DEMANDE D'APPROBATION D'UNE ENTENTE GLOBALE DE MODULATION

Table des matières

1 HISTORIQUE ET CONTEXTE **5**

2 DESCRIPTION DE L'ENTENTE **7**

2.1 DURÉE ET DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR 8

2.2 SERVICE DE MODULATION 8

2.3 QUANTITÉS MAXIMALES APPLICABLES AUX RETRAITS 9

2.4 CALCUL DU SOLDE DU COMPTE DE MODULATION ET DISPOSITION DU SOLDE RÉSIDUEL 9

2.5 PUISSANCE COMPLÉMENTAIRE 10

2.6 SERVICES COMPLÉMENTAIRES 11

3 JUSTIFICATION DE L'ENTENTE **13**

3.1 SERVICES RENDUS PAR L'ENTENTE 13

3.2 MÉTHODE D'ANALYSE DE L'IMPACT DE L'ENTENTE 14

3.3 RÉSULTATS DES ÉVALUATIONS 16

3.4 SERVICES COMPLÉMENTAIRES 25

4 CONCLUSION **30**

ANNEXE 1 : APPROVISIONNEMENTS ASSUJETTIS **33**

ANNEXE 2 : ÉTABLISSEMENT DES PRIX DES TRANSACTIONS DE COURT TERME ET DE LA REVENTE DU SOLDE DE MODULATION **34**

ANNEXE 3 : ANALYSE DE L'ENTENTE PAR RAPPORT AU SCÉNARIO AVEC INTÉGRATION ÉOLIENNE **36**

ANNEXE 4 : LISTE DES CONTRATS ASSUJETTIS **39**

1 HISTORIQUE ET CONTEXTE

Le Distributeur présentait, dans son Plan d'approvisionnement 2011-2020 déposé à l'automne 2010, les grandes lignes d'une entente globale de modulation (ci-après « *l'Entente* ») alors en développement. L'Entente, signée le 14 juillet 2011, entrera en vigueur le 1er janvier 2012.

Cette entente vise à remplacer l'entente d'intégration éolienne dont dispose le Distributeur. Le gouvernement du Québec, lors de l'adoption des règlements encadrant l'acquisition des différents blocs d'énergie éolienne par le Distributeur, spécifiait que ceux-ci devaient être assortis d'une « *garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme d'une convention d'équilibrage*[1] » ou d'un « *service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne*[2] ».

L'entente d'intégration éolienne conclue en 2005 avec le Producteur répond à ces exigences en procurant au Distributeur des livraisons uniformes tout au long de l'année, qui correspondent à 35 % de la puissance installée des parcs éoliens en service commercial, en plus de garantir la puissance associée à ces livraisons. Elle couvre tous les impacts reliés à l'intégration éolienne, incluant les impacts sur les dépassements associés aux services complémentaires. Cette entente, en vigueur depuis le début de l'année 2006, et qui devait prendre fin en février 2011, a été approuvée par la Régie de l'énergie[3].

À la suite de l'examen du Plan d'approvisionnement 2008-2017, la Régie de l'énergie concluait toutefois que l'entente d'intégration éolienne ne devrait pas être renouvelée telle quelle, questionnant notamment le besoin pour le Distributeur d'obtenir des livraisons d'énergie et une puissance garantie uniformes à l'année[4]. La Régie demandait également au Distributeur de déposer un ensemble d'études sur les impacts de la production éolienne dans le cadre de l'état d'avancement 2009. Une des études alors

[1] Décret 352-2003, Gouvernement du Québec.
[2] Décret 926-2005, décret 1043-2008 et décret 1045-2008, Gouvernement du Québec.
[3] Décision D-2006-27.
[4] Section 4.1 de la décision D-2008-133.

déposées portait sur la contribution en puissance propre à la production éolienne[5] et les trois autres sur les services complémentaires. Plus précisément, ces dernières portaient sur :

- la régulation de fréquence[6] ;
- le réglage de production (suivi de la charge)[7] ;
- les provisions pour aléas[8].

Ces trois études ont démontré que la production éolienne affecte la prestation requise de chacun des services concernés et engendre notamment des dépassements par rapport aux niveaux des services complémentaires que s'engage à fournir le Producteur, dans le cadre de l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial*[9] *(ci-après « ESC »)*.

Dans le dossier R-3740-2010[10], le Distributeur annonçait la prolongation de l'entente d'intégration éolienne jusqu'à la fin de l'année 2011[11], ceci afin de lui permettre de développer l'Entente entrant en vigueur en janvier 2012. Cette dernière a une portée plus large que l'entente d'intégration éolienne et permettra 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. En effet, la demande prévue pour les prochaines années fait état de surplus en été qui pourront, avec l'Entente, être utilisés pour combler des besoins en hiver. L'Entente permettra ainsi de réduire les transactions

[5] « *Évaluation de la contribution en puissance de la production éolienne sous contrat avec Hydro-Québec Distribution* ». Disponible sur le site Internet de la Régie : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Contribution%20en%20puissance%20.pdf

[6] « *Impact de la production éolienne sur le service de régulation de fréquence* ». Disponible sur le site Internet de la Régie : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Régulation%20de%20la%20fréquence.pdf

[7] « *Impact de la production éolienne sur le service de réglage de production (suivi de la charge)* ». Disponible sur le site Internet de la Régie : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Réglage%20de%20production%20-%203000MW%20éol.pdf

[8] « *Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne* ». Disponible sur le site Internet de la Régie : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Provisions%20pour%20aléas.pdf

[9] Entente déposée à l'annexe 3A de la pièce HQD-1, Document 2 du dossier R-3748-2010.

[10] Section 2.2.1 de la pièce HQD-5, document 1 et pièce B-18.

[11] La prolongation de l'Entente a été approuvée par la Régie dans la décision D-2011-12.

de court terme et de revendre, à prix avantageux, les quantités restantes d'énergie en surplus, le cas échéant. De plus, elle fournira une puissance complémentaire en hiver et les services complémentaires additionnels requis. Elle permettra au Distributeur de réduire ses coûts d'approvisionnements de près de 34 M$ pour les trois années couvertes, dans un scénario moyen (voir la section 3.3).

Il n'existe aucun équivalent à l'Entente dans le marché, puisque ses modalités répondent spécifiquement aux besoins particuliers du Distributeur. De plus, il appert que seul le Producteur est à même de fournir le service de modulation, les contraintes d'équilibrage étant les mêmes que pour l'entente d'intégration éolienne[12]. En outre, le service de modulation ne constitue pas un nouvel approvisionnement mais plutôt un moyen opérationnel d'optimisation des approvisionnements existants. L'Entente n'est donc pas visée par la procédure d'appels d'offres.

L'Entente a donc été conclue avec le Producteur, en conformité avec les orientations présentées dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2011-2020. La présente demande vise à obtenir l'approbation de la Régie sur cette entente.

2 DESCRIPTION DE L'ENTENTE

En vue de remplacer l'actuelle entente d'intégration éolienne et de se doter d'un portefeuille plus flexible, le Distributeur a développé une entente plus large qui, outre les contrats de livraisons d'énergie éolienne, englobe aussi les livraisons d'énergie associées aux contrats de biomasse et de petite hydraulique, dont les quantités annuelles sont présentées à l'annexe 1. Elle exclut le contrat de livraison d'électricité en provenance de la centrale de cogénération de TCE, située à Bécancour, dont les livraisons sont prévues être suspendues pour les trois années couvertes par l'Entente. Les contrats avec le Producteur sont également exclus de l'Entente, parce qu'ils font déjà l'objet de conventions qui augmentent leur flexibilité.

L'Entente permettra d'optimiser les livraisons des contrats assujettis en favorisant une meilleure adéquation entre les besoins à approvisionner et les moyens dont dispose le Distributeur et, de ce fait, réduira le recours aux transactions de court terme. Le

[12] Voir la section 5 de la pièce HQD-2, Document 1 dossier R-3573-2005.

Distributeur se dote ainsi d'un nouveau moyen de gestion opérationnelle qui accroît grandement la flexibilité de son portefeuille d'approvisionnement.

L'Entente comporte 3 services :

- un service de modulation ;
- une composante puissance complémentaire ;
- les services complémentaires additionnels requis par la production variable pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau.

Outre ces trois services, l'Entente prévoit les modalités de liquidation du solde du compte de modulation, en cas de surplus annuels.

2.1 Durée et date d'entrée en vigueur

L'Entente a une durée de trois ans. Elle entrera en vigueur le 1er janvier 2012 et se terminera à la fin de l'année 2014. L'Entente peut toutefois être résiliée à la fin de chaque année si les conditions du marché de l'électricité sont modifiées de façon substantielle ou si l'exploitation du parc de production du Producteur subit un impact significatif non anticipé. Toutefois, la partie demandant la résiliation doit être en mesure de démontrer les motifs justifiant sa demande, et ceci à la satisfaction de l'autre partie.

2.2 Service de modulation

L'Entente implique la création d'un compte de modulation dans lequel, à chaque heure de l'année, est ajoutée la production réelle d'énergie des contrats assujettis et, en même temps, est retirée la quantité d'énergie nécessaire pour répondre aux besoins à approvisionner.

Les retraits sont limités en fonction, d'une part, des taux de livraisons associés aux contrats assujettis et, d'autre part, du niveau prévu des besoins réguliers du Distributeur, selon les modalités présentées à la section 2.3.

Le montant payable par le Distributeur au Producteur pour le service de modulation sera de 7 $ CA/MWh, applicable à l'écart, en valeur absolue, entre l'ajout et le retrait horaire au compte de modulation.

2.3 Quantités maximales applicables aux retraits

Pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre, la valeur horaire garantie d'un retrait correspond à :

$$VHG = 0{,}45 \times PÉ + 0{,}40 \times PPCH + 0{,}90 \times PCCB$$

Pour les autres mois de l'année, elle correspond à :

$$VHG = 0{,}30 \times PÉ + 0{,}40 \times PPCH + 0{,}90 \times PCCB$$

Où : VHG = Valeur horaire garantie ;

PÉ = Puissance installée des contrats éoliens en service commercial ;

PPCH = Puissance installée des contrats de petites centrales hydroélectriques en service commercial ;

PCCB = Puissance installée des contrats de cogénération et de biomasse en service commercial.

Le Producteur est tenu d'honorer les programmes de retraits jusqu'à la valeur horaire garantie.

Par ailleurs, le Distributeur peut demander la livraison de quantités supérieures à la valeur horaire garantie. Toutefois, pour chacune des heures où la prévision des besoins réguliers du Distributeur est égale ou supérieure à 32 000 MW, le Producteur pourra refuser en totalité ou en partie les quantités demandées excédant la valeur horaire garantie.

2.4 Calcul du solde du compte de modulation et disposition du solde résiduel

Au début de chaque année, c'est-à-dire au début de la première heure du 1er janvier, le solde du compte de modulation est nul. À la fin de chaque heure de l'année, le solde est recalculé en fonction du solde à la fin de l'heure précédente ainsi que des ajouts et des retraits de l'heure courante.

À l'intérieur d'une année, le Distributeur devra utiliser, de façon raisonnable, tous les moyens à sa disposition afin d'éviter un solde négatif du compte de modulation. Si, malgré l'utilisation de ces moyens, le solde de fin d'année s'avérait négatif, le prix pour

l'énergie de ce solde correspondra au prix des dépassements de l'entente cadre (article 7.1.3), soit 91,54 $/MWh en 2012[13], indexé par la suite de 2,5 % par année.

Si, à la fin d'une année, le solde du compte de modulation est positif, c'est-à-dire que le Distributeur a utilisé moins d'énergie qu'il en a versée dans le compte, le Producteur paiera au Distributeur, pour l'énergie qui n'aura pas été retirée du compte, le prix établi selon la formule qui suit :

- Pour le premier TWh : prix DAM du marché de NY zone M ($ US/MWh), moins 5 $ US/MWh ;
- Pour chaque TWh additionnel : prix applicable au premier TWh, moins 1 $ US par TWh additionnel.

Cette formule de prix dégressive reflète l'impact qu'aurait sur le marché l'ajout de volumes additionnels d'énergie. Toutefois, le prix d'achat du solde de modulation est soumis à un prix plancher correspondant au prix de l'électricité patrimoniale.

2.5 Puissance complémentaire

La puissance complémentaire correspond à une garantie de puissance fournie par le Producteur au Distributeur.

Pendant la durée de la présente entente, le Producteur fournira au Distributeur une quantité de puissance complémentaire équivalant à 15 % de la puissance installée des contrats éoliens en service commercial pour la période d'hiver, c'est-à-dire pour les mois de janvier, février, mars et décembre. Cette quantité, au-delà des 30 % de contribution en puissance propre à la production éolienne, porte à 45 % la puissance fournie par les parcs éoliens.

Pour chacun des mois où une quantité de puissance complémentaire sera fournie, le Distributeur paiera au Producteur un montant correspondant au produit de la quantité de puissance complémentaire par un prix de puissance. Le prix de la puissance, exprimé en $ US/kW-mois, s'applique au mois visé et correspond à la valeur la plus élevée entre :

[13] Prix de l'entente globale cadre en 2009 indexé de 2,5% par an.

i) 2 $ US ;

ii) le résultat du dernier encan mensuel de puissance (« UCAP ») pour le « New York – Rest of State », pour le mois visé, tel que compilé par le NYISO – « NYISO Monthly Auction » [14] – ou l'équivalent si des modifications sont apportées aux règles du NYISO.

2.6 Services complémentaires

L'Entente inclut 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.

2.6.1 Services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation

Le Transporteur est responsable de déterminer les besoins additionnels des services de régulation fréquence-puissance (RFP) et de maintien des réserves d'exploitation, incluant la réserve tournante et la réserve arrêtée. Aucune quantité additionnelle pour ces services n'est actuellement requise.

Les prix applicables aux services additionnels requis, le cas échéant, sont dérivés essentiellement des paramètres de tarification de ces services dans les *Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec.* Les modalités précises de calcul sont définies à l'annexe 2 de l'Entente et conduisent à des prix annuels de 13 500 $/MW pour le RFP, de 49 700 $/MW pour la réserve tournante et de 49 600 $/MW pour la réserve arrêtée.

L'Entente prévoit en plus que d'éventuelles modifications apportées aux paramètres de calcul des tarifs associés aux services complémentaires dans les *Tarifs et conditions de*

[14] Information disponible sur le site internet du New York ISO : http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_monthly_detail.do.

transport d'Hydro-Québec soient transposées dans les prix payés au fournisseur pour les services correspondants.

2.6.2 Service de réglage de production (suivi de la charge)

La quantité additionnelle de service de suivi de la charge s'appuie sur les conclusions de l'étude portant sur l'impact de la production éolienne réalisée par le Distributeur et déposée à la Régie de l'énergie en octobre 2009[15]. Cette étude concluait que l'introduction de 3 000 MW de production éolienne occasionnait des besoins additionnels de suivi de la charge de 82 MW.

La prestation de service de suivi de la charge est basée sur la quantité réelle de production éolienne installée. Ainsi, au début de l'année 2012, lorsque 868 MW de production éolienne seront en service commercial, la quantité de service de suivi de la charge s'élèvera à 23,7 MW [soit (868 ÷ 3000) × 82 MW].

Le prix applicable à la prestation additionnelle de service de suivi de la charge est établi à 150 % du prix du service de RFP, tel que déterminé en fonction des dispositions décrites à la section 2.6.1. Le prix annuel s'établit donc à 20 250 $/MW [soit 13 500 $/MW × 150 %].

2.6.3 Service de provisions pour aléas

La quantité additionnelle de service de provisions pour aléas s'appuie sur les conclusions de l'étude portant sur l'impact de la production éolienne réalisée par l'IREQ et déposée à la Régie de l'énergie en octobre 2009[16]. Compte tenu de l'ensemble des résultats présentés dans cette étude, l'impact annuel moyen est estimé à 45 MW pour la présence de 3 000 MW de production éolienne.

Tout comme c'est le cas pour le service de suivi de la charge, la prestation de service est basée sur la quantité réelle de production éolienne installée. Ainsi, au début de l'année 2012, la quantité additionnelle de service de provisions pour aléas s'établit à 13 MW [soit (868 ÷ 3000) × 45 MW].

[15] Voir note 7.
[16] Voir note 8.

Le prix annuel applicable à la prestation additionnelle de service de provisions pour aléas est équivalent au prix du service de réserve arrêtée, soit 49 600 $/MW, conformément aux explications fournies à la section 2.6.1.

3 JUSTIFICATION DE L'ENTENTE

3.1 Services rendus par l'Entente

L'objectif premier de l'Entente est de permettre au Distributeur d'équilibrer son bilan en énergie en favorisant une meilleure adéquation horaire entre les besoins et l'offre, facilitant ainsi la répartition annuelle des approvisionnements. En effet, puisque des surplus sont anticipés pour les prochaines années, l'Entente permettra d'utiliser au cours des mois d'hiver les surplus générés pendant les autres mois de l'année.

Le service de modulation permettra d'accroître l'utilisation de l'électricité patrimoniale, qui constitue la source d'approvisionnement la moins coûteuse du Distributeur. Il permettra également de réduire de façon considérable les transactions de court terme et ainsi éviter les coûts importants rattachés à ces transactions (pertes électriques, coûts de transport, frais de courtage et services complémentaires sur les marchés hors Québec). D'une part, l'Entente réduira significativement les achats de court terme, étant donné la possibilité pour le Distributeur de procéder à des retraits du compte de modulation presque sans contraintes en hiver, soit lorsque les besoins réguliers du Distributeur sont inférieurs à 32 000 MW. D'autre part, puisque le Producteur rachète tout solde positif du compte de modulation, l'Entente élimine pratiquement toutes transactions de court terme visant la revente de surplus. Cette modalité est une particularité importante de l'Entente puisqu'elle permet d'éviter les coûts du transport et les frais rattachés aux transactions.

De plus, l'Entente réduira les risques reliés à l'aléa climatique de même que ceux reliés aux aléas de l'offre, notamment ceux associés à la production des parcs éoliens et des petites centrales hydrauliques. L'Entente facilitera l'optimisation des approvisionnements du Distributeur, peu importe la climatologie devant survenir. Ainsi, les retraits du compte de modulation seraient plus importants dans le cas d'un scénario climatique froid. De cette façon, davantage de surplus générés en été seraient utilisés en hiver, minimisant

ainsi les achats de court terme. À l'inverse, advenant un scénario climatique chaud, le Distributeur réduira ses retraits du compte de modulation, ce qui se traduira par un solde de fin d'année plus important, lequel sera acheté par le Producteur à un prix avantageux pour le Distributeur. Dans tous les cas, l'Entente favorisera une meilleure utilisation de l'électricité patrimoniale. De façon générale, l'Entente permettra au Distributeur d'éviter des achats qu'il pourrait devoir revendre par la suite, ou l'inverse, s'il survenait un aléa important sur la demande ou l'offre, atténuant ainsi les risques et les coûts associés à de tels aléas.

En outre, la puissance complémentaire acquise avec l'Entente, qui correspond à 15 % de la puissance installée éolienne en service commercial, s'ajoute à la contribution en puissance propre des éoliennes, laquelle s'élève à 30% de la puissance installée. Ce service de puissance complémentaire vient raffermir les livraisons d'énergie éolienne en période hivernale, lesquelles pourraient provenir de n'importe quel mois de l'année, notamment des mois qui présenteront des surplus. Cette orientation est conforme au souhait de la Régie à l'effet que le service d'équilibrage éolien soit assorti d'une puissance complémentaire correspondant davantage aux besoins du Distributeur, soit uniquement en période d'hiver. La puissance complémentaire étant acquise selon un indice des prix de la puissance sur le marché de court terme, l'Entente n'entraîne pas de coûts supplémentaires à ce chapitre.

Finalement, les services complémentaires additionnels seront acquis selon les paramètres de coûts utilisés pour déterminer le tarif de ces services, tels qu'établis dans les Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec. À cet égard, l'Entente est neutre sur le plan économique puisque ces services devraient être acquis même en l'absence de l'Entente.

3.2 Méthode d'analyse de l'impact de l'Entente

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 sur la production éolienne et la demande.

D'une part, il importe de simuler une production éolienne dont la variabilité est représentative de la réalité, donc qui varie d'heure en heure, plutôt qu'une production éolienne estimée à partir de la production attendue en moyenne mensuellement ou annuellement.

D'autre part, pour estimer l'impact des aléas climatiques sur la rentabilité de l'Entente, l'analyse doit porter sur différents scénarios de demande.

Le Distributeur 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.

À l'exception de la production éolienne, les simulations horaires réalisées considèrent les mêmes approvisionnements de long terme. Ainsi, les quantités d'énergie provenant des contrats de biomasse, des petites centrales hydrauliques, de la centrale de TCE (dont les livraisons d'énergie sont toutefois prévues être suspendues pour 2012 à 2014), du contrat en base et des conventions avec le Producteur sont les mêmes dans tous les cas analysés lors d' une même année. Toutefois, l'utilisation du contrat cyclable avec le Producteur, les achats de court terme, les reventes anticipées et l'utilisation de l'électricité patrimoniale varient en fonction des différents scénarios offre-demande analysés. Seuls ces éléments, en plus des services propres à l'Entente, ont un impact sur le bilan en énergie et les coûts d'approvisionnement du Distributeur.

Dans le scénario sans modulation, le Distributeur estime qu'une portion des reventes prévues ne pourrait être effectivement réalisée, en raison des volumes très variables des surplus d'une heure à l'autre et de l'impossibilité pour le Distributeur de procéder à des transactions de revente aussi disparates. Notamment, le Distributeur pourrait difficilement procéder à la revente d'une grande part de la production éolienne prévue, puisque cette dernière est soumise à un aléa prévisionnel important. Advenant une production éolienne moindre que prévue, le Distributeur ne pourrait livrer les quantités auxquelles il s'est engagé, à défaut de quoi il revendrait de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur estime, suivant une position conservatrice, que 50 % des reventes prévues dans le scénario sans modulation constitueraient plutôt de l'électricité patrimoniale

inutilisée. L'impact de cette hypothèse sur le bénéfice de l'Entente est somme toute limité, tel que présenté à la section 3.3.1.

Pour l'évaluation des coûts associés aux scénarios, les prix des transactions de court terme, de même que les prix pour la revente du solde de modulation sont basés sur la moyenne des prix à terme du 1er janvier au 30 juin 2011. Les hypothèses utilisées pour l'établissement des prix d'achat, de revente et de revente du solde de modulation sont présentées de façon détaillée à l'annexe 2.

3.3 Résultats des évaluations

Les résultats des simulations réalisées en tenant compte de l'Entente sont comparés à un scénario sans entente de modulation ni entente d'intégration éolienne. Les tableaux 3.1 à 3.3 présentent, pour les trois années couvertes par l'Entente, la moyenne des 36 résultats. Les coûts totaux présentés sont composés seulement des éléments qui varient avec l'Entente.

1 **TABLEAU 3.1**
2 **ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION**
3 **PAR RAPPORT À UN SCÉNARIO SANS MODULATION**
4 **2012**

	Moyenne des résultats de 36 années de climatologie	
	Scénario sans modulation	**Scénario avec modulation**
Achats court terme		
Quantité (TWh)	1,183	0,512
Prix ($/MWh)	48,27	48,27
Coûts (M$)	57,1	24,7
Reventes de surplus		
Quantité (TWh)	-0,739	-0,075
Prix ($/MWh)	26,03	26,03
Coûts (M$)	-19,2	-2,0
Cyclable (HQP)		
Quantité (TWh)	0,654	0,544
Prix ($/MWh)	45,27	45,27
Coûts (M$)	29,6	24,7
Inutilisé		
Quantité (TWh)	-1,224	-0,302
Prix ($/MWh)	25,74	25,74
Coûts (M$)	-31,5	-7,7
Revente du solde de modulation		
Quantité (TWh)	-	-0,806
Prix ($/MWh)	-	36,73
Coûts (M$)	-	-29,6
Service de modulation		
Quantité (TWh)	-	3,160
Prix ($/MWh)	-	7,00
Coûts (M$)	-	22,1
Puissance complémentaire (M$)	1,6	1,6
Services complémentaires (M$)	1,3	1,3
Coûts totaux (M$)	**38,9**	**35,1**
Écart des coûts totaux (gain de l'EGM)		-3,8

5 Analyse réalisée avec la moyenne des prix à terme du 1er janvier au 30 juin 2011.

TABLEAU 3.2
ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION
PAR RAPPORT À UN SCÉNARIO SANS MODULATION
2013

	Moyenne des résultats de 36 années de climatologie	
	Scénario sans modulation	**Scénario avec modulation**
Achats court terme		
Quantité (TWh)	1,370	0,395
Prix ($/MWh)	49,28	49,28
Coûts (M$)	67,5	19,5
Reventes de surplus		
Quantité (TWh)	-1,420	-0,003
Prix ($/MWh)	26,96	26,96
Coûts (M$)	-38,3	-0,1
Cyclable (HQP)		
Quantité (TWh)	0,590	0,264
Prix ($/MWh)	46,17	46,17
Coûts (M$)	27,2	12,2
Inutilisé		
Quantité (TWh)	-2,099	-0,238
Prix ($/MWh)	25,74	25,74
Coûts (M$)	-54,0	-6,1
Revente du solde de modulation		
Quantité (TWh)	-	-1,978
Prix ($/MWh)	-	37,15
Coûts (M$)	-	-73,5
Service de modulation		
Quantité (TWh)	-	5,267
Prix ($/MWh)	-	7,00
Coûts (M$)	-	36,9
Puissance complémentaire (M$)	2,9	2,9
Services complémentaires (M$)	2,3	2,3
Coûts totaux (M$)	**7,6**	**-6,0**
Écart des coûts totaux (gain de l'EGM)		-13,6

Analyse réalisée avec la moyenne des prix à terme du 1er janvier au 30 juin 2011.

TABLEAU 3.3
ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION
PAR RAPPORT À UN SCÉNARIO SANS MODULATION
2014

	Moyenne des résultats de 36 années de climatologie	
	Scénario sans modulation	**Scénario avec modulation**
Achats court terme		
Quantité (TWh)	1,446	0,443
Prix ($/MWh)	51,58	51,58
Coûts (M$)	74,6	22,8
Reventes de surplus		
Quantité (TWh)	-1,799	0,000
Prix ($/MWh)	29,14	29,14
Coûts (M$)	-52,4	0,0
Cyclable (HQP)		
Quantité (TWh)	0,575	0,164
Prix ($/MWh)	47,10	47,10
Coûts (M$)	27,1	7,7
Inutilisé		
Quantité (TWh)	-2,580	-0,187
Prix ($/MWh)	27,58	27,58
Coûts (M$)	-71,2	-5,1
Revente du solde de modulation		
Quantité (TWh)	-	-2,778
Prix ($/MWh)	-	39,14
Coûts (M$)	-	-108,7
Service de modulation		
Quantité (TWh)	-	6,433
Prix ($/MWh)	-	7,00
Coûts (M$)	-	45,0
Puissance complémentaire (M$)	3,9	3,9
Services complémentaires (M$)	3,1	3,1
Coûts totaux (M$)	**-15,0**	**-31,4**
Écart des coûts totaux (gain de l'EGM)		-16,4

Analyse réalisée avec la moyenne des prix à terme du 1er janvier au 30 juin 2011.

Pour les trois années couvertes par l'Entente, la moyenne des résultats obtenus basés sur les 36 années de climatologie montre un coût moindre pour le scénario avec entente de modulation que pour le scénario sans entente de modulation. Le bénéfice de

l'Entente est croissant sur les trois années, passant de 3,8 M$ en 2012 à 16,4 M$ en 2014. Ce résultat s'explique par la meilleure utilisation des surplus, lesquels deviennent plus importants notamment à la suite des mises en service de production éolienne, à la fin des années 2012 et 2013.

Néanmoins, pour 2012, même si le bénéfice quantifiable du scénario avec modulation est plus modéré, son avantage en matière de gestion opérationnelle demeure indéniable. En effet, l'Entente permet d'optimiser l'ensemble des approvisionnements du Distributeur, et ce, peu importe la demande ou l'offre à laquelle ce dernier aura à faire face. L'analyse de dispersion présentée au tableau 3.4 montre que pour la plupart des scénarios envisagés, l'Entente est avantageuse, c'est-à-dire que le total des coûts affectés par l'Entente serait moindre avec le service de modulation comparativement à un scénario sans ce service. Considérant les surplus moins importants en 2012, les cas climatologiques très froids sont les seuls pour lesquels la modulation entraînerait une augmentation des coûts, estimée à 7 M$ pour la moyenne des 7 cas sur les 36 qui sont situés au-delà d'un écart type sur la demande annuelle. Cependant, si on exclut de cette moyenne les cas extrêmes, soit ceux dont l'écart par rapport à la demande moyenne se situe à plus de 4 TWh, cette augmentation des coûts serait limitée à un peu moins de 5 M$.

Pour les années 2013 et 2014, l'écart en terme de coûts est toujours à l'avantage du scénario avec modulation et ce, à la fois dans les climatologies chaudes et les climatologies froides. Pour la moyenne des 36 cas, le gain du service de modulation est estimé à 13,6 M$ en 2013 et à 16,4 M$ en 2014. Les bénéfices de la modulation sont d'ailleurs assez stables malgré la grande variabilité des cas climatiques, puisque l'analyse de dispersion (tableau 3.4) fait état de gains variant entre 11 et 15 M$ en 2013 et entre 13 et 18 M$ en 2014.

L'Entente permet, pour les trois années couvertes, de faire face de façon optimale à une variété de cas climatiques d'offre et de demande contrastés, tout en minimisant les coûts d'approvisionnement du Distributeur. Le gain de l'Entente pour les trois années couvertes est évalué à près de 34 M$ en moyenne. Par ailleurs, même si des climatologies très froides, soit une demande annuelle de plus d'un écart type par rapport

à la moyenne, devaient survenir pendant trois années consécutives, le gain s'élèverait tout de même à 22 M$ sur la période couverte par l'Entente.

TABLEAU 3.4
ANALYSE DE DISPERSION DES 36 CAS CLIMATOLOGIQUES
2012 À 2014

	Climatologie chaude						Climatologie froide			
	Moyenne des cas contenus entre la moyenne -1 écart-type et le cas minimum		Moyenne des cas contenus entre la moyenne et -1 écart-type		Moyenne des résultats des 36 années de climatologie		Moyenne des cas contenus entre la moyenne et +1 écart-type		Moyenne des cas contenus entre la moyenne +1 écart-type et le cas maximum	
	Scénario sans modulation	**Scénario avec modulation**	**Scénario sans modulation**	**Scénario avec modulation**	**Scénario sans modulation**	**Scénario avec modulation**	**Scénario sans modulation**	**Scénario avec modulation**	**Scénario sans modulation**	**Scénario avec modulation**
Coûts totaux 2012 (M$)	**-79,4**	**-88,3**	**-2,3**	**-9,1**	**36,0**	**32,2**	**61,1**	**56,5**	**166,8**	**173,8**
Écart par rapport au cas sans modulation		-8,9		-6,8		-3,8		-4,6		7,0
Coûts totaux 2013 (M$)	**-117,3**	**-130,1**	**-36,6**	**-50,5**	**2,4**	**-11,2**	**29,4**	**14,0**	**134,8**	**123,9**
Écart par rapport au cas sans modulation		-12,7		-14,0		-13,6		-15,4		-11,0
Coûts totaux 2014 (M$)	**-149,0**	**-162,3**	**-62,9**	**-78,5**	**-21,9**	**-38,3**	**6,5**	**-11,2**	**117,5**	**99,1**
Écart par rapport au cas sans modulation		-13,3		-15,6		-16,4		-17,7		-18,4

Analyse réalisée avec la moyenne des prix à terme du 1ier janvier au 30 juin 2011.

Le tableau 3.5 présente le sommaire de l'utilisation de l'Entente pour les années 2012 à 2014.

TABLEAU 3.5
SOMMAIRE DE L'UTILISATION DE L'ENTENTE
MOYENNE DES 36 ANNÉES DE CLIMATOLOGIE
2012 À 2014

Quantités d'énergie impliquées (en TWh)	**2012**	**2013**	**2014**
Ajouts et retraits nets au compte de modulation	3,2	5,3	6,4
Solde du compte de modulation en fin d'année	0,8	2,0	2,8
Coûts de l'entente (en M$)	**2012**	**2013**	**2014**
Puissance complémentaire	1,6	2,9	3,9
Services complémentaires	1,3	2,3	3,1
Service de modulation	22,1	36,9	45,0
Coût total de l'entente	**25,0**	**42,1**	**52,0**
Quantités impliquées (en MW)	**2011-12**	**2012-13**	**2013-14**
Puissance complémentaire fournie par HQP en hiver	130	251	349

3.3.1 Analyse de sensibilité des résultats

Le tableau 3.6 présente l'impact sur l'écart entre le scénario avec et sans modulation d'une variation de 10 %, à la baisse et à la hausse, des prix à terme de l'électricité, pour les trois années visées par l'Entente.

TABLEAU 3.6
SENSIBILITÉ DES RÉSULTATS À UNE VARIATION DES PRIX À TERME
MOYENNE DES 36 ANNÉES DE CLIMATOLOGIE
2012 À 2014
(EN M$)

(Gain) Perte du scénario avec modulation	2012	2013	2014
Selon le cas moyen	**-3,8**	**-13,6**	**-16,4**
Avec une baisse de 10% du prix à terme	2,3	-2,5	-1,9
Avec une hausse de 10% du prix à terme	-7,4	-20,6	-25,8

Les résultats présentés au tableau précédent montrent que l'évaluation qui est faite de l'Entente est sensible aux prix prévus. Toutefois, la position du Distributeur est davantage à risque advenant une baisse des prix. Considérant le niveau des prix du marché au cours des dernières années et le niveau relativement faible des prix à terme au moment de l'évaluation de l'Entente, le Distributeur estime que ce risque est somme toute limité.

Une appréciation de la devise canadienne, considérant le fait que les prix à terme utilisés sont issus du marché de New York, entraîne un impact similaire à une réduction du prix à terme.

Le Distributeur a également évalué l'impact de l'hypothèse retenue selon laquelle 50 % des reventes prévues ne pourraient être réalisées dans un scénario sans modulation mais s'ajouteraient plutôt à l'électricité patrimoniale inutilisée. Ainsi, sans cette hypothèse, c'est-à-dire en supposant que la totalité des reventes prévues pourraient être réalisées, le gain de l'Entente serait de 3,6 M$ en 2012, 11,8 M$ en 2013 et

13,5 M$ en 2014. L'influence de cette hypothèse sur l'analyse est donc relativement limitée.

En somme, les différentes analyses démontrent que l'Entente demeure avantageuse, en matière de coûts d'approvisionnement, quels que soient les paramètres simulés.

3.3.2 Comparaison par rapport à un scénario avec entente d'intégration éolienne

À titre illustratif, le Distributeur produit une analyse de rentabilité en comparant le scénario avec modulation à un scénario avec prolongation de l'entente d'intégration éolienne en vigueur. Le gain généré par le scénario avec modulation atteindrait alors 25 M$ en 2012, 53 M$ en 2013 et 68 M$ en 2014. Les services rendus par l'Entente étant plus complets que ceux de l'entente d'intégration éolienne, ils permettent une réduction importante des coûts d'approvisionnement.

Les résultats détaillés sont présentés à l'annexe 3.

3.4 Services complémentaires

3.4.1 Portée de l'Entente

Les services complémentaires actuellement disponibles au Distributeur sont consignés dans l'ESC et se limitent à ceux reliés à la fourniture de l'électricité patrimoniale. Depuis l'atteinte du seuil de consommation de 165 TWh, en 2005, de nouvelles charges et de nouveaux moyens de production variable se sont ajoutés, ce qui hausse le niveau de certains services complémentaires requis par rapport à ceux déterminés dans l'ESC.

L'Entente inclut des dispositions pour couvrir les services complémentaires reliés à l'impact de la production variable et plus particulièrement la production éolienne. Le Distributeur traitera ultérieurement la question des impacts reliés à la croissance de la charge, lorsqu'il disposera d'évaluations démontrant des besoins à cet effet.

3.4.2 Services de réglage de fréquence et de maintien des réserves d'exploitation

Les quantités additionnelles requises de ces services doivent être déterminées par le Transporteur, compte tenu de son rôle vis-à-vis le maintien de la sécurité et de la fiabilité du réseau de transport. Si de telles quantités étaient identifiées par le Transporteur, il

demanderait au Distributeur de fournir ou de faire fournir ces quantités additionnelles, conformément aux dispositions à cet égard dans les *Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec*.

Par ailleurs, les études menées jusqu'ici n'ont identifié aucun impact majeur de la production éolienne sur ces services. Tout au plus, les besoins des services de régulation fréquence-puissance (RFP) pourraient être légèrement affectés[17], mais les quantités demeurent faibles et les évaluations varient de manière importante en fonction des méthodes appliquées. Du côté des réserves d'exploitation, aucun impact n'est actuellement prévu.

Les *Tarifs et conditions de transport d'Hydro-Québec* prévoient une tarification des services de RFP, de réserve tournante et de réserve arrêtée. Ces tarifs s'appliquent aux clients du service point à point ou du service en réseau intégré qui alimentent une charge à l'intérieur de la zone de réglage du Transporteur. Ils ne peuvent directement s'appliquer aux services additionnels acquis auprès d'un fournisseur, puisqu'ils sont calibrés pour s'appliquer à un mégawatt en transit sur le réseau. Par contre, la valeur des services utilisée pour fixer les tarifs peut être utilisée pour déterminer le prix d'acquisition des services additionnels par le Distributeur.

Ainsi, les différents dossiers tarifaires déposés à la Régie par le Transporteur[18] contiennent les coûts annuels de prestation des différents services. Ceux-ci sont utilisés afin d'établir le prix à payer pour les services complémentaires additionnels requis. À titre d'exemple, le prix annuel à payer pour un mégawatt additionnel de service de réserve arrêtée s'établit à 49 600 $/MW et est obtenu en divisant le coût annuel de prestation de service de 24,8 M$[19] par la quantité de réserve arrêtée de 500 MW[20].

Les résultats de ces calculs pour les services de RFP, de réserve tournante et de réserve arrêtée sont présentés au tableau 3.7 ci-dessous.

[17] Voir note 6.
[18] Voir, par exemple, le dossier R-3738-2010.
[19] Page 18 de la pièce HQT-12, Document 1 du dossier R-3738-2010
[20] Les niveaux requis de prestation de service de réserve tournante et arrêtée apparaissent aux pages 16 et 17 de la pièce HQT-2, Document 1 du dossier R-3549-2004 – Phase 2. Les références utilisées pour établir le niveau de RFP requis se retrouvent dans l'ESC.

TABLEAU 3.7
CALCUL DU PRIX DES SERVICES COMPLÉMENTAIRES ADDITIONNELS REQUIS

	Service de RFP	Réserve tournante	Réserve arrêtée
Valeur de la prestation annuelle de ce service	13,5 M$	49,7 M$	24,8 M$
Quantité de service à maintenir	1000 MW	1000 MW	500 MW
Prix unitaire annuel de chaque mégawatt fourni	13 500 $	49 700 $	49 600 $

En outre, si les coûts annuels de prestation de service reconnus aux fins de l'établissement des tarifs des services complémentaires sont modifiés, le prix annuel des services supplémentaires additionnels requis sera ajusté en conséquence.

Ainsi, les prix utilisés dans l'Entente assurent une équité entre les différents utilisateurs du service de transport en ce qui concerne la tarification des services complémentaires. En plus, les dispositions assurant l'ajustement éventuel des paramètres de calcul permettent une adaptation à d'éventuels changements que pourrait approuver la Régie.

3.4.3 Service de réglage de production (suivi de la charge)

La quantité de services actuellement fournie au Distributeur, telle qu'établie dans l'ESC, est fixée à 11 % de la charge journalière maximale associée à l'électricité patrimoniale, sans dépasser 3 000 MW. L'étude d'impact de la production éolienne sur le service de réglage de production (suivi de la charge) conclut que l'introduction de 3 000 MW de production éolienne occasionnera un besoin additionnel de 82 MW. En d'autres mots, après l'introduction de 3 000 MW de production éolienne, il sera nécessaire que les ressources disponibles soient en mesure d'augmenter, à l'intérieur d'une heure, leur production de 82 MW de plus qu'auparavant.

L'Entente établit la prestation de services de suivi de la charge additionnelle requise sur la base de la quantité réelle de production éolienne installée.

La détermination des prix applicables aux services additionnels de suivi de la charge s'appuie sur une comparaison avec les autres services disponibles pour lesquels une tarification est établie. À cet effet, une mise en contexte peut s'avérer nécessaire afin de

comprendre le rôle du suivi de la charge parmi les autres moyens déployés pour maintenir la sécurité et la fiabilité du réseau.

Le suivi de la charge nécessite le déploiement d'un ensemble de moyens afin d'assurer, en temps réel et en permanence, l'équilibre entre la production et la demande sur le réseau.

Afin d'assurer ce suivi de la charge, le RFP ainsi que les arrêts et démarrages de groupes constituent deux moyens utilisés de façon concomitante[21]. Traditionnellement, le RFP est associé à de petites variations de charge se produisant à l'intérieur de périodes trop courtes pour être gérées par l'intervention manuelle du contrôleur du réseau. Par contre, les variations de charge plus importantes entraînent l'arrêt et le démarrage de groupes, nécessitant la mise en attente de ressources pendant la période qui précède leur synchronisation ; ces ressources ne peuvent alors être utilisées à des fins productives. À cet égard, le suivi de la charge présente certaines similitudes avec le maintien des réserves tournante et arrêtée.

Bien que la tarification du service de suivi de la charge soit basée sur le prix du RFP, ce service ne suffirait pas à lui seul à satisfaire les besoins identifiés. Un recours à des ressources plus coûteuses est donc requis. Ainsi, afin de refléter la valeur additionnelle du service de suivi de la charge par rapport au RFP, le prix est établi à 150 % du RFP. Le facteur de 150 % appliqué au RFP assure par ailleurs que le prix payé pour le suivi de la charge (20 250 $/MW-an) demeure bien en deçà de ceux associés à la réserve tournante (49 700 $/MW-an) et à la réserve arrêtée (49 600 $/MW-an).

3.4.4 Service de provisions pour aléas

La quantité de services actuellement fournie au Distributeur, telle qu'établie dans l'ESC, distingue trois horizons prévisionnels auxquels sont associées des provisions pour aléas différentes :

- le jour même de 1 à 6 heures, la provision pour aléas est de 500 MW ;
- le jour même de 7 à 24 heures, la provision pour aléas est de 700 MW l'été et 1 000 MW l'hiver ;

[21] Voir référence note 6, pages 1 à 3.

- l'horizon du lendemain, la provision pour aléas est de 1 200 MW l'été et 1 500 MW l'hiver.

Les résultats de l'étude sur l'*évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne*[22] ont permis d'établir une quantité additionnelle de provisions pour aléas requises, à chaque mois et pour chacun des horizons prévisionnels. Les résultats mensuels sont repris au tableau suivant et une moyenne annuelle est présentée.

TABLEAU 3.8
SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DE L'ÉTUDE SUR L'IMPACT DE 3 000 MW DE PRODUCTION ÉOLIENNE SUR LES PROVISIONS POUR ALÉAS (EN MW)

	Janv	Févr	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Moy.
Horizon 1-6 heures	25	28	27	39	67	57	61	57	61	41	30	22	**43**
Horizon 7-24 heures	30	32	32	51	65	49	61	49	69	39	37	26	**45**
Horizon du lendemain	38	40	41	49	47	82	61	67	68	57	52	34	**53**

Il se dégage de ces résultats que l'impact de 3 000 MW production éolienne peut varier selon les mois de l'année, mais que la quantité additionnelle requise en moyenne sur l'année varie peu en fonction de l'horizon prévisionnel. Une valeur uniforme, établie à 45 MW, est applicable à l'impact de la production éolienne quel que soit l'horizon prévisionnel. Cette valeur s'approche de la quantité minimale requise, considérant les résultats à l'égard des trois horizons prévisionnels, lesquels varient entre 43 et 53 MW. L'Entente établit finalement la prestation de services de provisions pour aléas additionnelle requise sur la base de la quantité réelle de production éolienne installée.

Tout comme pour le service de suivi de la charge, la détermination du prix applicable aux services additionnels de provisions pour aléas s'appuie sur une comparaison avec les autres services disponibles pour lesquels une tarification est établie. À cet effet, il faut considérer que la provision pour aléas nécessite la mobilisation de ressources devant être maintenues en réserve afin de pallier aux écarts de prévision de court terme.

[22] Voir note 8.

Ces ressources doivent demeurer disponibles jusqu'à la dernière minute afin d'assurer la fiabilité de l'alimentation de la charge, même si cette dernière est plus élevée que prévu. Les ressources mobilisées à cette fin sont donc similaires à celles utilisées pour assurer le maintien de la réserve arrêtée. Le coût de la réserve arrêtée est donc utilisé en tant que prix pour la fourniture de provisions pour aléas additionnelles, soit 49 600 $/MW-an.

3.4.5 Coût total des services complémentaires inclus dans l'Entente

Le tableau 3.9 présente, pour chacune des années de l'Entente, les coûts reliés à l'acquisition de quantités additionnelles de services de suivi de la charge et de provision pour aléas.

TABLEAU 3.9
COÛT DES SERVICES COMPLÉMENTAIRES INCLUS DANS L'ENTENTE

	2012	2013	2014
Production éolienne en service commercial			
Quantité moyenne sur l'année (MW)	975	1807	2359
Suivi de la charge			
Quantité moyenne sur l'année (MW)	27	49	64
Prix ($/MW-an)	20 250	20 250	20 250
Coût total annuel (M$)	0,5	1,0	1,3
Provision pour aléas			
Quantité moyenne sur l'année (MW)	15	27	35
Prix ($/MW-an)	49 600	49 600	49 600
Coût total annuel (M$)	0,7	1,3	1,8

4 CONCLUSION

Les services fournis par l'Entente, soit le service de modulation avec modalité de rachat du solde du compte de modulation, le service de puissance complémentaire équivalant à 15 % de la puissance éolienne en service commercial et la fourniture des services complémentaires additionnels requis, répondent aux besoins du Distributeur, et ce, dans une perspective de minimisation des coûts d'approvisionnement. Les gains estimés de

l'Entente varient entre 4 M$ en 2012 et 16 M$ en 2014, pour un total de 34 M$, par rapport à un scénario sans modulation.

Outre les considérations quantifiables, l'Entente conclue avec le Producteur est un outil important de gestion opérationnelle pour le Distributeur. Elle contribuera à optimiser l'ensemble des approvisionnements, tant patrimoniaux que postpatrimoniaux. La plus grande flexibilité qu'elle apporte permettra au Distributeur de faire face à un vaste éventail de cas d'offre et de demande, tout en réduisant grandement le volume de transactions sur les marchés de court terme. Elle constituera ainsi un atout considérable pour la gestion de l'équilibre énergétique ainsi que pour la gestion des risques climatiques affectant les besoins et la production variable.

ANNEXES

ANNEXE 1 : APPROVISIONNEMENTS ASSUJETTIS

Livraisons d'énergie (TWh)	**2012**	**2013**	**2014**
Contrats éoliens	3,1	5,7	7,4
Contrats de biomasse	0,2	0,6	0,6
Contrats hydroélectriques	0,1	0,3	0,6
Total	**3,4**	**6,9**	**8,7**
Puissance installée en exploitation (MW)	**2011-12**	**2012-13**	**2013-14**
Contrats éoliens	868	1675	2324
Contrats de biomasse	24	75	76
Contrats hydroélectriques	23	27	109
Total	**915**	**1777**	**2509**

ANNEXE 2 : ÉTABLISSEMENT DES PRIX DES TRANSACTIONS DE COURT TERME ET DE LA REVENTE DU SOLDE DE MODULATION

	Composantes du prix d'achat	2012	2013	2014 (1)	
	Prix à terme de l'électricité sur le marché de New York, à la zone A, tirés du NYMEX (du 1er janvier au 30 juin 2011)	**38,93**	**39,86**	-	$US
+	«Basis» entre la zone A et la zone M obtenu à partir d'une évaluation historique entre les deux marchés	3,48	3,56	-	$US
=	**Prix sur le marché de New York, à la zone M**	**42,41**	**43,42**	**45,72**	$US
+	Frais de courtage	0,75	0,75	0,75	$US
+	Frais de sortie de New York	5,11	5,11	5,11	$US
=	**Prix d'achat**	**48,27**	**49,28**	**51,58**	$US
x	Taux de change	1,00	1,00	1,00	$CAN / $US
=	**Prix d'achat**	**48,27**	**49,28**	**51,58**	$CAN

(1) Pour 2014, le prix sur le marché de New York, à la zone M, correspond au prix de 2013 indexé du taux de croissance du prix à terme du gaz naturel à Henry Hub (moyenne du 1er janvier au 30 juin 2011).

	Composantes du prix de revente	2012	2013	2014 (1)	
	Prix à terme de l'électricité sur le marché de New York, à la zone A, tirés du NYMEX (du 1er janvier au 30 juin 2011)	**38,93**	**39,86**	-	$US
+	«Basis» entre la zone A et la zone M obtenu à partir d'une évaluation historique entre les deux marchés	3,48	3,56	-	$US
=	**Prix sur le marché de New York, à la zone M**	**42,41**	**43,42**	**45,72**	$US
-	Pertes de 5,4% sur le réseau de TransÉnergie	2,17	2,22	2,34	$US
-	Frais de courtage	0,75	0,75	0,75	$US
-	Frais de réservation sur New York	0,17	0,17	0,17	$US
-	Ajustement à la baisse du prix	5,00	5,00	5,00	$US
=	**Prix de revente**	**34,32**	**35,27**	**37,45**	$US
x	Taux de change	1,00	1,00	1,00	$CAN / $US
-	Service pt@pt de TransÉnergie	8,29	8,31	8,31	$CAN
=	**Prix de revente**	**26,03**	**26,96**	**29,14**	$CAN

(1) Pour 2014, le prix sur le marché de New York, à la zone M, correspond au prix de 2013 indexé du taux de croissance du prix à terme du gaz naturel à Henry Hub (moyenne du 1er janvier au 30 juin 2011).

	Composantes du prix de revente du solde de modulation (pour le 1er TWh)	2012	2013	2014 (1)	
	Prix à terme de l'électricité sur le marché de New York, à la zone A, tirés du NYMEX (du 1er janvier au 30 juin 2011)	**38,93**	**39,86**	-	$US
+	«Basis» entre la zone A et la zone M obtenu à partir d'une évaluation historique entre les deux marchés	3,48	3,56	-	$US
=	**Prix sur le marché de New York, à la zone M**	**42,41**	**43,42**	**45,72**	$US
-	Ajustement à la baisse du prix (pour le 1er TWh) (2)	5,00	5,00	5,00	$US
=	**Prix de revente du solde de modulation**	**37,41**	**38,42**	**40,72**	$US
x	Taux de change	1,00	1,00	1,00	$CAN / $US
=	**Prix de revente du solde de modulation (pour le 1er TWh)**	**37,41**	**38,42**	**40,72**	$CAN

(1) Pour 2014, le prix sur le marché de New York, à la zone M, correspond au prix de 2013 indexé du taux de croissance du prix à terme du gaz naturel à Henry Hub (moyenne du 1er janvier au 30 juin 2011).

(2) Pour chaque TWh additionnel, l'ajustement à la baisse du prix est augmenté de 1 $US/ MWh.

ANNEXE 3 : ANALYSE DE L'ENTENTE PAR RAPPORT AU SCÉNARIO AVEC INTÉGRATION ÉOLIENNE

TABLEAU 3A-1
ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION PAR RAPPORT À UN SCÉNARIO AVEC INTÉGRATION ÉOLIENNE
2012

	Moyenne des résultats de 36 années de climatologie	
	Scénario avec intégration éolienne	**Scénario avec modulation**
Achats court terme		
Quantité (TWh)	1,316	0,512
Prix ($/MWh)	48,27	48,27
Coûts (M$)	63,5	24,7
Reventes de surplus		
Quantité (TWh)	-1,705	-0,075
Prix ($/MWh)	26,03	26,03
Coûts (M$)	-44,4	-2,0
Cyclable (HQP)		
Quantité (TWh)	0,661	0,544
Prix ($/MWh)	45,27	45,27
Coûts (M$)	29,9	24,7
Inutilisé		
Quantité (TWh)	-0,312	-0,302
Prix ($/MWh)	25,74	25,74
Coûts (M$)	-8,0	-7,7
Coût de l'entente d'intégration éolienne (M$)	16,9	-
Revente du solde de modulation		
Quantité (TWh)	-	-0,806
Prix ($/MWh)	-	36,73
Coûts (M$)	-	-29,6
Service de modulation		
Quantité (TWh)	-	3,160
Prix ($/MWh)	-	7,00
Coûts (M$)	-	22,1
Puissance complémentaire (M$) [1]	1,1	1,6
Services complémentaires (M$)	1,3	1,3
Coûts totaux (M$)	**60,3**	**35,1**
Écart des coûts totaux (gain de l'EGM)		-25,2

[1] Pour le scénario avec intégration éolienne, le coût indiqué correspond au montant requis pour la fourniture d'un service de puissance équivalent à celui du scénario avec modulation.

Analyse réalisée avec la moyenne des prix à terme du 1ier janvier au 30 juin 2011.

TABLEAU 3A-2
ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION PAR RAPPORT À UN SCÉNARIO AVEC INTÉGRATION ÉOLIENNE
2013

	Moyenne des résultats de 36 années de climatologie	
	Scénario avec intégration éolienne	**Scénario avec modulation**
Achats court terme		
Quantité (TWh)	1,586	0,395
Prix ($/MWh)	49,28	49,28
Coûts (M$)	78,1	19,5
Reventes de surplus		
Quantité (TWh)	-3,369	-0,003
Prix ($/MWh)	26,96	26,96
Coûts (M$)	-90,8	-0,1
Cyclable (HQP)		
Quantité (TWh)	0,618	0,264
Prix ($/MWh)	46,17	46,17
Coûts (M$)	28,5	12,2
Inutilisé		
Quantité (TWh)	-0,246	-0,238
Prix ($/MWh)	25,74	25,74
Coûts (M$)	-6,3	-6,1
Coût de l'entente d'intégration éolienne (M$)	33,2	
Revente du solde de modulation		
Quantité (TWh)	-	-1,978
Prix ($/MWh)	-	37,15
Coûts (M$)	-	-73,5
Service de modulation		
Quantité (TWh)	-	5,267
Prix ($/MWh)	-	7,00
Coûts (M$)	-	36,9
Puissance complémentaire (M$) [1]	1,9	2,9
Services complémentaires (M$)	2,3	2,3
Coûts totaux (M$)	**47,0**	**-6,0**
Écart des coûts totaux (gain de l'EGM)		-53,0

[1] Pour le scénario avec intégration éolienne, le coût indiqué correspond au montant requis pour la fourniture d'un service de puissance équivalent au scénario avec modulation.

Analyse réalisée avec la moyenne des prix à terme du 1er janvier au 30 juin 2011.

TABLEAU 3A-3
ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'ENTENTE GLOBALE DE MODULATION PAR RAPPORT À UN SCÉNARIO AVEC INTÉGRATION ÉOLIENNE
2014

	Moyenne des résultats de 36 années de climatologie	
	Scénario avec intégration éolienne	Scénario avec modulation
Achats court terme		
Quantité (TWh)	1,717	0,443
Prix ($/MWh)	51,58	51,58
Coûts (M$)	88,6	22,8
Reventes de surplus		
Quantité (TWh)	-4,301	0,000
Prix ($/MWh)	29,14	29,14
Coûts (M$)	-125,3	0,0
Cyclable (HQP)		
Quantité (TWh)	0,616	0,164
Prix ($/MWh)	47,10	47,10
Coûts (M$)	29,0	7,7
Inutilisé		
Quantité (TWh)	-0,188	-0,187
Prix ($/MWh)	27,58	27,58
Coûts (M$)	-5,2	-5,1
Coût de l'entente d'intégration éolienne (M$)	44,2	
Revente du solde de modulation		
Quantité (TWh)	-	-2,778
Prix ($/MWh)	-	39,14
Coûts (M$)	-	-108,7
Service de modulation		
Quantité (TWh)	-	6,433
Prix ($/MWh)	-	7,00
Coûts (M$)	-	45,0
Puissance complémentaire (M$) [1]	2,6	3,9
Services complémentaires (M$)	3,1	3,1
Coûts totaux (M$)	**36,9**	**-31,4**
Écart des coûts totaux (gain de l'EGM)		-68,3

[1] Pour le scénario avec intégration éolienne, le coût indiqué correspond au montant requis pour la fourniture d'un service de puissance équivalent au scénario avec modulation.

Analyse réalisée avec la moyenne des prix à terme du 1ier janvier au 30 juin 2011.

ANNEXE 4 : LISTE DES CONTRATS ASSUJETTIS

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Type de production	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date de début des livraisons (Réelle ou anticipée)
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc Baie-des-Sables)	Éolien	Baie-des-Sables / Métis-sur-Mer	109,5	22 novembre 2006
Kruger Énergie Inc. (Centrale de cogénération de Kruger Bromptonville)	Biomasse	Sherbrooke	16 à 19, selon le mois	1er juillet 2007
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de l'Anse-à-Valleau)	Éolien	Gaspé	100,5	10 novembre 2007
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de Carleton)	Éolien	Carleton-St-Omer	109,5	22 novembre 2008
Tembec Inc, (Centrale de cogénération de Tembec Témiscamingue)	Biomasse	Témiscamingue	8,1	15 décembre 2008
Éoliennes St-Ulric St-Léandre SEC (Parc éolien St-Ulric St-Léandre)	Éolien	St-Ulric / St-Léandre	127,5 22,5	20 novembre 2009 (1er décembre 2011)
Société d'énergie de la Rivière Franquelin Inc. (Centrale hydroélectrique des chutes à Thompson)	Hydroélectricité	Franquelin	9,9	22 décembre 2010
Ville de Saguenay (Centrale hydroélectrique Chute-Garneau)	Hydroélectricité	Saguenay	5,3	9 mars 2011
Ville de Saguenay (Centrale hydroélectrique Pont-Arnaud)	Hydroélectricité	Saguenay	8,0	22 mars 2011
Éoliennes Mont-Louis SEC (Parc Mont-Louis)	Éolien	Mont-Louis	100,5	(1er décembre 2011)
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de Montagne sèche)	Éolien	MRC La Côte-de-Gaspé	58,5	(1er décembre 2011)
Énergie éolienne Le Plateau SEC (Parc Le Plateau)	Éolien	MRC d'Avignon	138,6	(1er décembre 2011)
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Parc de Gros-Morne)	Éolien	Mont-Louis MRC de la Haute-Gaspésie	100,5 111,0	(1er décembre 2011) (1er décembre 2012)
EDF Énergie nouvelle (Parc de St-Robert-Bellarmin)	Éolien	St-Robert-Bellarmin	80,0	(1er juin 2012)
Municipalité de Shannon Centrale St-Gabriel	Hydroélectricité	Shannon	3,3	(15 octobre 2012)
Municipalité d'Aumond (Moulin-des-Pères)	Hydroélectricité	Aumond	0,5	(1er novembre 2012)
Éoliennes de L'Érable (Parc de L'Érable)	Éolien	MRC de L'Érable	100,0	(1er décembre 2012)
Kruger Énergie Montérégie SEC (Parc Montérégie)	Éolien	St-Rémi	100,0	(1er décembre 2012)
EDF Énergie nouvelle (Parc Massif du Sud)	Éolien	MRC Les-Etchemins MRC Bellechasse	150,0	(1er décembre 2012)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Type de production	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date de début des livraisons (Réelle ou anticipée)
Venterre NRG Inc. (Parc New Richmond)	Éolien	MRC Bonaventure	66,0	(1er décembre 2012)
Venterre NRG Inc. (Parc St-Valentin)	Éolien	MRC Le Haut-Richelieu	50,0	(1er décembre 2012)
EBI Énergie Inc (Centrale de cogénération au Biogaz de Saint-Thomas)	Biomasse	Saint-Thomas	9,4	(1er décembre 2012)
Fortress Specialty Cellulose Inc. (Centrale de cogénération de Thurso)	Biomasse	Thurso	18,8	(1er décembre 2012)
Innoventé Inc. (Centrale de Saint-Patrice-de-Beaurivage)	Biomasse	Saint-Patrice-de-Beaurivage	4,6	(1er décembre 2012)
Fibrek S.E.N.C. (Québec-Énergie 2012)	Biomasse	St-Félicien	9,5	(1er décembre 2012)
Terreau Biogaz Inc. (Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska – Roland Thibault)	Biomasse	Sainte-Cécile-de-Milton	3,0	(1er décembre 2012)
WM Québec Inc. (Cogénération biogaz Saint-Nicéphore)	Biomasse	Saint-Nicéphore	7,6	(1er décembre 2012)
EDF Énergie nouvelle (Parc du Lac-Alfred)	Éolien	St-Irène/St-Cléophas/ St-Zénon/La Rédemption/ MRC de la Mitis	150,0 150,0	(1er décembre 2012) (1er décembre 2013)
Municipalité de Ste-Ursule (Parc Chutes Ste-Ursule)	Hydroélectricité	Ste-Ursule	1,8	(1er avril 2013)
Énergie éolienne Des Moulins S.E.C. (Parc des Moulins)	Éolien	MRC de l'Amiante	156,0	(1er juin 2013)
Société d'Énergie Rivière Sheldrake (Aménagement hydroélectrique de la Courbe du Sault, rivière Sheldrake)	Hydroélectricité	Rivière-au-Tonnerre	25,0	(1er avril 2013)
Société de l'énergie communautaire du Lac Saint-Jean (Centrale Val-Jalbert)	Hydroélectricité	Val-Jalbert	16,0	(1er juillet 2013)
Société Hydro-Canyon Saint-Joachim inc. (Hydro Canyon St-Joachin)	Hydroélectricité	St-Joachin	23,2	(1er janvier 2013)
Société de l'énergie communautaire du Lac Saint-Jean (11e Chute - Riv Mistassini)	Hydroélectricité	Mistassini	16,0	(1er décembre 2013)
Boralex Inc. / Gaz Métro Éole Inc. (Parc de la Seigneurie de Beaupré 2)	Éolien	MRC de la Côte-de- Beaupré	132,6	(1er décembre 2013)
Boralex Inc./ Gaz Métro Éole Inc. (Parc de la Seigneurie de Beaupré 3)	Éolien	MRC de la Côte-de- Beaupré	139,3	(1er décembre 2013)
Algonquin Power (Parc éolien de St-Damase)	Éolien	MRC La Matapédia	24,0	(1er décembre 2013)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Type de production	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date de début des livraisons (Réelle ou anticipée)
Innergex (Parc éolien de Viger-Denonville)	Éolien	MRC Rivière-du-Loup	24,6	(1er décembre 2013)
Énergie éolienne Le Plateau 2 SEC (Parc éolien Le Plateau 2)	Éolien	MRC Avignon	23,0	(1er décembre 2013)
Conseil des Innus de Pessamit (Chute du 6 milles)	Hydroélectricité	Côte-Nord	13,2	(1er mars 2014)
Conseil des Innus de Pessamit (Chute du 4 milles)	Hydroélectricité	Côte-Nord	5,5	(1er mars 2014)
Société en commandite Manouane Sipi (Manouane Sipi)	Hydroélectricité	Mauricie	22,0	(1er juillet 2014)
Boralex Inc./ Gaz Métro Éole Inc. (Parc de la Seigneurie de Beaupré 4)	Éolien	MRC de la Côte-de- Beaupré	68,0	(1er décembre 2014)
Vents du Kempt Inc. (Parc Vents du Kempt)	Éolien	MRC La Matapédia	100,0	(1er décembre 2014)
Témiscouata/Boralex (Parc éolien de Témiscouata)	Éolien	MRC Témiscouata	25,0	(1er décembre 2014)
Saint-Philémon LP (Parc éolien de Saint-Philémon)	Éolien	MRC Bellechasse	24,0	(1er décembre 2014)
EDF Énergie nouvelle (Parc éolien de La Mitis)	Éolien	MRC La Mitis	24,6	(1er décembre 2014)
EDF Énergie nouvelle (Parc éolien de Le Granit)	Éolien	MRC Le Granit	24,6	(1er décembre 2014)
EDF Énergie nouvelle (Parc Rivière du Moulin)	Éolien	MRC Fjord-du-Saguenay	150,0	(1er décembre 2014)