



HELIOS

*Une expertise en énergie  
au service de l'avenir*

## Les coûts évités d'Hydro-Québec Distribution

Témoignage de


**Philip Raphals**

**pour le RNCREQ**

**R-3608-09**

**Régie de l'énergie**

**2 novembre 2009**



326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900  
Télécopieur : (514) 849 6357  
sec@centrehelios.org

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)

## TABLE DE MATIÈRES

<b>1</b>	<b>Qualifications.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Mandat 2</b>	
<b>3</b>	<b>Les coûts évités .....</b>	<b>2</b>
3.1	Contexte et la proposition d'HQD .....	2
3.2	La décision D-2004-96 .....	3
3.2.1	<i>Coût de fourniture et transport.....</i>	<i>4</i>
3.2.2	<i>Coûts évités de transport et de distribution.....</i>	<i>6</i>
3.3	Les dossiers subséquents.....	6
3.3.1	<i>Année tarifaire 2005-06.....</i>	<i>7</i>
3.3.2	<i>Année tarifaire 2006-07.....</i>	<i>8</i>
3.3.3	<i>Année tarifaire 2007-08.....</i>	<i>9</i>
3.3.4	<i>L'année tarifaire 2008-09 .....</i>	<i>10</i>
3.3.5	<i>L'année tarifaire 2009-10 .....</i>	<i>10</i>
3.4	Le présent dossier .....	11
3.4.1	<i>La période de surplus .....</i>	<i>12</i>
3.4.1.1	Les méthodes prévisionnelles .....	12
3.4.1.2	Les faiblesses de l'approche du Distributeur .....	14
3.4.1.3	L'approche basée sur la modélisation .....	16
3.4.1.4	Les facteurs limitant les revenus de revente .....	21
3.4.1.5	Les coûts évités à court terme selon les prévisions de Synapse.....	27
3.4.2	<i>Les coûts évités à long terme.....</i>	<i>29</i>

3.5	Le traitement de la pointe .....	32
3.6	Conclusions.....	34
<b>4</b>	<b>L'allègement réglementaire.....</b>	<b>37</b>

# 1 Qualifications

## **Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?**

Mon nom est Philip Raphals. Je suis directeur général du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

## **Veillez décrire le Centre Hélios.**

Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en œuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique. Depuis 2005, il produit également des analyses approfondies à l'égard des changements climatiques.

## **Veillez décrire votre expérience professionnelle.**

Mon expérience est résumée dans mon Curriculum vitae. Mes activités professionnelles ont touché à un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ces sujets ont inclus, entre autres, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

## **Avez-vous déjà été reconnu comme témoin expert par la Régie de l'énergie ?**

J'ai témoigné à titre d'expert devant la Régie de l'énergie dans une quinzaine de dossiers depuis 1998.

## **Avez-vous déjà participé à des processus réglementaires dans d'autres juridictions ?**

Aux États-Unis, j'ai participé à quelques dossiers devant la FERC et devant les PUC des États de New York et de l'Hawaï'i. J'ai également préparé un rapport détaillé à la demande du Ministère de ressources naturelles du Québec sur le réglementation en Colombie-Britannique.

## 2 Mandat

**Veillez décrire le mandat que vous a donné le RNCREQ.**

Le RNCREQ m'a demandé de :

1. analyser les coûts évités tels que présentés par le Distributeur dans ce dossier, tenant compte notamment de la décision D-2004-96 ainsi que les changements de contexte qui aurait eu lieu depuis son émission, et
2. de faire des recommandations qui en découlent.

Le RNCREQ m'a également demandé de fournir des informations concernant les pratiques des régulateurs américains à l'égard du processus de demandes de renseignements, dans le cadre du débat sur l'allègement réglementaire.

## 3 Les coûts évités

### 3.1 Contexte et la proposition d'HQD

Les coûts évités sont un élément important dans l'élaboration d'un programme d'efficacité énergétique. Comme la Régie l'a indiqué dans la décision D-2004-96 du dossier R-3519-2003 (p. 14) :

Dans le cadre d'un PGEÉ, les coûts évités sont préalables à l'établissement du potentiel technico-économique d'économie d'énergie et de la sélection des mesures en fonction de leur rentabilité.

Les coûts évités doivent refléter adéquatement la structure et le niveau des coûts à venir pour le Distributeur. En effet, des coûts évités trop élevés peuvent amener le Distributeur à dépenser, pour certains programmes d'économie d'énergie, des sommes supérieures aux gains y étant rattachés. Dans ce cas, de tels programmes auraient un impact tarifaire supérieur à celui anticipé. À l'opposé, des coûts évités trop faibles peuvent mener, si tous les efforts nécessaires en efficacité énergétique ne sont pas réalisés, à des hausses tarifaires.

Le Distributeur présente généralement les coûts évités par classe tarifaire, par usage et pour l'ensemble des usages, par année sur une période de dix ans. Dans chaque catégorie, les coûts évités sont composés de trois valeurs : « fourniture et transport », « transport – charge locale » et « distribution ».

Le coût évité « fourniture et transport » comporte des composantes énergie et puissance. La composante énergie s'exprime en ¢/kWh, et la composante puissance en \$/kW-hiver. De plus, la composante énergie est différenciée entre les heures de pointe et hors pointe.

Les coûts évités « transport – charge locale » et « distribution » sont exprimés en \$/kW-an.

Cette année, le Distributeur propose de fixer les coûts évités en énergie comme suit (HQD-2, doc. 5, p. 5) :

- 2010 à 2015 inclusivement : le prix moyen de revente anticipé de la période, soit 4,8 ¢/kWh<sup>1</sup> ;
- à compter de 2016 : le prix du 2<sup>e</sup> appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation).

Il précise que le prix de revente est celui utilisé dans le dossier R-3704-09, et que la différenciation entre les heures de pointe et les heures hors pointe est maintenue à 1,5¢/kWh.

Dans une lettre transmise à la Régie le 3 septembre 2009, le Distributeur précise que « la méthodologie utilisée pour établir les coûts évités du réseau intégré dans le présent dossier est conforme à celle retenue par la Régie dans la décision D-2004-96 ». Dans cette même lettre, le Distributeur s'oppose au réexamen de cette méthodologie, « puisqu'il s'agirait d'une remise en question prématurée d'une méthode ayant été approuvée récemment, suite à un vaste débat. » Toutefois, dans sa décision procédurale D-2009-117, la Régie a indiqué que la méthodologie de calcul des coûts évités faisait partie des enjeux du présent dossier.

### **3.2 La décision D-2004-96**

La décision D-2004-96 complétait la phase I du dossier R-3519-2004, à savoir la demande d'approbation du budget 2004 du PGEÉ du Distributeur. Dans cette décision, la Régie se prononce sur le traitement des coûts évités.

### 3.2.1 Coût de fourniture et transport

La proposition du Distributeur était de baser le *Coût de fourniture et transport* (ci-après « CFT ») pour les années 2003 et 2004 sur le coût de l'électricité patrimoniale, et celui des années subséquentes sur les coûts de l'électricité post patrimoniale. La Régie a rejeté cette approche, en affirmant que même pour l'année 2004, le Distributeur doit utiliser un indicateur de coût basé sur la valeur de l'électricité « en marge du volume d'électricité patrimoniale », c'est-à-dire le coût de l'électricité post patrimoniale.

Pour le coût de l'électricité post patrimoniale, la Régie a accepté le principe de le baser sur « l'utilisation des prix des soumissions reçues dans le cadre d'appels d'offres », en soulignant que

cette façon de faire est basée sur des prix réels soumis au Distributeur pour des approvisionnements futurs, de base et cyclable. La Régie considère probable que certains soumissionnaires non sélectionnés en 2002 participent à nouveau à des appels d'offres du Distributeur. (p. 15)

Rappelons qu'il semblait évident, à l'époque, que l'A/O 2002-01 serait suivi par d'autres appels d'offres de nature ouverte et ce, dans un avenir rapproché.

Soulignons également que la proposition du Distributeur ne cherchait pas à retenir le prix de la soumission gagnante, mais plutôt la valeur médiane de l'intervalle des coûts des soumissions. Les soumissions étant situées entre 5,7 et 6,5 ¢/kWh, il a proposé d'utiliser 6,1 ¢/kWh pour les coûts évités (p. 5-6). Toutefois, la Régie a plutôt retenu la valeur de 6,5 ¢. Elle a justifié cette décision en mentionnant :

- l'argument de certains intervenants à l'effet que les prix de l'appel d'offres de 2002 puissent être inférieurs à ceux des prochains appels d'offres,
- que certaines soumissions d'HQP proposaient des fournitures provenant d'équipements hydrauliques déjà en place, et
- que le choix d'un coût évité légèrement supérieur à celui proposé par le Distributeur favoriserait l'efficacité énergétique, tout en conservant un impact tarifaire potentiel raisonnable.

Concernant le « signal de coût à la pointe », le Distributeur avait proposé de différencier les coûts évités non pas « selon la pointe d'hiver mais plutôt selon la structure des prix

prévalant sur les marchés limitrophes, soit des heures en pointe de 7h00 à 23h00 pour les jours ouvrables et des heures hors pointe pour le reste de l'année » (p. 6).

Or, la Régie constate que le Distributeur considère ne pas avoir de besoins spécifiques pour des approvisionnements de pointe avant 2011, et elle « estime qu'à partir de cette date, le Distributeur doit réintroduire une différenciation de coût pointe/hors pointe » (p. 16). Elle indique ensuite que (p. 17) :

Des deux approches proposées par les intervenants, la Régie comprend qu'il est plus difficile de se baser sur les prix des marchés limitrophes compte tenu notamment qu'il faut, dans ce cas, évaluer les prix de l'électricité à l'horizon 2011.

L'interprétation à donner à ces lignes n'est pas entièrement claire. Elle fait peut-être référence à la preuve de SÉ/AQLPA, qui avait proposé « d'établir cette différenciation en appliquant aux coûts d'approvisionnements marginaux la méthode d'allocation de coût approuvée par la Régie dans le cadre du dossier R-3477-2001 » (p. 10). Il est toutefois clair qu'elle n'a retenu aucun signal de pointe dans le dossier alors en cours, demandant plutôt au Distributeur « de réintroduire une différenciation du coût pointe/hors pointe à partir de 2011 et plus tôt si la provision de la demande révélait un devancement des besoins de pointes d'ampleur suffisante » (p. 20).

Ainsi, la Régie ne s'est pas prononcée sur la proposition du Distributeur de différencier les coûts évités selon la structure des prix prévalant sur les marchés limitrophes.

Notons finalement que la Régie a exclu le coût de la gestion des aléas climatiques au calcul des coûts évités, et qu'elle n'a pas été convaincue que le Distributeur puisse réduire ses coûts de réserve grâce à ses programmes d'efficacité énergétique (p. 17). Elle a également rejeté la monétisation des GES dans les coûts évités, du moins pour le dossier alors en cours, en soulignant qu'aucun engagement formel n'avait encore découlé de la ratification du protocole de Kyoto ou de l'engagement de Québec d'en respecter les balises. Pour la Régie, le traitement des crédits d'émission de GES demeurerait toujours à définir.

### 3.2.2 Coûts évités de transport et de distribution

La Régie a accepté le traitement des coûts évités de transport et de distribution proposé par le Distributeur. Elle a ainsi exclu certains éléments souvent intégrés ailleurs dans les coûts évités, tel que mentionné dans le rapport d'expert du soussigné<sup>1</sup>, dont notamment :

- la « particularisation des coûts en fonction de certaines régions aux prises avec des besoins spécifiques d'investissement », du moins « pour le moment »;
- la réduction de la facture de transport qui découlerait d'une réduction de la charge à la pointe du Distributeur, en fonction de la méthode utilisée par le Transporteur pour répartir ses revenus;
- les coûts de service à la clientèle, notamment ceux ayant trait aux mauvaises créances;
- les pertes marginales à la pointe, estimée par l'expert de SE/AQLPA à 21,2 % plus élevées que le taux de pertes moyen.

### 3.3 Les dossiers subséquents

Ce survol de la décision D-2004-96, qui résultait d'un « vaste débat » sur les coûts évités, démontre que les décisions prises par la Régie en 2004 se limitaient à certains éléments bien précis et, en plus, avaient une portée temporelle relativement limitée.

Dans les années subséquentes, le Distributeur a en réalité modifié sensiblement sa méthodologie d'établissement des coûts évités, pour refléter le contexte changeant de ses besoins en approvisionnement. Ces modifications n'ont cependant pas fait l'objet d'un débat approfondi. Quoiqu'elles aient toutes été endossées par la Régie, la lecture des décisions de celle-ci démontre que son approbation chaque année portait sur les coûts évités eux-mêmes, plutôt que sur les ajustements méthodologiques employés pour les produire.

L'affirmation précitée de la lettre du 3 septembre du Distributeur démontre de façon éloquente que, malgré les multiples modifications méthodologiques appliquées au fil des

---

<sup>1</sup> Raphals, Philip, *Les coûts évités d'Hydro-Québec Distribution*, R-3519-03, 12 mars 2004.

ans, la décision D-2004-96 demeure le dernier énoncé approfondi de la Régie sur le sujet. Nous comprenons donc que la Régie entend examiner dans le présent dossier le bien-fondé des modifications méthodologiques entreprises depuis D-2004-96.

Dans les sous-sections qui suivent, nous présentons un bref résumé de l'évolution de la méthodologie utilisée par le Distributeur depuis 2004 et des décisions émises par la Régie à son égard.

### 3.3.1 Année tarifaire 2005-06

Dès l'année suivant la décision D-2004-96, dans sa demande d'approbation du budget du PGEÉ (R-3552-04), HQD a modifié légèrement la méthodologie reconnue par cette décision.

Dans ce dossier, HQD maintient l'utilisation du coût évité de 6,5 ¢/kWh à partir de 2006. Toutefois, pour l'année 2005, il utilise une estimation de ses coûts de fourniture sur les marchés à court terme, en fonction des hypothèses déjà articulées dans la cause tarifaire R-3541-04, déposée quelques mois auparavant. De plus, il ajoute un demi-cent à partir de 2011, pour tenir compte du coût de la puissance en hiver.

Le coût évité pour ses fournitures était ainsi de 7,5 ¢/kWh, selon une série d'hypothèses exposées dans la réponse faite à une question de la Régie dans la cause tarifaire<sup>2</sup>.

**Le prix moyen utilisé de 7,5 ¢/kWh par le Distributeur pour établir le coûts des approvisionnement au-delà du volume de l'électricité patrimoniale repose sur une série d'hypothèses portant sur :**

1. les produits envisagés pour combler les besoins additionnels;
2. les volumes requis pour combler les besoins au-delà du volume d'électricité patrimoniale;
3. l'évaluation des prix les plus probables pour l'année 2005.

...

---

<sup>2</sup> R-3541-04, HQD-14, doc. 1, p. 41 à 43.

**3. Prix :**

L'établissement du prix repose sur un prix connu pour un seul des produits et des hypothèses pour ce qui est de l'ensemble des autres produits, incluant le prix associé aux réductions potentielles de quantités.

En effet, le prix du produit 1 (appel d'offres de court terme de 250 MW modulable : AO/CT 250 MW) suite à l'appel d'offres lancé au printemps dernier est le seul prix connu.

Pour les autres produits, les prix ont été établis en considérant la prévision du 13 septembre 2004 des prix à terme sur le marché de New York pointe et hors pointe pour l'année 2005.

...

Compte tenu des nombreuses hypothèses qui y sont rattachées, le prix moyen de 7,5 ¢/kWh doit être pris comme une approximation permettant d'établir sommairement les coûts d'approvisionnement que le Distributeur devrait supporter pour répondre aux besoins de la clientèle québécoise au-delà de l'électricité patrimoniale. Ce prix pourrait en effet varier tant pour des raisons attribuables aux quantités que des prix. Par ailleurs, la montée récente du prix des combustibles démontre la variabilité des prix. À ce stade, le seul élément certain est le prix du premier appel d'offres.

Dans sa décision D-2005-79, la Régie semble ne pas adopter formellement les coûts évités proposés, qui n'ont pas fait l'objet d'un débat élargi. Au contraire, elle fait simplement mention à la page 28 que le Distributeur a « appliqué les coûts évités approuvés par la Régie dans la décision D-2004-96 », passant donc sous silence la nouvelle méthodologie basée sur les hypothèses et approximations mentionnées ci-dessus.

### **3.3.2 Année tarifaire 2006-07**

L'année suivante (R-3584-05), le Distributeur maintient la même approche. Pour l'année 2006 (qui faisait partie du « long terme » l'année précédente), il utilise un coût évité de 8,7 ¢/kWh, basé sur l'appel d'offres de court terme A/O 2005-01. Pour le long terme, il utilise toujours la valeur de 6,5 ¢ fixée par la Régie en D-2004-96.

### 3.3.3 Année tarifaire 2007-08

En 2006, l'étude du budget du PGEÉ est, pour la première fois, intégrée dans la cause tarifaire (R-3610-2006). Au début du document sur les coûts évités, le Distributeur énonce que « Les coûts évités ont été mis à jour selon la méthodologie approuvée par la Régie lors de sa décision D-2004-96.<sup>3</sup> » Le Distributeur énonce ensuite que l'indicateur de coût évité retenu pour l'énergie garantie tout au long de l'année est de 8,3 ¢/kWh<sup>4</sup>:

Ainsi, l'indicateur de coût évité retenu pour l'énergie garantie tout au long de l'année est de 8,3 ¢/kWh pour l'année 2007<sup>1</sup>, qui croît à l'inflation pour les années suivantes. Cet indicateur de coût évité représente les prix de marché pour des produits qui permettent de satisfaire, sur une base ferme tout le long de l'année, les besoins additionnels du Distributeur. Cette approche a déjà été endossée par la Régie (décision D-2004-96), qui « considère que l'utilisation des prix des soumissions reçues dans le cadre d'appels d'offres pour évaluer le coût de l'approvisionnement à la marge est adéquate ».

La source du chiffre de 8,3 ¢ peut être trouvée dans les acétates d'une rencontre technique préalable à l'audience, où on apprend que ce chiffre représente « la valeur associée au dernier contrat de long terme signé par le Distributeur pour de l'énergie éolienne et incluant le prix associé au contrat d'équilibrage »<sup>5</sup>.

Dans la décision D-2007-012, la Régie accepte la mise à jour des coûts évités sans autres commentaires, à la page 106.

Soulignons toutefois que, malgré le fait que, selon le Distributeur, cette mise à jour a été faite « selon la méthodologie approuvée par la Régie lors de sa décision D-2004-96 », elle comporte des divergences importantes par rapport à ladite décision. Le principe adopté en D-2004-96 était de baser les coûts évités sur les *prix des soumissions* du dernier appel d'offres, et non pas sur le prix gagnant, utilisé par le Distributeur. En plus, dans la décision D-2004-96 la Régie s'est donné la discrétion de ne pas adopter ni la

---

<sup>3</sup> R-3610-06, HQD-15, doc. 1, Annexe A, page 11.

<sup>4</sup> Ibid., p. 12.

<sup>5</sup> R-3610-06, HQD-15, doc. 2, Annexe A, page 11.

valeur gagnante ni la valeur moyenne des soumissions, mais de modifier cette dernière valeur en fonction d'autres facteurs, dont notamment l'objectif « de favoriser l'efficacité énergétique, tout en conservant un impact tarifaire potentiel raisonnable » (p. 16).

Par ailleurs, l'utilisation des estimations des prix de marché pour l'année à venir en fonction de différents indicateurs, dont notamment des appels d'offres de court terme, utilisés dans les dossiers R-3552-2004 et R-3584-2005 mais pas dans R-3610-2006, n'a pas non plus fait l'objet d'une approbation de la Régie dans ladite décision. Notons finalement que la différenciation de 1 ¢/kWh entre les heures en pointe et les heures hors pointe est mentionnée ici pour la première fois par la Régie, et semble ne pas avoir fait l'objet d'un débat quelconque.

### **3.3.4 L'année tarifaire 2008-09**

Dans la cause tarifaire 2008-09 (R-3644-2007), HQD ne modifie pas les coûts évités, sauf en augmentant la différenciation pointe/hors pointe de 1 à 1,5 ¢/kWh<sup>6</sup>. Il mentionne pour la première fois l'existence d'un surplus, et le fait que la revente des surplus se fait à des prix généralement en deçà des coûts évités. La Régie les accepte (D-2008-024, pages 130-131), tout en demandant au Distributeur de faire le point « sur la question des coûts évités et les ajustements qui pourraient s'imposer » à la prochaine cause tarifaire.

### **3.3.5 L'année tarifaire 2009-10**

En R-3677-2008, le Distributeur fait plusieurs modifications :

- À partir de 2012, il base ses coûts évités à long terme sur « la valeur » du 2<sup>e</sup> appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante)
- Avant 2012, il base ses coûts évités sur le « prix de l'énergie sur les marchés de court terme pour la période 2009 à 2011 », qu'il fixe en fonction du prix de revente anticipé pour l'année 2009, soit de 7,1¢/kWh, appliqué à la période 2009 à 2011<sup>7</sup>. Selon sa preuve, les transactions de court terme prévues pour 2009

---

<sup>6</sup> R-3644-07, HQD-14, doc. 3, p. 90.

<sup>7</sup> R-3677-08, HQD-14, doc. 1, Annexe D, p. 45.

incluent des achats de 529 GWh à un prix estimé de 95,44\$ /MWh ainsi que des reventes de 468 GWh à un prix estimé de 70,95\$/MWh<sup>8</sup>. Le choix de fixer les coûts évités en fonction des reventes à court terme uniquement n'est pas expliqué, ni l'hypothèse que le prix estimé pour 2009 peut s'appliquer sur trois ans.

Remarquons que, comme l'année auparavant, la preuve du Distributeur ne fait plus référence à la décision D-2004-96. Avec raison, étant donné que les principes qui les sous-tendent, tant l'estimation des coûts évités à court terme que ceux à long terme, ne sont pas les principes endossés par la Régie en D-2004-96.

### **3.4 Le présent dossier**

Comme noté auparavant, le Distributeur propose de fixer les coûts évités en énergie comme suit (HQD-2, doc. 5, p. 5) :

- 2010 à 2015 inclusivement : le prix moyen de revente anticipé de la période, soit 4,8 ¢/kWh<sup>1</sup> ;
- à compter de 2016 : le prix du 2<sup>e</sup> appel d'offres d'énergie éolienne, soit 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation).

Il précise que le prix de revente est celui utilisé dans le dossier R-3704-09, et que la différenciation entre les heures de pointe et les heures hors pointe est maintenue à 1,5¢/kWh.

Soulignons que, malgré le fait que le Distributeur cite sa preuve de R-3704-2009 pour son bilan<sup>9</sup>, ce bilan ne tient pas compte des conclusions recherchées et ultimement obtenues dans ce même dossier. Notons toutefois que, même si la suspension du contrat TCÉ accordée par la Régie dans sa décision D-2009-125 affecte grandement les volumes à transiger avec les réseaux voisins dans les années à venir, elle n'aura probablement pas l'effet de ramener le prochain appel d'offres général beaucoup plus tôt. L'analyse qui suit se base sur la preuve au dossier.

Dans les prochaines sections, nous examinerons chacun de ces trois éléments.

---

<sup>8</sup> R-3677-08, HQD-2, doc. 2, p. 21.

<sup>9</sup> HQD-13, doc. 9, p. 6 (R3.1) .

### 3.4.1 La période de surplus

Pendant la période où HQD prévoit un surplus à revendre, il propose d'utiliser pour le coût évité en énergie une valeur basée sur son prix prévu de revente, soit de 4,8 ¢/kWh<sup>10</sup>.

Dans la section 3.4.1.1, nous présentons en détail la méthode utilisée par le Distributeur pour établir cette valeur. Dans la section 3.4.1.2, nous analysons les faiblesses de cette approche. Dans la section 3.4.1.3, nous expliquons une approche alternative, basée sur la modélisation des marchés. En section 3.4.1.4, nous formulons des commentaires sur les résultats sur lesquels se basent ces prévisions, tout en explorant certains facteurs ayant tendance à limiter les revenus de revente et en formulant quelques recommandations. Finalement, en section 3.4.1.5, nous estimons les coûts évités pour cette période selon les prévisions présentées en section 3.4.1.3.

#### 3.4.1.1 Les méthodes prévisionnelles

Dans une réponse aux questions du RNCREQ, HQD précise qu'il s'agit de la même méthodologie utilisée en R-3677-08<sup>11</sup>. Comme noté auparavant, dans le dossier R-3677-08, HQD avait pour la première fois utilisé un prix de revente anticipé pour estimer ses coûts évités en énergie de court terme. L'estimation de 7,1 ¢/kWh se basait sur les prix à terme (« forward ») en date du 1<sup>er</sup> mai 2008.<sup>12</sup>

Rappelons que lorsque HQD a commencé à utiliser les prix à terme comme indicateur de ses coûts évités en énergie, il a exprimé plusieurs réserves, notamment par rapport à l'incertitude de l'estimation<sup>13</sup>. Toutefois, il était reconnu qu'un tel prix représentait, en fait, la prévision « du marché » sur les prix pour l'année calendrier à venir. Le bien-fondé d'une méthode qui étend une telle valeur sur trois ans, comme le Distributeur l'a fait en R-3677-2008, n'a jamais été démontrée.

---

<sup>10</sup> HQD-2, doc. 5, p. 5.

<sup>11</sup> HQD-13, doc. 9, p. 7.

<sup>12</sup> R-3677-08, HQD-2, doc. 2, p. 25.

<sup>13</sup> Voir note 2 ci-dessus.

En réalité, la méthodologie appliquée dans le présent dossier représente encore une fois, à cet égard, une modification par rapport à celle utilisée en R-3677-2008. Dans ce dernier dossier, le prix anticipé de revente était pris des contrats à terme pour l'année 2009, et maintenu constant pendant trois ans. Dans le présent dossier, par contre, la valeur de 4,8 ¢/kWh proposé par HQD est en réalité la moyenne des valeurs prévisionnelles pour les années à venir<sup>14</sup>.

Dans la preuve en R-3704-2009, des revenus unitaires prévisionnels des reventes sont établis pendant 11 ans, de 2010 à 2020 inclusivement. La valeur de 4,8 ¢/kWh représente la moyenne des valeurs prévisionnelles pour les années 2010 à 2015, comme suit<sup>15</sup> :

**Tableau 1.**

2010	2011	2012	2013	2014	2015
46,90	47,68	47,97	48,11	48,54	49,44

Or, quelle serait la méthodologie pour déterminer ces prix de revente prévisionnels? Le document fourni en référence ne donne aucune explication et, étant donné qu'il s'agissait d'un document produit en réponse à une DDR, il n'y avait pas d'occasion de poser d'autres questions. Toutefois, en calculant le taux d'augmentation annuelle d'année en année, on obtient les résultats suivants :

**Tableau 2.**

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
46,90	47,68	47,97	48,11	48,54	49,44	50,45	51,55	52,76	53,98	55,27
	1,7%	0,6%	0,3%	0,9%	1,9%	2,0%	2,2%	2,3%	2,3%	2,4%

Il semble donc qu'HQD ait utilisé les prix à terme pour l'année 2010 en les augmentant par l'inflation présumée d'année en année, jusqu'en 2020.

À notre avis, il s'agit d'une méthodologie simpliste, qui n'a aucune valeur probante quant aux prix futurs. En l'utilisant, le Distributeur fait abstraction des perturbations colossales vécues par les marchés financiers et énergétiques en 2008-09 ainsi que la problématique de leurs conséquences à moyen et long terme. De présumer simplement que les prix

---

<sup>14</sup> Pour son bilan ainsi que ses revenus de revente, le Distributeur nous renvoie à sa preuve au dossier R-3704-09 (HQD-13, doc. 9, p. 4 (R2.1) et p. 6 (R3.1).

<sup>15</sup> R-3704-09, HQD-1, doc. 1, p. 20.

actuels vont croître au rythme de l'IPC pendant les onze prochaines années est une hypothèse peu réfléchie et peu sérieuse.

### **3.4.1.2 Les faiblesses de l'approche du Distributeur**

Le Distributeur a raison quand il suggère que, dans le court terme, ce sont les marchés externes qui fournissent le signal de prix pour les coûts évités. Pendant des années de surplus massifs, toute réduction de la demande au Québec mènera inévitablement à des ventes accrues sur ces marchés. De la même façon, toute augmentation de demande mènera à une diminution de ces ventes.

Toutefois, l'estimation des prix de ces marchés est un problème de taille. À cela s'ajoute le fait que, lorsque le bilan d'HQD est moins déséquilibré, celui-ci se trouve à vendre et acheter sur ces mêmes marchés, à différents moments de l'année, comme ce fut le cas en 2008 et comme cela est actuellement prévu pour 2009<sup>16</sup>. Dans une telle situation, un kWh économisé à une heure donnée peut s'ajouter aux exportations de court terme, tandis qu'un kWh économisé à une heure différente peut avoir la conséquence de diminuer les importations de court terme. Étant donné l'écart important entre ces deux valeurs – du moins, selon la preuve d'HQD –, le choix entre ces deux indicateurs (prix d'achat et prix de vente) aura des implications significatives sur les coûts évités qui en résulteraient.

Comment estimer les prix futurs des marchés voisins? Premièrement, il importe de souligner la volatilité de ces marchés. Le tableau suivant, qui résume les prix moyens d'achat et de vente d'HQD sur ces marchés selon la preuve au présent dossier, pour les années 2008 (réel), 2009 (réel et prévisionnel) et 2010 (prévisionnel), démontre que la prévision du prix de revente prévoit une chute, passant de 80,52 \$/MWh en 2008 à 31,23 \$/MWh en 2010<sup>17</sup>.

Tableau 3.

	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
<b>Prix d'achat</b>	82,75	88,96	58,18
<b>Prix de revente</b>	80,52	29,4	31,23

<sup>16</sup> HQD-13, doc. 1, p. 41 et 42, Tableau R-17.1-A et B.

<sup>17</sup> HQD-13, doc. 1, pages 41 à 43, Tableaux R-17.1-A à C.

Cette volatilité se trouve également à l'égard des prévisions faites à différents moments pour la même année. Ainsi, le tableau suivant, qui compare les prix moyens d'achat et de vente d'HQD pour l'année 2009 selon les prévisions du dossier tarifaire 2009-10 (R-3677-2008) et celles du présent dossier, démontre que **le prix estimé de revente pour l'année 2009 a chuté de 70,95 \$/MWh à 29,40 \$/MWh, entre juillet 2008 et juillet 2009.**

Tableau 4.

	2009	2009
	R-3677 <sup>18</sup>	R-3708 <sup>19</sup>
<b>Prix d'achat</b>	95,44	88,96
<b>Prix de revente</b>	70,95	29,40

En fait, la volatilité des prix à terme est bien connue. Dans une brochure publicitaire du NYMEX, on explique pertinemment que l'électricité est une commodité convenable pour *futures trading* précisément parce que ses prix sont volatils :

Electricity lends itself to futures trading because it meets the three broad criteria needed for successful futures markets: **prices are volatile**, there is a large, diverse universe of buyers and sellers, and the physical product is fungible<sup>20</sup>.

Cette volatilité devient évidente si l'on regarde l'évolution dans le temps de la valeur d'un même contrat à terme. À titre d'exemple, le graphique suivant démontre l'évolution pendant la dernière année du prix du contrat pour NYISO – Zone A de décembre 2010<sup>21</sup>. On constate que son prix a chuté de 68 \$ à 48 \$ en l'espace d'un an, ayant connu des seuils encore plus bas en avril et en juillet.

<sup>18</sup> HQD-5, doc. 1, p. 10, Tableau 6.

<sup>19</sup> HQD-13, doc. 1, pages 42, Tableaux R-17.1-B.

<sup>20</sup> NYMEX Energy Complex, p. 16. [www.nymex.com/media/EnergyComplex.pdf](http://www.nymex.com/media/EnergyComplex.pdf)

<sup>21</sup> Source : [www.profitquotes.com](http://www.profitquotes.com)



Il est clair que la valeur de ce contrat dépend surtout de la date à laquelle la cotation est prise. Fixer les coûts évités en fonction de la valeur du contrat à terme à une date donnée (choisie en fonction de la préparation du dossier tarifaire) devient donc un exercice quasiment aléatoire, sans aucune robustesse.

### **3.4.1.3 L'approche basée sur la modélisation**

Depuis le début de cette décennie, un consortium composé d'une vingtaine de services publics de la Nouvelle Angleterre mandate tous les deux ans des consultants pour préparer une prévision à long terme des marchés énergétiques du Nord-Est américain, afin d'établir les coûts évités dans la région. Ces coûts évités sont utilisés par chacune de ces sociétés dans l'élaboration et l'analyse de ses programmes d'efficacité énergétique.

Depuis la restructuration du marché d'électricité régional sur une base concurrentielle, ces coûts évités ne sont plus basés sur des estimations des coûts futurs de production d'électricité, mais plutôt sur des prévisions des prix de marché futurs. À l'exception de l'étude de 2005, préparée par ICF Consulting, l'ensemble de ces études ont été préparé par Synapse Energy Economics Inc., de Cambridge (Massachusetts).

Les commanditaires de cette étude, regroupé sous le vocable «Avoided Energy Supply Component (AESC) Study Group», incluent un grand nombre de services publics du Massachusetts, du New Hampshire, du Vermont, du Rhode Island, du Connecticut et du Maine. Plus précisément, les sociétés commanditaires comptent parmi elles : Berkshire Gas Company, KeySpan Energy Delivery New England (Boston Gas Company, Essex

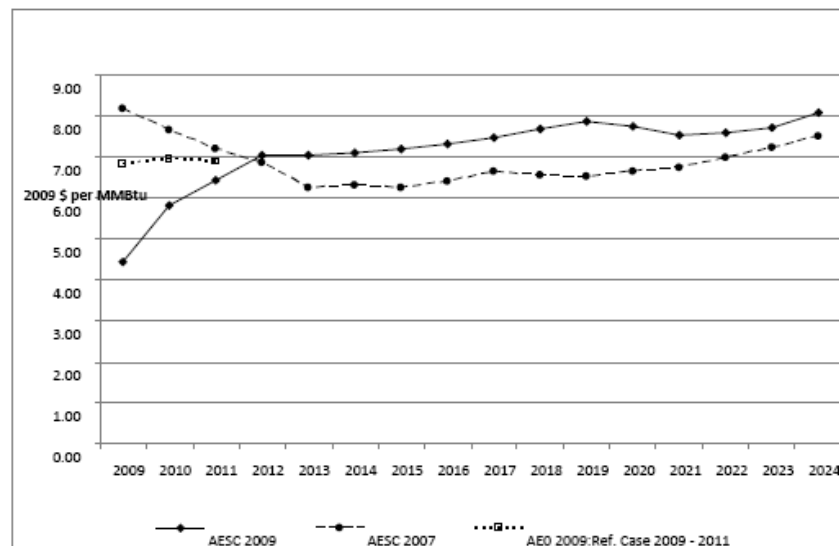
Gas Company, Colonial Gas Company, et EnergyNorth Natural Gas, Inc.), Cape Light Compact, National Grid USA, New England Gas Company, NSTAR Electric & Gas Company, New Hampshire Electric Co-op, Bay State Gas and Northern Utilities, Northeast Utilities (Connecticut Light and Power, Western Massachusetts Electric Company, Public Service Company of New Hampshire, et Yankee Gas), Unitil (Fitchburg Gas and Electric Light Company et Unitil Energy Systems, Inc.), United Illuminating, Southern Connecticut Gas et Connecticut Natural Gas. D'autres membres du groupe incluent les États du Maine et du Vermont, Connecticut Energy Conservation Management Board, Massachusetts Department of Public Utilities, Massachusetts Division of Energy Resources, Massachusetts Low-Income Energy Affordability Network (LEAN) ainsi que d'autres ONG de cet État, New Hampshire Public Utilities Commission, et la Rhode Island Division of Public Utilities and Carriers.

Il importe de souligner que les prévisions se basent sur une modélisation détaillée des marchés de gaz naturel et d'électricité. Les prix prévus représentent le *market clearing price* pour chaque région, qui tient compte implicitement des coûts de production et de congestion ainsi que des pertes de transport à la marge. Ces prix sont fournis pour 14 régions de la Nouvelle-Angleterre.

Le temps ne permet pas d'entrer en détail dans la méthodologie ni les résultats de cette étude volumineuse. En voici toutefois un sommaire rapide :

- Le prix de l'électricité étant fortement lié au prix du gaz naturel, la prévision découle en grande partie des prévisions du prix du gaz. Les prévisions de cette étude, développées en tenant compte notamment des prévisions du EIA, se trouvent dans le prochain graphique, comparé aux prévisions de l'étude antérieure et de la Energy Information Administration (Annual Energy Outlook).

Exhibit 1-11: Comparison of Henry Hub Gas Price Forecasts



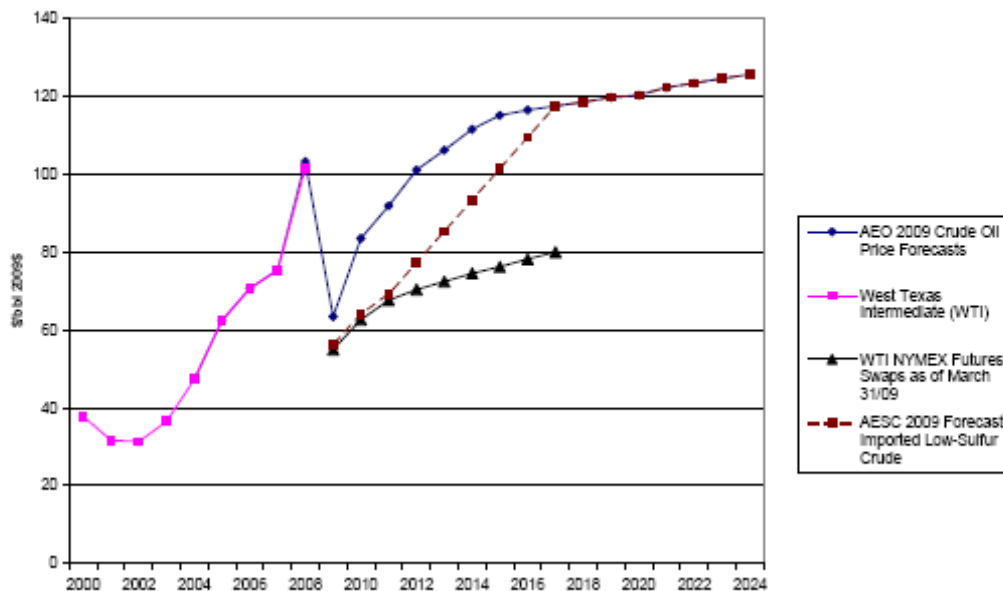
Il est intéressant de noter que, malgré des différences importantes dans le court terme, les prévisions courantes ressemblent en grandes lignes à celles de 2007, en étant même plus élevées à partir de 2013. Sa prévision de 2009 reflète celle de la même année de l'EIA, qui repose en grande partie sur les coûts de la production de gaz de source non conventionnelle, soit de *shale gas* et de *tight sand gas*. Synapse considère que c'est le prix complet de production de *shale gas* qui est à la marge aux Etats-Unis, et que fixeront les prix du marché<sup>22</sup>.

- Les prévisions du prix du pétrole sont également un intrant important. Les prévisions de Synapse se basent, pour le court terme, surtout sur les prix des contrats à terme, et dans le long terme, aux prévisions de l'EIA basées sur l'équilibre offre-demande. Notons que les prévisions de Synapse, tout comme celle de l'AEO, prévoient un retour à des prix assez élevés d'ici trois ou quatre ans.

22

Synapse, p. 3-12.

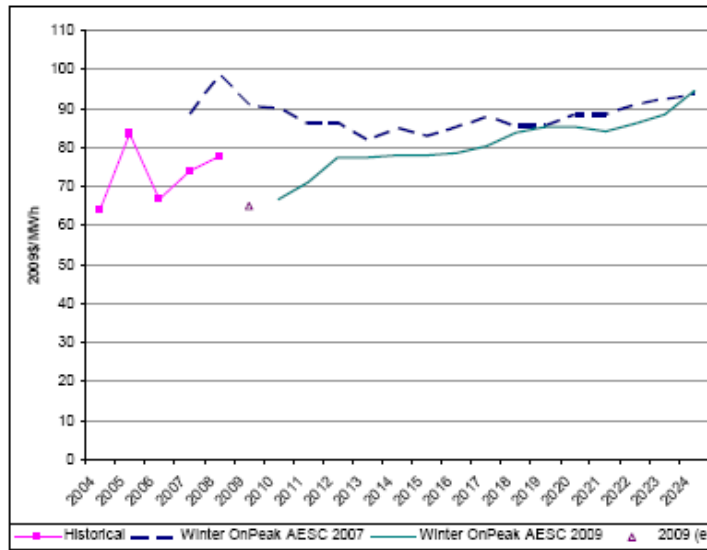
Exhibit 1-15: Low-Sulfur Crude Actual and Forecast (2009 dollars per bbl)



- Les prévisions des prix d'électricité couvrent quatre catégories de ventes — pointe et hors pointe, été et hiver<sup>23</sup>. Le graphique suivant indique les coûts évités pour le Massachusetts jusqu'en 2024, selon les résultats des modèles. Ces prévisions font donc état d'une reprise assez rapide, entre 2010 et 2012, suivi par une légère tendance à la hausse, en dollars constants, jusqu'en 2019. Les valeurs sont indiquées en dollars constants de 2009.

<sup>23</sup> La période de pointe est définie comme de 6h à 22h de lundi à vendredi; l'été inclut les mois de mai à août.

**Exhibit 6-11: Historical and AESC Forecasts–Winter On-Peak Prices**



- Les différences les plus importantes entre les résultats de cette étude et de l'étude précédente se trouvent dans les années 2010 à 2012, d'une part, et dans les prix à la pointe, où l'on dénote une réduction significative à long terme.

**Exhibit 6-16: Levelized Cost Comparison for Central Massachusetts 2010-2024 (2009\$/MWh)**

	Winter Peak Energy	Winter Off-Peak Energy	Summer Peak Energy	Summer Off-Peak Energy
AESC 2009	81.0	66.3	80.2	62.0
AESC 2007	87.3	64.0	94.2	63.3
% Difference	-7.2%	3.3%	-14.8%	-2.0%

Il importe de souligner l'écart important entre les prévisions énoncées dans l'étude de Synapse et celles du Distributeur. La prévision du Distributeur, en dollars courants (Tableau 2 ci-dessus) augmente au taux de l'inflation, et donc constituent des prix stables en dollars constants. Les prévisions de Synapse, au contraire, prévoient une augmentation de presque 50 % en termes réels, d'ici 2024.

Rien ne garantit que la prévision de Synapse est juste, et le Distributeur est en droit d'utiliser la prévision qu'il considère la mieux fondée. Toutefois, celle de Synapse, basée

sur des prévisions du marché de gaz naturel et son transport, ainsi que sur une modélisation détaillée du système électrique, est *à priori* beaucoup plus crédible que la ligne droite tirée par le Distributeur.

À notre avis, le Distributeur a besoin d'adopter une prévision des marchés d'électricité du nord-est américain, soit celle de Synapse ou une autre prévision qu'il considère supérieure. Cette même prévision sera aussi utile, voire nécessaire, pour la prévision des coûts évités à long terme, comme nous le verrons dans la section 3.4.1.5.

#### **3.4.1.4 Les facteurs limitant les revenus de revente**

Mis à part le débat sur la meilleure façon de prévoir les futurs prix des marchés externes, il y a lieu également de se questionner sur les écarts entre ces prix et les revenus de revente d'HQD, tant réels que prévisionnels. Étant donné que le bilan du Distributeur indique qu'il aura des surplus à revendre pendant plusieurs années, il est important de s'assurer qu'il obtiendra pleine valeur pour ses ventes, non seulement afin de fixer les coûts évités mais aussi pour protéger les intérêts de l'ensemble des consommateurs.

Les activités de revente d'HQD en 2008 ont rapporté en moyenne 71,42\$/MWh<sup>24</sup>. Dans cette même année, les exportations d'HQP ont produit des revenus moyens de 9,8 ¢/kWh<sup>25</sup>, soit 37,2 % de plus.

Cet écart important s'explique sans doute par plusieurs facteurs. D'une part, HQD a moins de flexibilité qu'HQP dans le choix du moment pour ses ventes. D'autre part, il semble clair que sa stratégie de ventes n'a pas la même sophistication que celle de la division Production.

Le sommaire des reventes présenté dans la preuve d'HQD démontre que la vaste majorité de ces ventes en 2008 (plus de 99 %) consistait en des transactions bilatérales. Pourtant, au mois de décembre, le seul mois où HQD a fait des ventes dans le Day-Ahead Market (DAM), le revenu unitaire pour ces ventes excédait celui des transactions bilatérales par

---

<sup>24</sup> HQD-5, doc. 1, Annexe A, p. 17, Tableau A-3.

<sup>25</sup> Hydro-Québec, Rapport annuel 2008, page 10.

12.4% (70,91 \$/MWh vs 63,10 \$/MWh)<sup>26</sup>. Il serait pertinent de regarder plus en détail les avantages et les inconvénients de ces deux approches.

Une autre piste de réflexion sur les reventes concerne la congestion et ses conséquences sur les prix du marché. L'examen par la FERC d'une plainte déposée contre Hydro-Québec par la firme américaine DC Energy (EL07-67-000) fournit un éclairage important sur cette question fort complexe. Rappelons que la FERC a complètement blanchi Hydro-Québec des accusations de DC Energy, en affirmant que les transactions visées n'avaient aucun aspect frauduleux. Toutefois, le rapport technique de la FERC<sup>27</sup> explique en détail certaines stratégies utilisées par HQP pour maximiser ses profits face à la concurrence accrue qui représente les ventes d'HQD et/ou de ses intermédiaires. Ce rapport fait état d'une enquête approfondie menée par la FERC, qui comportait l'examen détaillé de l'ensemble des transactions en question ainsi que des dépositions des hauts dirigeants d'HQP.

On y apprend, par exemple, que HQP a réagi rapidement lorsque la Régie a ordonné à HQD de vendre 600 MW via un processus compétitif en février 2007.

In February 2007, the Régie de l'énergie du Québec (Regie or Canadian authorities) required HQD to sell 600 MW via a competitive process. HQ Energy concluded that this development would increase further the competition for transmission into NYISO at Zone M. Accordingly, HQ Energy sought to expand its TCC holdings to further hedge its congestion risk associated with this increased potential for competition. The decision of the Regie was made public to all market participants at the same time; HQ Energy had no advance notice of the fact that export volumes from Quebec to NYISO might increase by as much as 600 MW.<sup>28</sup>

Le rapport explique qu'à partir de ce même moment (février 2007), HQP a modifié sa stratégie commerciale. Auparavant, il avait utilisé une stratégie de *price discovery* pour fixer les prix de l'énergie offerte au marché new-yorkais. Cette stratégie consiste à offrir l'énergie à des prix légèrement en dessous des prix prévus pour le marché horaire. En

---

<sup>26</sup> HQD-5, doc. 1, Annexe A, p. 17, Tableau A-3.

<sup>27</sup> FERC, Enforcement Staff Report, Non-Public Investigation into DC Energy's Allegations of Market Manipulation by HQ Energy in the New York Independent System Operator Energy and Transmission Congestion Contract Markets, September 29, 2008, Docket No. EL-07-67-000.

<sup>28</sup> Ibid., p. 4.

cas de congestion (qui empêcherait la rétention de l'ensemble de blocs), cette approche garantirait néanmoins un prix similaire au prix du marché pour les blocs retenus.

Historically, HQ Energy offered energy in Zone M trying to approximate the NYISO Reference Price. This strategy, known as “price-discovery” bidding, was employed by HQ Energy through early 2007. Under this commercial strategy, substantial blocks of energy are bid at a price that is estimated to be slightly below the anticipated price at the NYISO Reference Bus. If there is no congestion, all such offers will be accepted and the price will equal the NYISO Reference price. If there is congestion, however, the price will be set by the bid for such blocks, which will approximate the NYISO Reference price. Overall, this strategy can be expected to result in little or no congestion. This approach to earning the NYISO Reference price was possible when it was relatively unlikely that other suppliers would bid to sell additional volumes at Zone M. Without competitors, HQ Energy could predict with near certainty how much energy it could offer into NYISO before reaching the 1,500 MW transmission limit into NYISO. Exceeding the 1,500 MW limit would, of course, cause congestion.<sup>29</sup>

Le rapport de la FERC explique pourtant qu'en réponse à la décision de la Régie, HQP a modifié sa stratégie de deux façons : par l'achat des *transmission congestion contracts* (TCC) pour fournir un *hedge* contre toute congestion sur le chemin vers New York, et par l'abandon de *price-discovery bidding*, en faveur de *price-taker bidding*, où un fournisseur fait ses offres selon ses coûts marginaux, sachant qu'il recevra le *market clearing price*.<sup>30</sup>

In April 2007, the 600 MW offered by HQD pursuant to the Regie decision should have made plain to all market participants that the congestion at Zone M may increase because the marketers acquiring the 600 MW may elect to sell that power into NYISO. Acting in response to the risk of increased congestion, and in line with its long-standing plan to export additional power into NYISO, HQ Energy commenced purchasing additional TCCs as a hedge but did not buy them all at once in April 2007. Rather, HQ Energy purchased TCCs incrementally beginning in October 2006. HQ Energy brought its holdings of TCCs up to 1500 MW only after it learned of the Regie's decision, a market development requiring HQD to sell 600 MW and that logically could add to the Zone M to Zone E congestion.

HQ Energy bid energy as a price-taker at Zone M in April 2007. HQ Energy's bids were consistent with the LBMP model employed by NYISO and explicitly

---

<sup>29</sup> Ibid., pages 10-11 (notes omies).

<sup>30</sup> “Staff found no evidence that HQ Energy was selling its energy below cost. Rather, HQ Energy was offering energy at its marginal cost, which for a hydroelectric facility can be low in relation to the marginal costs of gas or coal facilities. ... The NYISO market, by way of Locational Based Marginal Pricing, operates under a Commission-approved structure whereby market participants are encouraged but are not required to bid their marginal cost of production – that is, to be price-takers.” (Ibid., p. 4)

contemplated by the Commission. HQ Energy's April 2007 offers did have the effect of increasing congestion from Zone M to the NYISO Reference Bus during peak hours. As a result, the price differential between Zone M and the Reference price also increased during peak hours. As the holder of the other side of some of HQ Energy's TCCs, DC Energy was obligated to pay this price differential (payments estimated by DC Energy of approximately \$2 million over the time period covered by its complaint).<sup>31</sup> (nos soulignés)

Ce passage explique que la nouvelle stratégie commerciale d'HQP avait l'effet d'augmenter le différentiel de prix entre Zone M (l'interface HQ) et le prix de référence (du NYISO), c'est-à-dire qu'il faisait baisser le prix à la Zone M. Toutefois, cela n'a aucunement réduit les revenus totaux de HQ Energy, parce que la différence était couverte par les TCC. Il a, par contre, réduit sensiblement les revenus d'autres entités qui vendaient à la Zone M, dont notamment HQD.

À la lumière de ce rapport, il n'est pas surprenant que les revenus des ventes en exportation d'HQP soient beaucoup plus élevés que ceux de son compétiteur HQD. L'affidavit déposé par David Patton, Ph.D., qui agit comme Independent Market Advisor au New York Independent System Operator (NYISO), offre une analyse encore plus pertinente. Rappelons que, les transactions en question ayant eu lieu à New York, la NYISO en a une connaissance directe.

Le Dr Patton analyse les incitatifs pour HQP lorsqu'il détient et lorsqu'il ne détient pas des TCC. En l'absence de TCC, il conclut qu'HQP a intérêt à éviter la congestion à l'interface de Chateauguay.

When it does not own TCCs HQ has an incentive to avoid causing congestion when it imports power into New York. When economic energy transactions exceed the available transmission capability at the Chateauguay Interface, congestion arises in the form of a lower price at the Proxy Generator Bus (and, hence, lower payments for the imported power).<sup>32</sup>

Quand HQP détient une quantité importante de TCC, par contre, les incitatifs changent.

When the amount of TCCs that HQ owns sourcing at the Chateauguay Interface exceed the Import or overall capability of that interface to bring power into New York, it substantially alters HQ's incentives. HQ's profit is equal to the profit

---

<sup>31</sup> Ibid., p. 18 (notes omies).

<sup>32</sup> Affidavit of David B. Patton, Ph.D. FERC Docket No. EL07-67-000, Comments of the New York State System Operator, p. 7, para. 21.

from energy transactions scheduled into New York (i.e. the quantity of flows times the difference between the LBMP at the appropriate Chateauguay Proxy Generator Bus and the marginal cost of generation in Quebec) plus the payment/charge associated with the Import or Wheel-Through TCCs sourcing at the Chateauguay Interface (i.e. the quantity of TCCs times the difference between the LBMP at the sink location and the LBMP at the appropriate Chateauguay Proxy Generator Bus). When the LBMP at the corresponding Chateauguay Proxy Generator Bus declines due to congestion, it reduces the profit from energy transaction flows between control areas, but increases the profit from TCCs sourcing at the Chateauguay Interface.<sup>33</sup> (nos soulignés)

Il conclut que cette congestion ferait tort non seulement à ceux qui détiennent les TCC contresens sur le même chemin (DC Energy), mais aussi à tout participant du marché qui essaye de vendre de l'électricité à New York via Chateauguay, dont HQD :

In both of the cases above, the additional congestion caused by HQ harms market participants that (i) own counterflow TCCs that sink at the congested Proxy Generator Bus(es) at the Chateauguay Interface or (ii) contract to sell power into New York from the congested Proxy Generator Bus(es) at the Chateauguay Interface.<sup>34</sup>

Il ajoute cependant que cette situation est bien connue et n'enfreint aucunement les règles du marché.

Dans ses propres commentaires, le NYISO affirme, encore une fois, que la plainte de DC Energy était sans fondement. Il précise toutefois que les comportements identifiés peuvent soulever des préoccupations parmi les autres entités qui peuvent vouloir exporter de l'électricité du Québec vers New York, en suggérant que les régulateurs canadiens (à savoir, la Régie) auraient avantage à y réfléchir.

DC Energy's Amendment raises concerns regarding the entities that purchased power in the HQ Control Area for import to New York. Such issues should be considered by Canadian regulators in the first instance, as they may affect both HQ Distribution's prospective ability to find third parties that are willing to purchase power that is made available for import to New York and the price HQ Distribution receives for such power.<sup>35</sup> (nos soulignés)

---

<sup>33</sup> Ibid., p. 9, para. 26.

<sup>34</sup> Ibid., p. 11.

<sup>35</sup> NYISO, Comments of the New York State System Operator, FERC Docket No. EL07-67-000, p. 4.

Il ajoute qu'il est d'accord avec DC Energy que les gestes d'Hydro-Québec peuvent avoir un impact négatif à l'égard d'HQD dans ses efforts futurs de vendre ses surplus.

The NYISO agrees with DC Energy<sup>22</sup> that HQ Energy's actions may depress the offers its affiliate HQ Distribution may receive in response to future CFTs (if any are conducted), but that may be the case because the third-party suppliers will better understand the congestion-related risks associated with importing power to New York at Chateaugay and recognize the need to include in their CFT offers a margin to either (a) cover the cost of acquiring appropriate TCCs in New York, so that they will possess the same congestion hedge as HQ Energy, or (b) compensate for the risk of holding a position in New York that does not include a hedge against congestion.<sup>36</sup> (nos soulignés)

Ces documents démontrent sans équivoque la pente que HQD doit monter pour réussir dans les ventes de ses surplus. Il fait face à un concurrent — HQP — qui défend avec acharnement son marché, et qui utilise des outils sophistiqués pour nuire à ses concurrents, dont le Distributeur.

Il était évident dès le départ que le Distributeur n'avait pas les mêmes outils de *trading* qu'HQP, et qu'il serait donc illusoire de s'attendre à ce qu'il obtienne les mêmes résultats. Il est cependant étonnant de voir jusqu'à quel point ces outils ont été déployés par HQP à l'encontre des intérêts d'HQD et de ses consommateurs. Est-il vraiment dans l'intérêt public qu'Hydro-Québec Production, au nom de son actionnaire et des citoyens et contribuables québécois, poursuive une stratégie commerciale qui nuit directement aux intérêts d'Hydro-Québec Distribution et donc à ceux des mêmes citoyens québécois à titre de consommateurs d'électricité ?

La Régie a abordé la question de l'efficacité de la revente des surplus d'HQD en R-3704-2009, et conclut ainsi<sup>37</sup> :

[64] Le fait que le Distributeur ne soit pas un participant direct sur les marchés limitrophes de court terme et que le Producteur soit particulièrement actif dans ces marchés restreint, de toute évidence, la marge de manœuvre du Distributeur au plan de la revente de ses surplus d'électricité sur les mêmes marchés. Cela peut occasionner des coûts supplémentaires d'approvisionnement en électricité au Distributeur.

---

<sup>36</sup> Ibid., p. 12.

<sup>37</sup> Décision D-2009-125.

[65] D'autre part et d'un point de vue socio-économique plus global, les activités non réglementées du Producteur dans les marchés limitrophes apportent, il faut le reconnaître, des avantages non négligeables à l'économie du Québec.

[66] Néanmoins, même si le Distributeur n'a pas comme mission de faire de la revente d'électricité en dehors du Québec, le fait que la situation de surplus perdure doit l'amener à revoir son rôle et ses outils à cet égard. La Régie est consciente que le Distributeur devra faire preuve de créativité pour tirer son épingle du jeu dans le contexte de marché évoqué plus haut. Vu l'ampleur des volumes qu'il a à transiger, le Distributeur devrait chercher à accroître sa participation sur les marchés de court terme, favorisant ainsi l'émergence d'un marché plus ouvert. (nos soulignés)

Vue les outils et stratégies employés par HQP contre ses concurrents, dont HQD, il nous semble illusoire que le Distributeur manque simplement de créativité pour tirer son épingle de jeu. À notre avis, la véritable solution requiert, encore une fois, une entente entre HQD et HQP, selon laquelle HQP accepterait de vendre les surplus d'HQD. Son prix d'achat pourrait être fixé *ex post*, en fonction des résultats réels d'HQP, moyennant un frais de courtage, bien sûr. De cette manière, les capacités extraordinaires d'HQP de valoriser les marchés externes seraient mises au service de l'ensemble des Québécois à titre de contribuables et de consommateurs, plutôt que d'avantager l'un au dépens de l'autre.

Il va de soi que la Régie ne peut imposer une telle solution.

#### **3.4.1.5 Les coûts évités à court terme selon les prévisions de Synapse**

À la section 3.4.1.1, nous avons indiqué les calculs utilisés par le Distributeur pour fixer ses coûts évités à court terme. Le Tableau 1 à la page 14 indique les valeurs qu'il utilise pour les années 2010 à 2015 inclusivement, d'où il tire une moyenne.

Le Tableau 5 ci-dessous indique les coûts prévus de l'électricité sur le marché du gros à Vermont pour ces mêmes années, selon l'étude de Synapse, en dollars constants de 2009, par MWh, ainsi qu'une moyenne pondérée (en fonction du nombre d'heures pour chaque catégorie) pour chaque année.

**Tableau 5.**

	Hiver		Été		Moyenne pondérée
	Pointe	Hors pointe	Pointe	Hors pointe	
<b>2010</b>	75	58	78	57	66,7
<b>2011</b>	80	63	82	60	70,7
<b>2012</b>	87	68	86	63	75,0
<b>2013</b>	87	71	88	69	78,2
<b>2014</b>	88	73	89	69	79,1
<b>2015</b>	88	73	91	69	79,7

Le Tableau 6 exprime cette même moyenne pondérée en dollars courants, en utilisant les mêmes taux d'inflation que ceux utilisés par le Distributeur (Tableau 2)

**Tableau 6.**

	Moyenne pondérée	
	\$ 2009	\$ courants
<b>2010</b>	66,7	66,7
<b>2011</b>	70,7	71,9
<b>2012</b>	75,0	76,7
<b>2013</b>	78,2	80,3
<b>2014</b>	79,1	81,9
<b>2015</b>	79,7	84,1

Finalement, le Tableau 7 déduit de ces montants les pertes au réseau de TransÉnergie (5,3%) ainsi que les coûts de transport aux États-Unis et au Québec<sup>38</sup>. Pour simplifier, nous utilisons pour le moment un taux de change à parité entre les dollars canadiens et américains, ce qui n'est pas nécessairement irréaliste.

<sup>38</sup> Étant donné que chaque dollar reçu par HQT pour les ventes de point à point réduit les charges résiduelles à payer par HQD, nous avons estimé le coût net de transport à 10 % du tarif de point à point. Par ailleurs, étant donné les commentaires de la section précédente, nous n'avons pas retenu « l'ajustement » de 5 \$/MWh utilisé par le Distributeur pour estimer les prix de revente (R-3704-2009, HQD-1, doc. 1, p. 19).

Tableau 7.

	Moyenne pondérée (\$ courants)	moins pertes HQ	moins transport	
			NE	QC
2010	66,7	63,2	62,3	61,4
2011	71,9	68,1	67,2	66,3
2012	76,7	72,7	71,7	70,9
2013	80,3	76,0	75,1	74,3
2014	81,9	77,5	76,6	75,8
2015	84,1	79,6	78,7	77,9

Si la Régie retient la prévision de Synapse plutôt que celle du Distributeur, les coûts évités d'ici 2015 seraient ceux indiqués à la dernière colonne du Tableau 7, dont la moyenne est de 71,1 \$/MWh, plutôt que le montant de 48 \$/MWh proposé par le Distributeur, soit une augmentation de 48 %.

### 3.4.2 Les coûts évités à long terme

Depuis le dossier R-3610-2006, HQD utilise comme signal des coûts évités à long terme le prix moyen du 2<sup>e</sup> appel d'offres pour l'énergie éolienne. Comme noté auparavant, cette approche n'est pas strictement conforme avec la décision D-2004-96, où « **La Régie reconnaît que l'utilisation des prix des soumissions reçues dans le cadre d'appels d'offres pour évaluer le coût de l'approvisionnement à la marge est adéquate ...** » (caractères gras dans l'original; soulignés ajoutés).

L'application de cette méthodologie à l'appel d'offres A/O 2005-03 donnerait sans doute un résultat très différent de celui proposé par HQD. Quoique nous n'ayons pas accès aux prix des soumissions, il est possible de les estimer en fonction des informations publiquement disponibles.

Les résultats de l'étape 2 indiquent que le pire pointage pour le coût de l'électricité était de 22,5 sur un total de 45<sup>40</sup>. Étant donné la formule de répartition, cela indique que cette soumission avait un coût de l'électricité deux fois plus grand que la soumission de moindre coût, qui était de 82,4\$/MWh sans tenir compte des investissements requis en transport. Le coût moyen de transport parmi les soumissions retenues ayant été de 12,99\$/MWh, on peut estimer le prix de la soumission la moins chère comme étant

<sup>40</sup>

R-3676-08, HQD Annexe 2.

autour de 95\$/MWh, et donc celui de la soumission la plus chère comme étant autour de 190 \$/MWh. En utilisant la méthodologie proposée par le Distributeur en R-3519-2003, le point médian de cet intervalle<sup>41</sup> donnerait un coût évité de 142,50 \$/MWh, ce qui est sensiblement plus élevé que la valeur de 105 \$/MWh proposé par le Distributeur.

Toutefois, il y a également lieu de se questionner sur l'utilisation de cet appel d'offres. S'il est vrai qu'il représente le plus important bloc d'énergie obtenu par le Distributeur pour les années à venir, il y a également d'autres appels d'offres en cours, soit:

- l'A/O 2009-01, appel d'offres de cogénération à la biomasse (aucun prix connu à ce jour);
- l'A/O 2009-02, l'appel d'offres éolien issu de projets communautaires et autochtones, qui aura probablement des prix plus élevés que l'A/O 2005-03, considérant qu'un prix plafond de 12,5 ¢ a été fixé, et;
- le programme d'achat d'électricité provenant de petites centrales hydroélectriques, où le Distributeur offre un prix d'achat de 7,5 ¢/kWh (\$ 2010, indexé).

Chacun de ces trois appels d'offres concerne un bloc d'énergie de source particulière, dont le prix dépend directement de la filière en question. L'appel d'offres A/O 2002-01, qui faisait l'objet des réflexions de la Régie en R-3519-2003, était ouvert à toute filière de production d'électricité.

Rappelons les termes utilisés par la Régie à l'époque :

**La Régie reconnaît que l'utilisation des prix des soumissions reçues dans le cadre d'appels d'offres pour évaluer le coût de l'approvisionnement à la marge est adéquate.** Cette façon de faire est basée sur des prix réels soumis au Distributeur pour des approvisionnements futurs, de base et cyclable. La Régie considère probable que certains soumissionnaires non sélectionnés en 2002 participent à nouveau à des appels d'offres du Distributeur. (p. 15)

Rappelons également que le but de l'exercice est d'estimer les résultats du prochain appel d'offres pour répondre aux besoins du Distributeur. Les appels d'offres sur des blocs d'énergie de source particulière sont de nature très différente – d'une part parce que

---

<sup>41</sup> D-2004-96, p. 6.

chacun est limité à une seule filière, avec les coûts et caractéristiques qui lui sont propres, et d'autre part parce que leur mise en place découle d'un processus politique plutôt que réglementaire. Ainsi, la décision d'entreprendre ces appels d'offres n'est pas basé directement sur le bilan du Distributeur. .

À notre avis, il serait plus pertinent de penser plutôt au prochain appel d'offres général du Distributeur qui, comme celui de 2002, sera mis en place en fonction du Plan d'approvisionnements du Distributeur, lorsque les besoins prévus le justifient. Selon la preuve au dossier, cela pourrait avoir lieu vers la fin de la prochaine décennie.

Il semble probable que, comme en 2002, les deux filières principales en compétition seront probablement le thermique (turbine à gaz à cycle combiné, TAGCC) et le grand hydraulique, sans exclure d'autres possibilités comme l'éolien jumelé avec un contrat d'équilibrage ou même l'efficacité énergétique.

Pour le thermique, il serait possible d'estimer les coûts de revient d'une centrale TAGCC à partir de la prévision du prix du gaz retenu pour les coûts évités à court terme. Pour l'hydraulique, on devrait retenir, dans un premier temps, le coût unitaire à la marge d'HQ Production, soit celui de son projet en développement le plus coûteux.

Si les coûts de revient d'une centrale TAGCC sont plus élevés que les coûts marginaux à long terme d'HQP, défini de cette manière, on peut présumer qu'HQP basera ses soumissions sur ses propres coûts marginaux. Dans le cas contraire, il est toujours possible qu'il présente ses soumissions à un prix concurrentiel avec la filière thermique. Dans un cas comme dans l'autre, la soumission gagnante aura probablement un prix qui se situe près de la valeur la plus basse entre le coût de revient d'une centrale TAGCC et le coût marginal d'HQP.

Nous suggérons donc au Distributeur d'utiliser cette approche pour estimer ses coûts évités à long terme.

### 3.5 Le traitement de la pointe

La méthodologie proposée par le Distributeur a été expliquée en détail lors d'une séance de travail précédant les audiences de R-3610-2006<sup>42</sup>. Voici un résumé de cette approche :

- Sur la base des coûts évités de fourniture et transport, des coûts évités sont fixés pour l'énergie en pointe et pour l'énergie hors pointe, en ajoutant et en soustrayant la moitié de l'écart de « différenciation ». En R-3610-2006, cet écart était d'un cent; maintenant, il est 1,5 cents<sup>43</sup>.
- Pour un usage donné, le coût évité de fourniture et transport est calculé comme suit :

$$CÉ_{ft} = (CÉ_{\text{énergie}} + CÉ_{\text{puissance}}) * (1 + \text{pertes}), \text{ où}$$

$$CÉ_{\text{énergie}} = CÉ_{pt} * Prop_{Pt} + CÉ_{hpt} * (1 - Prop_{Pt}) \text{ et}$$

$$CÉ_{\text{puissance}} = (CÉ_P / H_H) * Prop_H$$

Où :

- $CÉ_{ft}$  = coût évité fourniture et transport
- $CÉ_{\text{énergie}}$  = coût évité en énergie
- $CÉ_{\text{puissance}}$  = coût évité en puissance
- $CÉ_{pt}$  = Coût évité énergie aux heures de pointe
- $CÉ_{hpt}$  = Coût évité énergie aux heures hors pointe
- $Prop_{Pt}$  = Proportion de la consommation pendant les heures de pointe
- $CÉ_P$  = Coût évité de la puissance (en \$ par hiver)
- $H_H$  = le nombre d'heures par hiver (= 2904)
- $Prop_H$  = Proportion de la consommation pendant les mois d'hiver
- Pertes = taux de pertes de distribution pour la classe tarifaire

Dans notre preuve en R-3519-2004, nous avons questionné la décision du Distributeur de baser sa différenciation entre les coûts évités d'énergie en pointe et hors pointe sur la définition de la pointe utilisée dans les marchés du Nord-Est (généralement, de 6h à 22h les jours ouvrables, ou « 16x5 »).

<sup>42</sup> R-3610-06, HQD-15, doc. 2, Annexe A, pages 17-18.

<sup>43</sup> HQD-2, doc. 5, p. 7.

Toutefois, comme nous l'avons noté auparavant, la Régie n'a pas retenu une telle distinction dans sa décision D-2004-96, et donc, n'a pas pris position sur cette question. A notre connaissance, lorsqu'elle a adopté une telle distinction pour la première fois, en R-3610-2006, le banc n'a pas reçu de preuve sur cette question. Pour cette raison, nous prenons la liberté d'y revenir.

Les différences structurelles entre le système d'électricité québécois et ceux de nos voisins américains sont bien connues. D'une part, notre pointe est en hiver est liée directement avec les besoins en chauffage, et donc avec la température. D'autre part, les spécificités de notre réseau hydraulique font en sorte que, contrairement aux réseaux thermiques, ce sont généralement les mêmes équipements qui desservent les besoins québécois tout au long de l'année.

Pour ces raisons, il n'y a peu ou pas de différence entre le coût de desservir les heures ouvrables et les heures non ouvrables pour une grande partie de l'année. Ce sont plutôt aux heures de la fine pointe (les 300 heures de demande les plus élevées) et, dans une moindre mesure, de la moyenne pointe (qui peut être définie comme les 1 200 heures de demande les plus élevées) que des coûts additionnels doivent y être attribués.

Ainsi, il n'est pas surprenant que le Distributeur ait remarqué que :

[P]our l'essentiel des usages pris en compte dans le PGEE, et pour toutes les catégories de clients, la consommation se répartit presque également entre les heures de pointe et les heures hors pointe<sup>44</sup>.

Or, ce constat démontre clairement que la distinction pointe-hors/pointe selon la définition 16x5 n'a peu ou pas de pertinence à l'égard des besoins du réseau québécois et, donc, à l'évaluation des coûts évités au Québec. Si, peu importe l'usage final, la consommation se répartit également entre les deux grands blocs de temps, il va de soi que ces catégories ne refléteraient pas bien les coûts qui peuvent être occasionnés par la pointe du réseau.

Il est vrai que des données sur le prix de marché sont très facilement disponibles selon la définition 16x5. Toutefois, ce fait ne justifie en rien leur utilisation afin de fixer les coûts évités.

---

<sup>44</sup> R-3519-03, HQD-2, doc. 1, p. 38. Des exemples précis se trouvent à HQD-2, doc. 5.1, p. 7, du même dossier.

Pour évaluer les implications de la proposition du Distributeur à l'effet de baser le signal de prix pour la pointe sur les marchés externes, tout en respectant les caractéristiques temporelles de la pointe québécoise, nous avons tout d'abord identifié les 300 heures précises qui ont constitué la pointe au Québec, et ensuite déterminé la moyenne des prix horaires pour ces 300 heures. À l'époque, nous avons fait cet exercice pour 2002 et nous l'avons répété avec les données de 2008.

Dans les deux cas, nous avons remarqué une différence marquée entre les prix à New York pendant notre fine pointe et la moyenne de l'année. Cette différence était de 27% en 2002, et de 36% en 2008. Cela n'est pas surprenant, parce que la demande augmente aussi à New York pendant les périodes de grand froid.

À notre avis, il serait beaucoup plus logique de calculer les coûts évités en énergie en fonction de la pointe de notre système, plutôt qu'en fonction de celle de nos voisins et ce, malgré le fait qu'on utilise les prix de leur marché pour évaluer ces coûts évités.

Même dans un contexte de surplus, HQD a intérêt à contrôler ses besoins de pointe. L'approche du Distributeur se base sur l'hypothèse que le kWh économisé à la pointe de notre réseau sera exporté, et que les revenus de sa vente n'excéderont pas les revenus moyens prévus pour l'année. Selon notre analyse, aucune de ces deux hypothèses ne se défend. Même si le kWh économisé à la pointe était exporté, ce qui est loin d'être évident, son prix dépasserait inévitablement le prix moyen de l'année.

Rappelons également que, dans sa décision D-2004-96, la Régie a choisie des coûts évités légèrement plus élevés que ceux qui auraient découlés de l'application rigide de la méthodologie retenue afin de favoriser l'efficacité énergétique, tout en conservant un impact tarifaire raisonnable (voir la citation à la page 6, ci-dessus). Ces mêmes raisons favorisent les approches proposées ici.

### **3.6 Conclusions**

Notre survol des décisions antérieures démontre que l'approche d'HQD à la fixation des coûts évités est en évolution constante, ce qui est tout à fait normal, étant donné l'évolution constante du contexte énergétique.

Il démontre également que, due à cette évolution, la méthodologie retenue actuellement pour la fixation des coûts évités s'est beaucoup éloignée de l'approche retenue par la

Régie dans sa décision D-2004-96. Rappelons que cette décision représente la seule occasion où la Régie a pris position sur la méthodologie de fixation des coûts évités.

On peut conclure, dans un premier temps, que le recours à cette décision comme justification pour l'approche utilisée par le Distributeur dans le présent dossier n'est pas bien fondé.

Cela dit, à la lumière du contexte actuel, il serait illusoire de suggérer que l'application stricte des principes énoncés dans la décision D-2004-96 — par exemple par l'utilisation de la valeur médiane des soumissions de l'A/O 2005-03 — serait une solution adéquate.

Il est donc nécessaire de répondre à plusieurs questions, pour pouvoir fixer les coûts évités d'HQD dans le présent contexte énergétique, dont :

1. Quel indicateur doit être retenu pendant les années de surplus ?
2. Quel indicateur doit être retenu après les années de surplus ?
3. Comment représenter adéquatement les coûts évités pour des mesures qui réduisent la demande à la pointe?

### **1. L'indicateur à court terme**

Nous convenons avec le Distributeur que le signal des coûts évités pendant la période de surplus doit découler des prix de marché. Toutefois, on ne peut simplement prendre les prix à terme à une date donnée et les faire croître au taux de l'inflation. Il est nécessaire d'avoir recours à une prévision plus sérieuse, comme celle produite par Synapse chaque deux ans à la demande d'un consortium de services publics du Nord-Est américain.

Une première approximation des coûts évités qui découleraient de cette prévision est fournie à la page 28, soit de 71,1 \$/MWh en moyenne pour les années 2010 à 2015. Cette estimation est presque 50 % plus élevée que celle proposée par HQD.

### **2. L'indicateur à long terme**

Mentionnons d'abord que la méthode adoptée par la Régie en D-2004-96 se basait sur l'intervalle des soumissions au dernier appel d'offres, plutôt que sur la soumission gagnante. Son raisonnement, il faut le souligner, était de prévoir les soumissions à un appel d'offres futur.

Or, le prix des soumissions gagnantes pour un appel d'offres tenu en 2005 sur un bloc d'énergie de source particulière ne fournit pas beaucoup d'information sur les soumissions à attendre en réponse à un appel d'offres ouvert à l'ensemble des filières, et qui n'aura probablement pas lieu avant l'année 2013.

À notre avis, il serait plus approprié d'estimer les prix des soumissions en fonction du coût de revient des filières qui seront probablement en concurrence, soit les TAGCC à gaz naturel et les grands projets hydraulique d'Hydro-Québec Production. Le coût de revient des TAGCC peut être estimé sur la base du prix de gaz naturel de la prévision retenue, soit celle de Synapse ou une autre. Le coût de revient à la marge d'HQP serait celui du projet le plus dispendieux alors en développement. Le plus bas entre ces deux coûts de revient serait un bon indicateur des coûts évités à long terme.

### **3. Le traitement de la pointe**

Pour calculer le coût évité par usage, il est nécessaire de tenir compte de la présence de la mesure pendant les heures de pointe. Or, l'approche utilisée par le Distributeur, qui tient compte uniquement des périodes de pointe telles que définies par les marchés nord-américains, n'est pas adéquate pour représenter les coûts évités par des mesures qui évitent la consommation d'électricité pendant les heures de la fine pointe au Québec.

L'examen de la variation des prix horaires sur les marchés externes démontrent que ces prix sont considérablement plus élevés que la moyenne annuelle pendant les heures de la fine pointe au Québec. Pour le marché DAM à New York, cet écart s'élevait à 27% en 2002, et à 36 % en 2008. Pour le marché de la Nouvelle Angleterre, l'écart en 2008 était aussi de 27%.

Étant donné l'importance pour le Distributeur de contrôler ses besoins en pointe, même pendant une période de surplus, il est essentiel de ne pas sous-estimer les coûts évités des mesures qui affectent directement les besoins en pointe. Nous recommandons de remplacer ce mécanisme par un autre qui tiendra compte des bénéfices additionnels qui découlent de la réduction de la demande à la pointe québécoise.

## 4 L'allègement réglementaire

Le RNCREQ m'a demandé de faire un bref examen des pratiques concernant les demandes de renseignements (DDR) devant les régulateurs des États américains.

Soulignons qu'il ne s'agit pas d'un balisage systématique, mais plutôt des informations cueillies des commentaires des certains individus (experts, avocats et régulateurs) ayant acquis de l'expérience concernant les règles en vigueur dans les juridictions où ils travaillent<sup>45</sup>.

Dans l'ensemble de juridictions mentionnées (qui incluent les États de Californie, New York, Maine, Vermont, Massachusetts, Ohio et Arkansas), le processus de DDR se fait « en continu ». Autrement dit, des questions écrites peuvent être posées à n'importe quel moment à l'intérieur de la période prévue. La demanderesse doit normalement répondre à chaque demande dans les dix jours ouvrables, ce qui permet généralement aux intervenants de faire quelques rondes de questions avant la date où leur preuve doit être déposée.

Plus spécifiquement :

**Massachusetts :** Des DDR peuvent être déposées dès le dépôt initial du dossier. Des DDR sont également permises une fois débutées les audiences, mais elles sont techniquement considérées des « record requests » (équivalent aux engagements ici), avec la différence qu'elles peuvent également être sollicitées après le témoignage oral.

Pour prendre un exemple, la cause tarifaire de National Grid a été déposée le 15 mai 2009. La première DDR a été déposée par le bureau du Procureur général de l'État le 20 mai 2009. Par ailleurs, le Hearing Officer a reporté la date pour le dépôt de preuve pour les intervenants parce que la demanderesse n'a pas respecté les délais pour la production de ses réponses<sup>46</sup>.

---

<sup>45</sup> Les personnes consultées incluent : Peter Bradford (ex-président des PUC de New York et de Maine), Richard Sedano (ex-commissaire de la PUC de Vermont), Jerrold Oppenheim (ancien directeur énergie pour les procureurs généraux de NY et Massachusetts et du National Consumer Law Center), Bill Marcus (JBS Energy Inc.), Marcel Hawinger (Energy Attorney, The Utility Reform Network), Dave Rinebolt (dg, Ohio Partners for Affordable Energy).

<sup>46</sup> Carol Pieper, Hearing Officer, Memo du 24 juillet 2009.

**Ohio.** Il n'y a pas de limite sur le nombre des DDR ni sur le moment de leur dépôt. Toutefois, des DDR déposées dans un court délai avant les audiences ne trouvent parfois pas de réponses. Il serait mal vu de déposer de nombreuses questions individuellement, mais il n'y a pas de restriction quant au nombre de rondes de questions/réponses, outre le calendrier des audiences.

**Californie :** Avant le dépôt officiel de la demande tarifaire, la «Division of Ratepayer Advocates» (DRA, une entité du gouvernement de l'État) doit certifier que la demande est complète, généralement après avoir déposée une série de DDR.

Une fois le dossier accepté pour dépôt, il n'y a pas de limite sur le nombre de rondes de DDR par les intervenants.

La preuve de la DRA est généralement déposée environ 4 à 6 mois après le dépôt de la demande tarifaire, et celles des intervenants quelques semaines après.

**Arkansas :** Le calendrier réglementaire n'est pas établi avant que le « Staff » détermine que la demande est complète. Aucune limitation sur le nombre de rondes de DDR. Preuve déposée simultanément par le « Staff » et les intervenants, généralement 4 à 5 mois après que le dossier ait été accepté.

**Maine :** Comme en Arkansas, l'horloge se met en route uniquement après que la Commission ait certifiée que le dossier déposé est complet. Plusieurs rondes de DDR.

Ce survol rapide indique clairement qu'aux Etats-Unis, la pratique normale est de permettre plusieurs rondes de DDR avec un délai prescrit pour les réponses, limitée uniquement par les délais pour produire la preuve.