3 à 7 ¢/ kWh. Évidemment, l'effacement ou

---

<sup>16</sup> NS, volume 31, page 189.

réduction de la charge BT à la pointe fait grimper le facteur d'utilisation de cette dernière.

Par exemple, en audience, le témoin a présenté un calcul du prix correspondant à l'utilisation du produit cyclable en base. Selon le témoin, le prix de la puissance en dollars de 2007 diminue de 3,6 ¢/kWh à 1,26 ¢/kWh lorsqu'on augmente le facteur d'utilisation coïncidant avec la pointe de 33 % à 94 %. Il y a donc une réduction d'environ 2 ¢/kWh à appliquer au coût de 7 ¢/kWh, ce qui donnerait un prix autour de 5 ¢/kWh.

#### b) LES PRIX DE MARCHÉ AMÉRICAIN À COURT TERME

Les prix sur les marchés externes, tels les marchés court terme de NEPOOL et NY-ISO, peuvent aussi fournir des indications sur un prix de marché virtuel au Québec.

Cependant, il faut toujours tenir compte des aspects suivants en utilisant de telles données comme indicateurs:

1. Un prix de marché virtuel au Québec serait moins volatil que les prix aux Etats-Unis, premièrement à cause de l'effet amortisseur des réservoirs au Québec qui permettent le transfert d'énergie entre les périodes de prix haut et bas et, deuxièmement, à cause des contraintes de capacité de transport qui isolent partiellement le marché québécois.

2. Selon les principes économiques, le prix de marché virtuel au Québec pour une période donnée devrait se situer entre le coût unitaire maximal payé pour une importation et le revenu minimal obtenu pour une exportation. Le Distributeur ne présente pas de données sur les prix d'exportation. Je note que les prix des exportations interruptibles durant la période janvier 2001- août 2003<sup>17</sup> (réduits pour les coûts de transport), fournis par M. Raphals, oscillent autour de 5 ¢ /kWh.

De plus, je note que, selon la preuve de M. Fontaine de SE-AQLPA, le prix moyen d'importation a été de 4,134 ¢ /kWh, plus le coût de transport hors Québec lorsque applicable, sur la période août 2001- août 2003.<sup>18</sup> Donc, selon les données disponibles en preuve, un prix de marché moyen sur toute la période 2001- août 2003 se situerait entre 4,134 ¢ /kWh et 5 ¢ /kWh.

Ces prix ont beaucoup varié au cours des mois présentés. Les prix moyens ont été plus élevés en 2003, soit 4,77¢ /kWh plus transport pour l'importation soit

---

<sup>17</sup> Pièce FCSQ-2, page 4.

<sup>18</sup> Pièce S.É./AQLPA-4, document 5, page 10.

7,06¢ /kWh pour l'exportation. Ce dernier chiffre peut servir comme borne maximale, bien qu'il faille considérer un prix marginal plutôt qu'un prix moyen. Je note toutefois que les prix sur le marché NY-ISO étaient de loin supérieurs à leur moyenne pour les mois de février et mars 2003. Étant donné qu'il n'y a pas de preuve à l'effet qu'il s'agissait là d'une situation soit typique ou soit exceptionnelle, je n'y accorde pas une importance particulière et considère qu'il est préférable d'utiliser la plus longue période historique fournie, c'est-à-dire 2001-2003.

Il est toujours possible que les prix de marché américain en 2004 soient différents de ceux du passé, mais la Régie n'a obtenu que le prix sur le marché de NEPOOL comme indicateur des prix de 2004.

3. Les coûts de transport créent des différentiels significatifs entre les prix des marchés. Les différentiels varient selon qu'Hydro-Québec exporte ou importe. Quand elle exporte, le prix au Québec est inférieur au prix dans le marché acheteur; quand elle importe, le prix au Québec est supérieur au prix dans le marché avoisinant.

Je partage le point de vue de M. Raphals<sup>19</sup> qui considère que le marché NEPOOL ne donne pas une bonne indication d'un prix d'importation et je considère que le coût avancé par le Distributeur de 7,2 ¢ /kWh, qui inclut 0,8 ¢ /kWh pour le transport, n'est pas pertinent.

L'analyse de M. Raphals de la FCSQ démontre que les prix avec effacement sur le marché le plus pertinent, NY-ISO, point HQ, ont varié autour d'une moyenne de 5,64 ¢ /kWh durant la période 2001-août 2003.<sup>20</sup> Quand Hydro-Québec importe, en majorant pour les frais de services ancillaires, le prix est de 5,9 ¢ /kWh.

Cependant, si Hydro-Québec exporte, en tenant compte des prix de transport, ce prix peut correspondre à un prix en bas de 5 ¢ /kWh au Québec.

4. Finalement, pendant les périodes qui correspondent aux conditions d'effacement, soit une période avec température basse ou de pointe, le coût d'approvisionnement du BT serait nul vu qu'aucun approvisionnement ne serait requis. M. Raphals a reconnu ceci dans son analyse.

Également, si Hydro-Québec était dans une situation de pénurie énergétique qui lui permettrait d'utiliser la clause de rappel contenue dans le règlement tarifaire (article 270), le coût serait nul.

---

<sup>19</sup> Pièce FCSQ-1, page 13.

<sup>20</sup> Pièce FCSQ-1, page 24.

En définitive, les balises disponibles, après les ajustements nécessaires, varient entre des bornes de 4,1¢ /kWh et 7,1¢ /kWh et plusieurs se situent autour de 5¢ /kWh. A partir de ceci, je suis d'avis que, pour le présent dossier, une estimation prudente du prix pour approvisionner le tarif BT serait en bas de 6 ¢/ kWh.

## 2. L'INDICE D'INTERFINANCEMENT DU TARIF BT

À la section 5.2 de la décision<sup>21</sup>, l'opinion majoritaire se lit :

*« L'indice HQD est établi à 100% pour les tarifs de gestion de la consommation et de secours. La Régie considère que cet indice reflète la méthode de répartition des coûts approuvée par la présente décision et la prise en compte d'un compte de frais reportés pour le tarif BT (voir à cet égard la dissidence du régisseur Anthony Frayne à la section 6.3).*

Selon le Distributeur, les tarifs de gestion de la consommation devraient afficher un indice d'interfinancement de 100 %. L'indice se calcule en fonction des revenus prévus de la catégorie tarifaire. Selon moi, pour calculer un indice de 100 %, il faut supposer que les revenus prévus incluent ceux générés par le tarif ainsi que la récupération de la totalité du CFR de la catégorie BT. Tant qu'on n'a pas imputé les coûts de fourniture aux clients BT au lieu de les écarter en les portant à un CFR, cette catégorie ne peut être considérée comme récupérant 100 % de ses coûts. De fait, dans sa preuve, le Distributeur constate que le déficit versé dans le compte ne peut logiquement être reparti aux seuls clients du tarif BT.<sup>22</sup> Donc, je ne peux pas reconnaître que le tarif BT affiche un indice d'interfinancement de 100 %.

En conclusion, respectueusement,

- **Je rejetterais la demande visant à autoriser la création d'un compte de frais reportés afin d'y comptabiliser le déficit occasionné par le coût de fourniture de l'électricité du tarif BT.**
- **Subsidiairement, je réduirais le coût de fourniture de l'électricité du tarif BT servant à calculer le montant du déficit.**

---

<sup>21</sup> Décision D-2004-47, dossier R-3492-2002, 26 février 2004, page 134.

<sup>22</sup> Pièce HQD-3, document 2, page 9.

- **Quant à la conclusion relative à l'indice d'interfinancement des tarifs de gestion de la consommation, je suis d'avis que la mesure de cet indice, dans le présent dossier, n'est pas égale à 100 %.**

Anthony Frayne  
Régisseur

**Liste des représentants :**

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M. Vital Barbeau et M. Richard Dagenais;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jacques Marquis;
- Association des gestionnaires de parcs immobiliers en milieu institutionnel (AGPI) représentée par M. Gilbert Desmarais;
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ) représentée par M<sup>e</sup> Marie-Claude Perron;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M<sup>e</sup> Guy Sarault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante et Union des municipalités du Québec (FCEI/UMQ) représenté par M<sup>e</sup> André Turmel;
- Fédération des commissions scolaires du Québec (FCSQ) représentée par M<sup>e</sup> Pierre Bérubé;
- Gazifère Inc. (Gazifère) représentée par M<sup>e</sup> Louise Tremblay;
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM) représentée par M. Jean-Marc Rousseau;
- Grand Conseil des Cris (Eeyou Ishchee)/Administration régionale crie (GCC) représenté par M<sup>e</sup> Johanne Mainville;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M. Razi Shirazi et M. Jean-François Lefebvre;
- Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Éric Fraser et M<sup>e</sup> Jacinte Lafontaine;
- Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>e</sup> Yves Fréchette;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M<sup>e</sup> Pierre Tourigny;
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) représentée par M<sup>e</sup> Jocelyn B. Allard;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>e</sup> Claude Tardif;
- Union des producteurs agricoles (UPA) représentée par M<sup>e</sup> Marie-Andrée Hotte;
- M<sup>e</sup> Richard Lassonde pour la Régie de l'énergie.