

RÉPLIQUE DU DISTRIBUTEUR

INTRODUCTION

Dans une première section, le Distributeur aborde les aspects généraux de ce dossier traitant par grand thème des observations des intéressés¹ qui se recoupent en partie. Dans une seconde section, des commentaires plus spécifiques et ciblés pour certains intéressés sont détaillés.

MISE EN CONTEXTE ET ASPECTS GÉNÉRAUX

Plusieurs intéressés suggèrent que le Distributeur a négligé l'examen de plusieurs options autres que la conclusion de l'Entente dont l'approbation est ici demandée.

La preuve démontre que le Distributeur a analysé toutes les options disponibles et économiquement recevables qui lui permettraient de mieux gérer l'importance des surplus anticipés. Pour le Distributeur, l'Entente, d'une durée de dix (10) mois sur un contrat d'une durée de vingt (20) ans, constitue une réponse parfaitement adaptée à une situation particulière soit un déséquilibre offre/demande de près de 5 TWh en 2007.

Rappelons, tel que l'a souligné M. Richard lors de l'audience du 7 février dernier (N.S. pages 20 et 21) que dans sa gestion des surplus, le Distributeur a respecté la stratégie contenue à son Plan d'approvisionnement 2005-2014 quant aux séquences et mesures de mitigation à privilégier dans une situation de réalisation d'un scénario faible de la demande. Il a également mentionné que l'un des buts de l'Entente était de rétablir l'équilibre entre les besoins de la clientèle québécoise et les moyens d'approvisionnement disponibles au Distributeur.

¹ ACEF de Québec, BEMI, FCEI et RNCREQ.

Dans l'application de ces mesures pour faire face à une demande plus faible, le Distributeur a entrepris de négocier des réductions de livraisons avec ses fournisseurs importants. Afin de baliser les diverses options disponibles, le Distributeur a pris la mesure des marchés et a décrit les divers paramètres qui ont alors été pris en considération.

Dans son État d'avancement 2006 et pour faire face à cette problématique de surplus anticipés, le Distributeur annonçait qu'il avait entrepris des démarches avec l'un des deux fournisseurs les plus importants, soit TransCanada Energy. Ces démarches n'ont pas permis d'en arriver à une entente. Tel que souligné par M. Richard en audience (n.s. vol. 1, page 196), le principal défi qu'avaient à relever TransCanada Energy et le Distributeur en vue de conclure une entente en était un de nature opérationnelle. Il était délicat de procéder à l'arrêt partiel ou total des livraisons puisque l'électricité est produite à partir d'une centrale thermique qui en est à sa première année d'exploitation et qui doit fonctionner afin d'alimenter ses clients de vapeur.

Le Distributeur s'est alors tourné vers le seul autre fournisseur important et a amorcé des discussions avec ce dernier soit Hydro-Québec Production (ci-après le Producteur), comme il l'a fait avec TransCanada Energy et tel qu'il l'aurait fait avec n'importe quel autre fournisseur. Nous soulignons que les deux contrats visés par l'Entente sont le résultat d'un appel d'offres et qu'ils ont été approuvés par la Régie. Le Producteur a été traité dans le cadre de ce processus comme un fournisseur ordinaire et il le demeure dans le présent dossier.

Pour certains intéressés, la revente n'a jamais été considérée comme une véritable option par le Distributeur. La preuve offerte dans ce dossier est à l'effet contraire. Le Distributeur dans la mise en place de sa stratégie a apprécié ce que les marchés avaient à offrir tout en tenant compte des contraintes et risques qui

s'y rattachent. Il en est venu à conclure l'Entente qui présente des avantages certains comparés à une stratégie de revente sur les marchés. Le Distributeur n'est pas réfractaire à la revente puisqu'il a exercé cette option lors du début des livraisons du contrat conclu avec TransCanada Energy pour sa centrale de Bécancour. Les quantités en surplus ont été revendues en octobre, novembre et décembre 2006. Toutefois, les quantités de surplus que le Distributeur devra revendre en 2007 excèdent largement en quantité et en durée celles qu'il a eues à gérer en 2005 et 2006.

La mission du Distributeur est de gérer de manière optimale l'approvisionnement des marchés québécois en maintenant l'équilibre énergétique par divers moyens déjà identifiés dans son plan d'approvisionnement ou ses états d'avancement. Lorsqu'il est aux prises avec des surplus, il doit revendre ses surplus au moment où ils surviennent. Il fait alors face aux conditions prévalant sur les marchés qu'il peut lui-même affecter selon l'importance des surplus qu'il a à écouler. Dans cette activité, il est alors exposé à des risques de prix, de marchés et de congestion des interconnexions.

Des intéressés avancent que l'attitude du Distributeur face à la revente fait perdre des occasions qui lui auraient permis d'optimiser les coûts d'approvisionnement et ainsi de réduire le coût de la facture des consommateurs du Québec. De l'avis du Distributeur, nul ne peut garantir que les activités de revente conduiront automatiquement à générer des «profits». Le complément à l'engagement 5 (HQD-3, document 2.5.1) confirme les propos tenus par M. Richard en audience à l'effet que la vente de 600 MW additionnels dans le marché du Nord-Est américain exercerait une pression à la baisse sur les prix. Selon l'expertise présentée, l'effet à la baisse sur les prix serait de l'ordre de 3 \$ à 21 \$/MWh, ce qui jette un sérieux doute sur les affirmations de certains intéressés, mettant du même coup en lumière l'un des avantages de l'Entente

qui est de supprimer les risques que pourraient présenter d'importantes variations de prix dans les marchés.

Un intéressé soumet également à quelques reprises que le Distributeur par le biais de l'Entente fait un "cadeau" au Producteur notamment en raison du fait que ce dernier pourrait revendre ces quantités d'électricité à profit. Avec respect, il s'agit d'affirmations non fondées et qui démontrent une vision superficielle de la situation.

Le Distributeur rappelle qu'il a d'abord tenté de conclure une entente avec TransCanada Energy ce qui n'a pas été possible. Ce n'est qu'à la suite de cet échec que le Distributeur s'est adressé au Producteur. Le Distributeur réitère que ces fournisseurs ont été traités sur la même base, sans favoritisme. D'ailleurs, les relations d'affaires du Distributeur avec ses entités affiliées sont encadrées par le *Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres* et par le *Code de conduite du Distributeur* lesquels ont été approuvés par la Régie. Le Distributeur se conforme à ces encadrements.

Les arguments des intéressés qui militent en faveur de l'option de revente reposent sur des scénarios optimistes sans mesure de risque véritable pour le Distributeur. Ces intéressés démontrent que la comparaison entre l'option de revente et la suspension des contrats en cause pourrait, au mieux, avoir un caractère de neutralité ou de léger avantage pour le Distributeur.

Les intéressés qui ne voient dans cette situation de surplus d'électricité qu'une simple occasion d'affaires pour le Distributeur font volontairement abstraction de la complexité du marché de l'électricité au Québec et dans les marchés limitrophes. Les contraintes d'accès sont multiples que ce soit au niveau des interconnexions ou des prix en vigueur dans ces marchés (voir HQD-3,

document 2.5.1). Les éléments mis de l'avant par les intéressés s'appuient sur des hypothèses et scénarios (facilité de revente, prix de revente élevé à toutes les heures) qui, de notre avis, n'intègrent pas l'ensemble des risques associés.

Advenant que la Régie refuse d'approuver l'Entente soumise par le Distributeur, ce dernier devra payer de façon certaine l'électricité livrée par le Producteur, soit une somme d'environ 225 M\$. En ce qui concerne la revente à profit de cette énergie, il ne s'agit que d'un scénario théorique. Si ce scénario ne se réalise pas et que l'électricité est revendue à perte, les clients du Distributeur devront en payer la note, ce qui est également une certitude. Cette portion de l'équation est occultée par plusieurs intéressés.

L'Entente négociée avec le Producteur est avantageuse tant pour le Distributeur que pour la clientèle québécoise car elle a pour effet de les protéger des risques inhérents à la revente sur les marchés limitrophes de quantités importantes d'électricité excédentaire et ce, pour une période de dix (10) mois.

La pièce soumise par la Régie lors de l'audience (pièce A-4) démontre que les prix à terme (prix forward) ont connu une forte pression à la hausse dans les deux derniers trimestres de l'année 2005 et au premier trimestre de l'année 2006. Par la suite, ils ont subi une correction importante dans le dernier trimestre de 2006 pour finalement atteindre des niveaux inférieurs aux prix des contrats en cause. Pour le Distributeur, l'évolution de ces prix à terme reflète simplement l'évolution de la conjoncture des marchés de l'énergie pendant cette période, les marchés étant stimulés par plusieurs ouragans exceptionnels survenus sur la côte Est des États-Unis.

Afin de mieux apprécier le réalisme des prix de marché ayant servi aux analyses du Distributeur pour 2007, il est plus pertinent d'examiner l'évolution réelle pour les années 2000 à 2006 du prix de l'électricité sur le marché DAM de la zone M

du NYISO. Le tableau qui suit présente le prix moyen observé de 2000 à 2006 pour les mois de mars à décembre inclusivement.

**Évolution du prix moyen de 2000 à 2006
Marché DAM – zone M du NYISO
Mars à décembre inclusivement**

<u>Année</u>	<u>\$US / MWh</u>
Réel 2000	35.64
Réel 2001	34.53
Réel 2002	34.57
Réel 2003	45.22
Réel 2004	47.04
Réel 2005	74.27
Réel 2006	53.36
Forward 2007	58.47

(Source: http://www.nyiso.com/public/market_data/pricing_data.jsp)

On constate ainsi que le niveau du prix à terme 2007 utilisé par le Distributeur est nettement supérieur au prix réel du marché DAM de la zone M de New York, et ce pour toutes les années de 2000 à 2006 inclusivement, à l'exception de 2005, année d'ouragans exceptionnels déjà abondamment discutée.

Ainsi, si les prix réels de 2007 s'avéraient du même ordre que ceux de la période 2000 à 2006, les activités de revente occasionneraient des pertes qui gonfleraient la facture totale liée aux coûts d'approvisionnement du Distributeur. Il n'apparaît pas raisonnable ou prudent, dans la vision du Distributeur, de faire courir un tel risque à sa clientèle puisqu'il dispose d'une alternative solide et valable, soit l'Entente en cause.

De plus, dès janvier 2008 les contrats en cause seront en vigueur afin de faire face à la pointe de l'hiver 2008 du Distributeur. Ainsi, il est vraisemblable que le Distributeur n'aura pas à faire appel aux marchés de court terme afin de boucler son bilan en puissance comme ce fut le cas ces dernières années. Il s'agit là d'un avantage indéniable pour le Distributeur que des intéressés évitent de prendre en considération.

ACEF de Québec

L'intéressé souligne que l'approbation de l'Entente par la Régie aura pour effet d'accroître l'utilisation de l'entente globale cadre intervenue entre le Distributeur et le Producteur (voir R-3622-2006 et observations page 4).

Cette affirmation est fausse. À titre de rappel, l'entente cadre est une mesure de dernier recours afin de combler les besoins découlant d'aléas imprévisibles auxquels le Distributeur doit faire face. Il n'y a aucune relation de cause à effet entre le commentaire de l'intéressé concernant l'entente globale cadre et l'Entente de suspension en cause qui permet au Distributeur de gérer d'importants surplus. Ces deux ententes ne couvrent pas les mêmes fins et ne répondent pas aux mêmes besoins du Distributeur (voir également, n.s., pages 150 à 154).

L'intéressé suggère d'effectuer une analyse d'impact sur les prix en cas de revente de surplus sur les marchés d'exportation (observations page 5). Le Distributeur a produit le complément à l'engagement 5 (HQD-3, document 2.5.2) qui répond aux interrogations de l'intéressé.

Quant aux demandes d'évaluer les besoins du Distributeur pour l'année 2008 et de mettre en place des conditions de revente de surplus (observations page 5),

le Distributeur mentionne que ces questions débordent le cadre de cette audience.

Énergie Brookfield Marketing Inc. (ci-après BEMI)

Cet intéressé invoque le fait que l'analyse comparative des options revente et «bookout» effectuée par le Distributeur repose sur des hypothèses qui devraient être révisées. Dans les faits, le Distributeur a bâti son analyse à partir des mêmes hypothèses de marchés auxquels il a accès pour ses approvisionnements pour acheter comme pour disposer de toute énergie excédentaire. Contrairement à la démonstration faite par BEMI qui n'utilise qu'une seule source de prix, le Distributeur articule ses analyses en se basant sur un panier de prix de marché composé de sept sources d'informations différentes (voir à cet effet l'engagement no. 4) lui permettant de dégager une lecture centrée du marché. Dans le contexte où certaines sources affichent des prix supérieurs, d'autres des prix inférieurs l'approche du Distributeur a pour effet de pondérer ces diverses prévisions de marché.

De plus, le Distributeur a utilisé comme prix de référence le prix du marché de New York plutôt que celui de la Nouvelle Angleterre. En effet, en s'appuyant sur la méthodologie mentionnée précédemment, ce marché était plus lucratif pour le Distributeur, une fois tenu compte de l'ensemble des coûts propres à chacun de ces marchés.

L'analyse de l'option de revente faite par BEMI repose sur la même méthodologie que celle utilisée par le Distributeur notamment en tenant compte des coûts de transport, des pertes et des droits d'importation. Malgré cela, la lecture du marché par BEMI demeure optimiste pour le Distributeur. En effet les prix utilisés reflètent des conditions de marchés pour des tranches de l'ordre de 50 MW. Or les quantités à vendre par le distributeur sont de 600 MW. La disposition de telles quantités ne peut qu'avoir des impacts à la baisse sur les

prix. D'ailleurs, l'expert consulté par le Distributeur évalue les effets de ventes aussi importantes sur les marchés à plus de 3 \$US/MWh, cet impact pouvant atteindre plus de 20 \$US/MWh à certaines périodes.

De fait, le Distributeur considère que ses évaluations, qui se basent sur des évaluations de marché, respectent les notions de juste valeur marchande. Si les prix de marché de référence sont bons, et c'est ce que prétend le Distributeur, aucune rente n'est alors transférée au Producteur. Hydro-Québec Production, BEMI et tous les participants du marché disposent de conditions identiques sur le marché et auraient pu s'approvisionner sur les marchés au même prix s'ils avaient été intéressés.

Par ailleurs, BEMI suggère que le Distributeur aurait pu procéder par appel d'offres en revente. De l'avis du Distributeur, ce processus d'appel d'offres appliqué à la revente est jugé risqué. Dans tous les cas, les acheteurs potentiels soumissionneraient au mieux au prix du marché. Dans ce contexte, le prix courant du marché constituerait un plafond pour le Distributeur l'exposant de façon quasi certaine au risque que certains blocs soient vendus à des prix inférieurs. C'est un risque que le Distributeur ne voulait pas prendre et y engager sa clientèle.

BEMI mentionne également dans ses commentaires que le Distributeur a omis de prendre en considération la valeur découlant de la vente de produits de puissance dans les marchés avoisinants (commentaires page 9). Or, si le Distributeur a écarté cette possibilité de son analyse, c'est que la vente d'un tel produit lui paraissait peu réaliste. Les différentes raisons ci-après décrites et l'exemple de la Nouvelle Angleterre illustrent bien les contraintes reliées à ces transactions.

En effet, au-delà des considérations juridiques découlant des contrats visés par l'Entente, le Distributeur ne pourrait pas valoriser des produits de puissance comme l'intéressé le prétend.

Ainsi, et pour reprendre l'exemple de BEMI pour la Nouvelle-Angleterre, il est pertinent de rappeler certaines règles de marché. Pour vendre de la puissance en Nouvelle Angleterre, les étapes suivantes doivent être obligatoirement effectuées:

- 1) Obtention des droits d'importation («Import Rights»), lesquels sont octroyés gratuitement par l'ISO-NE sur la base du premier arrivé premier servi;

- 2) Achat des droits de transport sur la Phase I/II.

Des droits d'importation pour la Phase I/II sont disponibles jusqu'à un maximum de 1 800 MW (pour certains mois, les droits sont bien en deçà de ce maximum). De ce montant, 110 MW sont attribués en priorité aux Vermont Joint Owners («VJO») en vertu de clauses grand-père (« Grandfathered Import Rights »). Dans l'éventualité où les VJO n'utilisent pas ces droits, ces derniers deviennent alors disponibles pour les autres participants du marché. 1 200 MW de crédits de puissance (« Hydro Quebec Interconnexion Capacity Credits [HQICCs] ») sont également attribués par l'ISO-NE aux détenteurs des droits de transport de la portion américaine de la Phase I/II.

Les droits de transport sont acquis par le biais d'une négociation bilatérale ou via l'OASIS avec chacun des 65 détenteurs des droits de transport sur la Phase I/II. Ces derniers exigent normalement une clause prévoyant la compensation, par

l'acquéreur des droits de transport, de la perte de crédits de puissance lorsque la puissance vendue sur la Phase I/II pour un mois donné excède 600 MW.

En conclusion, la vente de puissance sera rentable, si et seulement si, 600 MW et moins de contrats de puissance sont acceptés sur la Phase I/II. Au-delà de cette limite, l'opération sera fort probablement déficitaire **puisque le vendeur de puissance devra compenser les détenteurs de droits ayant subi une réduction de leurs crédits de puissance.**

Il est à noter que, selon les informations disponibles au http://www.iso-ne.com/markets/othrmkts_data/inst_cap/icap/index.html, les demandes de droits d'importation sont déjà supérieures aux droits disponibles pour l'ensemble de 2007. **À défaut d'obtenir des droits d'importation, un participant du marché de la Nouvelle Angleterre ne pourra procéder à une vente de puissance puisque l'obtention de ces droits constitue une condition nécessaire à la vente de ce produit.**

Cet exemple illustre bien que le scénario optimiste de l'intéressé ne résiste pas à un examen minutieux des contraintes et risques qui prévalent dans les marchés avoisinants.

FCEI

L'intéressé, sur un ton inutilement alarmiste, mentionne que la conduite de ce dossier par la Régie *"risque de mettre en péril la crédibilité du processus réglementaire"* (observations page 1).

Avec respect, il s'agit d'une affirmation sans fondement. La FCEI, participante habituelle aux audiences de la Régie, a eu la chance de se présenter à

l'audience du 7 février dernier et y a participé activement par le biais de nombreuses questions provenant de deux (2) procureurs spécialisés en droit de l'énergie, munis de leur propre documentation, qui nous sont apparus très préparés. De plus, l'intéressé a produit des observations. À l'évidence, les intéressés ont disposé du temps suffisant pour procéder à l'analyse du dossier en cause qui comporte au plus quarante (40) pages de texte, incluant la preuve principale et les réponses à la demande de renseignement de la Régie.

Quant au délai entre la date de signature de l'Entente et le dépôt de la présente demande à la Régie, l'intéressé sait (ou devrait savoir) qu'une entente de cette nature devait recevoir l'aval des deux divisions d'Hydro-Québec et que par la suite le dossier a été structuré pour dépôt à la Régie dans un délai de sept (7) jours ouvrables. De là, il est clair que l'intéressé cherche à créer artificiellement une polémique.

RNCREQ

Remettant en question l'Entente conclue par le Distributeur, l'intéressé (tout comme ACEF d'ailleurs) demande à la Régie d'inviter le Distributeur à négocier une entente de stockage avec le Producteur (voir observations, page 6.).

Nous sommes surpris d'une telle demande de la part de l'intéressé puisque ce dernier a participé à l'audience relative à la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques (R-3526-2004). À cette occasion, le Producteur a clairement mentionné qu'il n'entendait pas commercialiser un tel service (voir R-3526-2004, HQP-3, document 1, page 24) et nous ne disposons pas d'informations à l'effet que cette position ait été révisée.

Le RNCREQ² invoque le fait que le coût de transport utilisé dans les analyses comparatives par le Distributeur serait surévalué de 3 \$/MWh. Dans ses évaluations, le Distributeur s'est basé sur les tarifs de TransÉnergie approuvés par la Régie pour un service quotidien ferme. C'est le même service de transport qu'a utilisé le Distributeur en 2006, lui permettant de conserver toute la latitude et la flexibilité pour pouvoir disposer de son énergie lorsque requis, tout en évitant de s'engager pour des périodes importantes. Cette même approche a servi à évaluer la présente Entente. Bien qu'une optimisation du service de transport demeure possible, le Distributeur considère qu'elle ne remet aucunement en question les avantages de l'Entente..

CONCLUSION

L'Entente soumise à l'examen de la Régie est à l'avantage du Distributeur et de ses clients. Par cette Entente, le Distributeur est à même de gérer efficacement les surplus qui se profilent pour l'année 2007 tout en se protégeant des risques qu'il ferait courir à la clientèle québécoise d'une trop forte exposition aux marchés. L'Entente s'inscrit dans le cadre d'une démarche qui vise pour le Distributeur à rétablir l'équilibre de son portefeuille d'approvisionnement par rapport aux diverses variations de la demande ou à recentrer sa position en s'adaptant au contexte offre/demande. À un coût comparable mais sans risque de marché, l'Entente est nettement supérieure aux scénarios élaborés par les intéressés.

Cette Entente approuvée, le Distributeur devra néanmoins continuer d'effectuer une gestion dynamique et évolutive de ses moyens d'approvisionnement afin de répondre aux besoins de la clientèle québécoise au meilleur coût et de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale.

² BEMI a le même commentaire (page 8).

A contrario, le refus d'approuver l'Entente est susceptible d'entraîner des conséquences pour le Distributeur notamment dans l'éventualité où un scénario faible de la demande se réalise. Dans un scénario de revente, le Distributeur exposera la clientèle québécoise à des risques de pertes qui s'ajouteront à ses coûts d'approvisionnement. Ainsi, il se devra de coordonner la revente de quantités importantes d'électricité excédentaire, de s'assurer de combler la demande de sa clientèle avec les produits appropriés tout en minimisant une sous utilisation de l'électricité patrimoniale qui représente toujours (en volume) plus de 90 % de l'électricité consommée au Québec à un coût très avantageux.

De tout ce qui précède, de ce qui fut présenté à l'audience et de la preuve produite au dossier, il appert clairement que l'Entente soumise pour approbation par le Distributeur est valable et à l'avantage certain du Distributeur et de sa clientèle.