

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2007-13

R-3624-2007

26 février 2007

---

**PRÉSENTS :**

M<sup>e</sup> Benoît Pepin, LL.M.

Régisseur

---

**Hydro-Québec**

Demanderesse

et

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

---

**Décision finale**

*Demande d'approbation d'une entente visant la suspension de deux contrats d'approvisionnement en base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production*

---

## **Intéressés.:**

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de QUÉBEC);
- Énergie Brookfield Marketing Inc (EBMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Ontario Power Generation Inc. (OPG);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA).

## 1 INTRODUCTION

Le 25 janvier 2007, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver une entente visant la suspension des contrats d'approvisionnement en base et cyclable (l'Entente) intervenue avec Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité (le Producteur). L'Entente fut conclue sous réserve de son approbation par la Régie.

Ces contrats d'approvisionnement, conclus le 10 décembre 2002 entre le Distributeur et le Producteur à la suite de l'appel d'offres A/O 2002-01, prévoient l'achat durant 20 ans de 350 MW de produit de base et de 250 MW de produit cyclable. L'approvisionnement doit débiter le 1<sup>er</sup> mars 2007 et l'Entente vise la suspension de ces deux contrats pour une période de 10 mois, du 1<sup>er</sup> mars 2007 au 31 décembre 2007.

Comme le Distributeur doit être fixé sur l'achat de cette électricité avant le 1<sup>er</sup> mars 2007, la Régie traite le dossier de manière urgente et, par sa lettre du 2 février 2007, convoque le Distributeur et les intéressés à une audience tenue le 7 février 2007 aux bureaux de la Régie.

Le Distributeur complète sa preuve le 6 février 2007, puis répond à plusieurs engagements entre le 8 et le 14 février 2007. Les intéressés soumettent leurs observations entre le 12 et le 16 février 2007. La réplique du Distributeur est déposée le 20 février 2007, date à laquelle la demande est prise en délibéré.

Enfin, le 19 février 2007, la Régie reçoit, sans justification du retard, les observations d'OPG. Ces observations, recoupant celles d'autres participants, ne changent pas matériellement l'objet du débat. La Régie n'en tient donc pas compte aux fins de sa décision.

## 2 CADRE JURIDIQUE

L'article 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (Loi) prévoit que la Régie doit surveiller l'application de la procédure d'appel d'offres et d'octroi des contrats d'approvisionnement en électricité, ainsi que du code d'éthique, et examiner si ceux-ci ont été respectés. Il est également prévu que le Distributeur ne peut conclure un tel contrat sans obtenir l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement.

---

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

Les deux contrats visés par la demande du Distributeur ont été dûment approuvés par la Régie par sa décision D-2003-159.

Le Distributeur demande maintenant à la Régie d'approuver des modifications à ces contrats qui visent à reporter la date de début des livraisons pour une période de 10 mois et à constater la renonciation du Producteur aux indemnités prévues aux contrats en base et cyclable.

Les modifications proposées aux contrats touchent des éléments essentiels qui ont été approuvés par la Régie. Dans la décision D-2005-138<sup>2</sup>, la Régie concluait que de telles modifications devaient faire l'objet de son approbation :

*« Le Contrat approuvé par la Régie comporte une clause permettant d'y apporter des modifications lorsqu'il y a consentement des parties (article 37.5). Puisque les modifications apportées au Contrat touchent la date de la garantie de début de livraisons de l'électricité et l'indexation du prix de l'électricité, deux éléments substantiels du Contrat, le Distributeur est justifié de soumettre ces modifications à l'approbation de la Régie conformément aux dispositions de l'article 74.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie. » (page 3, note omise)*

La Régie a réitéré cette position, dans sa décision D-2006-27<sup>3</sup>, concernant l'approbation d'une entente d'intégration éolienne intervenue entre le Distributeur et le Producteur.

C'est donc à bon droit que le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'Entente.

### **3 BESOINS DU DISTRIBUTEUR**

Depuis l'appel d'offres de long terme A/O 2002-01 et l'approbation des contrats, les besoins du Distributeur en électricité ont été revus à la baisse. Le Distributeur pouvait exercer une option de report de la livraison de ces contrats avant le 1<sup>er</sup> février 2006, sans pénalité. Toutefois, à cette date, sa prévision de la demande pour l'année 2007 ne justifiait pas un report des contrats<sup>4</sup>. Le Distributeur indiquait en août 2006, dans son dossier tarifaire 2007, qu'il anticipait revendre 1,8 TWh en 2007, tout en ayant des besoins d'approvisionnements

---

<sup>2</sup> Décision D-2005-138, dossier R-3578-2005, 28 juillet 2005.

<sup>3</sup> Décision D-2006-27, dossier R-3573-2005, 9 février 2006, page 7.

<sup>4</sup> Dossier R-3610-2006, pièce HQD-16, document 1, page 22.

de court terme pour 0,9 TWh, essentiellement en hiver<sup>5</sup>. En octobre 2006, dans l'État d'avancement de son Plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur prévoyait revendre 2,1 TWh et acheter 1,2 TWh sur les marchés de court terme<sup>6</sup> au cours de l'année 2007.

Dans le présent dossier, le Distributeur réévalue à la baisse ses besoins pour 2007 de 3,9 TWh à cause de la température élevée de janvier 2007 pour 1,4 TWh, des besoins d'Alcan pour 0,8 TWh et du ralentissement de l'activité économique pour 1,7 TWh. En audience, il précise qu'il évalue l'aléa climatique de l'année 2007 à 0,8 TWh plutôt que 1,4 TWh<sup>7</sup>. Au total, il doit revendre des surplus qui se situent entre 4 et 5 TWh en 2007. Malgré ces surplus, il prévoit des besoins supplémentaires qu'il compte combler sur les marchés de court terme.

Devant ces surplus anticipés, le Distributeur mentionne qu'il dispose de deux moyens pour assurer la gestion de ses surplus d'électricité, soit : (1) les revendre sur les marchés de court terme ou (2) conclure des ententes avec ses fournisseurs afin de réduire leurs livraisons.

Le Distributeur entame donc à la fin de l'été 2006 des négociations avec TransCanada Energy (TCE) pour suspendre ses livraisons de la centrale de Bécancour. Comme aucune entente n'a été conclue avec TCE, le Distributeur a débuté la négociation de l'Entente avec le Producteur à la fin de l'année 2006.

#### **4 ANALYSE DES OPTIONS**

Dans sa preuve, le Distributeur compare les deux options mentionnées plus haut, à savoir, la revente de ses surplus (l'option de Revente) et la suspension des deux contrats avec le Producteur (l'option de Suspension des contrats), telles que reflétées dans l'Entente.

L'option de Suspension des contrats proposée par l'Entente consiste à suspendre la livraison des contrats, sans pénalité, entre le 1<sup>er</sup> mars et le 31 décembre 2007.

L'option Revente consiste à revendre le surplus d'énergie du Distributeur sur les marchés limitrophes. Ces marchés sont, à l'exception du Nouveau-Brunswick, déréglementés et de

---

<sup>5</sup> Dossier R-3610-2006, pièce HQD-2, document 2, pages 19 et 20.

<sup>6</sup> État d'avancement du Plan d'approvisionnement, 18 octobre 2006, page 31.

<sup>7</sup> Notes sténographiques (NS) du 7 février 2007, page 29.

grande taille<sup>8</sup> et sont intégrés l'un à l'autre par de nombreuses interconnexions. Compte tenu de leur nature, les prix de l'électricité sur ces marchés varient au gré de l'équilibre de l'offre et de la demande et changent d'heure en heure. Toutefois, de nombreux instruments financiers sont disponibles pour limiter l'exposition des participants à la volatilité de ces prix.

Le Distributeur prend comme hypothèse, pour évaluer l'option de Revente, que la totalité de ses surplus sera vendue, durant les 7 344 heures comprises entre le 1<sup>er</sup> mars et le 31 décembre 2007, sur le marché de New-York ou de la Nouvelle-Angleterre.

**Tableau 1**  
**Hypothèses utilisées par le Distributeur pour évaluer l'option de revente**

**Marché de New-York**

**Contrats à terme et prix de vente pour les mois de mars à décembre 2007  
(moyenne 10 mois des prix 7x24)**

Contrats à terme NY zone A au 9 janvier 2007 - US\$/MWh	52,65	\$US / MWh
Écart entre la Zone M et la Zone A	5,82	\$US / MWh
Prix de vente estimé à la Zone M	58,47	\$US / MWh
Pertes sur le réseau TÉ (tx de perte de 5,2%)	3,04	\$US / MWh
Tarif de transit sur réseau TÉ (Quotidien ferme 0,28 \$/KW/jour)	10,14	\$US / MWh
Tarif de transit sur réseau NY	0,16	\$US / MWh
Frais de courtage	0,75	\$US / MWh
Prix de vente net des frais de transport et de courtage	44,38	\$US / MWh
Coût moyen des deux contrats (coût de fourniture)	44,03	\$US / MWh
Taux de change	1,15	\$CAN / \$US

**Marché de Nouvelle-Angleterre**

**Contrats à terme et prix de vente pour les mois de mars à décembre 2007  
(moyenne 10 mois des prix 7x24)**

Contrats à terme NEPOOL Mass Hub au 9 janvier 2007 - US\$/MWh	64,55	\$US / MWh
Écart entre PI/PII et Mass Hub	-2,74	\$US / MWh
Prix de vente estimé NEPOOL PI/PII	61,81	\$US / MWh
Pertes sur le réseau TÉ (tx de perte de 5,2%)	3,36	\$US / MWh
Tarif de transit sur réseau TÉ (Quotidien ferme 0,28 \$/KW/jour)	10,14	\$US / MWh
Tarif de transit sur réseau NEPOOL	4,03	\$US / MWh
Frais de courtage	0,75	\$US / MWh
Prix de vente net des frais de transport et de courtage	43,53	\$US / MWh
Coût moyen des deux contrats (coût de fourniture)	44,03	\$US / MWh
Taux de change	1,15	\$CAN / \$US

<sup>8</sup> Selon le Winter Assessment 2006-2007 du *North American Electric Reliability Council*, la capacité de production disponible en période hivernale sur le marché de New-York est de 37 486 MW, celle de la Nouvelle-Angleterre est de 27 891 MW et celle de l'Ontario est de 29 387 MW.

Le Distributeur soumet qu'aux conditions de marché du 9 janvier 2007, le prix de revente net sur le marché de New-York lui procurerait un revenu de 51,04 \$/MWh et de 50,06 \$/MWh<sup>9</sup> sur le marché de la Nouvelle-Angleterre alors que son coût moyen d'acquisition en vertu des contrats est de 50,63 \$/MWh<sup>10</sup>. Selon le Distributeur, l'écart entre ces montants n'est pas significatif et il conclut que les options de Revente et de Suspension des contrats ont la même valeur économique<sup>11</sup>. En raison de cette neutralité, le Distributeur juge l'option de Suspension des contrats supérieure car moins risquée. Pour lui, l'option Revente est assujettie au risque de fluctuation à la baisse des prix ainsi qu'à la disponibilité des interconnexions dans l'hypothèse d'un scénario de demande plus faible au Québec.

#### 4.1 ANALYSE DES HYPOTHÈSES DU DISTRIBUTEUR

Le choix du Distributeur de favoriser l'option de Suspension des contrats s'appuie sur les hypothèses mentionnées précédemment. Or, nombre de celles-ci ne sont plus fondées.

##### 4.1.1 TARIF DE TRANSPORT SUR TRANSÉNERGIE

Pour comparer l'option de Revente avec celle de Suspension des contrats, c'est-à-dire la revente de 600 MW pour une période de 10 mois, le tarif de transport mensuel ferme de TransÉnergie de 6,08 \$/kW/mois, ou 8,28 \$/MWh pour la période concernée<sup>12</sup>, est sans conteste un meilleur choix que le tarif quotidien ferme proposé de 0,28 \$/KW/jour ou 11,67 \$/MWh<sup>13</sup>. Questionné sur le sujet, le Distributeur admet volontiers qu'il aurait pu utiliser ce tarif mensuel ferme<sup>14</sup>.

En dépit de la flexibilité qu'offre le tarif quotidien ferme, la Régie retient l'utilisation du tarif mensuel ferme pour l'évaluation de la rentabilité de la revente de 600 MW sur une période de 10 mois. À elle seule, l'utilisation de ce tarif mensuel ferme entraîne un gain de valeur de 3,39 \$/MWh ou 14,9 M\$ pour une période de 10 mois pour l'option de Revente. Ce gain de valeur justifie à lui seul le rejet de la comparaison économique des options soumises par le Distributeur et de l'Entente qui en découle.

---

<sup>9</sup> Pièce HQD-2, document 1.1, pages 4 et 5.

<sup>10</sup> Pièce HQD-2, document 1, page 8.

<sup>11</sup> Pièce HQD-2, document 1, page 9.

<sup>12</sup> Ce montant de 8,28 \$/MWh correspond à 6,08 \$/kW/mois multiplié par 1000 et par 10 mois, puis divisé par 7 344 heures.

<sup>13</sup> *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, annexe 9, feuille 160, tels qu'approuvés par la décision D-2006-66, 18 avril 2006, dossier R-3549-2004.

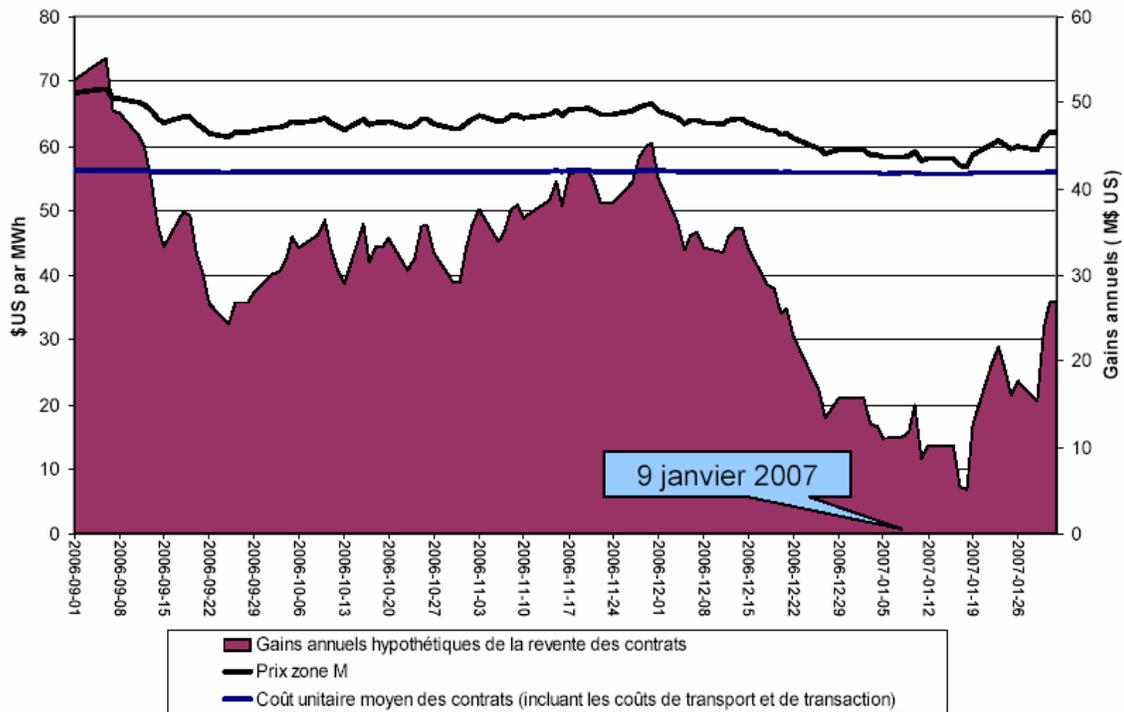
<sup>14</sup> NS du 7 février 2007, pages 156 et 157.

#### 4.1.2 CONTRATS À TERME EN DATE DU 9 JANVIER 2007

Le Distributeur a réalisé la comparaison économique des options de Revente et de Suspension des contrats en utilisant un prix moyen des contrats à terme en date du 9 janvier 2007 de 52,65 \$US/MWh pour le *New York Independent System Operator* (NYISO) et de 64,55 \$US/MWh pour le *New England Power Pool* (NEPOOL). Ces prix en date du 9 janvier 2007 correspondent à la période de prix les plus bas des contrats à terme durant toute la période pertinente au dossier.

#### Graphique 1

Évolution des gains résultant de l'écart entre le prix de la zone M et le coût des contrats pour la période du 1<sup>er</sup> septembre 2006 au 1<sup>er</sup> février 2007  
(Sources: NYMEX; HQD-2, doc. 1.1, p. 4, avec tarif de transport mensuel ferme)



Depuis cette période de bas prix, le prix des contrats à terme sur les marchés du NYISO et de NEPOOL pour la période de mars à décembre 2007 a augmenté. Le 7 février 2007, le jour de l'audience, ces prix étaient de 56,88 \$US/MWh et de 70,37 \$US/MWh respectivement<sup>15</sup>. Cette remontée sensible du prix de ces contrats à terme vers une valeur

<sup>15</sup> Prix des contrats à terme publiés par NYMEX pour 2007, en date du 6 février 2007, pièce FCEI-1.

plus proche de leur moyenne historique<sup>16</sup> et des indicateurs fondamentaux du marché s'est d'ailleurs poursuivie depuis la mi-janvier 2007 jusqu'à la date de la présente décision.

Le faible niveau de prix du 9 janvier 2007 résulte principalement de températures anormalement chaudes du début de l'hiver dans le nord-est de l'Amérique du nord. Dans les jours suivants cette évaluation, le retour à des températures normales, et donc des prix plus élevés, était probable. Compte tenu de la forte corrélation entre le climat et le prix de l'énergie, une analyse de sensibilité était nécessaire et le Distributeur ne peut s'appuyer sur une évaluation ponctuelle au 9 janvier 2007 des contrats à terme pour justifier sa décision de conclure l'Entente.

#### **4.1.3 TAUX DE CHANGE**

La comparaison économique des options est très sensible à l'évolution du taux de change. Dans ce contexte, il est important d'examiner avec attention l'hypothèse retenue par le Distributeur aux fins de sa demande.

Le taux de change utilisé par le Distributeur est de 1,15 \$CAN / \$US. En comparaison, le taux prévu pour la fin mai 2007, issu du *Consensus Forecasts*<sup>17</sup> du 12 février 2007, est de 1,167 \$CAN / \$US. Il était évalué à 1,154 \$CAN / \$US pour la fin avril 2007 dans l'édition du 8 janvier 2007 de cette même publication. Si cette appréciation se réalisait, la variation du taux de change engendrerait un gain d'environ 4 M\$.

La prévision du Distributeur est justifiée et l'écart actuel n'est pas suffisant pour remettre en question l'estimation du Distributeur. Au mieux, une évolution ponctuelle à la hausse du dollar américain pourrait bonifier le choix de l'option de Revente.

## **4.2 CONCLUSION**

La seule modification de l'estimation de la valeur de l'option de Revente des contrats par la réservation de transport mensuel ferme sur le réseau de TransÉnergie permettrait au Distributeur de revendre à profit les approvisionnements excédentaires et de faire profiter

---

<sup>16</sup> Pièce A-4, Historique des prix moyens des contrats à terme pour la zone A du NYISO pour les mois de mars à décembre 2007.

<sup>17</sup> Consensus Forecasts publiés par Consensus Economics Inc., 12 février 2007.

ses clients d'une optimisation non négligeable de la valeur de son portefeuille d'approvisionnement estimée entre 9,4 et 13,7 M\$ selon le marché de revente<sup>18</sup>.

Depuis l'évaluation par le Distributeur, en date du 9 janvier 2007, les contrats à terme pour la vente d'électricité sur les marchés du NYISO et de NEPOOL ont une valeur nettement supérieure à celle qui supporte sa décision. La Régie est donc d'avis que le Distributeur a sous-estimé la valeur des contrats au sein de son portefeuille d'approvisionnement.

Une évaluation tant prospective que contemporaine de la juste valeur des contrats amène la Régie à conclure que l'option de Revente est substantiellement supérieure à celle proposée de Suspension des contrats.

De plus, le prix actuel des contrats à terme permet, par le choix de l'option de Revente et du tarif de transport approprié, de générer un gain estimé de l'ordre de 34 M\$ à 39 M\$ sur les marchés limitrophes.

## Tableau 2

Valeur de l'option de Revente selon le prix de marché et le transport mensuel ferme<sup>19</sup>

<b>Contrats à terme 7x24 pour la période du 1<sup>er</sup> mars 2007 au 31 décembre 2007</b>			
	<b>New York</b>	<b>NEPOOL</b>	
<b>Évaluation en date du 9 janvier 2007</b>			
Prix de marché	52,65	64,55	\$US / MWh
Gain si vendu intégralement sur chacun des marchés (600 MW pendant 7344 heures) (source: HQD-2, Doc 1.1 p.4)	13 692 862	9 387 835	\$CAN
<b>Évaluation en date du 25 janvier 2007</b>			
Prix de marché	53,66	66,73	\$US / MWh
Gain si vendu intégralement sur chacun des marchés (600 MW pendant 7344 heures) (source: NYMEX)	18 544 757	20 434 680	\$CAN
<b>Évaluation en date du 7 février 2007 (Audience)</b>			
Prix de marché	56,88	70,37	\$US / MWh
Gain si vendu intégralement sur chacun des marchés (600 MW pendant 7344 heures) (source: NYMEX, 6 février)	34 013 178	38 868 998	\$CAN
<b>Évaluation en date du 16 février 2007</b>			
Prix de marché	57,92	69,77	\$US / MWh
Profit si vendu intégralement sur chacun des marchés (600 MW pendant 7344 heures) (source: NYMEX)	39 009 189	35 848 630	\$CAN

L'évolution à la hausse des prix depuis le dépôt de la demande permet de tirer de l'option de Revente des contrats un bénéfice important pour les consommateurs québécois.

<sup>18</sup> Voir le tableau 2.

<sup>19</sup> Voir l'annexe pour le détail des calculs, en prenant pour exemple les données au 7 février 2007.

De plus, la juste valeur des contrats n'est pas seulement tributaire de la valeur de ces contrats à terme et du tarif de transport de TransÉnergie. Cette valeur doit être optimisée par le Distributeur, en gestionnaire prudent, par une stratégie de revente adaptée et diversifiée et par l'usage des instruments financiers et de marché à sa disposition par l'achat de contrats à terme pour fixer le prix de revente de l'électricité ainsi que la valeur du taux de change sur ces revenus.

La Régie juge que le Distributeur a sous-estimé la valeur des contrats au sein de son portefeuille d'approvisionnement et que l'option de Revente sur les marchés limitrophes est nettement plus avantageuse que l'option de Suspension des contrats.

## 5 ÉVALUATION DES RISQUES

La comparaison des options de Revente et de Suspension des contrats donne une estimation de leur valeur économique. La Régie considère également les risques de ces options.

### 5.1 APPROCHE DE GESTION DES RISQUES

Dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur mentionnait :

*« Le Distributeur est celui qui assume la sécurité d'approvisionnement de la clientèle québécoise et il favorisera toujours les approvisionnements qui lui permettront d'assurer cette sécurité au coût le plus bas.*

*Le Distributeur s'inscrit dans la continuité du plan d'approvisionnement précédent et adopte une stratégie qui est similaire, à savoir de couvrir les besoins de court terme via les marchés de court terme et de couvrir les besoins de long terme par les marchés de long terme.* »<sup>20</sup> (nos soulignements)

Dans sa décision D-2005-178, la Régie approuvait cette stratégie :

*« 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>21</sup>

<sup>20</sup> Dossier R-3550-2004, plaidoirie, 23 juin 2005, p.15.

<sup>21</sup> Décision D-2005-178, 5 octobre 2005, dossier R-3550-2004, page 23.

Si le Distributeur est bien fondé de moduler sa stratégie d'approvisionnement en fonction de l'horizon temporel de la demande à combler, il lui incombe d'appliquer cette logique à la présente situation. Le surplus d'approvisionnement est ici de 10 mois. Pour gérer ce surplus, le Distributeur doit développer une approche de plus long terme que la revente au quotidien sur le « *Day ahead market* ». Il est plus conforme à sa stratégie d'approvisionnement, approuvée par la Régie, de revendre de tels surplus par le biais de blocs mensuels de produits normalisés 7x24 de 50 MW, comme il est d'usage dans le marché. Cette approche non spéculative s'harmonise mieux avec son rôle de gestionnaire prudent des approvisionnements québécois que la revente au quotidien.

Le profil des approvisionnements excédentaires doit conduire le Distributeur à apparier les risques reliés à la revente de ses surplus à l'horizon temporel de 10 mois. Il ne doit pas jouer le marché au quotidien, ce n'est pas son rôle. Il peut plutôt, lorsque cela est bénéfique, faire usage des instruments financiers et de marché disponibles pour fixer le prix de revente de son électricité, de même que du taux de change pour les revenus associés à cette revente.

## **5.2 PROFIL DES APPROVISIONNEMENTS ET CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS**

Le Distributeur mentionne qu'un risque de l'option de Revente est lié à l'aléa de la demande et à la congestion des interconnexions :

*« En outre, le scénario de revente placerait le Distributeur dans une situation de risques additionnels en cas de réalisation d'un scénario de demande plus faible que prévu. [...] un aléa supplémentaire de la demande pourrait porter le volume des livraisons bien au-delà des quantités de revente actuellement prévues, ce qui aurait des impacts négatifs [...] au plan [...] technique. »<sup>22</sup>*

Concernant la congestion des interconnexions, il est possible de mitiger ce risque. Il faut pour cela que le Distributeur réserve le transport de point à point ferme nécessaire sur le réseau de TransÉnergie dans les plus brefs délais. Cette réservation des capacités disponibles lui assurera de pouvoir exporter l'électricité à revendre. De plus, l'article 22.1 des Tarifs et conditions de TransÉnergie stipule, pour encore plus de flexibilité, que le client de service de transport ferme peut modifier ses points de livraison sur une base non ferme selon les disponibilités.

---

<sup>22</sup> Pièce HQD-2, document 1, p.8.

Par ailleurs, advenant une congestion des interconnexions, le Distributeur craint devoir consommer de l'électricité postpatrimoniale achetée en trop, au détriment de l'électricité patrimoniale moins coûteuse, et ainsi augmenter le coût de ses approvisionnements.

Le Distributeur fournit aussi le profil mensuel de ses besoins net pour l'année 2007 selon les options de Revente et de Suspension des contrats :

**Tableau 3**  
**Scénario déterministe selon l'option de Suspension des contrats**  
**Année 2007 (GWh)**

	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	
Achats	12	16	23	35	46	63	59	54	49	39	22	19	437
Surplus	-40	-70	-89	-47	-38	-48	-53	-52	-56	-59	-105	-144	(801)
Total	-28	-54	-66	-13	9	15	5	2	-7	-20	-83	-125	(364)
MW en revente	-54	-104	-119	-65	-51	-66	-72	-70	-78	-79	-145	-194	

Source : Pièce B9-HQD-3, doc.2.1, p.4.

**Tableau 4**  
**Scénario déterministe selon l'option de Revente**  
**Année 2007 (GWh)**

	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	
Achats	12	16	14	15	14	18	15	14	16	16	15	18	184
Revente	-40	-70	-522	-458	-452	-434	-455	-457	-454	-481	-528	-588	(4 939)
Total	-28	-54	-509	-443	-437	-416	-440	-443	-437	-465	-513	-570	(4 756)
MW en revente	-54	-104	-702	-636	-607	-603	-612	-614	-630	-646	-734	-790	

Source : Pièce B9-HQD-3, doc.2.1, p.3.

L'option de Suspension des contrats implique une prévision d'achats sur les marchés de court terme de 437 GWh en 2007, comparativement à des achats de 184 GWh pour l'option de Revente. La Régie note que le scénario de Suspension des contrats implique plus d'achats l'été, alors que le prix de l'électricité sur les marchés limitrophes est plus élevé<sup>23</sup>.

Tant à l'égard de la baisse de la demande que du profil des approvisionnements à gérer, le maintien du contrat pour le produit cyclable au sein du portefeuille d'approvisionnement est bénéfique pour le Distributeur en raison de sa flexibilité, notamment à l'égard de l'aléa climatique, lequel, rappelons-le, fut revu à la baisse au cours de la présente instance de 1,4 TWh à 0,8 TWh.

<sup>23</sup> La Régie note que le Distributeur évalue ce coût d'approvisionnement additionnel à environ 7 M\$, soit l'écart entre des achats de 435 M\$ et de 428 M\$ selon l'une ou l'autre des options, sans impact sur le prix de marché de la revente de l'électricité (pièce HQD-3, document 2.2, page 3).

Le produit cyclable au sein des approvisionnements accorde au Distributeur une flexibilité additionnelle puisque celui-ci peut recourir au contrat pour moduler ou interrompre ses livraisons, dans un délai très court, jusqu'à concurrence de 250 MW, malgré la revente d'une autre partie de ses approvisionnements postpatrimoniaux.

En conclusion, la Régie détermine que le Distributeur peut revendre ses surplus sur les marchés limitrophes et que le risque de congestion des interconnexions peut être géré par le Distributeur par les réservations appropriées de transport ferme. De plus, le Distributeur peut plus aisément optimiser la gestion et le coût de ses approvisionnements en conservant le contrat pour le produit cyclable dans son portefeuille d'approvisionnement puisqu'il pourra l'utiliser pour moduler ses livraisons et qu'il pourra ajuster ses réservations aux diverses interconnexions.

### **5.3 PROFONDEUR DU MARCHÉ**

Dans sa requête, le Distributeur se montre inquiet de l'impact de la revente sur le niveau des prix de marché. Il argumente d'ailleurs que la vente de 600 MW dans la zone M du NYISO provoquerait une baisse significative des prix sur ce marché ressentie au sud jusqu'à la ville de New-York. Cette proposition n'est soutenue que par une lettre de Energy Security Analysis, Inc., présentée comme une expertise.

La Régie rejette cette analyse incomplète qui n'expose qu'une simulation de prix sans que les hypothèses et les calculs utilisés en soient dévoilés.

Contrairement aux prévisions du consultant du Distributeur, ce dernier dispose de plusieurs accès aux marchés limitrophes (NYISO, NEPOOL, Ontario et Nouveau-Brunswick). L'hypothèse de revente instantanée de 600 MW sur un seul marché n'est pas représentative de la réalité. Cette énergie est destinée, physiquement ou contractuellement, à un marché global de plus de 94 700 MW<sup>24</sup>. Dans un tel marché, la revente de 600 MW ne peut faire du Distributeur un acteur qui en dicte le prix au point de provoquer une telle chute de prix pour la ville de New-York. Un tel résultat n'est manifestement pas probant.

L'énergie à revendre ne provient pas nécessairement de nouvelles centrales. Elle est déjà actuellement écoulee par le Producteur, en partie ou en totalité, vers ces marchés limitrophes par le biais et avec les contraintes des interconnexions actuelles. Pour les fins de l'analyse, il

---

<sup>24</sup> Tel que mentionné précédemment et selon le Winter Assessment 2006-2007 du *North American Electric Reliability Council*. S'ajoute un marché de 6 600 MW pour la région des Maritimes.

est incorrect de postuler qu'il s'agit nécessairement d'un volume additionnel de 600 MW sur ces marchés.

Enfin, à sa face même, l'analyse proposée ne tient pas compte des nombreuses interconnexions du NYISO avec ses propres marchés limitrophes, dont NEPOOL, l'Ontario et PJM qui composent ce vaste marché du nord-est de l'Amérique du Nord de 260 000 MW.

Bien que la Régie soit consciente des conséquences de la revente des 600 MW du Distributeur sur ces marchés, elle rejette la preuve du Distributeur sur l'impact de cette revente sur les prix. La Régie est plutôt d'avis que cet impact sera modeste s'il est adéquatement géré, compte tenu de la taille et de la profondeur des marchés limitrophes au Québec.

La Régie réitère à ce sujet que le Distributeur peut utiliser les produits financiers à sa disposition, notamment des contrats à terme afin de protéger les consommateurs québécois des risques de fluctuation des prix de marché de l'électricité sur le marché de court terme et du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain.

## 6 SUIVIS

L'optimisation du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur est soumise à l'examen de la Régie sous le prisme du test jurisprudentiel de prudence. Dans ce cadre, il convient de requérir du Distributeur qu'il soumette les données détaillées permettant de connaître et de juger de la prudence des choix qu'il exercera lors de la revente de ses surplus d'approvisionnement. Il convient donc d'assurer une reddition de compte des revenus tirés de cette revente lors de l'examen de sa gestion des approvisionnements postpatrimoniaux et de son compte de frais reportés (« *pass-on* ») pour le coût de ces approvisionnements 2007.

## 7 CONCLUSION

La Régie doit évaluer si l'écart financier entre les deux options est significatif pour le Distributeur et ses consommateurs et ce, en tenant compte des risques encourus.

L'analyse économique démontre que les deux options ne sont pas équivalentes et que l'espérance de rente économique associée à l'option de Revente est significative. La

fourchette de 34 M\$ à 39 M\$ pour les 10 derniers mois de 2007 constitue un univers de revenus potentiels non négligeables alors que d'autres éléments pourraient encore les améliorer.

Chacune des deux options comporte ses propres risques, principalement en cas de scénarios de besoins plus faibles, mais aussi qui pourraient être supérieurs à la prévision actuelle. La Régie juge que les risques associés à l'option de Revente sont adéquatement couverts par l'espérance de rente économique, qu'ils peuvent être mitigés avec une stratégie prudente (flexibilité du cyclable, revente de blocs de 50 MW sur divers marchés, par plusieurs intermédiaires, etc.) et avec l'utilisation des instruments financiers disponibles. Le Distributeur doit maximiser cette rente au profit de ses consommateurs, tout en réduisant ses risques. Il est incité à explorer les moyens d'atteindre ces objectifs avec les acteurs du marché avec lesquels il transige, y compris le Producteur.

La Régie rejette l'Entente et demande au Distributeur de rendre compte dans les prochains dossiers tarifaires des résultats financiers de ces opérations de revente de surplus postpatrimoniaux pour 2007.

## 8 FRAIS

Dans le cadre de l'examen de la demande du Distributeur, seul deux intervenants, EBMI et la FCEI, ont démontré une connaissance et une compréhension des enjeux suffisantes pour être entièrement utiles aux délibérations de la Régie.

Un troisième intervenant, le RNCREQ, a pris une part active à l'audience. Malgré une compréhension limitée des enjeux et des solutions requises, la Régie reconnaît une certaine utilité à sa participation. Elle autorise ces trois intervenants à lui soumettre une demande de remboursement de frais dans les 30 jours de la présente décision, selon les formulaires approuvés par la Régie.

**CONSIDÉRANT** la *Loi sur la Régie de l'énergie*, notamment ses articles 31(2), (2.1) et (5), 36 et 74.2;

**La Régie de l'énergie :**

**REJETTE** la demande d'approbation de l'Entente visant la suspension des contrats en base et cyclable intervenue le 15 janvier 2007 entre le Distributeur et le Producteur;

**ORDONNE** au Distributeur de soumettre, dans le cadre de l'examen de son compte de frais reportés (« *pass-on* ») pour le coût de ses approvisionnements lors de son dossier tarifaire, un rapport détaillé sur la gestion de ses approvisionnements postpatrimoniaux et les résultats obtenus de la revente de ses surplus d'approvisionnement;

**RECONNAÎT** l'utilité à ses délibérations de la participation de EBMI et de la FCEI et à l'utilité partielle de la participation du RNCREQ et réserve sa décision sur le montant des frais nécessaires et raisonnables qui peuvent leur être versés ;

**PERMET** à ces participants de soumettre leur demande de paiement de frais détaillée relatifs au présent dossier, dans les 30 jours de la présente.

Benoît Pepin  
Régisseur

**Représentants.:**

- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec) représentée par M<sup>e</sup> Denis Falardeau;
- Énergie Brookfield Marketing Inc. (EBMI) représentée par M<sup>e</sup> Paule Hamelin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par Mme Nicole Moreau et M. Jean-François Lefebvre;
- Ontario Power Generation Inc. (OPG) représentée par M. Brian Green;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M<sup>e</sup> Hélène Sicard;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;
- M<sup>e</sup> Jean-François Ouimette pour la Régie.

# ANNEXE

## Exemple de calcul

**Annexe (1 page)**

**B. P.** \_\_\_\_\_

### Exemple de calcul pour le 7 février 2007

#### Marché de New-York

#### Contrats à terme et prix de vente pour les mois de mars à décembre 2007 (moyenne 10 mois des prix 7x24)

Contrats à terme NY zone A - US\$/MWh (Source: Pièce FCEI - 1, prix de clôture du 6 février 2007)	56,88	\$US / MWh
"Basis" entre la Zone M et la Zone A	5,82	\$US / MWh
Prix de vente estimé à la Zone M	62,70	\$US / MWh
Pertes sur le réseau TÉ (tx de perte de 5,2%)	3,26	\$US / MWh
Tarif de transit sur réseau TÉ (Mensuel ferme 6,08 \$CAN/KW/mois + service de réglage de tension 0,03 \$CAN/KW/mois)	8,32	\$CAN / MWh
	7,23	\$US / MWh
Tarif de transit sur réseau NY	0,16	\$US / MWh
Frais de courtage	0,75	\$US / MWh
Prix de vente net des frais de transport et de courtage	51,29	\$US / MWh
Coût moyen des deux contrats (coût de fourniture)*	51,27	\$CAN / MWh
	44,58	\$US / MWh
Profit de vente en 2007 si vendue intégralement sur le NYISO (600 MW pendant 7344 heures)	29 576 676	\$US
Profit de vente en 2007 si vendue intégralement sur le NYISO (600 MW pendant 7344 heures)	34 013 178	\$CAN
Taux de change	1,15	\$CAN / \$US

\*La Régie utilise un coût moyen des contrats de 51,27\$CAN/MWh

#### Marché de Nouvelle-Angleterre

#### Contrats à terme et prix de vente pour les mois de mars à décembre 2007 (moyenne 10 mois des prix 7x24)

Contrats à terme NEPOOL Mass Hub - US\$/MWh (Source: Pièce FCEI - 1, prix de clôture du 6 février 2007)	70,37	\$US / MWh
"Basis" entre PI/PII et Mass Hub	-2,74	\$US / MWh
Prix de vente estimé NEPOOL PI/PII	67,63	\$US / MWh
Pertes sur le réseau TÉ (tx de perte de 5,2%)	3,36	\$US / MWh
Tarif de transit sur réseau TÉ (Mensuel ferme 6,08 \$CAN/KW/mois + service de réglage de tension 0,03 \$CAN/KW/mois)	8,32	\$CAN / MWh
	7,23	\$US / MWh
Tarif de transit sur réseau NEPOOL	4,03	\$US / MWh
Frais de courtage	0,75	\$US / MWh
Prix de vente net des frais de transport et de courtage	52,25	\$US / MWh
Coût moyen des deux contrats (coût de fourniture)*	51,27	\$CAN / MWh
	44,58	\$US / MWh
Profit de vente en 2007 si vendue intégralement sur le NEPOOL (600 MW pendant 7344 heures)	33 799 129	\$US
Profit de vente en 2007 si vendue intégralement sur le NEPOOL (600 MW pendant 7344 heures)	38 868 998	\$CAN
Taux de change	1,15	\$CAN / \$US

\*La Régie utilise un coût moyen des contrats de 51,27\$CAN/MWh