

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

<b>D-2008-076</b> MOTIFS	<b>R-3648-2007</b>	<b>25 juin 2008</b>
-----------------------------	--------------------	---------------------

---

**PRÉSENTS :**

Gilles Boulianne  
Michel Hardy  
Jean-François Viau

Régisseurs

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

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

---

**Motifs de la décision D-2008-076**

***Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017  
du Distributeur***

**Liste des intervenants :**

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

## 1. INTRODUCTION

Le 1<sup>er</sup> novembre 2007, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver son plan d'approvisionnement 2008-2017 (le Plan).

Le 25 mars 2008, le Distributeur amende sa demande d'approbation du Plan et demande l'approbation de deux conventions (les Conventions) qu'il a conclues avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur)<sup>1</sup>. Ces Conventions visent à modifier deux contrats d'approvisionnement en électricité : l'un pour des livraisons en base de 350 MW (le Contrat en base) et l'autre pour des livraisons cyclables de 250 MW (le Contrat cyclable).

Le 1<sup>er</sup> avril 2008, la Régie, par sa décision D-2008-046, scinde le dossier en deux phases. La phase 1 est consacrée à l'étude de la demande d'approbation des Conventions et des éléments du Plan qui sont pertinents à leur étude. La phase 2 est consacrée à l'étude complète de la demande d'approbation du Plan.

Le 26 mai 2008, la Régie, par sa décision D-2008-076, approuve les deux Conventions. Une rectification est apportée à cette décision le 20 juin 2008.

La Régie expose ci-après les motifs de sa décision approuvant les deux Conventions.

## 2. MISE À JOUR DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

La mise à jour de février 2008 de la prévision de la demande déposée le 1<sup>er</sup> novembre 2007 indique un déséquilibre énergétique sur l'horizon du Plan. La diminution des besoins en 2008 et 2009 touche principalement le secteur industriel, notamment celui des pâtes et papiers. Cette baisse est de nature structurelle et l'impact perdurera sur la période 2010-2017. L'augmentation des besoins sur la période 2013-2017 découle de l'annonce du gouvernement du Québec d'octroyer des blocs d'énergie à des fins de développement industriel<sup>2</sup>. La Régie note que cette augmentation des besoins ne sera pas conjoncturelle mais structurelle. Ces nouveaux besoins justifient donc des approvisionnements additionnels de long terme.

---

<sup>1</sup> Pièce B-33, demande amendée.

<sup>2</sup> Pièce B-40-HQD-1, document 5, page 8.

L'AIEQ estime qu'en raison de la hausse du prix des combustibles fossiles, le potentiel de conversion des systèmes de chauffage dans le secteur commercial et institutionnel vers l'électricité est de 25 TWh à moyen terme<sup>3</sup>. La Régie considère ce potentiel nettement surévalué, considérant que la demande totale de ce secteur était de 34,2 TWh en 2007<sup>4</sup>.

La Régie accepte la mise à jour de février 2008 de la prévision de la demande aux fins de l'approbation des Conventions mais souligne l'importance d'un suivi des développements industriels et de leurs échéanciers dans le cadre des états d'avancement des plans d'approvisionnement et des prochains plans d'approvisionnement.

### **3. MODALITÉS DES CONVENTIONS**

Les surplus énergétiques prévus sur la période 2008-2011 atteignent un peu plus de 9 TWh, en tenant compte de la suspension en 2009 des livraisons de 4,3 TWh<sup>5</sup> du contrat d'approvisionnement avec TransCanada Energy (TCE). Les approvisionnements additionnels requis sur la période 2013-2017 s'élèvent à près de 14 TWh<sup>6</sup>. Le Distributeur souligne qu'il aura d'autant plus besoin de recourir aux Conventions dans le cas où les livraisons de TCE ne seraient pas suspendues en 2009.

Cette situation et le besoin d'une plus grande flexibilité dans la gestion de ses approvisionnements ont amené le Distributeur à chercher des moyens additionnels pour équilibrer le bilan énergétique. Il a ainsi conclu des Conventions permettant de différer, entre 2008 et 2011, des livraisons d'énergie prévues au Contrat en base et au Contrat cyclable et d'en programmer le retour entre 2012 et 2020. Les modalités de ces Conventions sont examinées ci-après.

#### **3.1 FLEXIBILITÉ**

##### **GESTION DES APPROVISIONNEMENTS**

La Régie est d'avis que les Conventions procurent au Distributeur une flexibilité dans la gestion de ses approvisionnements sur une base saisonnière entre 2008 et 2011 et sur une

---

<sup>3</sup> Pièce A-26.3 – notes sténographiques (NS), volume 3, 2 mai 2008, page 151.

<sup>4</sup> Pièce B-1-HQD-1, document 2, page 55.

<sup>5</sup> Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 39.

<sup>6</sup> Pièce B-40-HQD-1, document 5, page 9.

base annuelle entre 2012 et 2020. Cette flexibilité lui permettra d'ajuster ses approvisionnements en fonction des révisions de la prévision de la demande.

Entre 2008 et 2011, le Distributeur peut différer des livraisons d'énergie pendant une période de surplus énergétiques. À cet égard, la Régie note la position du Distributeur selon laquelle les Conventions sont des options de gestion des approvisionnements et que le Distributeur n'a pas l'obligation de les utiliser<sup>7</sup>. Ainsi, le Distributeur peut ne rien différer ou différer les quantités d'énergie qui lui conviennent. Les quantités d'énergie différées sont établies trois fois par année par blocs de 50 MW et peuvent varier selon les mois d'une période visée. Le Distributeur peut ainsi adapter les réductions de livraisons trois fois par année aux profils saisonniers de ses besoins.

Entre 2012 et 2020, le Distributeur peut rapatrier les quantités d'énergie différées lorsque des besoins se manifesteront de nouveau. Les quantités d'énergie rapatriées sont établies une fois par année par blocs de 50 MW et sont uniformes tout au long de l'année.

La Régie note que les Conventions procurent au Distributeur une flexibilité de gestion de ses approvisionnements sans coût additionnel aux coûts prévus dans les contrats qu'elles amendent.

## REVENTE D'ÉNERGIE

L'article 2.2.3 et le dernier « attendu » des Conventions ont fait l'objet de plusieurs questions de la part de la Régie et des intervenants.

L'article 2.2.3 de la convention modifiant le Contrat en base prévoit que :

*« Le **Distributeur** déploiera des efforts raisonnables afin que toute augmentation du taux de livraison horaire auquel le **Fournisseur** doit livrer l'énergie conformément au présent article 2.2 ne serve qu'à satisfaire les besoins du marché québécois »<sup>8</sup>.*

L'article 2.2.3 de la convention modifiant le Contrat cyclable prévoit également que :

*« Le **Distributeur** déploiera des efforts raisonnables afin que toute augmentation du taux de livraison horaire maximum pouvant être programmé par le **Distributeur***

---

<sup>7</sup> Pièce A-26.1 – NS, volume 1, 30 avril 2008, pages 22, 23 et 29.

<sup>8</sup> Pièce B-34-HQD-1, document 3, page 5.

*conformément au présent article 2.2 ne serve qu'à satisfaire les besoins du marché québécois »<sup>9</sup>.*

Le dernier « attendu » des deux Conventions se lit comme suit :

*« ATTENDU QUE le Distributeur ne pourra utiliser les reports d'énergies (sic) à des fins spéculatives, c'est-à-dire procéder à des rappels d'énergie pour la revendre sur les marchés de court terme en vue d'en tirer profit »<sup>10</sup>.*

La Régie prend acte des propos du Distributeur en audience selon lesquels il peut revendre de l'énergie autant pendant la période où les livraisons sont reportées (2008-2011)<sup>11</sup> que pendant la période de retour des livraisons (2012-2020)<sup>12</sup>, et ce, en autant que les reports n'aient pas été faits à des fins spéculatives et que le Distributeur ait fait les efforts raisonnables pour que les Conventions servent aux besoins des Québécois<sup>13</sup>.

La Régie considère que cette possibilité de revente est importante pour conserver la flexibilité du Distributeur en matière de gestion de ses approvisionnements. Elle l'est également pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant le 31 décembre 2020 (voir section 3.4).

## 3.2 PUISSANCE

Le Distributeur confirme que « *La garantie de puissance associée aux contrats initiaux demeure inchangée, même sur la période entre 2009 et 2011. Le Distributeur doit équilibrer son bilan en puissance et doit, à cet effet, conserver la puissance associée aux contrats initiaux* »<sup>14</sup>.

La Régie juge que cet aspect est important pour le Distributeur dont les besoins en puissance se manifesteront peu à peu sur l'horizon du Plan. Le Distributeur doit pouvoir compter sur la puissance des contrats totalisant 600 MW.

---

<sup>9</sup> Pièce B-35-HQD-1, document 4, page 5.

<sup>10</sup> Pièce B-34-HQD-1, document 3, page 2; pièce B-35-HQD-1, document 4, page 2.

<sup>11</sup> Pièce A-26.1 – NS, volume 1, 30 avril 2008, pages 57, 68, 69 et 167.

<sup>12</sup> Pièce A-26.1 – NS, volume 1, 30 avril 2008, pages 30, 110 et 111.

<sup>13</sup> Pièce A-26.1 – NS, volume 1, 30 avril 2008, pages 77 et 78.

<sup>14</sup> Pièce B-41-HQD-4, document 1, page 10.

### 3.3 RETOUR DE L'ÉNERGIE

L'article 2.2.3 des deux Conventions prévoit que le retour d'énergie doit être uniforme sur une année complète. En vertu de l'article 2.2.2 de la convention modifiant le Contrat cyclable, l'énergie qui est différée est retournée sous la forme d'un approvisionnement en base et perd donc sa nature cyclable. Puisque l'énergie cyclable différée est retournée en base, l'ACEF est d'avis que le retour de l'énergie du Contrat cyclable ne devrait pas avoir plus de valeur que le retour de l'énergie du Contrat en base<sup>15</sup>.

La Régie constate que le retour uniforme sur toute l'année donne moins de flexibilité que les contrats initiaux. Toutefois, il importe de rappeler que le Contrat en base fournit une puissance et une énergie constante toute l'année et que même le Contrat cyclable peut, lorsque requis, être utilisé en base par le Distributeur. D'ailleurs, ce dernier indique que ce contrat a principalement été utilisé en base jusqu'à présent<sup>16</sup>. Tel que mentionné plus haut, les Conventions constituent un moyen intéressant pour la planification annuelle des approvisionnements entre 2012 et 2020, compte tenu des nouvelles perspectives d'évolution de la demande. Avec ou sans conventions, le Distributeur a recours à d'autres moyens de gestion pour l'ajustement fin (horaire et quotidien) de l'équilibre entre l'offre et la demande. Par ailleurs, pendant les années de retour d'énergie, le Contrat cyclable reste en vigueur et conserve toute sa flexibilité.

Selon la prévision des besoins en énergie pour la période 2012 à 2020, soit pendant les années de retour d'énergie, le Distributeur prévoit que les nouveaux besoins seront surtout requis dans le secteur industriel où les facteurs d'utilisation sont généralement élevés. Le Distributeur pourra, à ce moment, profiter des retours d'énergie en base à prix avantageux.

La Régie est satisfaite de la stratégie du Distributeur qui consiste à différer en priorité les livraisons du Contrat en base avant d'envisager différer les livraisons du Contrat cyclable<sup>17</sup>.

Quant au prix de retour de l'énergie cyclable, la Régie souligne que les deux Conventions concernent deux contrats différents, dont les prix originaux demeurent inchangés.

---

<sup>15</sup> Pièce A-26.3 – NS, volume 3, 2 mai 2008, pages 21 à 23.

<sup>16</sup> Pièce A-26.2 – NS, volume 2, 1<sup>er</sup> mai 2008, pages 37 à 39.

<sup>17</sup> Pièce B-40-HQD-1, document 5, page 6; pièce A-26.2 – NS, volume 2, 1<sup>er</sup> mai 2008, pages 39 et 40.

### 3.4 SOLDE DU COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE

L'article 2.2.8 des deux Conventions prévoit que :

*« Le solde du compte d'énergie différée devra être à zéro (0) à l'expiration de l'année contractuelle se terminant le 31 décembre 2020. Dans l'éventualité où le solde du compte d'énergie différée est positif à l'expiration de l'année contractuelle se terminant le 31 décembre 2020, le **Fournisseur** aura l'option de racheter l'énergie correspondant au solde du compte d'énergie différée en lui payant la différence positive entre (i) un prix par MWh égal à 94,8% du prix du marché DAM (Day Ahead Market) de la zone M publié pour le 31 décembre 2020 par le New York Independent System Operator (NYISO) ([http://www.nyiso.com/public/market\\_data/pricing\\_data.jsp](http://www.nyiso.com/public/market_data/pricing_data.jsp)), ou tout successeur, lequel prix est sujet aux corrections et révisions faites de temps à autre conformément aux règles du NYISO moins (a) le prix par MWh applicable à cette date pour le service de transport ferme de point à point conformément aux Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec approuvé (sic) par la Régie de l'énergie, (b) les frais par MWh pour les services auxiliaires pour des exportations vers le NYISO applicable à cette date (à titre illustratif 0,16 \$ US en date des présentes) et (c) 1\$ US par MWh représentant les frais de service et (ii) le prix [par MWh, dans le Contrat en base] prévu à l'article 2.2.11(iii) applicable à l'année contractuelle se terminant le 31 décembre 2020 »<sup>18</sup>.*

Les modalités entourant le rachat du solde du compte d'énergie différée au 31 décembre 2020 ont été amplement questionnées par la Régie et les intervenants. La Régie constate que la mécanique fine du calcul du prix de rachat par le Producteur est à définir. De plus, selon le Distributeur, l'établissement du prix à la date spécifique du 31 décembre 2020, tel que stipulé aux contrats, pourrait dans les faits être négociable :

*« [...] il va de soi que le Distributeur et le Producteur à ces horizons-là, avant cette date, va évidemment avoir examiné toute cette mécanique fine-là et établira qu'est-ce qui est le bon signal de prix en termes de disposition du compte non pas s'en remettre strictement à un signal, trente et un (31) décembre à vingt-trois heures (23 h) qui risque peut-être d'être un signal de prix qui pourrait être fort différent de celui qu'on pourrait s'attendre au cours de l'année qui suit »<sup>19</sup>.*

Selon l'article 2.2.8, le solde du compte d'énergie différée devra être à zéro au 31 décembre 2020. La Régie prend acte de l'intention du Distributeur de faire tous les efforts pour ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant le 31 décembre 2020 :

<sup>18</sup> Pièce B-34-HQD-1, document 3, page 6; pièce B-35-HQD-1, document 4, pages 6 et 7.

<sup>19</sup> Pièce A-26.1 – NS, volume 1, 30 avril 2008, page 46.

« [...] notre objectif, c'est d'arriver en deux mille vingt (2020) avec un solde qui est à zéro. Et on aura l'occasion, plusieurs plans d'approvisionnement pour en discuter, plusieurs états d'avancement également pour [...] discuter de notre stratégie fine de disposition du solde »<sup>20</sup>.

La Régie prend acte que le Distributeur demeure propriétaire de l'énergie, même si un solde subsistait au 31 décembre 2020 et que le Producteur ne se prévaudrait pas de l'option de rachat de ce solde. Le Distributeur confirme qu'il n'aura pas à déboursier de compensation pour rapatrier le solde et qu'il ne paiera que le prix de l'énergie retournée prévu aux Conventions<sup>21</sup>.

Compte tenu de ce qui précède, la Régie souligne l'importance d'un suivi de l'évolution du solde du compte d'énergie différée dans le cadre des états d'avancements des plans d'approvisionnement et dans les prochains plans d'approvisionnement (voir section 5). Advenant le cas, jugé « *très peu probable* » par le Distributeur<sup>22</sup>, où un solde subsisterait au 31 décembre 2020, la Régie évaluera le résultat des négociations avec le Producteur quant à l'établissement du prix de rachat par le Producteur ou quant à l'échéancier de rapatriement du solde par le Distributeur, selon le cas.

### 3.5 RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS

L'article 2.5 des deux Conventions prévoit que :

« *L'interprétation et l'application de la présente convention seront effectuées par le comité d'exploitation, à la satisfaction des Parties. Tout différend relatif à la présente convention ne pouvant être résolu par le comité d'exploitation sera soumis au président respectif des Parties pour fins de résolution* »<sup>23</sup>.

Certains intervenants ont exprimé leurs préoccupations quant à l'absence d'une clause selon laquelle, en cas d'impasse où un différend ne serait pas résolu par les présidents respectifs des parties, les deux présidents devraient aller en arbitrage. À leur avis, une telle clause prévoyant le règlement du différend par un tiers devrait apparaître dans les Conventions.

La Régie n'a pas le pouvoir d'ordonner aux parties d'insérer une telle clause d'arbitrage dans les Conventions. Elle réitère les propos qu'elle a tenus dans la décision D-2003-159 :

<sup>20</sup> Pièce A-26.1 – NS, volume 1, 30 avril 2008, page 44.

<sup>21</sup> Pièce A-26.1 – NS, volume 1, 30 avril 2008, page 32; pièce A-26.2 – NS, volume 2, 1<sup>er</sup> mai 2008, pages 73 et 74.

<sup>22</sup> Pièce A-26.1 – NS, volume 1, 30 avril 2008, page 252.

<sup>23</sup> Pièce B-34-HQD-1, document 3, page 10; pièce B-35-HQD-1, document 4, page 10.

*« La Régie exerce, en vertu de la Loi, un contrôle des tarifs du Distributeur. Ce contrôle est basé sur son coût de service. Dans l'hypothèse où le Distributeur ne ferait pas valoir ses droits ou que HQP n'exécuterait pas ses obligations en vertu des Contrats, la Régie serait en droit d'effectuer un ajustement du coût de service que le Distributeur tente de récupérer par ses tarifs. La problématique concernant l'exécution des Contrats avec HQP devant les tribunaux civils ne se pose pas devant la Régie »<sup>24</sup>.*

### **3.6 VALIDITÉ DES CONTRATS ENTRE LE PRODUCTEUR ET LE DISTRIBUTEUR**

La FCEI soulève l'existence d'un problème juridique du fait que la demande d'approbation des Conventions, qui a été déposée devant la Régie par Hydro-Québec, la Société, aurait dû l'être par le Distributeur. C'est ce dernier, selon l'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>25</sup> (la Loi), qui demande l'approbation des Conventions modifiant les contrats d'approvisionnement :

*« La demande déposée à la Régie est faite par HQ ou la Société. Elle n'est pas faite par Hydro-Québec Distribution. Cette demande est... Et si vous regardez donc l'ouverture des documents déposés dans le cas du présent dossier, c'est Hydro-Québec, personne morale et non pas Hydro-Québec dans ses activités de distribution »<sup>26</sup>.*

La FCEI demande à la Régie de déclarer que les contrats d'approvisionnement conclus entre le Distributeur et le Producteur, desquels découlent les deux Conventions, sont invalides. Elle soutient que le Producteur ne possède pas la personnalité juridique pour conclure de tels contrats, au sens de l'article 2 *in fine* de la Loi. Elle fait valoir que seule la Société peut conclure un contrat « réputé » d'approvisionnement en électricité avec le Distributeur.

La Régie ne retient pas ces arguments.

L'article 74.2 de la Loi prévoit que le « distributeur d'électricité » ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie. Dans le cas qui nous occupe, les demandes d'approbation des deux contrats d'approvisionnement et des deux Conventions modifiant ces contrats ont été faites par Hydro-Québec, la Société.

---

<sup>24</sup> Décision D-2003-159, dossier R-3515-2003, 19 août 2003, pages 26 et 27.

<sup>25</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>26</sup> Pièce A-26.5 – NS, volume 5, 8 mai 2008, page 102.

Or, l'article 2 de la Loi définit le « distributeur d'électricité » comme étant « Hydro-Québec [la Société] dans ses activités de distribution d'électricité ».

Seule Hydro-Québec, personne morale légalement constituée, possède la personnalité juridique. Elle la possède autant dans ses activités de distribution ou de transport que dans celles de production. Toutefois, seules les deux premières sont significatives aux fins de l'application de la Loi.

En vertu de l'article 2 *in fine*, la fourniture d'électricité par le Producteur au Distributeur, à la suite de l'appel d'offres A/O 2002-01, constitue, pour les fins de l'article 74.2 et de la Loi dans son ensemble, des contrats d'approvisionnement en électricité.

Les termes et conditions de cette fourniture doivent être consignés dans des écrits auxquels souscrivent les représentants autorisés des deux composantes d'Hydro-Québec impliquées dans les transactions. Ainsi, Hydro-Québec, la Société, dans ses activités de production, a conclu des contrats avec le « distributeur d'électricité », soit Hydro-Québec, la Société, dans ses activités de distribution. Ces écrits, pour les fins de la Loi, constituent les contrats que la Régie a examinés et approuvés en vertu de l'article 74.2 de la Loi, à la suite de la surveillance qu'elle a effectuée de l'application de la procédure d'appel d'offres et d'octroi prévue à l'article 74.1 de la Loi.

En conclusion, le fait que la demande d'approbation des Conventions soit déposée par Hydro-Québec, la Société, ne soulève aucune problématique juridique. La demande de la FCEI de déclarer les deux contrats d'approvisionnement invalides n'est pas fondée.

### **3.7 ÉQUITÉ ENVERS LES SOUMISSIONNAIRES**

Quelques intervenants sont d'avis que les modifications apportées aux contrats par les Conventions sont inéquitables pour les soumissionnaires de l'appel d'offres A/O 2002-01, puisque ces modifications portent sur des éléments essentiels de l'appel d'offres. La Régie ne partage pas cet avis pour les motifs suivants.

La Cour suprême du Canada dans l'affaire *Double N Earthmovers Ltd. c. Ville d'Edmonton et Sureway Construction of Alberta Ltd* enseigne que l'appel d'offres est un contrat distinct du contrat qui en découle :

*« Le contrat A est exécuté dès lors que le propriétaire procède à une évaluation équitable et passe un contrat B fondé sur les conditions énoncées dans les documents*

*d'appel d'offres. Ainsi, le propriétaire est entièrement libéré de ses obligations envers les soumissionnaires non retenus. Le contrat B est un contrat distinct qui ne s'applique pas aux soumissionnaires non retenus. Dans Ron Engineering, le juge Estey a déclaré qu'« il faut préserver l'intégrité du mécanisme d'appel d'offres chaque fois qu'il est possible de le faire en vertu du droit des contrats » (page 121, nous soulignons). En droit des contrats, Double N ne peut exiger l'annulation d'un contrat auquel elle n'est pas partie, dans le but de préserver l'intégrité d'un mécanisme d'appel d'offres qui, par définition, a pris fin au moment de la formation du contrat B »<sup>27</sup>.*

Le mécanisme d'appel d'offres a pris fin au moment de la signature du Contrat en base<sup>28</sup> et du Contrat cyclable<sup>29</sup>, soit le 10 décembre 2002. L'article 28.5 de ces contrats prévoit que toute modification ne peut être faite que du consentement écrit des parties. Les éléments essentiels des contrats d'approvisionnement, dont le coût et la quantité d'énergie, ne sont pas modifiés par les Conventions. Les modifications apportées aux contrats permettent de sécuriser les coûts d'une portion des approvisionnements futurs puisque le coût est déjà connu.

Le juge Russel de la Cour d'appel de l'Alberta expose, dans son jugement ayant donné lieu à la décision de la Cour suprême du Canada mentionnée ci-haut, les conséquences suivantes :

*« [...] les parties au contrat B pourraient faire l'objet d'une surveillance constante de la part des autres soumissionnaires, qui pourraient contester toute dérogation aux conditions initiales du contrat A et ultimement gêner le bon fonctionnement du mécanisme d'appel d'offres en général et créer de l'incertitude relativement au contrat B »<sup>30</sup>.*

Les changements dans le contexte énergétique survenus depuis l'appel d'offres A/O 2002-01, à la conclusion duquel le Contrat en base et le Contrat cyclable ont été approuvés par la Régie, ne pouvaient pas être connus lors du processus d'octroi de ces contrats. Il ne saurait alors être question de mauvaise foi, ni de la part du Producteur ni du Distributeur, dans l'administration de l'appel d'offres et dans l'octroi des contrats.

Par ailleurs, dans la décision D-2005-178 relative au plan d'approvisionnement précédent, la Régie reconnaissait la pertinence de conclure des ententes pour réduire les livraisons :

<sup>27</sup> [2007] 1 R.C.S. 116, par. 71.

<sup>28</sup> Dossier R-3515-2003, pièce HQD-1, document 1.

<sup>29</sup> Dossier R-3515-2003, pièce HQD-1, document 2.

<sup>30</sup> [2007] 1 R.C.S. 116, par. 56.

*« Par ailleurs, le Distributeur peut, dans le cas d'un scénario de demande plus faible, réduire les quantités qu'il achète pendant le processus de sélection des offres, reporter le lancement d'autres appels d'offres, utiliser les options de report incluses dans les contrats, réduire les quantités des produits flexibles et conclure des ententes avec ses fournisseurs pour réduire les livraisons »<sup>31</sup>. (nous soulignons)*

En conséquence, la Régie ne peut conclure que les modifications apportées aux contrats sont inéquitables pour les soumissionnaires de l'appel d'offres A/O 2002-01.

### 3.8 IMPACT ENVIRONNEMENTAL

L'AQCIE/CIFQ et le GRAME font valoir que les Conventions proposées sont un moyen pour le Québec de conserver les avantages environnementaux de l'hydroélectricité pour ses besoins ultérieurs d'électricité, plutôt que de recourir à des approvisionnements extérieurs plus polluants<sup>32</sup>.

L'intervenant S.É./AQLPA fait remarquer que le Distributeur doit instantanément écouler ses surplus énergétiques, alors que le Producteur a la possibilité de stocker l'énergie excédentaire et de l'écouler aux heures de pointe des réseaux voisins, avec l'avantage de remplacer par de l'hydroélectricité l'électricité des centrales de pointe les plus polluantes<sup>33</sup>.

La Régie est d'avis que l'hydroélectricité contribue en tout temps à réduire le recours à l'électricité d'origine thermique, qu'elle soit utilisée à l'extérieur ou à l'intérieur du Québec. Pendant la période de surplus énergétiques, que l'hydroélectricité soit exportée par le Producteur (avec Conventions) ou par le Distributeur (en l'absence des Conventions), l'impact environnemental est relativement neutre. Pendant la période de retour des livraisons, les approvisionnements seront de nature hydroélectrique en vertu de l'article 2.2.7 des Conventions<sup>34</sup>. En l'absence des Conventions, l'hydroélectricité du Producteur conserve son avantage environnemental, peu importe celui qui en prend livraison.

<sup>31</sup> Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, 5 octobre 2005, page 11.

<sup>32</sup> Pièce A-26.2 – NS, volume 2, 1<sup>er</sup> mai 2008, pages 237 et 238; pièce A-26.3 – NS, volume 3, 2 mai 2008, pages 196 et 197.

<sup>33</sup> Pièce A-26.3 – NS, volume 3, 2 mai 2008, pages 217 à 219.

<sup>34</sup> « [...] l'énergie correspondant à toute augmentation du taux de livraison horaire auquel le **Fournisseur** doit livrer l'énergie conformément au présent article 2.2 pourra provenir de quelque centrale du **Fournisseur** et ce sans dommage ni pénalité. Le **Fournisseur** s'engage cependant à déployer des efforts raisonnables afin de faire en sorte que cette énergie provienne de la centrale. ». La « centrale » désigne la centrale Robert-Bourassa (dossier R-3515-2003, pièce HQD-1, document 1, annexe 1, page 1).

Considérant les nombreux cas de figures qui peuvent se présenter sur les réseaux voisins lors des différentes périodes d'achat ou de revente, l'avantage environnemental avancé par l'AQCIE/CIFQ, le GRAME et S.É./AQLPA n'est pas un facteur déterminant pour approuver les Conventions.

#### **4. ANALYSE ÉCONOMIQUE ET RISQUES**

Dans son évaluation de la rentabilité des Conventions, le Distributeur compare deux cas : un scénario avec conventions et un scénario sans convention.

Le premier consiste à différer la livraison de certaines quantités d'énergie prévues aux contrats de la période 2008 à 2011 à la période 2013 à 2017, en payant au moment du retour les prix prévus aux contrats pour les années correspondantes. Le second consiste à revendre les surplus prévus sur la période 2008 à 2011 et à acheter de l'énergie de long terme à compter de 2013. Pour les fins de l'analyse, les surplus prévus en 2012 ne sont pas considérés<sup>35</sup>.

L'analyse économique consiste donc à évaluer le différentiel de valeur actuelle nette (VAN) des deux scénarios.

##### **4.1 REVENUS DE REVENTE**

Les revenus anticipés de la revente d'énergie sur les marchés de court terme pour les années 2008 à 2011 sont établis à partir des prix à terme de l'électricité sur le marché de New York en utilisant la même approche que dans le dossier de suspension temporaire du contrat de TCE (R-3649-2007). En particulier, le Distributeur utilise les éléments suivants pour établir les revenus de la revente<sup>36</sup> :

- prix à terme de l'électricité sur le marché de New York;
- différentiel entre la zone A et la zone M;
- pertes sur le réseau de TransÉnergie de 5,2 %;
- frais de courtage et de réservation sur New York de 0,91 \$ US/MWh;
- ajustement à la baisse au prix de référence de 5 \$ US/MWh;

<sup>35</sup> Pièce B-40-HQD-1, document 5, pages 10 et 11.

<sup>36</sup> Pièce B-40-HQD-1, document 5, pages 12 et 13.

- aucun revenu associé à la revente de puissance;
- aucune valeur monétaire à d'éventuels certificats d'énergie renouvelables (CER) ou crédits de réduction de gaz à effet de serre (GES);
- taux de change à parité entre le dollar canadien et le dollar américain.

Le rapport d'expert de EBMI présente également une analyse comparative de scénarios avec et sans conventions, mais en suivant une méthodologie différente. En particulier, son rapport se base sur les prix de marché du gaz naturel, auxquels sont appliqués des rendements moyens sur le marché (*market heat rates*) pour obtenir une estimation des prix de l'électricité sur le marché de New York. Par la suite, certaines hypothèses sont appliquées, notamment un impact de congestion de -1,52 \$/MWh. Les prix de revente estimés dans le rapport passent de 76,40 \$/MWh en 2008 à 67,49 \$/MWh en 2011<sup>37</sup>.

Le témoignage de la FCEI permet de préciser la démarche de l'intervenante quant à l'origine des prix utilisés dans son rapport d'expert :

*« [...] je n'ai pas [...] fait un exercice des prévisions approfondi des prix futurs des marchés. [...] c'est pas ça qu'on m'a demandé de faire. [...] j'ai fait une analyse économique en utilisant des prix [...] qui illustraient la situation »<sup>38</sup>.*

La Régie considère que les prix de marché évalués par le Distributeur pour la revente d'énergie dans le scénario sans convention peuvent être qualifiés de conservateurs, mais ils sont néanmoins adéquats, notamment en ce qu'ils sont fondés sur l'expérience récente acquise sur les marchés.

À titre d'exemple, l'ajustement de -5 \$/MWh appliqué aux prix à terme, l'absence de valeur attribuée à la revente de puissance, de même que la non considération d'autres marchés tels que celui de la Nouvelle-Angleterre sont toutes des hypothèses diminuant ou étant susceptible de diminuer la valeur comparative du scénario sans convention. Il appert néanmoins de la preuve que cette approche prudente quant aux possibles bénéfices de la revente est justifiée par l'expérience du Distributeur sur les marchés et tient compte de faits réels du contexte québécois<sup>39</sup>.

<sup>37</sup> Pièce C-12.18-EBMI, tableau 5.2.

<sup>38</sup> Pièce A-26.3 – NS, volume 3, 2 mai 2008, pages 119 et 120.

<sup>39</sup> Pièce B-41-HQD-4, document 1, pages 21 à 23; pièce B-45-HQD-4, document 5, page 6.

De plus, le rapport d'expert de l'AQCIE/CIFQ montre que, malgré une augmentation de 10 \$/MWh des prix de revente, l'évaluation économique est toujours à l'avantage du scénario avec conventions, pour une différence de VAN de l'ordre de 95 M\$<sub>2008</sub><sup>40</sup>.

Le Distributeur évalue que pour l'atteinte du « point mort » de rentabilité, on devrait appliquer une hausse de 30 % (ou environ 20 \$/MWh) à cette variable<sup>41</sup>. La Régie est satisfaite de l'évolution du différentiel de VAN que produisent des études de sensibilité à l'égard du prix de revente de l'énergie.

En somme, la Régie souligne qu'une analyse économique impliquant une période aussi longue, dans le contexte actuel, requiert du Distributeur une position conservatrice quant aux hypothèses utilisées pour les revenus de revente.

## 4.2 PRIX D'ACHAT DE LONG TERME

Pour combler les besoins en énergie sur la période 2013-2017, le Distributeur considère que les Conventions lui permettent de retarder un appel d'offres de long terme<sup>42</sup>.

Le Distributeur évalue le prix de ses besoins futurs par le coût évité du plus récent<sup>43</sup> appel d'offres de long terme (990 MW, A/O 2003-02), soit 83 \$<sub>2007</sub>/MWh. Ce coût évité inclut la fourniture (65 \$/MWh), le transport (13 \$/MWh) et l'entente d'intégration éolienne (5 \$/MWh)<sup>44</sup>.

Le Distributeur analyse également le « point mort » de la rentabilité du scénario avec conventions en fonction du prix d'achat de long terme :

*« Ainsi, le prix des achats de long terme du scénario de revente permettant d'atteindre ce « point mort » serait de 5,8 ¢/kWh, exprimé en annuité croissante de 2007 (ou l'équivalent de 6,5 ¢/kWh en 2013), soit une baisse de 30 % par rapport au coût évité de long terme »<sup>45</sup>.*

Concernant l'utilisation du coût évité pour évaluer le prix des achats de long terme, l'expert de l'AQCIE/CIFQ souligne que :

<sup>40</sup> Pièce C-3.8-AQCIE-CIFQ, page 6, tableau IEC-2.

<sup>41</sup> Pièce B-40-HQD-1, document 5, page 15.

<sup>42</sup> Pièce B-40-HQD-1, document 5, page 13.

<sup>43</sup> Excluant le résultat de l'appel d'offres du second bloc d'énergie éolienne.

<sup>44</sup> Pièce B-40-HQD-1, document 5, page 13.

<sup>45</sup> Pièce B-40-HQD-1, document 5, page 15.

*« Moreover, based on current natural gas prices and 2007 US DOE/EIA estimates of the cost of new generating capacity, I believe that it is unlikely that new gas-fired capacity could be placed in service at a cost of less than \$80 or \$85 per MWh (in 2008 dollars). Other traditional supply sources such as coal and nuclear face significant construction lead times, construction cost uncertainties and major regulatory hurdles. As such, I deem that HQD's assumption of a firm power price of \$85 per MWh (2008\$) is not unreasonable »<sup>46</sup>.*

EBMI suggère que le prix d'achat utilisé par le Distributeur dans son analyse comparative (le coût évité de 83 \$<sub>2007</sub>/MWh) est trop élevé car, notamment, les prix obtenus sur des marchés de court terme seraient plus intéressants :

*« L'analyse de nos experts a été effectuée en considérant que l'ensemble des ventes et des achats se faisaient sur le marché de NY.*

[...]

*Pour les achats, l'accès au marché de l'Ontario par des imports via la nouvelle ligne de 1200 MW pourrait donner de meilleurs prix que ceux de NY car les prix sur le marché de l'Ontario sont généralement inférieurs à ceux de NY et les frais de sorties y sont également un peu plus bas »<sup>47</sup>.*

L'expert de la FCEI mentionne que :

*« HQD base son analyse sur un prix d'achat à long terme correspondant à l'appel d'offre pour le bloc éolien. Est-ce le bon prix de comparaison? Si la discussion porte sur la gestion des surplus, les prix de comparaison ne doivent pas se limiter au coût de l'éolien. Le prix d'achat à long terme devrait plutôt correspondre à ce qu'HQD est en mesure de négocier pour des achats de long terme. Dans le scénario 4, à titre illustratif, nous utiliserons un prix de 60 \$/MWh, ce qui correspond à un écart de 20 \$/MWh entre le prix d'achat et le prix de vente accessible »<sup>48</sup>.*

À propos des hypothèses liées au prix d'achat de long terme, la Régie est d'accord avec la position du Distributeur d'utiliser la dernière évaluation du coût évité approuvé par la Régie (83 \$<sub>2007</sub>/MWh) pour évaluer le coût de besoins qui, selon la prévision de la demande<sup>49</sup>, seraient de long terme.

La Régie considère que l'évaluation des prix d'achat (2013-2017), obtenus à partir de données des marchés de court terme utilisée par EBMI, ne convient pas à l'évaluation

<sup>46</sup> Pièce C-3.8-AQCIE-CIFQ, page 5.

<sup>47</sup> Pièce C-12.15-EBMI, page 12.

<sup>48</sup> Pièce C-4.10-FCEI, page 10.

<sup>49</sup> Pièce B-40-HQD-1, document 5, page 9.

d'achats visant à combler des besoins de long terme. À cet égard, la Régie est d'accord avec les propos tenus par le Distributeur :

*« [...] lorsqu'on parle d'approvisionnement de long terme, on n'est pas dans la même business qu'une business de court terme. C'est tout un autre marché avec des références qui sont différentes, une grille d'analyse de risques qui est fort différente [...] »<sup>50</sup>.*

En effet, la Régie a statué dans la décision sur la demande d'approbation du précédent plan d'approvisionnement du Distributeur que les besoins de long terme devraient être comblés par des produits de long terme :

*« Le Distributeur est responsable d'assurer les approvisionnements de sa clientèle, tout en recherchant le plus bas coût possible. La Régie approuve la stratégie du Distributeur de couvrir ses besoins de court terme par des produits de court terme et ses besoins de long terme par des produits de long terme »<sup>51</sup>.*

Comme l'utilisation d'un coût de long terme est conforme à la stratégie d'approvisionnement du Distributeur, qu'elle traduit le résultat du plus récent appel d'offres de long terme connu au moment du dépôt du dossier<sup>52</sup> et que l'analyse de sensibilité du « point mort » de la rentabilité eu égard à cette variable est satisfaisante, la Régie accepte son utilisation pour les fins de l'analyse économique.

### **4.3 RISQUES ET RENTABILITÉ**

#### **ÉVALUATION DES RISQUES**

En plus des risques d'évolution à la hausse ou à la baisse des prix mentionnés dans les sections précédentes, un des risques économiques des Conventions est celui lié à une évolution à la baisse de la prévision de la demande. À ce sujet, l'expert de l'AQCIE/CIFQ mentionne que :

*« [...] if, in fact, you decide [...] that you do not believe that Hydro-Québec Distribution will need the deferred capacity that is there, there is a very significant chance that they would defer this energy and then not need it out until twenty twenty*

<sup>50</sup> Pièce A-26.1 – NS, volume 1, 30 avril 2008, pages 40 et 41.

<sup>51</sup> Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, 5 octobre 2005, page 23.

<sup>52</sup> Le Distributeur a affirmé en audience que le prix du dernier appel d'offres de long terme (deuxième appel d'offres pour de l'énergie éolienne) serait supérieur. Pièce A-26.5 – NS, volume 5, 8 mai 2008, page 177.

*(2020) or beyond, then I think that the economics are going to be quite simple, you would go with the resale scenario.*

*The deferral scenario is only going to be economically attractive if Hydro-Québec Distribution will need that power somewhere in the twenty twelve (2012) to twenty twenty (2020) period. I just add that to my evidence because it's not there in the original draft »<sup>53</sup>.*

EBMI souligne que :

*« [...] les prévisions ne sont pas fiables. On ne peut pas se fier sur ça pour établir de façon concrète une gestion, une planification ou une gestion de risque pour des approvisionnements à long terme.*

*[...]*

*On vous le dit sur la foi qu'il y a un engagement ou une volonté du gouvernement de favoriser le développement industriel puis que ça, ça va représenter une demande additionnelle de cinq cents mégawatts (500 MW). Ce n'est pas plus clair, pas plus précis, pas plus concret que ça. On vous dit : "N'oubliez pas aussi cinq cents mégawatts (500 MW) pour Alcoa." Parce que ça, le gouvernement a dit finalement qu'il accepterait de leur donner l'énergie. Il n'y a pas une "pépine" dans le sol, il n'y a rien, là; on vous dit : "On en tient compte" »<sup>54</sup>.*

Or, advenant un scénario de plus faible demande, le Distributeur mentionne qu'il pourrait mitiger ce risque en diminuant les quantités différées sur la période 2008-2011 :

*« Dans l'éventualité d'un scénario de demande nettement plus faible (changement structurel important), le Distributeur pourrait limiter le recours à son option d'énergie différée et procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court terme de façon à s'assurer que le solde du compte d'énergie différée soit nul à l'échéance de l'Entente [la Convention]. [...] À chacun de ses états d'avancement, de même que dans ses plans d'approvisionnement, le Distributeur fera le point sur la stratégie qu'il entend adopter au fil des années afin de mitiger ce risque »<sup>55</sup>.*

À ce sujet, le Distributeur poursuit en audience :

*« [...] il n'y a pas d'engagement de la part du Distributeur de différer des quantités. Donc, lorsqu'on regarde l'option aujourd'hui, et ce qu'on vous demande au niveau de l'approbation, si l'option est approuvée dans le cadre du plan, on va parler surtout de la décision qui est à prendre. Donc, si l'option, par exemple, était*

<sup>53</sup> Pièce A-26.2 – NS, volume 2, 1<sup>er</sup> mai 2008, page 230.

<sup>54</sup> Pièce A-26.5 – NS, volume 5, 8 mai 2008, pages 20 et 21.

<sup>55</sup> Pièce B-40-HQD-1, document 5, pages 14 et 15.

*approuvée, il y aurait une décision en deux mille huit (2008) qui devrait être prise qui consisterait à savoir : quelle est la quantité d'énergie que l'on désire différer dans le compte.*

*Pour ce qui est de deux mille neuf (2009), pour ce qui est de deux mille dix (2010), pour ce qui est de deux mille onze (2011), ces quantités-là ne sont pas à décider en deux mille huit (2008). On aura tout le loisir, suite à notre état d'avancement où il y aura eu un réexamen de la prévision de la demande comme on fait à chaque année, un nouveau bilan de fourni, de revoir maintenant les quantités qui devraient être différées en deux mille neuf (2009) »<sup>56</sup>.*

L'expert de la FCEI souligne à propos des risques que :

*« Maintenant, on paie ce coût car on anticipe des bénéfices. Donc, si on a des bénéfices anticipés, on va faire une analyse bénéfice-coût, ça nous donne un bénéfice de cent soixante-seize (176). Sauf que cet achat d'options-là, c'est une prise de position spéculative. Ce n'est pas une gestion des fluctuations. Cet achat d'options-là ici, c'est une prise de position qui nous expose aux fluctuations de la demande future. O.K. L'entente [la Convention] proposée est une prise de position spéculative.*

*[...] C'est une option, certes, mais elle n'est pas gratuite, elle ne nous est pas donnée. O.K. Elle est vendue à HQD par HQP. Les coûts sont à deux niveaux : profit de revente auquel on renonce et aussi les... avec les attendus de non-vente spéculative et la restriction de ne pas utiliser les interconnexions afin de revendre à une tierce partie par la suite.*

*O.K. Donc, ici, cette prise de position est une prise de position risquée. Nous sommes en train de spéculer sur la demande future. C'est de la spéculation. O.K. En modifiant les hypothèses de l'analyse de façon très raisonnable et très plausible, il est possible de démontrer que, dans certains scénarios, O.K., demande faible, surplus persistant, par exemple, [...] la valeur actualisée nette de l'opération est négative »<sup>57</sup>.*

## **RENTABILITÉ**

La comparaison des deux scénarios indique un gain favorable au scénario avec conventions de l'ordre de 177 M\$<sub>2008</sub>, selon les hypothèses du Distributeur.

Pour évaluer la valeur présente de chacun des scénarios et en arriver à la valeur de 177 M\$<sub>2008</sub>, le Distributeur a actualisé les flux financiers futurs en utilisant un taux d'actualisation de 6,46 %<sup>58</sup>.

<sup>56</sup> Pièce A-26.1 – NS, volume 1, 30 avril 2008, pages 28 et 29.

<sup>57</sup> Pièce A-26.3 – NS, volume 3, 2 mai 2008, pages 79 et 80.

<sup>58</sup> Pièce B-42-HQD-4, document 2, pages 19 et 20.

À ce sujet, l'expert de l'AQCIE/CIFQ mentionne que :

*« Therefore, [...] the best way to measure the cost over time is to reflect that interest cost. And therefore, I think that the six point four per cent (6.4%) rate that Hydro Quebec Distribution is using in its net present value analysis is quite a reasonable approach. I did test the sensitivity of that and the analysis is reasonably sensitive to that but if I have to pick the correct rate, it would be the rate used on the deferral accounts. So, all in all, based on my review of Hydro Quebec Distribution assumptions, I think, with respect to perhaps the resale price in the near term, they are reasonable. The discount rate is reasonable, the volume... I haven't analyzed in detail so... that I can't comment on »<sup>59</sup>.*

Plus globalement, dans le cadre de son rapport d'expert, l'AQCIE/CIFQ analyse l'impact sur la rentabilité comparée des Conventions d'une augmentation de 10 \$/MWh des prix de revente, d'une diminution de 10 \$/MWh du coût d'achat de long terme et d'un taux d'actualisation de 8 %. Le rapport illustre également l'impact sur la rentabilité des Conventions d'un scénario combinant ces 3 événements mentionnés plus haut.

Dans chacun de ces cas, la rentabilité comparée des Conventions demeure positive. En particulier, l'expert de l'AQCIE/CIFQ souligne que *« Thus, even in the extremely unlikely "worst case" scenario, the Renegotiate proposal is economically superior to a Resale option »<sup>60</sup>.*

À partir notamment de sa méthodologie différente d'établissement des prix de revente et d'achat, EBMI conclut à la non rentabilité économique des Conventions, contrairement à ce que conclut le Distributeur. En effet, selon l'amendement au rapport d'expert de EBMI, le différentiel de VAN des scénarios serait de 33 M\$<sub>2008</sub> à l'avantage du scénario sans convention<sup>61</sup>.

## CONCLUSION SUR LES RISQUES ET LA RENTABILITÉ

Le différentiel de valeur actuelle nette des deux scénarios présentés par le Distributeur est de 177 M\$<sub>2008</sub>. De plus, l'analyse économique se montre robuste face à des variations appliquées sur des variables importantes.

<sup>59</sup> Pièce A-26.2 – NS, volume 2, 1<sup>er</sup> mai 2008, page 234.

<sup>60</sup> Pièce C-3.8-AQCIE-CIFQ, page 6.

<sup>61</sup> Pièce C-12.18-EBMI, tableau 5.1.

La Régie constate même, grâce au mémoire de l'expert Knecht, qu'une étude de sensibilité faisant varier simultanément trois variables (prix de revente, prix d'achat à long terme et taux d'actualisation) conclut toujours à la rentabilité du scénario avec conventions.

Le risque subsidiaire concerne l'évolution à la baisse de la prévision de la demande. Or, tel que discuté plus haut, ce genre de risque peut être mitigé de nombreuses façons, notamment en diminuant les quantités différées. La Régie note également qu'un scénario de demande plus élevée pourrait accroître l'avantage du scénario d'énergie différée<sup>62</sup>. Enfin, de l'opinion de la Régie et malgré les remarques des intervenantes EBMI et FCEI en audience<sup>63</sup>, aucun élément de la preuve ne remet significativement en question la prévision de la demande du Distributeur quant à la présence de besoins de long terme entre 2013 et 2017.

Par ailleurs, il convient de noter que les Conventions viennent sécuriser à un prix intéressant une portion à déterminer des approvisionnements futurs du Distributeur et, par le fait même, de sa clientèle.

#### **4. CONCLUSION ET SUIVI**

À l'exception de EBMI, oeuvrant dans les marchés de gros, et de la FCEI, représentant des petites et moyennes entreprises, tous les autres intervenants, représentant des consommateurs résidentiels, municipaux et industriels ainsi que des groupes environnementaux, accueillent favorablement les fondements des Conventions proposées par le Distributeur.

La Régie est d'avis que les Conventions constituent un moyen de gestion des approvisionnements procurant une flexibilité saisonnière entre 2008 et 2011 et une flexibilité annuelle entre 2012 et 2020. Elle considère que les Conventions présentent un intérêt économique et que la rentabilité de celles-ci est robuste.

Plusieurs intervenants soulignent l'importance d'instaurer un suivi de l'utilisation des Conventions. La Régie est d'avis qu'un tel suivi fait partie intégrante de la stratégie des approvisionnements du Distributeur. Ainsi, ce suivi doit être fait annuellement dans le cadre des états d'avancement des plans d'approvisionnement et des prochains plans

---

<sup>62</sup> Pièce B-40-HQD-1, document 5, page 15.

<sup>63</sup> Pièce A-26.5 – NS, volume 5, 8 mai 2008, pages 10 à 26; pièce A-26.3 – NS, volume 3, 2 mai 2008, pages 79 et 80.

d'approvisionnement. Il doit comprendre, pour chaque convention, les éléments suivants, tels que décrits dans la décision D-2008-076R<sup>64</sup> :

- de juin 2008 à décembre de l'année suivant le dépôt du suivi<sup>65</sup>, le taux de livraison mensuel réduit et celui que le Distributeur prévoit réduire ainsi que l'énergie mensuelle différée et celle que le Distributeur prévoit différer;
- pour chaque année restante jusqu'en 2011, l'énergie annuelle que le Distributeur prévoit différer;
- de 2012 à 2020, le taux de livraison annuel majoré et celui dont le Distributeur prévoit majorer ainsi que l'énergie annuelle retournée et celle dont le Distributeur prévoit demander le retour;
- le solde du compte d'énergie différée au 31 décembre suivant le dépôt du suivi;
- les commentaires du Distributeur quant à l'utilisation de ces conventions parmi son éventail de moyens pour réaliser l'équilibre offre/demande.

Gilles Boulianne  
Régisseur

Michel Hardy  
Régisseur

Jean-François Viau  
Régisseur

---

<sup>64</sup> Décision D-2008-076R, 20 juin 2008.

<sup>65</sup> Par exemple, jusqu'en décembre 2009 pour le suivi déposé au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 2008.

**Liste des représentants :**

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF) représentée par M<sup>e</sup> Denis Falardeau;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M<sup>e</sup> Louise Tremblay;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représentée par M<sup>e</sup> Pierre Pelletier;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M<sup>e</sup> Paule Hamelin et M<sup>e</sup> Pierre Legault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec Distribution 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> Annie Gariépy;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler;
- 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> Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>e</sup> Steve Cadrin et M<sup>e</sup> Geneviève Pilon.