

**DEMANDE D'APPROBATION DU PROTOCOLE D'ENTENTE
VISANT LA SUSPENSION TEMPORAIRE DES
ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À LA CENTRALE DE BÉCANCOUR
ET DE L'ENTENTE FINALE ENTRE HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION ET
TRANSCANADA ENERGY**

DEMANDE : R-3649-2007

**OBSERVATIONS DE
ÉNERGIE BROOKFIELD MARKETING INC.**

**PRÉSENTÉES À LA
RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC**

LE 22 NOVEMBRE 2007

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	3
LA DECISION D-2007-13.....	3
LA QUESTION DE L'URGENCE SOULEVÉE.....	5
LES MODIFICATIONS RECHERCHÉES AU CONTRAT DE TCE AFIN DE PERMETTRE LA SUSPENSION DU CONTRAT ET LA MISE EN VEILLEUSE DE LA CENTRALE BÉCANCOUR.....	6
L'ENTENTE CADRE ET LES DROITS DU DISTRIBUTEUR DE DISPOSER DES DIVERS PRODUITS ENERGETIQUES	7
LE PROCESSUS D'APPELS D'OFFRES DU DISTRIBUTEUR EN 2007 ET CE QUI PEUT EN ÊTRE RETENU	8
ACCESSIBILITÉ AU MARCHÉ DE LA NOUVELLE-ANGLETERRE	12
L'ANALYSE COMPARATIVE DES SCÉNARIOS DE SUSPENSION ET DE REVENTE ET LES HYPOTHESES DU DISTRIBUTEUR.....	14
SCÉNARIO DE REVENTE DES SURPLUS ASSOCIÉS AU CONTRAT TCE	16
CONCLUSION.....	19

INTRODUCTION

Les observations de Énergie Brookfield Marketing Inc. (ci-après « EBMI ») portant sur la demande d'approbation du protocole d'entente visant la suspension des activités de production d'électricité de la centrale de Bécancour et intervenue entre Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (ci-après le « Distributeur ») et Trans-Canada Énergie (ci-après « TCE »), s'inscrivent dans la suite des commentaires et des observations qu'elle a déjà soumis à la Régie, d'abord dans le dossier R-3624-2007 ayant donné lieu à la décision D-2007-13 et plus récemment dans le cadre du dossier tarifaire 2008 du Distributeur (dossier R-3644-2007) dont l'audition est fixée, devant la Régie, à compter du 4 décembre 2007.

À titre de rappel, si besoin est, nous désirons souligner que dans le cadre du dossier R-3624-2007, le Distributeur demandait l'approbation de la Régie à l'égard d'une entente visant la suspension de deux contrats d'approvisionnement en base et cyclable intervenus entre le Distributeur et son affiliée Hydro-Québec Production (ci-après « HQP »). La Régie par sa décision D-2007-13 a refusé d'approuver cette entente.

La demande dans le dossier R-3624-2007 et celle dans le présent dossier sont à toutes fins pratiques similaires sinon identiques à la différence que, aux termes de l'entente proposée à l'époque HQP acceptait la suspension des livraisons sans indemnisation de la part du Distributeur et renonçait aux pénalités prévues au contrat alors que dans le présent dossier, le Distributeur s'engage à rendre neutre pour TCE l'impact de la suspension du contrat de manière à permettre la mise en veilleuse de la centrale Bécancour pendant un an (avec une option d'une autre année de suspension).

Nous nous permettons de joindre les commentaires et les observations soumis par EBMI dans les dossiers R-3624-2007 et R-3644-2007 pour fins de référence.

Avant d'aborder l'analyse économique du présent dossier, soit la comparaison des options et les données avancées par le Distributeur, nous tenons à attirer l'attention de la Régie sur différents points de même que répondre à certains arguments mis de l'avant par le Distributeur à l'appui de ses recommandations.

LA DECISION D-2007-13

EBMI est d'avis que la décision D-2007-13 a établi les principes qui doivent guider le Distributeur dans la gestion de ses surplus d'approvisionnements.

Dans cette même décision, la Régie demandait au Distributeur dans la perspective de son obligation d'optimiser son portefeuille d'approvisionnements qu'il lui soumette des données détaillées permettant de connaître et de juger des choix exercés lors de la revente des surplus et une reddition de compte portant sur les revenus tirés des reventes. (Voir D-2007-13, page 15, section 6. « Suivi ».) Ce Suivi fait partie des questions que la Régie abordera dans le cadre du dossier R-3644-2007, le 4 décembre 2007.

La Régie s'exprimait comme suit quant aux moyens à la disposition du Distributeur pour qu'il assure d'optimiser la valeur de son portefeuille d'approvisionnements :

« 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... » (page 11)

(nos soulignés)

(...)

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. » (page 12)

(nos soulignés)

« 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... » (page 14)

(nos soulignés)

(...)

« 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. » (page 15)

(nos soulignés)

Quant au rôle de la Régie, au moment de l'examen de la demande soumise par le Distributeur et portant sur l'opportunité de suspendre les deux contrats d'approvisionnements conclus avec HQP, la Régie précisait ce qui suit :

« 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... » (page 15)

(nos soulignés)

« 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. » (page 16)

(nos soulignés)

Tout comme dans le dossier R-3624-2007, déposé en début de 2007, le Distributeur, moins d'un an après la décision D-2007-13, revient avec une nouvelle demande d'approbation de même nature et insiste encore une fois sur l'urgence que l'entente de principe qu'il a conclue le 31 octobre 2007 et dont toutes les modalités ne sont pas encore connues, soit approuvée par la Régie le ou avant le 7 décembre 2007.

L'approche d'analyse du Distributeur en regard des options qu'il a envisagées sont les mêmes, soit la suspension pure et simple des contrats (mais cette fois avec incidences financières importantes pour le Distributeur et ses consommateurs) ou la revente des surplus qu'il a appareillés à ce contrat, soit 4,3 TWH pour l'année civile 2008. Il faut dire que l'expectative de surplus importants en cours de 2008 était connue du Distributeur depuis déjà un certain temps.

LA QUESTION DE L'URGENCE SOULEVÉE

Dans la cause R-3624-2007, le Distributeur demandait à ce que la Régie se prononce à l'intérieur d'un très court laps de temps et qu'elle approuve les modalités déjà convenues avec son fournisseur HQP.

La Régie a agi avec célérité en réponse à cette demande du Distributeur mais en fin de parcours n'a pas approuvé l'entente. Elle a plutôt enjoint le Distributeur de procéder à la revente de ses surplus anticipés pour 2007 et d'optimiser son portefeuille d'approvisionnements au bénéfice des consommateurs-clients (D-2007-13).

À l'époque, nous avons souligné que le Distributeur, par sa demande, plaçait plus ou moins la Régie devant un fait accompli. La Régie d'ailleurs avait, après audition, retenu que les justifications et les hypothèses mises de l'avant par le Distributeur étaient incomplètes, en partie erronées et ne tenaient pas compte des moyens et instruments de marché à sa disposition susceptibles de maximiser la valeur des droits que le Distributeur avait acquis dans le cadre de son programme d'approvisionnements.

Dans le présent dossier, force est de constater que le Distributeur répète le même scénario et requiert à nouveau que la Régie approuve une Entente de principe déjà conclue et ce, pour le ou avant le 7 décembre 2007, à défaut de quoi, l'entente qui fait l'objet de la demande d'approbation (Memorandum of understanding between Hydro-Québec acting through its division Hydro-Québec Distribution (« HQD ») and TransCanada Energy Ltd. (« TCE ») ci-après « l'Entente de principe » deviendrait nulle et non avenue (article 7).

L'Entente de principe vise un contrat qui est en cours d'exécution et que l'on voudrait suspendre effectif le 1^{er} janvier 2008.

Lorsque questionné sur les raisons qui rendaient essentiel de suspendre ce contrat dès le 1^{er} janvier 2008, le Distributeur n'a pas été en mesure, à notre avis, d'y répondre de façon convaincante et de rencontrer son fardeau de démontrer « l'urgence de la situation ». Au surplus, il appert tout à fait irréaliste de vouloir suspendre un contrat durant une période (janvier et février 2008) pendant laquelle le bilan énergétique du Distributeur démontre que ce dernier a un besoin tant de l'énergie que de la puissance associée au contrat qu'il veut suspendre. (HQD-3, Document 1, page 13).

EBMI considère que rien ne justifie, selon ce qu'a représenté le Distributeur par écrit et en audience, que la Régie procède de façon accélérée dans ce dossier. D'ailleurs, tel qu'indiqué plus haut la question des surplus est loin d'être nouvelle.

Les enjeux financiers pour l'ensemble des consommateurs sont tels, qu'au contraire, la Régie doit s'assurer qu'elle a, en main, tous les éléments lui permettant d'évaluer adéquatement les options qui s'offrent au Distributeur et de s'assurer que les hypothèses que ce dernier a mises de l'avant pour soutenir les conclusions recherchées soient appropriées, raisonnables et correspondent dans les faits à une gestion prudente du portefeuille d'approvisionnements.

À la suite de la décision D-2007-13, le Distributeur était appelé dans le cadre de sa prochaine cause tarifaire à venir rendre compte de sa gestion portant sur la revente de ses surplus d'approvisionnements de 2007 et de soumettre à la Régie les moyens qu'il avait choisis pour tirer profit des mécanismes de marché et des instruments financiers à sa disposition pour valoriser l'exercice des droits associés à la revente de ces surplus d'approvisionnements. Nous sommes d'avis que rien ne justifie le fait de court-circuiter le processus qui était déjà enclenché relativement à l'examen des principes devant guider le Distributeur dans sa gestion des surplus et nous considérons, avec respect pour l'opinion contraire, que non seulement le Distributeur n'a pas démontré l'urgence qu'il alléguait mais qu'il serait en fait opportun que la Régie considère l'opportunité de reporter sa décision à une date ultérieure au dossier tarifaire.

LES MODIFICATIONS RECHERCHÉES AU CONTRAT DE TCE AFIN DE PERMETTRE LA SUSPENSION DU CONTRAT ET LA MISE EN VEILLEUSE DE LA CENTRALE BÉCANCOUR

Le contrat dont on demande la suspension fut conclu avec TCE dans le contexte de l'appel d'offres, AO-2002-01.

Cet appel d'offres était assujéti à des conditions d'éligibilité clairement dénoncées dont l'obligation que toute la production d'électricité provienne de source située exclusivement au Québec et ce, durant tout le terme du contrat (20 ans).

Parmi les considérations de l'Entente de principe visant la suspension du susdit contrat l'on retrouve une modification importante quant aux dispositions de l'article 7.5 du contrat et nous vous référons en particulier aux paragraphes 27 et 28 de l'Entente de principe.

L'effet de cette considération sera de permettre à TCE, après la période de suspension et suite à la remise en fonction de la Centrale, de livrer pas moins de 1,4 TWh (25 % de la capacité totale plus .339 %) par année et ce pour trois ans (4,2 TWh au total sur trois ans ou 8.4 TWh sur six ans, si suspension en 2009) d'une source hors Québec et ce, sans frais de transport sur le réseau de TransÉnergie (point de livraison HQT).

Nous avons compris du Distributeur que l'objectif de l'Entente de principe était de faire en sorte que l'impact de la suspension soit neutre pour TCE.

En donnant le droit à TCE de substituer (à celles de sa Centrale) des MWh additionnels et de provenance hors Québec, l'on modifie les modalités initiales de l'appel d'offres de 2002 de façon importante. Le processus compétitif et les conditions de fourniture du contrat initial ont fait en sorte que certains fournisseurs n'ont pas été retenus ou ont été écartés en fonction des conditions de contrat qui prévalaient alors. Modifier le contrat maintenant et en fonction des modalités ci-haut décrites équivaut à accorder des conditions différentes à TCE ce qui à l'époque avait été refusé à d'autres fournisseurs potentiels. Cela, à notre avis, constitue un changement matériel significatif sur une considération principale du contrat et de l'appel d'offres.

La valeur associée à cet avantage ou option dans les juridictions à l'extérieur du Québec représente environ 10 \$ du MWh¹ et beaucoup de participants au marché auraient été intéressés à l'époque de soumissionner à ces conditions. Ils le seraient encore aujourd'hui.

¹ ICAP-PJM, en date du 8 novembre 2007

Ce qui apparaît tout à fait surprenant, c'est le fait que le Distributeur ait accepté cette modification, sans contrepartie monétaire, alors qu'elle constitue un avantage financier significatif pour TCE que celle-ci n'avait pas été en mesure d'obtenir au moment de l'appel d'offres. Il y a certainement lieu à ce que la Régie s'interroge sur l'opportunité de permettre une telle modification d'un contrat assujéti à un appel d'offres alors que celui-ci a, à peine, douze mois d'existence.

Cette façon de procéder va à l'encontre des principes d'équité applicables en matière d'appel d'offres. Dans l'ouvrage *Contrats des organismes publics québécois*, 1995, Les Publications CCH/FM, les auteurs mentionnent ce qui suit à l'égard de ce principe à la page 1,372 :

« De plus, on peut affirmer que les soumissionnaires ont un droit à l'égalité résultant de l'essence même de la procédure d'appel d'offres qui impose à l'Administration l'obligation inhérente de les traiter équitablement. Selon les juges Iacobucci et Major, s'exprimant au nom de la Cour Suprême, cette « obligation de traiter tous les soumissionnaires équitablement et sur un pied d'égalité est compatible avec l'objectif de protéger et de promouvoir l'intégrité du mécanisme d'appel d'offres et bénéficie à tous les participants en cause ». [*Martel Building Ltd. c. Canada* [2000] 2 R.C.S. 860, à 895]. Ce principe a également été reconnu dans les affaires suivantes : *MJ.B. Entreprises c. Construction de défense* [1999] 1 R.C.S. 619]

(...)

L'égalité de traitement implique que l'Administration n'avantage pas indûment un soumissionnaire au détriment des autres ni ne défavorise l'un d'eux au bénéfice des autres. »

Aussi, en matière de modification de contrat, il est indiqué à la page 2,255 :

« La modification du contrat est, par ailleurs, permise même si elle comporte une dépense supplémentaire en autant qu'elle demeure accessoire au contrat principal [*Adricon Itée c. East-Angus (Ville d')*, [1978] 1 R.C.S. 1107 ; *Lac St-Charles (Ville de) c. Construction Choinière inc.*, [2000] R.R.A. 639 (C.A.)]. Elle ne sera pas possible si elle porte sur un élément essentiel du contrat. En pareil cas, il faudra conclure un nouveau contrat en respectant toutes les exigences législatives et réglementaires applicables [*Services sanitaires Boisbriand Itée c. Ste-Geneviève (Ville de)*, J.E. 96-457 (C.S.)]. En effet, aucune modification au contrat ne doit porter atteinte au principe d'égalité de traitement des autres soumissionnaires qui n'auraient pas eu l'occasion de présenter une offre pour des travaux substantiellement différents de ceux qui étaient indiqués dans l'appel d'offres [*Somatrex inc. c. Québec (P.G.)*, J.E. 96-2258 (C.S.) ; *Entreprises Nord Construction (1962) inc. c. St-Hubert (Ville de)*, J.E. 96-2061 (C.A.)]. »

(nos soulignés)

L'ENTENTE CADRE ET LES DROITS DU DISTRIBUTEUR DE DISPOSER DES DIVERS PRODUITS ENERGETIQUES

EBMI désire souligner que le Distributeur pour le compte de ses clients a acquis tous les droits qui font partie de son portefeuille d'approvisionnements. Dans le contexte du contrat intervenu avec TCE, cela comprenait à la fois l'énergie à être livrée et la capacité associée à la génération de la Centrale. Il s'agit de deux produits énergétiques bien distincts, autonomes et ayant une valeur économique propre.

Par ailleurs, l'Entente Cadre intervenue entre le Distributeur et son affiliée HQP a fait l'objet d'une approbation préalable de la Régie conformément aux dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Rien dans l'Entente Cadre ne prohibe, ne restreint ou autrement ne limite le Distributeur de disposer de ses surplus que ce soit du type énergie à livrer ou de capacité. D'ailleurs, c'est ce qu'a reconnu monsieur Richard, témoignant pour le Distributeur, lors de l'audience du 13 novembre 2007.

Les représentants du Distributeur invoquent des considérations qui ne font pas partie des termes et conditions de l'Entente Cadre approuvée par la Régie pour tenter de justifier leur position de ne pas vendre de la capacité.

Nous sommes d'avis que les motifs avancés par les représentants du Distributeur pour justifier de ne pas offrir à des tiers contre considération la capacité disponible ne sont pas valables. Ils ne peuvent référer à des conditions externes au libellé d'un contrat approuvé par la Régie. Par ailleurs, la Régie n'a aucunement approuvé des conditions externes au libellé du contrat. Nous sommes portés à croire que de telles conditions externes seraient inopposables et sans effet juridique.

Ceci dit, EBMI est d'avis que l'Entente Cadre parle d'elle-même et rien dans les explications mises de l'avant par le Distributeur ne justifient, sur le plan juridique, la position adoptée. À plus forte raison, si le bilan énergétique et le bilan de capacité du Distributeur démontrent que ce dernier ne sera pas en défaut aux termes des conditions de l'Entente Cadre s'il décidait de procéder soit à la revente de l'énergie produite ou la capacité.

La position défendue, à tort, par le Distributeur lors de l'audience et se rapportant aux restrictions auxquelles il disait faire face ou préférerait ne pas faire face dans le contexte de l'optimisation des surplus de capacité a une incidence certaine sur le caractère approprié et complet des scénarios de suspension et de revente du Distributeur, tel qu'il sera démontré ultérieurement.

LE PROCESSUS D'APPELS D'OFFRES DU DISTRIBUTEUR EN 2007 ET CE QUI PEUT EN ÊTRE RETENU

Dans le document HQD-2, Document 1, à la page 6, le Distributeur indique que fort de son expérience de 2007, il était maintenant en mesure de mieux apprécier l'impact que pouvait avoir la revente de quantités importantes d'énergie sur les marchés.

En parlant des appels d'offres réalisés à l'automne, le Distributeur précise que ceux-ci ont donné des résultats intéressants, mais qu'ils reposaient essentiellement sur une seule contrepartie, soit HQP (HQD-2, Document 1, page 12). Il note, entre autres, que sans la présence d'HQP, à titre de soumissionnaire, les résultats auraient été nettement inférieurs aux prix de court terme affichés.

Le Distributeur explique, toujours dans le même document, que la capacité limitée des marchés limitrophes d'absorber des quantités importantes d'énergie provenant du Québec a pu jouer un rôle en regard des résultats obtenus dans le cadre des appels d'offres et, en particulier, en ce qui concerne les blocs de 250MW offerts à compter du mois d'avril 2007.

Lorsque questionné en audience sur le type d'analyses que le Distributeur avait effectuées en vue de bien comprendre l'état de la situation dans les marchés limitrophes en 2007 et ce qui

pourrait expliquer les résultats liés aux appels d'offres effectués par le Distributeur à compter de mai 2007, nous avons retenu que le Distributeur n'avait pas vérifié auprès de ses clients de revente, n'avait pas procédé à une analyse des marchés, n'avait pas analysé les variations de prix et le niveau d'offre et de demande qui pouvaient exister dans ces marchés à l'époque.

En fait, le Distributeur semble simplement avoir tiré des conclusions des résultats de ses appels d'offres sans vraiment chercher à en connaître les causes ou sans identifier s'il y avait moyen d'y pallier, dans une perspective d'optimisation de son portefeuille d'approvisionnements.

Lorsqu'on analyse les appels d'offres, HQD-3, Document 1, Annexe 1, on réalise que les premiers appels d'offres en mars 2007 pour 350 MW ont trouvé preneurs et à des prix qui reflétaient essentiellement les prix du marché à terme qu'anticipait le Distributeur.

Ce n'est qu'à compter des appels d'offres lancés en fin avril, en mai et en juin que l'on constate une détérioration tant dans le nombre de soumissionnaires qu'à l'égard des prix offerts par des participants au marché autre que HQP.

Lorsque l'on réfère au tableau produit à l'audience par l'un des membres de l'équipe technique de la Régie et que nous reproduisons en annexe EBMI-1, l'on constate qu'en avril, mai et juin, un problème de congestion est intervenu, restreignant l'accès au réseau NYISO et limitant la capacité de déplacer de l'énergie en provenance du Québec vers ce marché.

Sans vouloir chercher à qualifier s'il y a eu ou non agissements inappropriés, la plainte déposée par D.C. Energy LLC à l'encontre de H.Q. Energy Services (U.S.) Inc., nous permet, à tout le moins, de mieux comprendre ce qui s'est passé dans le marché de New York au début de l'été 2007.

Les commentaires de NYISO auprès de la FERC, en juillet 2007, dans le cadre de cette plainte, Docket No. EL07-67-000, dont vous trouverez copie ci-jointe, EBMI-2 sont assez révélateurs quant à l'état de faits qui a prévalu à l'époque.

"At times when HQ possesses more TCCs sourcing from the Chateauguay Interface than it has scheduled Imports to New York plus Wheels-Through, HQ has a financial incentive to cause congestion (constrain) the Interface and, when the Interface is constrained, an incentive to offer energy at low prices. At times when HQ does not possess a full hedge against congestion, it has an incentive to ensure that the Chateauguay Proxy Generator Buses does not become congested. These incentives are discussed in Sections II.E.1. and 2. below, and in the attached Affidavit of the NYISO's Independent Market Advisor, Dr. David Patton.

(page 3)

(...)

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."

(page 4)

Nous vous référons, plus particulièrement, à certains extraits additionnels contenus aux pages 6, 7, 11 et 12 du mémoire du NYISO auprès de la FERC qui confirment qu'à cette époque HQP détenait les droit de congestion (TTC).

Il semble évident, à la lumière de ce qui précède, que ce qui s'est produit à l'été 2007 n'était pas le reflet de la situation ayant prévalu tant avant qu'après cette période, sauf que les participants de marché ont de toute évidence mis un certain temps avant de se réintéresser à ce marché et pour certains d'y reprendre confiance.

La problématique à l'été 2007 dans le marché de New York n'était pas en regard de l'offre et de la demande, mais bien associée à un problème d'accès et d'exercice d'une position que certains qualifieraient de dominante.

Ceci explique d'ailleurs pourquoi HQP, qui détenait les droits de congestion, était toujours intéressée à acquérir des blocs d'énergie durant cette période, alors que les autres sont devenus plus prudents. HQP contrôlait la porte d'entrée.

À notre avis, il serait inapproprié de tirer quelque conclusion que ce soit de cet échantillonnage de quelques mois et nous considérons que l'écart de cinq dollars (5 \$) que voudrait appliquer HQD dans son scénario de revente n'est supporté par aucune base de données suffisamment fiable pour justifier un tel écart négatif.

Le Distributeur explique, en autres, sa position quant à cet écart en raison du fait que de grandes quantités d'énergie étaient rendues disponibles et son représentant précisait à l'audience que la Zone M, au niveau des prix, à cette époque, était en net recul (plus ou moins 12 \$). Le tableau ci-joint démontre, pour la période de mars à octobre 2007, tout à fait le contraire de cette affirmation et établit une stabilité dans le prix moyen durant cette période et permet de constater les impacts de ce qui s'est produit en raison de la congestion qui prévalait durant les mois d'avril, mai et juin. Il permet également de constater qu'en septembre et octobre la situation était revenue à la normale.

	Prix à terme selon HQD pour NY-A au 9 janvier 2007				DAM 7x24 réalisé		Basis M-A réalisé		
	5x16	5x8 & 2x24	7x24	"M" 7x24	"A"	"M"	7x24	5x16	5x8 & 2x24
mars-07	57.33	40.79	48.61	54.43	54.84	59.16	4.33	3.42	5.14
avr-07	57.11	38.67	47.28	53.10	47.86	44.08	-3.78	-10.98	2.52
mai-07	56.30	38.25	46.79	52.61	42.36	47.76	5.40	-8.96	18.30
juin-07	61.72	38.50	49.34	55.16	50.72	52.96	2.24	-6.25	9.67
juil-07	69.06	49.00	58.06	63.88	52.03	54.74	2.71	-0.21	5.12
août-07	69.06	49.00	58.92	64.74	58.18	59.12	0.94	-3.97	5.75
Sep-07	63.67	41.00	50.57	56.39	48.71	53.52	4.81	2.84	6.25
Oct-07	67.10	45.75	56.31	62.13	54.48	58.50	4.02	3.80	4.23
Nov-07	67.10	45.75	55.71	61.53					
déc-07	67.10	45.75	54.93	60.75					
Total	63.56	43.25	52.65	58.47					
Basis M			5.82						
Moyenne Mar-Oct'07			52.02	57.84	51.17	53.77	2.60	-2.55	7.13

En ce qui a trait au transit physique à la Zone M, vous trouverez ci-joint un tableau démontrant que les volumes n'ont pas véritablement augmenté de façon substantielle en 2007 par rapport à l'année précédente et aux années antérieures.

Transits physique moyen à la zone M		
	En pointe	H-pointe
2003	517	-254
2004	337	-258
2005	637	-168
2006	687	-133
2007	731	23
(en MWh/h) négatif = import net »		

Il faut également retenir de l'analyse des appels d'offres, que ceux effectués à partir de la fin avril 2007, contrairement à la stratégie lors du premier bloc de 350 MW, ont été offerts à peine quelques jours avant le début de la période de disponibilité, ce qui évidemment a eu pour impact de limiter le nombre de participants intéressés à ces blocs d'énergie puisque ces participants s'étaient déjà commis.

Ce qui ressort de cette analyse souligne l'importance que revêt le moment où les appels d'offres sont lancés en tenant compte des autres produits rendus disponibles sur les marchés avoisinants (TCC, capacité, réservation de transport ferme annuelle ou mensuelle). C'est précisément ce que la Régie avait demandé au Distributeur d'analyser dans une perspective d'optimisation de son portefeuille et rien dans la preuve qui a été déposée à l'appui du présent dossier ou même à l'égard de celui dans la cause tarifaire 2008 du Distributeur R-3644-2007 ne laisse croire, que ce dernier, ait véritablement pris l'initiative d'établir comment il pouvait maximiser la valeur associée au surplus découlant d'un bilan énergétique en croissance depuis au moins 2006. L'on constate également qu'il n'a pas agi proactivement dans le cours de 2007 en regard des surplus de 2008 qu'il pouvait déjà anticiper. On a l'impression que le Distributeur n'a pas véritablement examiné les instruments financiers et les moyens que lui offre le marché afin de maximiser la valeur des surplus importants qu'il possède et que son exercice s'est limité uniquement à une approche traditionnelle de revente sans plus.

Une indication de ce qui précède demeure le fait que le Distributeur a tendance à associer ou appairer à des contrats de fourniture précis les surplus anticipés. Les surplus sont le résultat de ce que reflète son bilan énergétique et de la composition de son plan d'approvisionnement.

Alors que HQP vend déjà aux États-Unis des produits à valeur ajoutée (i.e. crédits environnementaux, crédits verts, etc.) issus de la production de certains parcs éoliens (i.e. Mont Copper), on réalise que le Distributeur n'a pas encore cherché dans son plan d'optimisation de ses surplus à monnayer cet avantage. N'empêche que même avec la mise en service graduelle de nouveaux parcs éoliens, le Distributeur devrait d'ores et déjà être engagé à examiner ce produit et même profiter maintenant de la position qu'il détient.

En conclusion, nous considérons que l'écart de cinq dollars (5 \$) que le Distributeur cherche à appliquer et qui a nécessairement pour effet de réduire les revenus de vente hypothétique aux fins d'une comparaison avec une autre option. À notre avis, cet écart de 5 \$ dans un contexte de revente n'est pas soutenu et il est uniquement fondé sur des données ponctuelles associées à une situation particulière. La Régie ne devrait pas en tenir compte ou, à tout le moins, devrait en minimiser l'impact de façon importante.

ACCESSIBILITÉ AU MARCHÉ DE LA NOUVELLE-ANGLETERRE

Comme dans bien des domaines, tout est une question de « timing » et d'opportunités. Ce n'est pas simplement l'acheteur qui doit faire ses classes. Le vendeur peut influencer le résultat de sa démarche en choisissant les moments appropriés d'un appel d'offres.

Contrairement à ce qu'a pu affirmer le Distributeur, EBMI est d'opinion que le marché de la Nouvelle-Angleterre est un marché accessible et historiquement plus intéressant que celui de New York. Le tableau ci-joint démontre la différence entre les prix reçus entre la Nouvelle-Angleterre et New York. Ainsi, un participant détenant du transport sur Phase I/II de la Nouvelle-Angleterre pourrait payer jusqu'à M+3, même en prenant en considération le M-5 anticipé par HQD, ceci donnerait un différentiel de huit dollars (8 \$) du MWh. En prenant pour acquis, dans une perspective extrêmement conservatrice, que l'écart serait de seulement quatre dollars soixante cents (4,00 \$) du MWh en faveur des mégawatts qui iraient vers la Nouvelle-Angleterre. En assumant que seulement le quart des MWh revendus iraient vers la Nouvelle-Angleterre, cela représenterait une augmentation des revenus pour HQD d'environ quatre millions de dollars (4 000 000 \$).

Différence entre les prix reçus en Nouvelle-Angleterre et à NY

	NE	NY*	Différence
Prix 7x24 - Cal'08 (MH ou NY-A) (au 31 octobre)	76.85**	59.72	17.13
Basis (même qu'HQD)***	-2.74	5.48	
Ph. I/II ou NY-M	74.11	65.20	8.91
Pertes TÉ @ 5.2%	3.85	3.39	
Frais TÉ @ 8.33 \$can (FX=1)	8.33	8.33	
Transport NE (CMP le plus cher)	5.63	0	
Total (prix "Netback")	56.30	53.48	2.82
Prix capacité (\$/kW-mo)	3.05	2.00	
Prix capacité (\$/MWh)	4.17	2.73	1.43
Total capacité et énergie	60.46	56.21	4.25

*: Prix HQD selon preuve (HQD-2, Document 2, p. 13)

** : Source NYMEX, ICE Brokers

***: Pour NY, même que celui utilisé dans cette cause ou pour NE, le même que celui utilisé en janvier 2007. (HQD-2, Document 1.1., p. 5, dossier R-3624-2007)

Comme nous l'indiquait l'analyse des appels d'offres, l'accessibilité au marché de la Nouvelle-Angleterre passe essentiellement par les droits de transport.

Actuellement, ISO-NE reconnaît 1200 MW de transport annuel ferme sur Phase I/II et ces droits sont détenus en gros de la façon suivante :

Compagnies	MW	Statut
Northeast Utilities	399	Réservé à long-terme
Central Maine Power	85	Libre pour réservation le 2 novembre 2007
New-England Power	268	Libre pour réservation le 2 novembre 2007
United Illuminating	65	Libre pour réservation le 2 novembre 2007
Nstar	179	Libre pour réservation le 2 novembre 2007
Sous-total	996	
Vermont Joints-Owners	≈ le reste	Réservé à long-terme
Total	1200	

Le reste de la ligne est offert en non-ferme avec le service mensuel vendu 60 jours avant le début du mois pour 800 MW. Étant donné qu'il n'y a pas de marché au Québec pour l'imbalance avec un juste prix, il est très risqué pour les contreparties de prendre des positions sur cette ligne avec du service non-ferme, en particulier lorsque HQP sécurise le transport en sachant que la contrepartie a acheté un point de livraison sans avoir le transport. Ce fut le sort du participant du Connecticut à l'appel d'offres du Distributeur qui fut pris au piège en mai 2007 et qui a ajusté son prix dans les encans suivants pour prendre en considération l'absence de mécanisme de juste prix « d'imbalance » en temps réel au Québec.

En 2007, la situation était la suivante sur Phase I/II en Nouvelle-Angleterre.

(Compagnies	MW	Statut
Central Maine Power	85	85 à HQUS en mensuel ferme de janvier à décembre
New-England Power	268	118 à HQUS en mensuel ferme de janvier à décembre 41 à EBMI en mensuel ferme de janvier à décembre 109 à Cargill en mensuel ferme de janvier à décembre
United Illuminating	65	65 à EBMI en mensuel ferme de janvier à décembre
NSTAR	179	119 à HQUS en annuel ferme 60 à EBMI en mensuel ferme de janvier à décembre

Pour 2008, la situation risque d'être très différente puisque Cargill, Ontario Power Generation, Énergie Brookfield Marketing Inc. et HQUS ont déposé des demandes pour l'ensemble des mégawatts disponibles en transport ferme. Les gagnants non affiliés à HQ auront un grand intérêt pour les mégawatts de surplus de HQD et ce, plus particulièrement, en regard du marché de la Nouvelle-Angleterre.

L'affirmation du Distributeur qu'en 2008 ce marché sera à toutes fins pratiques fermé à de la génération provenant du Québec et acquis par des tiers (autres que HQP) est à notre avis non fondée.

L'ANALYSE COMPARATIVE DES SCÉNARIOS DE SUSPENSION ET DE REVENTE ET LES HYPOTHESES DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur soumet que les coûts qu'il devra assumer sous l'un ou l'autre des scénarios l'amène à constater un avantage économique pour l'option suspension de l'ordre de 1,8 M \$ (qu'il a arrondi à 2 M \$) (Tableau 3, HQD-2, Document 1, page 17). Les coûts du scénario de suspension étant évalués à 54,2 M \$ (Tableau 1, HQD-2, Document 1, page 9) alors que le scénario de revente impliquerait des coûts pour le Distributeur de l'ordre de 56 M \$ (Tableau 1, HQD-2, Document 1, page 16 et Tableau 1, HQD-2, Document 2, page 13).

Lorsque l'on analyse le scénario de suspension mis de l'avant par le Distributeur et ses composantes de coûts, on constate ce qui suit :

1. L'objet de l'entente proposée par le Distributeur est la mise en veilleuse de la centrale de Bécancour durant une période de 12 mois, soit du 1^{er} janvier 2008 au 31 décembre 2008. Durant cette période, la Centrale ne générera aucune énergie et ne sera en mesure de garantir, fournir ou offrir de la puissance ou de la capacité tel que prévu aux termes de ce contrat intervenu en 2003.
2. À titre de conséquence directe de cette mise en veilleuse, le Distributeur a établi qu'il lui sera nécessaire d'acquérir de l'énergie de remplacement durant les mois de janvier, février, mars et décembre 2008 et ce pour un volume de 474 Gwh (voir bilan énergétique – scénario de suspension, année 2008, HQD-2, Document 2, page 12) et le coût que le Distributeur a attribué à l'achat de cette énergie de remplacement a été fixé à 39 M \$ (voir Engagement #5 du Distributeur, HQD-3, Document 3.5, page 3).
3. Aussi, et toujours à titre de conséquence directe de cette mise en veilleuse de la centrale, le Distributeur s'est engagé à verser à son fournisseur TCE la pleine prime de puissance pour la durée de la suspension du contrat, représentant une somme substantielle, à tout le moins, si l'on se fie aux montants octroyés dans le cadre du même appel d'offres à HQP, soit 95 000 \$/MW/an et 110 000 \$/MWh/an. (Malheureusement, la prime de puissance associée au contrat TCE est confidentielle et nous ne sommes pas en mesure d'en déterminer la valeur exacte).
4. Or, le Distributeur reconnaît que la mise en veilleuse de la Centrale Bécancour l'obligera à acheter de la capacité pour deux mois, soit durant les mois de janvier et février 2008 (500 MW par mois) à un coût qu'il évalue à 2,5 M \$ et ce, afin d'équilibrer son bilan de capacité. On doit donc en déduire que pour le reste de l'année, la suspension des activités de la Centrale Bécancour n'aura aucun impact financier pour le Distributeur quant à la rencontre de ses obligations envers HQP aux termes de l'Entente Cadre car autrement, il aurait dû le considérer comme un coût additionnel dans son scénario de suspension.
5. Ceci nous amène donc à réaliser que dans le scénario de suspension le Distributeur se trouve à renoncer à la valorisation du surplus de capacité qu'il aurait pu monnayer si la centrale était demeurée en fonction. À notre avis, dans le scénario de suspension, on doit également tenir compte soit de la valeur versée à TCE (prime de puissance) ou à tout le moins à la valeur de la revente de cette puissance en surplus dont le Distributeur se prive en raison de la cessation des opérations de la Centrale. Si, pour les fins de la présente analyse, l'on n'attribue que la valeur associée au coût de la puissance de remplacement que le Distributeur lui-même devra acquérir et qu'il estime à 2,5 \$ du Kw

(ce qui est très conservateur sur 10 mois), il s'agirait d'une somme de 12,5 M \$ de pertes de valorisation ou d'optimisation de cet élément du contrat.

6. À ces deux éléments doit s'ajouter une estimation raisonnable du risque ou des coûts qu'assumera le Distributeur aux termes de l'Entente de principe définitive modifiant le contrat TCE et qui ne sont pas directement pris en compte dans le calcul des coûts du Distributeur dans le scénario de suspension. Nous référons plus particulièrement au risque associé à l'évaluation du tarif du gaz et du transport de gaz que le Distributeur établit comme représentant un manque à gagner ou une perte de revenus de l'ordre de 5,4 M \$ pour Gaz Métropolitain et que le Distributeur considère devrait être supporté à tous les consommateurs de gaz naturel. Deuxièmement, la valeur versée à TCE à titre d'entente de swap (Entente de principe, art. 21) pour l'achat du gaz lié aux bouilloires auxiliaires et un montant pour le risque de l'évolution du volume de vapeur requis par le client.
7. Donc, en tenant compte de ces divers éléments, EBMI considère que le Tableau scénario de suspension du Distributeur qui se retrouve à HQD-2, Document 1, page 9, aurait dû refléter les montants suivants :

1.	Pertes économiques de TCE	40,8 M \$
2.	Engagements relatifs au transport de gaz	10,9 M \$
3.	Coût de remplacement de la puissance (janvier et février 2008)	2,5 M \$
4.	Coût de l'achat de l'énergie de remplacement (474 Gwh) (janvier, février, mars et décembre 2008)	39 M \$
5.	Perte d'optimisation du surplus de capacité en raison de la cessation des opérations de la Centrale	12,5 M \$
6.	Risque associé à l'évaluation et à l'évolution du prix du gaz ou compensation du coût associé au swap convenu avec TCE	?
7.	Risque associé au volume de vapeur du client	?
8.	Risque de variation dans la tarification du gaz et du transport du gaz du Distributeur Gaz Métropolitain	?
	Coût du scénario de suspension pour le Distributeur, sauf à parfaire	105,7M \$

Il ne fait aucun doute que le coût d'achat d'énergie de remplacement pour les mois de janvier, février, mars et décembre 2008 et reflété par le bilan énergétique du Distributeur (scénario de suspension), HQD-2, Document 2, page 12, n'a pas été pris en compte par le Distributeur et qu'il est également nécessaire d'accorder une valeur à la non-optimisation du surplus de capacité ou de puissance associée à la fermeture de la centrale.

En incluant ces deux montants, on s'aperçoit rapidement que le coût du scénario de suspension, contrairement à ce que prétend le Distributeur, est dans les faits prohibitif et qu'il l'est encore plus si l'on considère, comme nous le croyons, le plein montant de la prime de puissance à être payée à TCE par le Distributeur

SCÉNARIO DE REVENTE DES SURPLUS ASSOCIÉS AU CONTRAT TCE

Lorsqu'on analyse le scénario de revente mis de l'avant par le Distributeur, l'on constate que le bilan énergétique qui a été soumis à l'appui de ce scénario ne prévoit en 2008 aucun achat d'énergie de remplacement par le Distributeur et aucun besoin de capacité de remplacement (HQD-3, Document 1, page 12, Bilan énergétique - scénario de revente).

En prenant connaissance des données reprises à l'annexe 4 (HQD-2, Document 2, page 13, tableau 1), il ne faut pas perdre de vue que dans ce scénario de revente chaque variation de un dollar (1 \$) soit en réduction du coût d'énergie de TCE en MWh ou à la hausse pour le prix de vente obtenu en MWh représente un revenu additionnel pour le Distributeur de 4,3 millions \$.

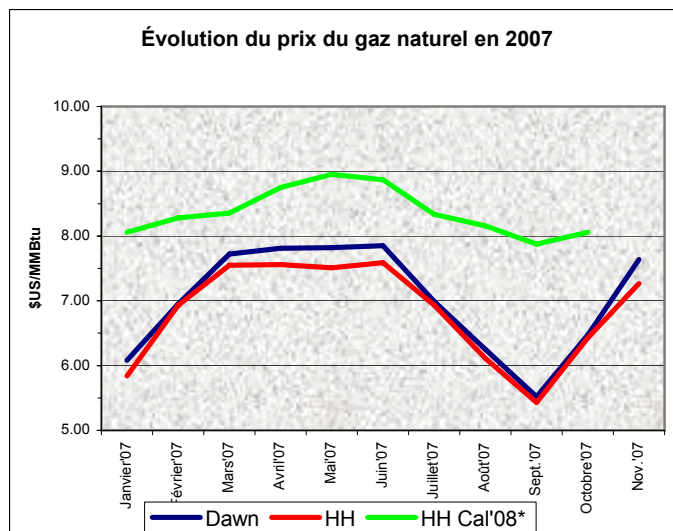
Dans sa présentation à l'appui de sa recommandation du scénario de suspension, le Distributeur (HQD-2, Document 1, page 16, tableau 2 – Coût du scénario de revente) établit le manque à gagner issu de la revente de l'énergie associée au contrat TCE (soit 4,3 TWh) à 56 millions \$. Ce chiffre de 56 millions \$ étant plus amplement expliqué à l'annexe 4 (HQD-2, Document 2, page 13).

Évidemment, en regard des données de cette annexe, nous n'avons pas eu accès aux données liées à l'établissement du volet TCE - Coût de l'énergie que le Distributeur fixe à 68,82 \$CAN/MWh. Nous nous permettons, néanmoins, de vous soumettre un tableau et un graphique établissant le prix du gaz naturel mensuel moyen, tel que publié dans le Gas Daily et NYMEX, qui reflète les prix Dawn et HH pour la période de janvier à novembre 2007, ainsi que le HH pour l'année civile 2008.

Prix de gaz naturel mensuel moyen
(selon Gas Daily + NYMEX)

Mois	Dawn	HH	HH Cal'08*
Janvier'07	6.08	5.84	8.06
Février'07	6.95	6.93	8.28
Mars'07	7.72	7.55	8.36
Avril'07	7.81	7.56	8.75
Mai'07	7.82	7.51	8.95
Juin'07	7.85	7.59	8.87
Juillet'07	6.99	6.93	8.33
Août'07	6.25	6.11	8.16
Sept.'07	5.52	5.43	7.87
Octobre'07	6.47	6.43	8.06
Nov.'07	7.64	7.27	

*: Moyenne mensuelle du prix NYMEX



Un coût de 296 millions \$ divisé par 4,3 TWh donne effectivement un coût moyen par MWh de 68,82 \$ et un prix moyen pour le gaz naturel (MMBTU) de 9,83 \$ (incluant le transport et un heat rate de 7,000 Btu/kWh), ce qui nous apparaît extrêmement élevé par rapport au prix moyen de 9,00 \$ (incluant le transport et le basis) que reflète le tableau auquel nous venons de vous référer. Compte tenu de la nature des équipements en place et des prix du gaz naturel, nous nous serions attendus à ce que le TCE - Coût de l'énergie soit plutôt de l'ordre de 63 \$CAN/MWh.

Dans un deuxième temps, cette analyse du Distributeur se limite à la valeur de revente qui pourrait intervenir en vendant l'ensemble de l'énergie sur le marché de New York. Ce scénario ne tient aucunement compte de la valorisation du portefeuille, à tout le moins, par la revente d'une partie de l'énergie à d'autres marchés limitrophes.

Lors de l'audience, le Distributeur soulignait pour soutenir son point de référence qu'il n'a jamais eu de demande, depuis 2004, pour une livraison sur la Nouvelle-Angleterre. Cette affirmation est inexacte – EBMI a fait une telle demande auprès du Distributeur et obtenu livraison en 2006 (A/O 2005-04).

Quant aux frais de courtage et de réservation, il nous apparaît évident que cette déduction n'a pas sa raison d'être puisque, de l'aveu même du Distributeur, celui-ci ne procèdera pas à la vente des produits sur le marché DAM et que le recours à des courtiers ne sera pas un élément de coût qui influencera le prix que des participants voudront bien lui offrir pour l'énergie rendue disponible. Lorsqu'on examine les justifications qui ont été données antérieurement dans le cadre de sa preuve écrite (voir HQD-2, Document 1), le Distributeur traite cette somme complètement distinctement de l'ajustement de cinq dollars (5 \$) du MWh qu'il voudrait voir appliquer. Force est d'admettre que les explications du représentant du Distributeur allaient à l'encontre de sa preuve écrite et dans les circonstances, EBMI considère que la somme de 0,91 \$ devrait être entièrement retirée de l'équation et du tableau de l'annexe 4 puisque le Distributeur a reconnu qu'il ne s'agissait pas d'un coût qui influencerait le prix offert.

En ce qui concerne l'ajustement ou l'écart de cinq dollars (5 \$), il faut se rappeler qu'en février 2007 dans le dossier R-3624-2007 le Distributeur n'avait requis aucun écart. Dans le cadre du dossier tarifaire 2008, R-3644-2007, le Distributeur, en août 2007, sur la foi de la situation qui prévalait, indiquait qu'à son avis on devait tenir compte d'un écart de trois dollars (3 \$). Ce n'est que dans le cadre du présent dossier que l'on parle d'un écart aussi important que cinq dollars (5 \$) du MWh. Cet ajustement du prix, à lui seul, représente 22,5M \$ de revenus en moins dans le scénario de revente du Distributeur. Lorsqu'on étudie les écarts dans les variations du prix court terme affiché sur le marché de New York pour une période correspondante, nonobstant les soubresauts imposés à ce marché au cours de l'été 2007, ceux-ci ne permettent pas de justifier l'ajustement suggéré. À notre avis (voir nos commentaires sur les appels d'offres de 2007), même dans la perspective d'une analyse conservatrice, un écart de plus de deux dollars et cinquante cents (2,50 \$) nous paraît aucunement justifié.

Ainsi, si on redresse l'annexe 4 du Distributeur en fonction des éléments que nous avons abordés, le résultat auquel le Distributeur pourrait s'attendre dans une perspective très conservatrice de revente des 4,3 TWh serait comme suit :

Annexe 4
Tableau 1 - redressé
Comparaison entre les coûts de l'énergie - Revente vs contrat TCE
(prix à terme 2008 - Calendar 2008)

TCE – Coût de l'énergie		Moyenne 8 janvier au 31 oct. 2007	
		HQD	EBMI*
Gaz naturel – «Futures» Henry Hub	\$US/MMBTU		
TCE – Coût de l'énergie	\$CAN/MWh	68,82	63,0
Vente NY			
«Forward» NY zone A (Cal. 2008)	\$US / MWh	59,72	59,72
+ Basis NY A à M	\$US / MWh	5,48	5,48
= «Forward» NY zone M	\$US / MWh	65,21	65,21
- Taux de pertes sur réseau TÉ	%	5,2%	5,2%
Prix avec pertes	\$US / MWh	61,81	61,81
- Frais de courtage et réserv. NY	\$US / MWh	0,91	---
+ Ajustement	\$US / MWh	5,00	2,50
= Prix de vente	\$US / MWh	55,91	59,31
	\$CAN / MWh	55,91	59,31
Écart de Revente vs Coûts TCE	\$CAN / MWh	-12,91	-3,69
Taux de change	\$CAN / \$US	1,00	1,00

* Basé sur prix à terme

Notons que même si le prix du Coût de l'énergie de TCE était maintenu à 68,82 \$ l'écart entre les revenus de revente et les coûts TCE en MWh ne serait que de 9,51 \$ (au lieu de 12,91 \$). Ce qui se refléterait par des revenus de l'ordre de 254 millions \$ comparativement au 240 millions \$ avancés par le Distributeur (voir : HQD-2, Document 1, page 16, Tableau 2). Dans un scénario où l'écart ne serait que de 3,69 \$ les revenus additionnels seraient de l'ordre de 39 millions \$.

Au surplus, dans le calcul des écarts entre le prix de vente des surplus et du coût de l'énergie du contrat TCE, le Distributeur ne tient aucunement compte de l'optimisation des surplus de capacité dont il bénéficierait s'il maintenait la centrale en fonction et qu'il pourrait monnayer ses droits.

Nous nous limiterons pour les fins de cet exercice à considérer que le coût que le Distributeur attribue lui-même à l'achat de capacité supplémentaire en janvier et février 2008, soit 2,50 \$ KWh-mois (HQT-2, Document 1, p. 9). Cet exercice nous mène à la réalisation d'un revenu additionnel d'un minimum de 12,5 millions \$.

Par conséquent, en redressant le tableau Coût du scénario de revente (HQD-2, Document 1, page 16), l'écart entre les revenus de revente et les coûts de l'énergie TCE se situerait dans

une fourchette entre 4,8 millions \$ et 29,5 millions \$, plutôt que le 56 millions \$ mis de l'avant par le Distributeur.

CONCLUSION

Une comparaison rapide des deux scénarios, une fois redressée pour tenir compte de tous les éléments pertinents, démontre que les deux options ne sont pas économiquement de même valeur et que le scénario de suspension est nettement défavorable aux intérêts de l'ensemble des consommateurs et des clients de HQD.

Scénario - Suspension
Tableau 1 redressé
Coûts de l'option de suspension
HQD-2, Document 1, page 9

1	Pertes économiques de TCE	40,8M\$
2	Engagements relatifs au transport et à la distribution	10,9M\$
3	Coût de la puissance de remplacement (500 MW – 2 mois)	2,5M \$
4	Coût de l'énergie de remplacement – 474 GWh	39M \$
5.	Perte de la valeur de revente de la puissance (mise en veilleuse de la centrale)	12,5M \$
	Coûts – Scénario de suspension, sauf à parfaire	105,7M \$

Scénario Revente
Coût du scénario de revente
Tableau 2 Redressé
HQD-2, Document 1, page 16

	<u>Selon Distribution</u>	<u>Selon EBMI</u>	
		<u>1</u>	<u>2</u>
Coûts de l'énergie TCE	296M \$	296M \$ 68,8 \$ (MWh)	271,3M \$ 63 \$ (MWh)
Processus de la revente de l'énergie et de la puissance	240M \$	266,5M \$	266,50M \$
Coûts – Scénario de revente	56M \$	29,5M \$	4,8M \$

Comparaison
des scénarios redressés
HQD-2, Document 1, page 17

Coûts scénario revente	29,5M \$	ou	4,8M \$
Coûts scénario suspension	105,7M \$		105,7M \$
Écart	76,2M \$		100,9M \$

EBMI est d'avis que cet exercice ne fait que renforcer la position qui avait déjà été adoptée par la Régie dans le dossier R-3624-2007 et des motifs exprimés dans sa décision D-2007-13, soit que le Distributeur avait une obligation de gestion prudente certes mais dans une perspective de rendre le service pour lequel il a été constitué au meilleur coût possible pour sa clientèle, ce qui implique nécessairement l'optimisation et la valorisation des droits associés au plan d'approvisionnement. Nous continuons de soutenir que cette valorisation et cette maximisation passent nécessairement par la mise en vente à l'enchère ou par appel d'offres de l'énergie de surplus dont pourrait bénéficier le Distributeur.

Force est de constater que le Distributeur a plutôt opté pour ce qui pourrait être qualifiée de solution de facilité. Toutefois, les sommes en jeu sont importantes et ultimement c'est le consommateur-client qui sera appelé à assumer la conséquence des choix qui sont faits pour lui par le Distributeur.

À notre avis, les mécanismes de marché demeurent la meilleure méthode d'optimisation et de maximisation de la valeur de tel droit, surtout lorsqu'on fait pleinement usage des instruments financiers et des moyens que le marché offre.