



Demande d'approbation de **l'Entente globale de modulation**

Dossier R-3775-2011

Mémoire du RNCREQ

Présenté à la Régie de l'énergie

16 novembre 2011

Rédaction

Paul Paquin, analyste, PP EconoTech Conseil inc.

Collaboration

Me Annie Gariépy, avocate

Cédric Chaperon, chargé de projet en énergie et changements climatiques,
Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec

Philippe Bourke, directeur général, Regroupement national des conseils régionaux
de l'environnement du Québec

SOMMAIRE

SOMMAIRE	3
MOTIFS D'INTERVENTION DU RNCREQ	4
RÉSUMÉ	6
1. CONTEXTE	7
2. PORTÉE DE L'ENTENTE	9
3. LES PRIX DE L'ENTENTE	12
3.1 PRIX DE L'ÉNERGIE D'UN SOLDE POSITIF	13
3.2 PRIX DE LA PUISSANCE	13
3.3 PRIX DU SERVICE DE MODULATION.....	14
3.4 PRIX D'UN SOLDE NÉGATIF.....	15
3.5 PRIX DU SERVICE DE RÉGLAGE DE PRODUCTION (SUIVI DE CHARGE)..	16
4. LES GAINS MONÉTAIRES DE L'ENTENTE.....	17

MOTIFS D'INTERVENTION DU RNCREQ

Fondé en 1991, le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) a pour mission de contribuer au développement et à la promotion d'une vision nationale du développement durable au Québec, de représenter l'ensemble des CRE et d'émettre des opinions publiques en leur nom.

En matière d'énergie, le RNCREQ cherche à questionner tant le profil de production que de consommation de l'énergie. C'est en traitant ces aspects de manière intégrée qu'il sera possible d'envisager un développement énergétique du Québec qui soit socialement acceptable, bon pour l'environnement et économiquement viable

À cet égard, le RNCREQ estime que le Québec doit privilégier l'efficacité énergétique (notamment par un aménagement du territoire favorisant la réduction des besoins d'énergie, en particulier ceux du transport) et le développement des sources d'énergie propres et renouvelables.

Pour le RNCREQ, le secteur de l'énergie est un important facteur de développement sociétal, notamment par les importantes retombées économiques et la création d'emplois de qualité qu'il peut procurer. Néanmoins, ce secteur est aussi responsable de problèmes environnementaux parmi les plus importants, dont l'épuisement des ressources, les changements climatiques et la pollution atmosphérique. Il importe donc de prendre des décisions responsables en matière de développement de l'énergie en mesurant attentivement les implications de ces choix.

En somme, le RNCREQ souscrit à une vision à long terme du développement de l'énergie qui contribue à la vitalité économique du territoire tout en répondant aux principes du respect de l'environnement et d'équité entre les peuples et les générations. Aussi, il rappelle la nécessité d'opter dès aujourd'hui pour des choix énergétiques qui s'abstiennent d'exploiter ou d'importer des ressources épuisables et polluantes. Dans cette perspective, ce sont le développement de sources d'énergie locales et propres, allié à une politique de la conservation d'énergie et des efforts rigoureux de planification de l'offre et de la demande (incluant les enjeux de transport et d'occupation du territoire), qui assureront au Québec l'approvisionnement et la fiabilité en énergie dont il a besoin.

L'intervention du RNCREQ se situe dans une perspective de développement durable et d'une utilisation efficace des moyens dont dispose le Distributeur pour la gestion de son réseau

Les observations du RNCREQ portent sur les trois aspects suivants :

- La portée de l'Entente;
- Les prix de l'Entente;
- Les gains monétaires de l'Entente.

RESUME

Le RNCREQ a examiné la preuve déposée par le Distributeur concernant la demande d'autorisation de l'Entente globale de modulation conclue avec le Producteur.

L'analyse du RNCREQ l'amène à conclure que plusieurs prix définis dans l'Entente ne sont pas des prix de marché, mais des prix négociés dans une situation où une partie est en position de monopole. Il en résulte, selon le RNCREQ, que l'Entente permet au Producteur de réaliser des gains beaucoup plus importants que ceux qu'en retire le Distributeur. Cette situation crée une iniquité aux dépens du Distributeur et, conséquemment, de ses clients.

Selon le RNCREQ, les divers décrets gouvernementaux imposant qu'il y ait une entente d'intégration créent une obligation aux **deux parties** de s'entendre. Cette obligation devrait amener les deux parties à un partage équitable des gains réciproques, ce qui, selon le RNCREQ n'est pas le cas actuellement.

Ainsi, pour les raisons explicités dans ce mémoire, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas autoriser l'Entente actuelle.

1. CONTEXTE

Dans sa preuve, le Distributeur mentionne que, lors de l'adoption des règlements encadrant l'acquisition des différents blocs d'énergie éolienne par le Distributeur, le gouvernement du Québec, spécifiait que ceux-ci devaient être assortis d'une « *garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme d'une convention d'équilibrage* » ou d'un « *service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne* ».

Le Distributeur rappelle qu'une telle entente, conclue en 2005 avec le Producteur, répond à ces exigences en procurant au Distributeur des livraisons uniformes tout au long de l'année. Cette entente est en vigueur depuis le début de l'année 2006, et devait prendre fin en février 2011.

Le Distributeur ajoute qu'à la suite de l'examen du Plan d'approvisionnement 2008-2017, la Régie de l'énergie concluait notamment que l'entente d'intégration éolienne ne devrait pas être renouvelée telle quelle. Dans sa décision D-2008-133, la Régie remettait en question notamment le besoin pour le Distributeur d'obtenir des livraisons d'énergie et une puissance garantie uniformes à l'année.

Or, dans le dossier R-3740-2010, le Distributeur annonçait la prolongation de l'entente d'intégration éolienne jusqu'à la fin de l'année 2011, afin de lui permettre de développer une nouvelle entente devant entrer en vigueur en janvier 2012.¹

Le RNCREQ précise que les termes utilisés par le Distributeur dans sa preuve ne sont pas ceux des décrets. Les termes exacts sont les suivants :

« Décret 926-2005

Le bloc visé au premier alinéa est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'un autre fournisseur québécois ou d'Hydro-Québec, dans ses activités de production d'électricité. »

« Décret 1043-2008

Ce bloc d'énergie est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois. »

¹ HQD-1, document 1, pages 5 et 6

« Décret 1045-2008

Ce bloc d'énergie est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois. »

Ainsi, le RNCREQ comprend que le Distributeur doit convenir d'une entente d'intégration assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire. Cette entente peut être souscrite auprès du Producteur ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois.

Selon le Distributeur, l'entente proposée dans le dossier actuel vise à remplacer l'entente d'intégration éolienne dont dispose le Distributeur. Cette nouvelle entente aurait une portée plus large que l'entente d'intégration éolienne et permettrait d'accroître la flexibilité du Distributeur en favorisant l'adéquation horaire entre les besoins et l'offre, de même que la répartition annuelle des approvisionnements

2. PORTEE DE L'ENTENTE

Le Distributeur mentionne qu'il a voulu remplacer l'actuelle entente d'intégration éolienne par une entente plus large qui lui apportera plus de flexibilité. Ainsi, il a développé une entente qui, outre les contrats de livraisons d'énergie éolienne, englobe les livraisons d'énergie associées aux contrats de biomasse et de petite hydraulique. Cependant, elle exclut le contrat de livraison d'électricité en provenance de la centrale de cogénération de TCE dont les livraisons devraient être suspendues pour les trois années couvertes par l'Entente.

Il ajoute que les contrats d'approvisionnement en base et cyclable avec le Producteur sont également exclus de l'Entente, parce qu'ils font déjà l'objet de conventions qui augmentent leur flexibilité.

Selon le Distributeur, l'Entente permettra d'optimiser les livraisons des contrats assujettis en favorisant une meilleure adéquation entre les besoins à approvisionner et les moyens dont il dispose et, de ce fait, réduira le recours aux transactions de court terme. Il se dote ainsi d'un nouveau moyen de gestion opérationnelle qui accroît grandement la flexibilité de son portefeuille d'approvisionnement.

L'Entente comporte un service de modulation et une composante puissance complémentaire².

Elle inclut également la fourniture des services complémentaires requis découlant des impacts de la production variable, et plus particulièrement de la production éolienne. À cet effet, l'Entente distingue les services suivants :

- les services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation ;
- le service de réglage de production (suivi de la charge) ;
- le service de provisions pour aléas.³

Selon le RNCREQ, ce dernier service est apparenté au service de réserve arrêtée puisque le Distributeur mentionne que le prix annuel applicable à la prestation additionnelle de service de provisions pour aléas est équivalent au prix du service de réserve arrêtée.⁴

² HQD-1, document 1, pages 7 et 8

³ HQD-1, document 1, page 11

⁴ HQD-1, document 1, page 13

Le RNCREQ considère que le service de modulation et la composante puissance complémentaire couvrent l'obligation résultant du décret gouvernemental et l'orientation exprimée par la Régie quant à la fourniture d'une capacité variable, mais que la fourniture des services complémentaires n'est pas un service qui doit nécessairement faire partie de l'Entente.

Rappelons qu'il s'agit de services complémentaires que le Distributeur doit fournir en plus de ceux déjà prévus pour l'électricité patrimoniale en vertu de l'Annexe 8 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (« *Tarifs et conditions* »). L'Annexe se lit comme suit :

« ANNEXE 8

Services complémentaires associés à l'alimentation de la charge locale

Le Distributeur doit fournir, ou obtenir de ses fournisseurs d'électricité que ceux-ci fournissent, les services complémentaires indiqués ci-dessous qui sont requis pour assurer en tout temps la sécurité et la fiabilité du réseau de transport. »⁵

Les *Tarifs et conditions* précisent également les conditions de fourniture des services complémentaires.

Pour le service de suivi de charge, qui s'apparente au service de réglage de la fréquence, l'Annexe 3 précise :

« ANNEXE 3

Service de réglage de fréquence

Le service de régulation et de réglage de fréquence est nécessaire au maintien permanent de l'équilibre entre l'offre (production et échange) et la demande, et au maintien de la fréquence du réseau à soixante cycles par seconde (60 Hz). Le service de réglage de fréquence est réalisé en utilisant une production en réseau dont la puissance est augmentée ou diminuée au besoin (principalement au moyen d'appareils de régulation automatique de la production, le régulateur fréquence-puissance) pour suivre continuellement les fluctuations de charge.

L'obligation de maintenir cet équilibre entre les ressources et la charge incombe au Transporteur. Le Transporteur doit fournir ce service lorsque le service de transport est utilisé pour alimenter une charge dans sa zone de réglage. Le client d'un service de transport peut soit acheter ce service

⁵ Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, page 160

auprès du Transporteur ou conclure des ententes de rechange comparables pour la fourniture de ce service par des installations situées dans la zone de réglage, pour exécuter son obligation en matière de service de réglage de fréquence. »⁶

De même, l'Annexe 7 définit les conditions de fourniture du service de réserve arrêtée.

« ANNEXE 7

Réserve d'exploitation - Service de maintien de réserve arrêtée

Le service de maintien de réserve arrêtée est nécessaire pour desservir une charge en cas d'incident sur le réseau. Il n'est toutefois pas disponible immédiatement pour desservir une charge, mais plutôt dans un délai très court. Le service de maintien de réserve arrêtée peut être fourni par les groupes turbine-alternateurs qui sont en réseau mais sans charge, au moyen de la production qui peut être obtenue rapidement ou au moyen d'une charge interruptible. Le Transporteur doit offrir ce service lorsque le service de transport est utilisé pour alimenter une charge dans sa zone de réglage. Le client d'un service de transport peut soit acheter ce service auprès du Transporteur ou conclure des ententes de rechange comparables pour la fourniture de ce service par des installations situées dans la zone de réglage du Transporteur pour exécuter son obligation en matière de service de réserve supplémentaire. »⁷

Il apparaît donc que, selon les *Tarifs et conditions*, ces services peuvent être achetés auprès du Transporteur ou fournis par des installations situées dans la zone de réglage du Transporteur. Selon le RNCREQ, sur le plan technique, cela inclut la centrale de Churchill Falls.

Par ailleurs, en réponse à une demande du RNCREQ visant à justifier l'inclusion de l'achat de services complémentaires pour la charge locale dans l'Entente actuelle, le Distributeur renvoie l'intervenant à une réponse qu'il a fournie à EBM⁸. Or, cette réponse ne traite pas des services complémentaires, mais de la puissance complémentaire⁹.

De même, en réponse à une demande du RNCREQ de préciser si le Distributeur a examiné la possibilité que d'autres producteurs fournissent l'un ou l'autre des trois services complémentaires mentionnés à la référence, le Distributeur renvoie l'intervenant à une réponse qu'il a fournie à EBM¹⁰.

⁶ Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, page 152

⁷ Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, page 159

⁸ HQD-14, document 6, page 9

⁹ HQD-14, document 3, page 10

¹⁰ HQD-14, document 6, page 9

La première partie de la réponse traite du service de modulation et de la puissance complémentaire. La deuxième partie traite des services complémentaires de la façon suivante :

« Par ailleurs, l'impact de la production variable sur les services complémentaires est indissociable de la gestion de la variabilité de la charge, laquelle est entièrement prise en charge par les ressources du Producteur. À cet effet, le Transporteur voit à la gestion de l'exploitation en temps réel des groupes turbines-alternateurs du Producteur, de manière à assurer la sécurité et la fiabilité du réseau.

Cette gestion ne distingue pas, en temps réel, les impacts de la variabilité de la charge des impacts de la production variable. »¹¹

Selon la compréhension du RNCREQ, la réponse du Distributeur indique une difficulté de distinguer « en temps réel, les impacts de la variabilité de la charge des impacts de la production variable » mais n'exclut pas la possibilité que des centrales autres que celles du Producteur puissent fournir les services complémentaires mentionnés à l'Entente.

En conséquence, le RNCREQ recommande à la Régie que la nouvelle Entente conclue par le Distributeur ne comporte pas les articles qui traitent de la fourniture des services complémentaires. Le Distributeur devra examiner avec le Transporteur et des fournisseurs potentiels la possibilité et les conditions qui permettraient à ceux-ci d'offrir les services complémentaires mentionnés à l'Entente.

3. LES PRIX DE L'ENTENTE

Plusieurs articles de l'Entente précisent le prix qui est attribué à un service. En situation de libre concurrence, ce prix serait défini par le marché, mais cela n'est pas le cas de la situation actuelle où plusieurs prix sont le résultat d'une négociation entre le Distributeur et Hydro-Québec sans ses activités de production (le Producteur).

Le RNCREQ analyse ces différents prix en vue de s'assurer que ceux-ci sont justifiés et équitables.

¹¹ HQD-14, document 3, pages 12 et 13

3.1 PRIX DE L'ÉNERGIE D'UN SOLDE POSITIF

À l'article 3.1.2 (ii) a) et b) de l'Entente, il est indiqué notamment que « *Dans le cas où le solde de fin d'année du compte de modulation est positif, le Producteur achète du Distributeur la totalité de l'énergie accumulée selon* » une formule de prix relié à un prix de marché publié par NYISO.

Le RNCREQ est d'accord avec l'application d'un prix de marché pour la vente du surplus du solde du compte de modulation.

Au même article, il est mentionné que le prix de marché est réduit de 5\$US/MWh. À une demande du RNCREQ de justifier cette réduction, le Distributeur fournit l'explication suivante :

« Le Distributeur rappelle que l'injection de volumes importants sur le marché de l'énergie entraîne une baisse d'environ 5 \$/MWh du prix de revente. Cet ajustement est aussi valable pour de plus petites quantités tel que constaté dans le cadre de l'appel d'offres de 150 MW en 2010. »¹²

Dans sa réponse, il fournit également un exemple où cette réduction aurait été constatée :

« À titre d'exemple, lors de l'appel d'offres de court terme du 30 mars 2010 concernant la revente de 150 MW pour la période d'avril à octobre 2010 inclusivement, le prix moyen obtenu pour la revente de ces surplus présentait un écart de près de 5\$ / MWh par rapport au prix « forward » de l'électricité à la zone M du marché de New York, pour la même période. »¹³

Le RNCREQ constate que l'exemple donnée par le Distributeur réfère à la période d'avril à octobre 2010. Étant donné que le marché actuel de l'énergie a évolué depuis cette période, le RNCREQ s'interroge sur l'application de l'écart constaté en 2010 pour toute la durée de l'Entente. **Le RNCREQ recommande que la valeur soit plutôt réévaluée annuellement.**

3.2 PRIX DE LA PUISSANCE

À l'article 3.2.2 (i) et (ii) de l'Entente, il est indiqué que le prix de la puissance exprimé en \$US/kW-mois est le plus élevé de 2 \$US et le prix UCAP sur NYISO pour le mois visé.

¹² HQD-14, document 8, page 32

¹³ R-3734-2010, HQD-2, document 1, page 9

Le RNCREQ est d'accord pour l'utilisation d'un prix de marché pour le prix de puissance complémentaire, cependant il s'interroge sur la fixation d'un prix minimum de 2\$US. En réponse à une demande de renseignement de EBM, le Distributeur renvoie à une réponse fournie à la Régie où il mentionne que le prix plancher de 2 \$ US/kW-mois pour la puissance est le résultat de la négociation entre les deux parties. Il présente également un tableau montrant notamment les résultats des achats de puissance UCAP du Distributeur en vue de combler ses besoins depuis l'hiver 2006.¹⁴

Le RNCREQ constate qu'en 2006 et 2011 le prix payé par le Distributeur a été inférieur à 2\$US.

Selon le RNCREQ, les résultats de la négociation ayant abouti à la fixation d'un prix minimum de 2\$US pour la puissance complémentaire ne sont pas appuyés par les faits. En conséquence, le RNCREQ considère qu'il n'est pas justifié que l'Entente comprenne un prix minimum pour la puissance complémentaire et surtout que ce minimum soit fixé à 2\$US pour les trois ans de l'Entente.

Le RNCREQ recommande donc que le prix de la puissance complémentaire de l'Entente ne comprenne pas de prix minimum.

3.3 PRIX DU SERVICE DE MODULATION

À l'article 3.1.5 (ii) de l'Entente, il est indiqué que le prix du service de modulation est de 7\$CAN/MWh d'énergie modulé.

À une demande de la Régie d'indiquer les bases du calcul ou les références au marché ayant permis d'établir le coût de 7 \$ CA/MWh pour le service de modulation, le Distributeur répond :

« Le montant de 7 \$/MWh est un prix négocié à la satisfaction des deux parties. De plus, le service de modulation permet au Distributeur d'éviter les frais associés aux transactions d'achats et de ventes sur les marchés de court terme. Ainsi, ce montant de 7 \$/MWh tient compte de tous les paramètres de l'Entente, notamment les coûts qu'elle permet d'éviter.

Par ailleurs, il n'existe pas de service comparable au service de modulation sur les marchés. »¹⁵

¹⁴ HQD-2, document 1, page 43

¹⁵ HQD-2, document 1, page 3

Le RNCREQ constate donc que le prix du service de modulation est le résultat d'une négociation. Il n'est pas appuyé sur des valeurs concrètes en provenance du marché de l'électricité ou sur le coût marginal que devra encourir le Producteur pour fournir ce service. **En situation de monopole, une partie peut exiger un prix plus élevé que son coût en autant que ce prix soit avantageux pour l'autre partie. Celui qui est en position de monopole négocie en vue de maximiser son gain et non en recherchant un partage des gains entre les deux parties. Selon le RNCREQ, c'est la situation inéquitable qui se présente actuellement.**

3.4 PRIX D'UN SOLDE NEGATIF

À l'article 3.1.2 (ii), de l'Entente, il est indiqué que le prix du solde négatif du compte de modulation est de 91,54 \$CAN/MWH pour l'année 2012 et indexé de 2,5% pour chaque année subséquente.

En réponse à une demande du RNCREQ, de justifier l'utilisation du même prix et de la même formule de prix qu'en 2009¹⁶, le Distributeur renvoie à une réponse à EBM où mentionne :

« Cette disposition est similaire à celle utilisée dans l'entente globale cadre qui elle non plus ne peut servir de source d'approvisionnement. Voir à cet effet le 6e attendu de l'Entente cadre (pièce HQD-1, Document 1 du dossier R-3689-2009). La similitude entre les dispositions des deux ententes se reflète également dans les prix. En effet, en cas d'impossibilité d'atteinte des objectifs à l'égard de l'évitement d'un solde négatif au compte de modulation, le prix payé pour l'électricité est le même que celui qui s'applique aux dépassements dans l'Entente cadre. »¹⁷

Le RNCREQ comprend donc que le prix de l'Entente est justifié par le prix qui a été approuvé par la Régie dans le dossier R-3689. Or la décision de la Régie concernant ce prix se formule comme suit :

« [52] De même, après avoir comparé le prix prévu à l'Entente cadre avec les prix du marché et le prix moyen des achats de court terme du Distributeur, et après avoir analysé le coût d'opportunité du Producteur, la Régie conclut que le prix prévu de 8,5 ¢/kWh, indexé annuellement à 2,5 %, est raisonnable. »¹⁸

On peut constater que la décision de la Régie d'accepter le prix de 8,5 cents/kWh indexé annuellement à 2,5% est motivé par une comparaison avec les prix de

¹⁶ HQD-2, document 6, page 6

¹⁷ HQD-2, document 3, page 14

¹⁸ D-2009-107, page 19 (réglage fréquence-puissance)

marché et le prix des achats de court terme du Distributeur, et à une analyse du coût d'opportunité du Producteur. Donc, le prix de l'entente globale cadre reflète les conditions de marché qui existaient au moment de la décision, en 2009.

De la même façon, selon le RNCREQ, le prix de l'Entente actuelle devrait refléter les conditions du marché de l'électricité prévalant actuellement et celles prévisibles durant la durée de l'Entente. À tout le moins, le Distributeur devrait démontrer que les conditions du marché de l'électricité sont semblables à celles qui prévalaient en 2009, au moment où la décision a été rendue.

3.5 PRIX DU SERVICE DE REGLAGE DE PRODUCTION (SUIVI DE CHARGE)

À l'article 3.3.2 (ii (a)) de l'Entente, il est indiqué que le prix du service de réglage de production est établi en majorant de 50% le prix applicable à la fourniture de service de réglage de fréquence. Le Distributeur justifie un prix supérieur en mentionnant que ce service requiert des ressources plus coûteuses par rapport au service de réglage de fréquence¹⁹.

À la demande du RNCREQ de justifier une valeur de 150% du prix du service de RFP, le Distributeur renvoie l'intervenant à une réponse à la Régie²⁰. À cette réponse, le Distributeur indique certaines différences entre le service de réglage de production et le service de réglage de fréquence et ajoute que

« Le facteur de 150 % est basé sur la reconnaissance que des groupes turbines-alternateurs sont temporairement mobilisés pour rendre le service. La mobilisation temporaire de groupes implique des coûts additionnels par rapport au service de RFP, sachant que le coût de ce dernier est uniquement basé sur des considérations de pertes de rendement. Le facteur de 150% constitue la valeur représentative des services sur laquelle le Distributeur et le Producteur se sont entendus. »²¹

Selon le RNCREQ, les explications du Distributeur sont de nature qualitative et ne permettent pas de justifier de fixer le prix du service de réglage de production à 150% du prix du service de réglage de fréquence. Ce prix « *constitue la valeur représentative des services sur laquelle le Distributeur et le Producteur se sont entendus* ».

¹⁹ HQD-1, document 1, page 28

²⁰ HQD2, document 6, page 8

²¹ HDQ-2, document 1, pages 56 et 57

4. LES GAINS MONÉTAIRES DE L'ENTENTE

L'analyse économique présentée par le Distributeur est basée sur l'évaluation des coûts relatifs à l'énergie achetée sur les marchés de court terme, l'énergie revendue sur les marchés de court terme, l'utilisation de l'électricité patrimoniale et au coût du solde de l'énergie résultant de l'application de l'Entente. Il compare les coûts totaux résultant d'une situation où il n'y aurait pas d'Entente aux coûts totaux résultant d'une situation où il y aurait une Entente.

Le Distributeur affirme que, considérant la nature de l'Entente, l'analyse de l'impact de sa mise en place ne peut être basée uniquement sur un scénario déterministe de la demande et de l'offre. En effet, les coûts de l'utilisation de l'Entente étant établis sur les ajouts et retraits horaires au compte de modulation, l'évaluation de ceux-ci est sensible aux hypothèses concernant la production éolienne et la demande.

Pour cela, le Distributeur mentionne qu'il dispose de prévisions de la demande basées sur 36 années de données climatologiques historiques (1971-2006). De plus, basées sur ces mêmes années de climatologie, des prévisions horaires de la production éolienne ont été produites. Ainsi, pour chaque année couverte par l'Entente, soit 2012 à 2014, 36 cas climatiques d'offre et de demande ont été analysés.²²

Par contre, le Distributeur n'a pas pris en considération l'incertitude des prévisions de la production éolienne et indique que dans le scénario avec Entente, cette incertitude est transférée au Producteur alors que dans un scénario sans Entente il estime que 50% des reventes constitueraient de l'électricité patrimoniale inutilisée²³.

Par ailleurs, le RNCREQ s'est interrogé sur l'inclusion d'un tarif de transport de point à point lorsque le Distributeur réalise des transactions de revente sur les marchés de court terme sans prendre en considération un crédit que le Distributeur recevrait suite à ces transactions. En effet, selon les modalités de la détermination du tarif de transport et de la contribution du Distributeur pour l'utilisation du réseau de transport dans l'alimentation de la charge locale, le Distributeur devrait recevoir un rabais pour sa contribution lorsqu'il réalise des transactions de ventes sur les marchés de court terme.

²² HQD-1, document 1, pages 14 et 15

²³ HDQ-, document 2, document 3, page 41

En réponse à une demande du RNCREQ sur ce sujet, le Distributeur renvoie l'intervenant à une réponse donnée à EBM²⁴. Cette réponse renvoie à une réponse donnée dans un autre dossier.²⁵

À ce dernier renvoi, le Distributeur mentionne :

« Le Distributeur rappelle que d'importantes réservations de service de point à point de transport ferme ont été faites par des utilisateurs du réseau du Transporteur autres que le Distributeur, et ce, pour les années 2012 à 2019. Les ventes du Distributeur devraient s'effectuer au point de livraison HQT (territoire québécois). Dans ce contexte, puisque les frais de réservation sont déjà engagés par des tiers et, en cela, intégrés aux revenus du Transporteur, le Distributeur ne prévoit pas bénéficier d'une récupération additionnelle de ces coûts par le biais de la facturation de la charge locale. Tant que cette situation prévaudra, le prix en mode vente sera réduit de la totalité des frais de réservation du service de point à point.

Toutefois, dans l'éventualité où le Distributeur pourrait effectuer des réservations de transport de point à point, ce qui impliquerait de petites quantités et de courtes périodes, les coûts de ces réservations ne lui seraient crédités que l'année suivante, par le biais d'une baisse de la facture de la charge locale. La récupération des coûts de transport serait, le cas échéant, de 90 % du coût total des réservations. »²⁶

Considérant qu'il y a une possibilité que le Distributeur puisse réaliser des réservations de transport de point à point, le RNCREQ a réalisé une évaluation de ce scénario en vue de déterminer l'impact de ce coût de transport.

Le RNCREQ s'est aussi questionné sur l'application de l'ajustement de 5 \$US/MWh lorsque le Distributeur réalise des transactions de reventes sur les marchés de court terme.

En réponse à une demande du RNCREQ, le Distributeur renvoie à une réponse donnée à la Régie, où il est mentionné²⁷ :

« Le Distributeur soutient, comme il l'a fait dans de précédents dossiers (Tarifaires, Suspensions de TCE et Conventions d'énergie différée), que l'injection d'un important volume d'énergie sur le marché de court terme entraînerait une baisse importante du prix de revente des surplus.

²⁴ HQD-2, document 6, page 12

²⁵ HQD-2, document 3, page 37

²⁶ R-3776-2011, HQD-14, document 8, pages 32 et 33

²⁷ HQD-2, document 6, page 12 et HQD-2, document 1, page 40

L'ajustement de 5 \$/MWh reflète l'expérience du Distributeur lorsque celui-ci a procédé à la revente d'importantes quantités d'énergie. Ainsi, tel que présenté dans le cadre du dossier relatif à la suspension des livraisons de la centrale de TCE pour l'année 2011 (R-3734-2010), la plus récente expérience du Distributeur en matière de revente de surplus a démontré que l'ajustement de 5 \$ à la baisse prévaudra pour de plus petits volumes de reventes (voir notamment la réponse à la question 5.2 de la Régie à la pièce HQD-2, Document 1). De fait, lors de l'appel d'offres de court terme du 30 mars 2010 concernant la revente de 150 MW pour la période d'avril à octobre 2010 inclusivement, correspondant à un volume de près de 800 GWh, le prix moyen obtenu pour la revente de ces surplus présentait un écart de près de 5 \$/MWh par rapport au prix « forward » de l'électricité à la zone M du marché de New York, pour la même période.

En outre, le Distributeur souligne que l'impact à la baisse sur le prix de revente pourrait être plus prononcé au cours des prochaines années en raison des réservations par des tiers, autre que le Distributeur, sur les interconnexions avec les réseaux voisins. Le nombre de participants à l'achat des surplus mis en vente par le Distributeur risque de ce fait de se limiter aux quelques détenteurs de ces réservations, ce qui, de l'avis du Distributeur, devrait nécessairement se refléter sur le prix de revente.

Par ailleurs, l'ajustement supplémentaire de 1 \$ US par MWh additionnel résulte de la négociation entre les deux parties. Cet ajustement additionnel se justifie du fait que toute quantité supplémentaire revendue sur les marchés de court terme entraînerait nécessairement un ajustement à la baisse du prix de revente. En effet, dans le cadre d'un appel d'offres, le Distributeur serait appelé à accepter des prix de plus en plus bas en fonction d'une augmentation des quantités à revendre. »

Malgré cette réponse du Distributeur, étant donné que l'exemple donné reflète une situation ponctuelle, le RNCREQ a évalué l'impact de cet ajustement en analysant un scénario où cet ajustement serait de 2,5\$ au lieu de 5\$ pour la revente de l'énergie sur les marchés de court terme.

Le tableau ci-dessous présente les résultats des évaluations fournies par le Distributeur et les deux scénarios réalisés par le RNCREQ. Le signe négatif signifie qu'il y a un gain du scénario avec Entente par rapport à un scénario sans Entente.

Coût du scénario avec modulation VS sans modulation

	2012	2013	2014	TOTAL
cas de base ¹	-3,8	-13,6	-16,4	-33,8
baisse de 10% du prix à terme ¹	2,3	-2,5	-1,9	-2,1
hausse de 10% du prix à terme ¹	-7,4	-20,6	-25,8	-53,8
totalité des ventes peut être réalisée ²	-3,6	-11,8	-13,5	-28,9
baisse de 10% des ajouts ³	-9,1	-17,7	-20,5	-47,3
hausse de 10% des ajouts ³	-6,5	-15,6	-17,7	-39,8
baisse de 20% des ajouts ³	6,1	-8,4	-16,2	-18,5
hausse de 10% des ajouts ³	3,7	-18,2	-22,2	-36,7
scénarios RNCREQ				
crédit pour le coût de transport	1,1	-3,0	-2,9	-4,8
ajustement du prix de revente de 2,5\$US	-2,2	-10,1	-5,4	-17,5

note 1: HQD-1, document 1, page 24

note 2: HQD-2, document 1, pages 28, 29 et 30

note 3: HQD21, document 1, page 31

Ces résultats permettent de conclure que, selon les hypothèses retenues, l'application de l'Entente permet au Distributeur de réaliser des gains monétaires sur la période couverte par l'Entente.

Ces gains du Distributeur ne doivent cependant pas occulter le fait que l'Entente a été conclue dans un contexte où le Distributeur doit négocier avec une partie qui est en situation de monopole pour les services désirés. Comme cela a été mentionné plus haut, plusieurs prix ne correspondent pas à un prix de marché, mais à un prix négocié.

Ainsi, il y a lieu de se demander si le coût marginal encouru par le Producteur pour fournir les services prévus à l'Entente correspond au montant estimé à 104 M\$²⁸ qu'il recevra du seul service de modulation sur la période de l'Entente. Il y a lieu de se demander si le prix de 7 \$/MWh que recevra le Producteur pour chaque ajout et retrait net horaire est un prix adéquat.

Selon le RNCREQ, le coût marginal encouru par le Producteur pour fournir le service de modulation est très bas, sinon nul. En effet, ce service consiste

²⁸ HQD-1, document 1, pages 17, 18, 1t 19

essentiellement pour le Producteur à utiliser ses réservoirs pour déplacer dans le temps la production des fournisseurs du Distributeur, et les quantités d'énergie déplacées sont faibles par rapport à la production totale du Producteur.

Ainsi, le montant de 104 M\$ doit être considéré comme un gain que le Producteur retire de l'Entente, et ce gain doit être comparé au gain que le Distributeur prévoit retirer de l'Entente en vue de démontrer dans quelle mesure l'Entente est équitable pour les deux parties.

En situation de concurrence, on devrait s'attendre à ce que les deux parties à une entente retirent des gains semblables. Dans le cas actuel, le gain attendu du Producteur pour la durée de l'Entente est de 104 M\$ alors que le gain estimé du Distributeur est de 33,8 M\$ selon le scénario de base. Selon le RNCREQ, l'écart entre le gain des deux parties s'explique par le fait que le Producteur profite de sa situation de monopole.

Le RNCREQ estime qu'un prix de 4,7 \$/MWh au lieu du prix de 7 \$/MWh pour le service de modulation permettrait à chacune des parties de retirer des gains semblables sur la période de l'Entente, comme le montre le tableau ci-dessous. Selon le RNCREQ, un tel partage des gains serait plus équitable que le partage selon l'Entente actuelle.

	2012	2013	2014	TOTAL
gain du Distributeur	-11,1	-25,7	-31,2	-68,0
modulation: paiement au Producteur	14,9	24,8	30,2	69,8

Le RNCREQ réitère donc qu'il recommande à la Régie de ne pas autoriser l'Entente actuelle.

L'intervenant demande à la Régie d'exiger que le Distributeur renégocie l'Entente de façon à ce que les gains soient mieux partagés entre le Distributeur et le Producteur. Les gains évalués à 3,8 M\$ pour l'année 2012 pourront être récupérés en ayant une nouvelle entente qui serait plus équitable.