Annexe 1

Demande de raccordement du Distributeur

Hydro Québec Distribution

Une division d'Hydro-Québec

Le 7 janvier 2011

Hervé Lamarre
Directeur Approvisionnement en électricité
Vice-présidence Clientèle
22e étage
75, boulevard René-Lévesque Ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

tél. : 514 289-3715
téléc. : 514 289-7355
C. élec. : lamarre.herve@hydro.qc.ca

Madame Marie-Claude Lalande
Chef Commercialisation et gouvernance
Hydro-Québec TransÉnergie
2, Complexe Desjardins, Tour Est
19e étage
Montréal (Québec) H5B 1H7

OBJET : Appel d'offres A/O 2009-02 pour 500 MW d'électricité de source éolienne, comprenant un bloc de 250 MW issu de projets communautaires et un bloc de 250 MW issu de projets autochtones
Projets retenus, conventions d'avant-projet et ententes de raccordement

---

Madame,

Le 20 décembre 2010, le Distributeur annonçait officiellement les douze (12) projets totalisant 291,4 MW retenus au terme de l'appel d'offres A/O 2009-02. La liste publique de ces projets est jointe à la présente, incluant l'identité des soumissionnaires.

Le Distributeur est présentement à finaliser les contrats d'approvisionnement en électricité avec les soumissionnaires retenus et la signature est prévue au plus tard le 25 février 2011. En réponse aux questions qu'ils soulèvent relativement aux conventions d'avant-projet et aux raccordements de leurs projets au réseau de transport ou de distribution, nous invitons les soumissionnaires à joindre le personnel de votre équipe Commercialisation.

Nous vous demandons donc d'entreprendre dès maintenant les démarches nécessaires pour conclure avec eux les conventions d'avant-projet et les ententes de raccordement, afin de permettre le raccordement de leurs projets de parcs éoliens dans les délais prévus.

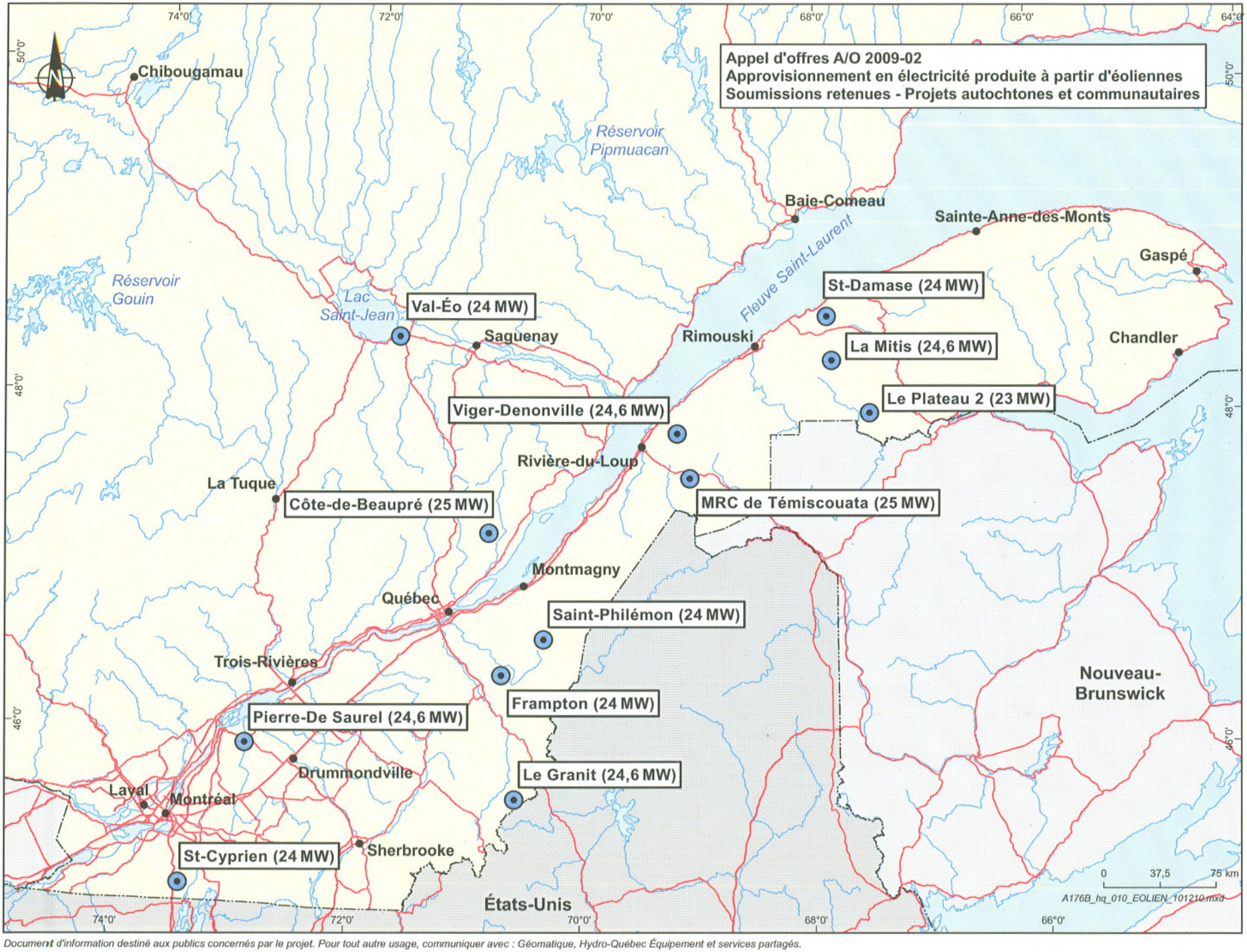
Nous vous remercions de votre collaboration habituelle et n'hésitez pas à communiquer avec moi pour toute précision additionnelle à ce sujet.

Hervé Lamarre
Directeur Approvisionnement en électricité

p.j. Liste des soumissions retenues de l'appel d'offres A/O 2009-02 et carte

LISTE DES SOUMISSIONS RETENUES

Nom du projet	Nom du promoteur	Communauté(s) locale(s)	Région administrative	Puissance installée (en MW)	Année	Manufacturier
Viger-Denonville	Innergex Énergie renouvelable inc.	MRC de Rivière-du-Loup	Bas St-Laurent	24,6	2013	REpower
St-Damase	Corporation d'investissement éoliennes Algonquin Power	Municipalité de Saint-Damase	Bas St-Laurent	24,0	2013	Enercon
Témiscouata	Boralex inc.	MRC de Témiscouata	Bas St-Laurent	25,0	2014	Enercon
La Mitis	Saint-Laurent Énergies inc.	MRC de la Mitis	Bas St-Laurent	24,6	2014	REpower
Côte-de-Beaupré	Boralex inc.	MRC de La Côte-de-Beaupré	Capitale Nationale	25,0	2015	Enercon
St-Philémon	Parc éolien Saint-Philémon L.P.	MRC de Bellechasse Municipalité de St-Philémon	Chaudières–Appalaches	24,0	2014	Enercon
Frampton	Énergie Northland Power Québec S.E.C.	Municipalité de Frampton	Chaudières–Appalaches	24,0	2015	Enercon
Le Granit	Saint-Laurent Énergies inc.	MRC du Granit	Estrie	24,6	2014	REpower
Le Plateau 2	Invenergy Wind Canada ULC	Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine	Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine	23,0	2013	Enercon
Pierre de Saurel	MRC Pierre-De Saurel	MRC Pierre-De Saurel	Montérégie	24,6	2015	REpower
St-Cyprien	Kahnawà:ke Sustainable Energies	Conseil Mohawk de Kahnawà:ke	Montérégie	24,0	2015	Enercon
Val-Éo	Val-Éo société en commandite	Val-Éo coopérative de solidarité	Saguenay – Lac St-Jean	24,0	2015	Enercon



Document d'information destiné aux publics concernés par le projet. Pour tout autre usage, communiquer avec : Géomatique, Hydro-Québec Équipement et services partagés.

Annexe 2

Entente administrative entre le Distributeur et le Transporteur

ENTENTE ADMINISTRATIVE
CONCERNANT LE RACCORDEMENT DES PARCS ÉOLIENS RETENUS
PAR LE DISTRIBUTEUR
DANS LE CADRE DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2009-02

ENTRE

Hydro-Québec TransÉnergie

ET

Hydro-Québec Distribution

ENTENTE intervenue à Montréal, province de Québec, le 5 mars 2013.

ENTRE **HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE,** une division d'Hydro-Québec, personne morale légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., chap. H-5, ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, Canada, représentée par M. André Boulanger, président, dûment autorisé aux fins des présentes tel qu'il le déclare ;

(ci-après appelée le «**Transporteur**») ;

ET **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, une division d'Hydro-Québec, personne morale légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q., chap. H-5, ayant son siège social dans la ville de Montréal, province de Québec, Canada, représentée par M. Daniel Richard, président, dûment autorisé aux fins des présentes tel qu'il le déclare ;

(ci-après appelée le «**Distributeur**»).

ATTENDU QUE le **Distributeur** a lancé l'appel d'offres A/O 2009-02 à la suite duquel il a conclu douze (12) contrats d'approvisionnement en électricité relatifs à douze (12) parcs éoliens totalisant 291,4 MW pour des mises en service de 2013 à 2015 ;

ATTENDU QUE les contrats d'approvisionnement en électricité entre le **Distributeur** et les douze (12) producteurs retenus ont été approuvés par la Régie de l'énergie en vertu de sa décision D-2011-175 ;

ATTENDU QUE le **Distributeur** a informé le **Transporteur** le 7 janvier 2011, selon l'avis joint en annexe 1 des présentes, conformément à l'article 38 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les "*Tarifs et conditions*"), du nom des soumissionnaires retenus dans le cadre de cet appel d'offres, en lui demandant d'entreprendre les démarches nécessaires avec eux pour permettre le raccordement de leurs projets de parcs éoliens dans les délais prévus ;

ATTENDU QUE le **Distributeur** a autorisé le **Transporteur** le 1er juin 2012 à réaliser les avant-projets pour le renforcement du réseau de la Gaspésie, requis pour l'intégration des cinq parcs éoliens en Gaspésie, ainsi que le renforcement du réseau principal requis pour l'intégration des douze parcs éoliens ;

ATTENDU QUE l'entente de raccordement pour le parc éolien Témiscouata a été signée le 22 novembre 2012, en considérant une puissance maximale de 23,5 MW au point de raccordement au lieu de 25 MW initialement prévu, ce qui porte le total des douze parcs éoliens à 289,9 MW ;

ATTENDU QUE les modalités concernant le raccordement de centrales retenues par le **Distributeur** dans le cadre d'un appel d'offres sont prévues aux *Tarifs et conditions*, notamment aux articles 12A, 38, 40 et à l'appendice J et que ces modalités prévoient que le **Distributeur** est

responsable de l'excédent des coûts réels encourus par le **Transporteur** au-delà du montant maximal prévu aux *Tarifs et conditions* ;

ATTENDU QUE dans le cas d'une centrale raccordée au réseau de distribution, tous les coûts encourus par le **Distributeur** (investissements, exploitation et entretien) pour les ajouts à son réseau ainsi que tous les coûts associés à des modifications requises sur le réseau du **Transporteur** sont assumés par le **Transporteur**, conformément à l'appendice J des *Tarifs et conditions* ;

ATTENDU QUE l'entente administrative entre le **Distributeur** et le **Transporteur** concernant le raccordement des parcs éoliens vient encadrer les rôles et responsabilités de chacun et répartit les risques associés à l'intégration des parcs éoliens au réseau d'Hydro-Québec**.**

ATTENDU QUE l'ensemble des investissements requis par la présente entente ont été approuvés au Conseil d'administration d'Hydro-Québec le 22 février 2013 et seront déposés à la Régie de l'énergie pour autorisation :

EN CONSÉQUENCE, les parties aux présentes conviennent mutuellement de ce qui suit :

1. DÉFINITIONS

Dans la présente entente, à moins de mention à l'effet contraire ou d'incompatibilité avec le contexte, les termes et expressions suivants ont la signification qui leur est attribuée.

1.1 *parc(s) éolien(s)*

L'un ou l'autre des douze parcs éoliens mis sous contrat par le **Distributeur** suite à l'appel d'offres A/O 2009-02. La liste de ces parcs éoliens est présentée à l'annexe 1.

1.2 *Producteur(s)*

L'une ou l'autre des entités légalement constituées ayant signée avec le **Distributeur** un contrat d'approvisionnement en électricité dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-02, et devant conclure avec le **Transporteur** une convention d'avant-projet (au besoin) ainsi qu'une entente de raccordement pour l'intégration d'un *parc éolien* au réseau de transport ou de distribution d'électricité d'Hydro-Québec.

1.3 *poste de départ*

Ensemble de l'appareillage et des pièces d'équipement formant le poste de transformation et le réseau collecteur.

Le poste de transformation est constitué principalement de la partie haute tension et moyenne tension du poste, incluant les disjoncteurs, les sectionneurs, les transformateurs de puissance moyenne tension à haute tension et de tous leurs systèmes de protection respectifs. Le système de comptage (ou mesurage) fait également partie du poste de transformation, à l'exception des équipements fournis par Hydro-Québec.

Le réseau collecteur sert à acheminer l'énergie produite par chacune des éoliennes au poste de transformation. Il est principalement constitué d'un réseau de lignes aériennes ou souterraines de distribution en moyenne tension, des transformateurs de puissance basse tension à moyenne tension installés à chacune des éoliennes, et de tous leurs systèmes de protection respectifs.

1.4 ***travaux***

Ensemble des *travaux particuliers* et des *travaux communs.*

1.5 ***travaux particuliers***

Travaux requis spécifiquement pour le raccordement d'un *parc éolien*. Ces travaux sont décrits à l'entente de raccordement de chacun des *parcs éoliens* et sont présentés à l'annexe 2.

1.6 ***travaux communs***

Travaux de renforcement ou d'extension du réseau de transport d'Hydro-Québec requis en raison de l'intégration d'une partie ou de l'ensemble des *parcs éoliens*. Les *travaux communs* sont énumérés, non-limitativement à l'annexe 2 des présentes.

2. OBJET

La présente entente précise les rôles et responsabilités du **Transporteur** et du **Distributeur** et répartit les risques associés à l'intégration des *parcs éoliens* au réseau d'Hydro-Québec**.**

3. DURÉE DE L'ENTENTE

La présente entente entre en vigueur à compter de la date de sa signature et se termine par le paiement par le **Distributeur** au **Transporteur** du montant total prévu et déterminé aux articles 6 et 7.

4. IDENTIFICATION DES RISQUES

Au cours du processus de raccordement des *parcs éoliens*, les événements avec risques financiers comprennent notamment :

- l'abandon ou le report du projet de *parc éolien* par le *Producteur ;*
- la réduction de la puissance installée (MW) ou la relocalisation du *parc éolien* à raccorder ;
- le dépassement des coûts des *travaux* par rapport aux prévisions budgétaires présentées aux annexes 2 et 3.

5. RÔLES ET RESPONSABILITÉS POUR LA GESTION DES RISQUES

La stratégie de gestion du risque partagée par le **Transporteur** et le **Distributeur**, liée au raccordement des *parcs éoliens*, repose sur un traitement adapté pour chacune des trois (3) enveloppes budgétaires impliquées, soient celles associées aux *travaux particuliers*, au remboursement des *postes de départ* et aux *travaux communs*.

5.1 ***Travaux particuliers* :** Le **Transporteur** est responsable de la gestion des risques financiers liés aux *travaux particuliers*. Ainsi, pour chacun des *parcs éoliens*, le **Transporteur** exige du *Producteur* le dépôt des garanties financières requises selon les conditions et les modalités de la convention d'avant-projet et celles de l'entente de raccordement, le tout conformément à l'*Encadrement relatif à la gestion des risques de crédit d'Hydro-Québec TransÉnergie* en vigueur à la signature de chacune de ces conventions et ententes. Le processus est décrit à l'article 6.1 des présentes. Les risques financiers reliés aux *travaux particuliers* sont par conséquent assumés par le *Producteur*.

5.2 ***Poste de départ* :** En tout temps, le *Producteur* est responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation et de l'entretien du *poste de départ* à l'exception des équipements fournis par Hydro-Québec. À l'acceptation finale du raccordement du *parc éolien* par le **Transporteur**, les coûts réels de réalisation sont approuvés et remboursés par le **Transporteur**, conformément au processus décrit à l'article 6.2 des présentes. Les risques financiers reliés au *poste de départ* de chacun des *parcs éoliens* sont donc assumés par le *Producteur* jusqu'au remboursement du *poste de départ* par le **Transporteur**.

5.3 ***Travaux communs* :** Les *travaux communs* dans le cadre des projets de raccordement sont constitués des travaux de renforcement du réseau de la Gaspésie et des travaux de renforcement du réseau principal. Tous les risques de coûts associés à ces travaux, incluant les cas de défaut des *Producteurs*, sont assumés par le **Distributeur**, conformément au processus décrit à l'article 6.3 des présentes. Les risques associés à ces travaux sont gérés par le **Transporteur** et le **Distributeur.** La gestion des risques financiers est basée sur une gestion serrée de la planification et de l'exécution de l'ensemble des travaux planifiés et des risques reliés à la réalisation des *parcs éoliens*. Cette gestion prend en compte les éléments d'information suivants :

- la gestion des étapes critiques du contrat d'approvisionnement en électricité ;
- le suivi des dépôts des garanties financières pour couvrir les *travaux particuliers*, versées au **Transporteur** par chaque *Producteur* en vertu de la convention d'avant-projet et de l'entente de raccordement ;
- le suivi des montants déboursés et engagés pour les *travaux particuliers* et les *travaux communs* ;
- le suivi de l'état d'avancement, de l'échéancier critique et des marges de manœuvre pour les *travaux communs*.

L'examen régulier de ces informations, colligées dans un tableau de bord de gestion maintenu à jour par les parties permettra au **Distributeur** d'autoriser ou non les *travaux communs*.

6. OPÉRATIONNALISATION DE LA GESTION DU RISQUE

En conformité avec les *Tarifs et conditions*, dès réception de la demande écrite du **Distributeur** présentée à l'annexe 1, le **Transporteur** a amorcé les études d'avant-projet pour les *travaux particuliers* reliés à l'intégration de chacun des *parcs éoliens*. Pour les *travaux communs*, le **Distributeur** a autorisé le **Transporteur** à débuter les études d'avant-projet le 1er juin 2012.

6.1 *Travaux particuliers*

La réalisation des *travaux particuliers* est régie par deux (2) ententes entre le **Transporteur** et le *Producteur*, soit :

6.1.1 **Convention d'avant-projet :** Si un avant-projet est requis, la convention prévoit que le *Producteur* doit remettre au **Transporteur** des garanties financières, lesquelles couvriront les dépenses engagées lors de l'avant-projet par le **Transporteur**. La signature de cette convention entre le **Transporteur** et le *Producteur* avec remise des premières garanties financières par le *Producteur* déclenche la réalisation de l'étude d'avant-projet.

6.1.2 **Entente de raccordement :** Conformément à l'article 12A des *Tarifs et conditions*, une entente de raccordement est signée entre le **Transporteur** et le *Producteur* pour chacun des *parcs éoliens*. La signature de l'entente de raccordement avec remise des premières garanties financières par le *Producteur* déclenche la réalisation des travaux de raccordement du *parc éolien* par le **Transporteur** selon l'échéancier prévu à cette entente.

6.2 *Poste de départ*

En conformité avec les *Tarifs et conditions* et après réception de la demande de remboursement accompagnée de toutes les pièces justificatives, le coût réel du *poste de départ* sera remboursé au *Producteur*, jusqu'à concurrence des montants maximums prévus pour le *poste de transformation* et le *réseau collecteur* en vigueur à la date de la signature de l'entente de raccordement avec le **Transporteur.**

Dans le cas des projets de *parcs éoliens* qui partagent un même poste de transformation, le montant remboursé par le **Transporteur** à chacun des producteurs sera basé sur les coûts réels encourus pour leur *poste de départ*.

Considérant l'usage commun du poste de transformation par plusieurs *parcs éoliens*, les coûts réels admissibles au remboursement du poste de transformation applicables à un *parc éolien* en particulier sont définis comme suit:

- Les coûts reliés aux équipements et aux infrastructures spécifiquement requis pour le raccordement de ce *parc éolien* au poste de transformation et qui ne sont pas partagés avec d'autres *parcs éoliens* et,

- Pour les équipements communs ou les infrastructures communes du poste de transformation partagées avec d'autres *parcs éoliens*, les coûts additionnels découlant d'une mise à niveau, d'un rehaussement ou d'un agrandissement qui sont requis pour raccorder ce *parc éolien*.

Nonobstant ce qui précède, en aucun temps, le montant qui est remis au *Producteur* par le **Transporteur** pour le *poste de départ* ne dépassera le montant maximal établi en vertu du contrat d'approvisionnement en électricité.

Si le montant facturé au **Transporteur** par le *Producteur* pour le *poste de départ* est supérieur au montant maximal établi en vertu du contrat d'approvisionnement en électricité, la différence entre ces deux (2) montants sera versée au **Distributeur** par le **Transporteur** jusqu'à concurrence des montants maximaux prévus aux *Tarifs et conditions* en vigueur à la date de signature des ententes de raccordement.

Aux fins des prévisions budgétaires présentées aux annexes 2 et 3 de la présente entente, les contributions maximales en vigueur aux *Tarifs et conditions* à la date des présentes ont été utilisées pour les *parcs éoliens* pour lesquels une entente de raccordement avec le **Transporteur** n'a pas encore été signée. Dans le cas des *parcs éoliens* pour lesquels une entente de raccordement est intervenue à la date des présentes, soit ceux de Côte-de-Beaupré, Témiscouata et Viger-Denonville, les contributions maximales en vigueur au moment de la signature de ces ententes ont été utilisées.

6.3 *Travaux communs*

Les *travaux communs* ne sont pas couverts par des garanties déposées par chaque *Producteur*. Les risques associés aux *travaux communs* sont gérés par le **Transporteur** et le **Distributeur**, notamment sur la base du tableau de bord de gestion décrit à l'article 5.3, mis à jour aux dates convenues entre eux et conservé sur un serveur à accès partagé.

Le 1er juin 2012, le **Distributeur** a autorisé la réalisation de l'avant-projet du renforcement du réseau de la Gaspésie requis en 2016 au montant de 350 000 $ ainsi que la réalisation des avant-projets requis pour le renforcement du réseau principal au montant de 1,8 M$. Pour le renforcement du réseau principal, les avant-projets devraient débuter en 2014 pour une mise en service en 2018. Ce délai permettra au **Transporteur** d'optimiser le scénario final du renforcement du réseau principal.

Les Parties conviennent que le **Transporteur** peut, après avoir transmis un avis au **Distributeur**, modifier les *travaux communs* si ces modifications n'entraînent pas de délais indus ni de hausse de coûts.

Dans tous les cas, l'autorisation écrite du **Distributeur** est requise avant que le **Transporteur** ne débute les *travaux communs*.

En donnant son autorisation écrite, le **Distributeur** garantit qu'il assumera tous les coûts encourus et engagés par le **Transporteur** pour la réalisation des études d'avant-projets et la réalisation des travaux *communs* visés par cette autorisation.

Dans le cas où un ou plusieurs *parcs éoliens* seraient abandonnés, relocalisés ou que leur puissance installée serait réduite, le **Transporteur** évaluera si ce ou ces changements nécessitent de modifier, de reporter ou d'abandonner certains *travaux communs*. Selon le cas, le **Transporteur** proposera des modifications afin de répondre aux besoins du **Distributeur**. Le **Distributeur** devra alors approuver par écrit les modifications proposées par le **Transporteur** et l'autoriser à les réaliser. Le cas échéant, le **Distributeur** devra assumer les coûts supplémentaires reliés aux changements, incluant les coûts des études ou des travaux requis par le **Transporteur.**

6.4 *Défaut du Producteur*

Advenant un défaut du *Producteur*, le **Transporteur** émettra un avis de défaut par écrit au *Producteur* et en transmettra une copie au **Distributeur**. Le **Transporteur** pourra suspendre les travaux dudit projet ce qui pourrait entraîner un retard dans les étapes du projet, dont la mise sous tension initiale du *parc éolien*.

Advenant le cas où le *Producteur* demande de conserver la date de mise sous tension initiale prévue, le **Transporteur** évaluera la faisabilité d'une telle demande et le cas échéant, évaluera les coûts supplémentaires qui s'y rattachent. Le *Producteur* devra assumer l'ensemble des coûts supplémentaires du **Transporteur** reliés au maintien de la date de mise sous tension initiale.

6.5 *Défaut du Distributeur*

Le **Distributeur** devra émettre les autorisations écrites prévues à l'article 6.3 avant les dates critiques convenues avec le **Transporteur**. Tout retard du **Distributeur** dans l'émission des autorisations aura pour conséquence de rendre caduques les dates du projet concerné, et nécessitera la révision et validation de nouvelles dates pour ledit projet. Les conséquences financières de ce retard seront assumées par le **Distributeur**.

6.6 *Annulation, abandon, report ou modification*

La décision du **Distributeur** d'annuler, de reporter ou de relocaliser un ou plusieurs *parcs éoliens*, ne saurait en aucune circonstance libérer de quelque façon que ce soit le **Distributeur** de son obligation de payer les frais relatifs aux *travaux communs*.

6.7 *Avis concernant la fin des travaux*

Lorsque l'ensemble des *travaux* sont complétés, le **Transporteur** transmet au **Distributeur** un avis de fin des *travaux*.

7. CONTRIBUTION REQUISE DU DISTRIBUTEUR POUR DES AJOUTS AU RÉSEAU DE TRANSPORT

En vertu notamment des dispositions de l'appendice J des *Tarifs et conditions*, le **Distributeur** devra rembourser au **Transporteur** à la fin des *travaux*, l'excédent des coûts réels encourus par ce dernier au-delà du montant maximal actuellement en vigueur à l'appendice J des *Tarifs et conditions*, soit 571 $ pour chaque nouveau kilowatt qui aura été raccordé.

Les investissements associés aux *travaux* et au remboursement des *postes de départ* sont estimés à 262 799 k$, tel qu'indiqué au tableau sommaire à l'annexe 3. Le montant de 262 799 k$ excède le montant maximal pouvant être assumé par le **Transporteur** conformément à l'appendice J des *Tarifs et conditions*, lequel montant est estimé à 165 533 k$ (289,9 MW multipliés par 571 $/kW). Conséquemment, une contribution du **Distributeur** sera requise, laquelle est estimée en date des présentes à 97 266 k$ (262 799 k$ moins 165 533 k$), à laquelle s'ajoute un montant de 14 590 k$ pour les frais d'exploitation et d'entretien, pour un total de 111 856 k$. La contribution réelle du **Distributeur** sera précisée à la fin de l'ensemble des *travaux* et suite au remboursement des *postes de départ*, en fonction des coûts réels encourus par le **Transporteur** et du nombre réel de nouveaux MW de production raccordés au réseau dans le cadre de l'A/O 2009-02.

Si un des *parcs éoliens* sous contrat est relocalisé, le calcul de la contribution sera refait en tenant compte du coût réel des *travaux* et du remboursement du *poste de départ* et ce, en vertu de l'article 9 ci-dessous.

8. FACTURATION ET PAIEMENT

Le **Transporteur** facturera le **Distributeur** à la fin des *travaux* pour le montant de l'excédent des coûts remboursables par ce dernier, établi conformément à l'article 7.

9. MISE À JOUR ANNUELLE DE LA PLANIFICATION ET DE LA PRÉVISION BUDGÉTAIRE

Dans le cadre de leurs dossiers tarifaires annuels respectifs ou à tout autre moment convenu par les parties, le **Transporteur** et le **Distributeur** mettront à jour les annexes 2 et 3 des présentes.

10. AVIS

Tout avis ou autre communication qui doit être donné en vertu de la présente entente doit, sauf si autrement spécifié, être donné par écrit et sera correctement remis s'il est livré en main propre ou par courrier électronique aux adresses et représentants suivants:

i) **Quant au Distributeur :**

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
75, boul. René-Lévesque Ouest
22e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4

À l'attention de :	Directeur, Approvisionnement en électricité
Adresse électronique :	HQD_DAE_Appro_energie@hydro.qc.ca

ii) **Quant au Transporteur :**

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE
Complexe Desjardins
2 Complexe Desjardins
Tour Est, 19ème étage
Montréal (Québec) H5B1H7

À l'attention de :	Directeur, Commercialisation et affaires réglementaires
Adresse électronique	teproducteursprives@hydro.qc.ca

Chaque partie doit aviser l'autre de tout changement de coordonnées aux fins des présentes en lui faisant parvenir un avis à cet effet de la manière prévue aux présentes.

11. DISPOSITIONS DIVERSES

11.1 Les dispositions des présentes sont régies par les lois en vigueur dans la province de Québec.

11.2 Toute modification ou renonciation à une disposition quelconque des présentes doit être constatée par écrit et signée par chacune des parties.

11.3 Tout défaut par une partie d'exiger de l'autre partie qu'elle se conforme à l'une ou l'autre des dispositions de la présente entente n'affecte d'aucune façon son droit d'exiger subséquemment que celle-ci s'y conforme.

11.4 La présente entente annule et remplace toute autre entente verbale ou écrite entre les parties relative en tout ou en partie à l'objet des présentes.

11.5 Les titres des articles et paragraphes ne sont insérés que pour faciliter la lecture et ne doivent pas servir à leur interprétation.

11.6 Le préambule fait partie intégrante de la présente entente.

EN FOI DE QUOI, les parties ont signé la présente entente administrative à la date et au lieu mentionnés en tête des présentes.

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

Par: _____
André Boulanger
Président

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Par: _____
Daniel Richard
Président

Annexe 1

Demande de raccordement du Distributeur

Hydro Québec
Distribution

Une division d'Hydro-Québec

Le 7 janvier 2011

Hervé Lamarre
Directeur Approvisionnement en électricité
Vice-présidence Clientèle
22e étage
75, boulevard René-Lévesque Ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

tél. : 514 289-3715
téléc. : 514 289-7355
C. élec. : lamarre.herve@hydro.qc.ca

Madame Marie-Claude Lalande
Chef Commercialisation et gouvernance
Hydro-Québec TransÉnergie
2, Complexe Desjardins, Tour Est
19e étage
Montréal (Québec) H5B 1H7

OBJET : **Appel d'offres A/O 2009-02 pour 500 MW d'électricité de source éolienne, comprenant un bloc de 250 MW issu de projets communautaires et un bloc de 250 MW issu de projets autochtones**
Projets retenus, conventions d'avant-projet et ententes de raccordement

---

Madame,

Le 20 décembre 2010, le Distributeur annonçait officiellement les douze (12) projets totalisant 291,4 MW retenus au terme de l'appel d'offres A/O 2009-02. La liste publique de ces projets est jointe à la présente, incluant l'identité des soumissionnaires.

Le Distributeur est présentement à finaliser les contrats d'approvisionnement en électricité avec les soumissionnaires retenus et la signature est prévue au plus tard le 25 février 2011. En réponse aux questions qu'ils soulèvent relativement aux conventions d'avant-projet et aux raccordements de leurs projets au réseau de transport ou de distribution, nous invitons les soumissionnaires à joindre le personnel de votre équipe Commercialisation.

Nous vous demandons donc d'entreprendre dès maintenant les démarches nécessaires pour conclure avec eux les conventions d'avant-projet et les ententes de raccordement, afin de permettre le raccordement de leurs projets de parcs éoliens dans les délais prévus.

Nous vous remercions de votre collaboration habituelle et n'hésitez pas à communiquer avec moi pour toute précision additionnelle à ce sujet.

Hervé Lamarre
Directeur Approvisionnement en électricité

p.j. Liste des soumissions retenues de l'appel d'offres A/O 2009-02 et carte

LISTE DES SOUMISSIONS RETENUES

Nom du projet	Nom du promoteur	Communauté(s) locale(s)	Région administrative	Puissance installée (en MW)	Année	Manufacturier
Viger-Denonville	Innergex Énergie renouvelable inc.	MRC de Rivière-du-Loup	Bas St-Laurent	24,6	2013	REpower
St-Damase	Corporation d'investissement éoliennes Algonquin Power	Municipalité de Saint-Damase	Bas St-Laurent	24,0	2013	Enercon
Témiscouata	Boralex inc.	MRC de Témiscouata	Bas St-Laurent	25,0	2014	Enercon
La Mitis	Saint-Laurent Énergies inc.	MRC de la Mitis	Bas St-Laurent	24,6	2014	REpower
Côte-de-Beaupré	Boralex inc.	MRC de La Côte-de-Beaupré	Capitale Nationale	25,0	2015	Enercon
St-Philémon	Parc éolien Saint-Philémon L.P.	MRC de Bellechasse Municipalité de St-Philémon	Chaudières-Appalaches	24,0	2014	Enercon
Frampton	Énergie Northland Power Québec S.E.C.	Municipalité de Frampton	Chaudières-Appalaches	24,0	2015	Enercon
Le Granit	Saint-Laurent Énergies inc.	MRC du Granit	Estrie	24,6	2014	REpower
Le Plateau 2	Invenergy Wind Canada ULC	Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine	Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine	23,0	2013	Enercon
Pierre de Saurel	MRC Pierre-De Saurel	MRC Pierre-De Saurel	Montérégie	24,6	2015	REpower
St-Cyprien	Kahnawà:ke Sustainable Energies	Conseil Mohawk de Kahnawà:ke	Montérégie	24,0	2015	Enercon
Val-Éo	Val-Éo société en commandite	Val-Éo coopérative de solidarité	Saguenay – Lac St-Jean	24,0	2015	Enercon

Annexe 2

Répartition annuelle des *travaux* de 2013 à 2018

et du remboursement des postes de départ

Répartition des coûts pour les *travaux particuliers et le remboursement du* poste de départ *des projets de* A/O 2009-02

Travaux particuliers et remboursement du *poste de départ*	Viger-Denonville (k$ réalisation) 2012	2013	2014	2015	Total
Puissance installée (MW)		24,6			
Projets de poste HQT	773,0	1 728,2			2 501,2
Projets de ligne HQT	214,0	365,4	32,0		611,4
PMVI (découlant des projets HQT)		6,7			6,7
Télécommunications		1 513,0			1 513,0
Frais reportés HQD (incluant FEE 15%)					
Projets de raccordement					0,0
Mesurage		115,0			115,0
Sous-total des *travaux particuliers*	987,0	3 728,3	32,0	0,0	4 747,3
Remboursement de poste de départ		5 690,1			5 690,1
Remboursement FEE (15%)		853,5			853,5
Sous-total remboursement du *poste de départ*		6 543,6			6 543,6
Total	987,0	10 271,9	32,0	0,0	**11 290,9**

Travaux particuliers et remboursement du *poste de départ*	St-Damase (k$ réalisation) 2012	2013	2014	2015	Total
Puissance installée (MW)		24,0			
Projets de poste HQT	277,6	499,4			777,0
Projets de ligne HQT	357,1	435,8	23,8		816,7
PMVI (découlant des projets HQT)		9,0			9,0
Télécommunications	284,4	1 179,6			1 464,0
Frais reportés HQD (incluant FEE 15%)					
Projets de raccordement					0,0
Mesurage		115,0			115,0
Sous-total des *travaux particuliers*	919,1	2 238,8	23,8	0,0	3 181,7
Remboursement de poste de départ		5 613,9			5 613,9
Remboursement FEE (15%)		842,1			842,1
Sous-total remboursement du *poste de départ*		6 456,0			0,0
Total	919,1	8 694,8	23,8	0,0	**9 637,7**

Travaux particuliers et remboursement du *poste de départ*	Le Plateau 2 (k$ réalisation) 2012	2013	2014	2015	Total
Puissance installée (MW)		23,0			
Projets de poste HQT		500,0			500,0
Projets de ligne HQT					0,0
PMVI (découlant des projets HQT)					0,0
Télécommunications		78,0			78,0
Frais reportés HQD (incluant FEE 15%)					
Projets de raccordement					0,0
Mesurage		90,0			90,0
Sous-total des *travaux particuliers*	0,0	668,0	0,0	0,0	668,0
Remboursement de poste de départ		6 600,0			6 600,0
Remboursement FEE (15%)		990,0			990,0
Sous-total remboursement du *poste de départ*		7 590,0			7 590,0
Total	0,0	8 258,0	0,0	0,0	**8 258,0**

Travaux particuliers et remboursement du *poste de départ*	Temiscouata (k$ réalisation) 2012	2013	2014	2015	Total
Puissance installée (MW)			23,5		
Projets de poste HQT	262,7	534,7	963,2		1 760,6
Projets de ligne HQT	230,5	153,2	452,0		835,7
PMVI (découlant des projets HQT)			9,2		9,2
Télécommunications		199,9	467,1		667,0
Frais reportés HQD (incluant FEE 15%)					
Projets de raccordement					0,0
Mesurage			90,0		90,0
Sous-total des *travaux particuliers*	493,2	887,8	1 981,5	0,0	3 362,5
Remboursement de poste de départ			5 497,0		5 497,0
Remboursement FEE (15%)			824,5		824,5
Sous-total remboursement du *poste de départ*			6 321,5		6 321,5
Total	493,2	887,8	8 303,0	0,0	**9 684,0**

Travaux particuliers et remboursement du *poste de départ*	Le Granit (k$ réalisation) 2 012,0	2 013,0	2 014,0	2 015,0	Total
Puissance installée (année de mise en service)			24,6		
Projets de poste HQT			500,0		500,0
Projets de ligne HQT					0,0
PMVI (découlant des projets HQT)					0,0
Télécommunications		53,0	25,0		78,0
Frais reportés HQD (incluant FEE 15%)					
Projets de raccordement					0,0
Mesurage			90,0		90,0
Sous-total des *travaux particuliers*	0,0	53,0	615,0	0,0	668,0
Remboursement de poste de départ			5 754,3		5 754,3
Remboursement FEE (15%)			863,1		863,1
Sous-total remboursement du *poste de départ*			6 617,4		6 617,4
Total	0,0	53,0	7 232,4	0,0	**7 285,4**

Travaux particuliers et remboursement du *poste de départ*	La Mitis (k$ réalisation) 2 012,0	2 013,0	2 014,0	2 015,0	Total
Puissance installée (année de mise en service)			24,6		
Projets de poste HQT			500,0		500,0
Projets de ligne HQT					0,0
PMVI (découlant des projets HQT)					0,0
Télécommunications		51,4	26,6		78,0
Frais reportés HQD (incluant FEE 15%)					
Projets de raccordement					0,0
Mesurage			90,0		90,0
Sous-total des *travaux particuliers*	0,0	51,4	616,6	0,0	668,0
Remboursement de poste de départ			7 059,1		7 059,1
Remboursement FEE (15%)			1 058,9		1 058,9
Sous-total remboursement du *poste de départ*			8 118,0		8 118,0
Total	0,0	51,4	8 734,6	0,0	**8 786,0**

Travaux particuliers et remboursement du *poste de départ*	St-Philémon (k$ réalisation) 2 012,0	2 013,0	2 014,0	2 015,0	Total
Puissance installée (année de mise en service)			24,0		
Projets de poste HQT	286,0	760,0	3 457,0		4 503,0
Projets de ligne HQT					0,0
PMVI (découlant des projets HQT)					0,0
Télécommunications		402,1	931,4		1 333,5
Frais reportés HQD (incluant FEE 15%)					
Projets de raccordement			3 000,0		3 000,0
Mesurage			135,0		135,0
Sous-total des *travaux particuliers*	286,0	1 162,1	7 523,4	0,0	8 971,5
Remboursement de poste de départ			4 946,1		4 946,1
Remboursement FEE (15%)			741,9		741,9
Sous-total remboursement du *poste de départ*			5 688,0		5 688,0
Total	286,0	1 162,1	13 211,4	0,0	**14 659,5**

Travaux particuliers et remboursement du *poste de départ*	Côte-de-Beaupré (k$ réalisation) 2 012,0	2 013,0	2 014,0	2 015,0	Total
Puissance installée (année de mise en service)				25,0	
Projets de poste HQT				500,0	500,0
Projets de ligne HQT					0,0
PMVI (découlant des projets HQT)					0,0
Télécommunications			25,5	52,5	78,0
Frais reportés HQD (incluant FEE 15%)					
Projets de raccordement					0,0
Mesurage				290,0	290,0
Sous-total des *travaux particuliers*	0,0	0,0	25,5	842,5	868,0
Remboursement de poste de départ				7 043,5	7 043,5
Remboursement FEE (15%)				1 056,5	1 056,5
Sous-total remboursement du *poste de départ*				8 100,0	8 100,0
Total	0,0	0,0	25,5	8 942,5	**8 968,0**

Travaux particuliers et remboursement du *poste de départ*	Pierre-de-Saurel (k$ réalisation) 2 012,0	2 013,0	2 014,0	2 015,0	Total
Puissance installée (année de mise en service)				24,6	
Projets de poste HQT	66,0	30,7	187,3	292,5	576,5
Projets de ligne HQT					0,0
PMVI (découlant des projets HQT)					0,0
Télécommunications		150,7	379,7	340,1	870,5
Frais reportés HQD (incluant FEE 15%)					
Projets de raccordement			300,0	1 200,0	1 500,0
Mesurage				90,0	90,0
Sous-total des *travaux particuliers*	66,0	181,4	867,0	1 922,6	3 037,0
Remboursement de poste de départ				5 069,7	5 069,7
Remboursement FEE (15%)				760,5	760,5
Sous-total remboursement du *poste de départ*				5 830,2	5 830,2
Total	66,0	181,4	867,0	7 752,8	**8 867,2**

Travaux particuliers et remboursement du *poste de départ*	St-Cyprien (k$ réalisation) 2 012,0	2 013,0	2 014,0	2 015,0	Total
Puissance installée (année de mise en service)				24,0	
Projets de poste HQT	77,3	34,4	189,2	500,3	801,2
Projets de ligne HQT					0,0
PMVI (découlant des projets HQT)					0,0
Télécommunications			342,0	704,0	1 046,0
Frais reportés HQD (incluant FEE 15%)					
Projets de raccordement				800,0	800,0
Mesurage				90,0	90,0
Sous-total des *travaux particuliers*	77,3	34,4	531,2	2 094,3	2 737,2
Remboursement de poste de départ				4 946,1	4 946,1
Remboursement FEE (15%)				741,9	741,9
Sous-total remboursement du *poste de départ*				5 688,0	5 688,0
Total	77,3	34,4	531,2	7 782,3	**8 425,2**

Travaux particuliers et remboursement du *poste de départ*	Frampton (k$ réalisation) 2 012,0	2 013,0	2 014,0	2 015,0	Total
Puissance installée (année de mise en service)				24,0	
Projets de poste HQT	104,1	40,0	496,0	1 507,0	2 147,1
Projets de ligne HQT					0,0
PMVI (découlant des projets HQT)					0,0
Télécommunications			199,7	411,0	610,7
Frais reportés HQD (incluant FEE 15%)					
Projets de raccordement				5 200,0	5 200,0
Mesurage				135,0	135,0
Sous-total des *travaux particuliers*	104,1	40,0	695,7	7 253,0	8 092,8
Remboursement de poste de départ				4 946,1	4 946,1
Remboursement FEE (15%)				741,9	741,9
Sous-total remboursement du *poste de départ*				5 688,0	5 688,0
Total	104,1	40,0	695,7	12 941,0	**13 780,8**

Travaux particuliers et remboursement du *poste de départ*	Val-Éo (k$ réalisation) 2 012,0	2 013,0	2 014,0	2 015,0	Total
Puissance installée (année de mise en service)				24,0	
Projets de poste HQT			200,0	600,0	800,0
Projets de ligne HQT					0,0
PMVI (découlant des projets HQT)					0,0
Télécommunications			227,0	468,0	695,0
Frais reportés HQD (incluant FEE 15%)					
Projets de raccordement				4 800,0	4 800,0
Mesurage				90,0	90,0
Sous-total des *travaux particuliers*	0,0	0,0	427,0	5 958,0	6 385,0
Remboursement de poste de départ				4 946,1	4 946,1
Remboursement FEE (15%)				741,9	741,9
Sous-total remboursement du *poste de départ*				5 688,0	5 688,0
Total	0,0	0,0	427,0	11 646,0	**12 073,0**

Répartition des coûts (k$) pour les *travaux communs reliés aux projets de* A/O 2009-02

Travaux communs	Coûts (k$)							
	2012,0	2013,0	2014,0	2015,0	2016,0	2017,0	2018,0	Total
Gaspésie								
Ajout de 2 disjoncteurs au poste Lévis	145,0	1 170,0	1 475,0	13 450,0	5 050,0	10,0		21 300,0
Réseau principal								
Compensation série aux postes Arnaud, Manic et Micoua						41 500,0	88 500,0	130 000,0
Total	145,0	1 170,0	1 475,0	13 450,0	5 050,0	41 510,0	88 500,0	**151 300,0**

Les *travaux communs* requis en raison de la puissance additionnelle de l'ensemble des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2009-02 incluent des travaux de renforcement en Gaspésie et sur le réseau principal.

Les travaux de renforcement en Gaspésie consistent à ajouter deux disjoncteurs à 735 kV au poste de Lévis. Ces travaux sont requis pour le raccordement de cinq parcs éoliens en Gaspésie, soit les parcs Viger-Denonville, St-Damase, Le Plateau 2, Témiscouata et La Mitis. La mise en service est requise en juillet 2016.

Des travaux de renforcement du réseau principal sont prévus pour intégrer l'ensemble des parcs éoliens de l'appel d'offres 2009-02. Ces travaux consistent à ajouter trois plateformes de compensation série aux postes de la Manicouagan et de Micoua sur les lignes vers le poste Arnaud ainsi que la modification de trois plateformes de compensation série au sud du poste Arnaud. La mise en service de ces travaux est requise en 2018. Les coûts proviennent d'estimations paramétriques.

Les Parties conviennent que le Transporteur peut, après avoir transmis un avis au Distributeur, modifier les *travaux communs* si ces modifications n'entraînent pas de délais indus ni de hausse de coûts qui seraient autrement assumés par le Distributeur ou le Producteur.

Annexe 3

Estimation de la contribution du Distributeur à la fin des *travaux*

et du remboursement des *postes de départ*

Prévisions budgétaires des *travaux* et du remboursement des *postes de départ*					
Nom du parc éolien (note 1)	**MW**	**MES**	***Poste de départ* (k$) (note 2)**	***Travaux particuliers* (k$) (note 3)**	**Sous-total (k$)**
Viger-Denonville	24,6	2013	5 690,1	4 747,3	10 437,4
St-Damase	24,0	2013	5 613,9	3 181,7	8 795,6
Le Plateau 2	23,0	2013	6 600,0	668,0	7 268,0
St-Philémon	24,0	2014	4 946,1	8 971,5	13 917,6
Témiscouata	23,5	2014	5 497,0	3 362,5	8 859,5
Le Granit	24,6	2014	5 754,3	668,0	6 422,3
La Mitis	24,6	2014	7 059,1	668,0	7 727,1
Val-Éo	24,0	2015	4 946,1	6 385,0	11 331,1
Pierre-de-Saurel	24,6	2015	5 069,7	3 037,0	8 106,7
Frampton	24,0	2015	4 946,1	8 092,8	13 038,9
Côte-de-Beaupré	25,0	2015	7 043,5	868,0	7 911,5
St-Cyprien	24,0	2015	4 946,1	2 737,2	7 683,3
Sous-total	**289,9**		**68 112,0**	**43 387,0**	**111 499,0**
Travaux communs					
Renforcement de la Gaspésie		2016			21 300,0
Renforcement du réseau principal		2018			130 000,0
Sous-total *travaux communs*					**151 300,0**
Total					**262 799,0**

Note 1: Projets approuvés par la Régie, Décision D-2011-175
Note 2: Montants basés sur les contributions maximales prévues aux *Tarifs et conditions* du **Transporteur,** en vigueur à la signature de l'entente administrative, moins le montant de 15% associé aux frais d'exploitation et d'entretien, sauf pour les parcs Viger-Denonville, Témiscouata et Côte-de-Beaupré pour lesquels des ententes de raccordement sont intervenues. Pour ces parcs, les montants présentés sont basés sur les contributions maximales prévues aux *Tarifs et conditions* à la date de signature de ces ententes.
Note 3: Prévisions budgétaires à la signature de l'entente administrative

Estimation de la contribution du Distributeur à la fin des *travaux*			
	MW	**Tarif ($/kW)**	**Total (k$)**
Total des *travaux / postes de départ*			262 799,0
Montant maximal assumé par HQT pour les ajouts au réseau	289,9	571	165 532,9
Excédent assumé par HQD			**97 266,1**
Frais d'entretien et d'exploitation (15%)			14 589,9
Contribution estimé d'HQD			**111 856,0**

Pièce déposée sous pli confidentiel

Annexe 3

Schémas unifilaires et de liaison

Annexe 4

Liste des principales normes techniques

PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

Le Transporteur présente ci-après la liste des principales normes techniques qui ont motivé ou influencé le choix de la solution retenue et qui seront appliquées à l'ensemble des travaux requis pour le Projet. Tel que requis par le *Règlement*, seules les principales normes applicables sont présentées.

Caractéristiques électriques générales (CEG)

- Poste du producteur éolien Côte-de-Beaupré

Caractéristique électrique générale	**Numéro d'identification**
CEG d'automatismes et protection	7108-20600-001-01/03-0-PL-A (Parc Seigneurie-de-Beaupré)
Lieux d'impédances	7108-20600-002-01-A-PL-A Rev. A à être émise sous peu
Exigences techniques complémentaires	Version du 14 septembre 2012

8 ▪ Poste du producteur éolien Frampton

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Architecture du réseau de distribution	A.5-04
Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution MT	A.51.22-01
Planification du réseau de distribution d'Hydro-Québec pour l'intégration de la production décentralisée	E.12-02
Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités	A.61.3-01
Mise en application des principes de protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités	A.61.3-02
Fourniture de l'électricité en moyenne tension	E.21-12

9 ▪ Poste du producteur éolien La Mitis

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG d'automatismes et protection	7064-20600-002-01-A-PL-A (Parc éolien Lac Alfred)
Exigences techniques complémentaires	À venir

10 ▪ Poste du producteur éolien Le Granit

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG automatismes et protection	7157-20600-001-01/02-0-PL-A (Parc éolien St-Robert-Bellarmin)
Exigences techniques complémentaires	Version du 12 janvier 2010 (Parc éolien St-Robert-Bellarmin)

11 ▪ Poste du producteur éolien Le Plateau 2

Caractéristique électrique générale	**Numéro d'identification**
CEG d'automatismes et protections	7118-20600-002-01/03-0-PL-A (Parc éolien Le Plateau)
Exigences techniques complémentaires	Version du 4 juillet 2012

12 ▪ Poste du producteur éolien Pierre-de-Saurel

Caractéristique électrique générale	**Numéro d'identification**
Architecture du réseau de distribution	A.5-04
Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution MT	A.51.22-01
Planification du réseau de distribution d'Hydro-Québec pour l'intégration de la production décentralisée	E.12-02
Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités	A.61.3-01
Mise en application des principes de protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités	A.61.3-02
Fourniture de l'électricité en moyenne tension	E.21-12

13 ▪ Poste du producteur éolien Saint-Cyprien

Caractéristique électrique générale	**Numéro d'identification**
Architecture du réseau de distribution	A.5-04
Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution MT	A.51.22-01
Planification du réseau de distribution d'Hydro-Québec pour l'intégration de la production décentralisée	E.12-02
Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités	A.61.3-01
Mise en application des principes de protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités	A.61.3-02
Fourniture de l'électricité en moyenne tension	E.21-12

14 ▪ Poste du producteur éolien Saint-Damase

Caractéristique électrique générale	**Numéro d'identification**
CEG pour l'addition d'une ligne à 120 kV	7249-20600-001-01-0-PL-A
Lieux d'impédances	7259-20600-002-01-0-PL-A
CEG Automatismes et protection	7259-20600-001-01-0-PL-A
Exigences techniques complémentaires	Version du 21 mars 2012

15 ▪ Poste du producteur éolien Saint-Philémon

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Architecture du réseau de distribution	A.5-04
Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution MT	A.51.22-01
Planification du réseau de distribution d'Hydro-Québec pour l'intégration de la production décentralisée	E.12-02
Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités	A.61.3-01
Mise en application des principes de protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités	A.61.3-02
Fourniture de l'électricité en moyenne tension	E.21-12

16 ▪ Poste du producteur éolien Témiscouata

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG pour l'addition d'une ligne à 120 kV	7257-20600-001-01-0-PL-A
Lieux d'impédances	7256-20600-002-01-0-PL-A
CEG Automatismes et protection pour le producteur	7256-20600-001-01-0-PL-A
Exigences techniques complémentaires	Version du 4 octobre 2011

17 ▪ Poste du producteur éolien Val-Éo

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Architecture du réseau de distribution	A.5-04
Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution MT	A.51.22-01
Planification du réseau de distribution d'Hydro-Québec pour l'intégration de la production décentralisée	E.12-02
Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités	A.61.3-01
Mise en application des principes de protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités	A.61.3-02
Fourniture de l'électricité en moyenne tension	E.21-12

18 ▪ Poste du producteur éolien Viger-Denonville

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG pour l'addition d'une ligne à 120 kV	7234-20600-001-01-0-PL-A
Lieux d'impédances	7233-20600-002-01-0-PL-A
CEG Automatismes et protection	7233-20600-001-01-0-PL-A
Exigences techniques complémentaires	Version du 28 février 2012

19 ▪ Poste Armagh

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration St-Philémon	1737-20600-007-01-PL-A
CEG Transformateur de MALT au 69 kV	1737-20600-008-01-0-PL-A
CEG Jeu de barres au 69 kV	JB-69-600-31-02
CEG Sectionneur au 69 kV	SE-69-1200-31-01
CEG Parafoudre au 69 kV	PA-69-01
CEG Transformateur de tension au 25 kV	TT-25-01-93
CEG Élévation du potentiel de terre	1737-20600-009-01-0-PL-A
Liste des CEG: Intégration St-Philémon	1737-20620-004-01-0-PL-A

20 ▪ Poste Beauceville

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration St-Philémon	0210-20600-037-01-0-PL-A
CEG protection: Intégration Frampton	0210-20600-038-01-0-PL-A

21 ▪ Poste Cacouna

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration Viger-Denonville	2410-20600-004-01-A-PL-A

22 ▪ Poste Chute-Hemmings

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration Pierre-de-Saurel	À venir

23 ▪ Poste Daaquam

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration St-Philémon	1272-20600-003-01-PL-A
CEG Transformateur de MALT au 120 kV	1272-20600-004-01-0-PL-A
CEG Jeu de barres au 120 kV	JB-120-600-40-02
CEG Sectionneur au 120 kV	SE-120-1200-40-01
CEG Parafoudre au 120 kV	PA-120-01
CEG Transformateur de tension au 25 kV G261?	TT-25-01-93
CEG Élévation du potentiel de terre	1272-20600-005-01/02-0-PL-A
Liste des CEG: Intégration St-Philémon	1272-20620-002-01-0-PL-A

24 ▪ Poste De Léry

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration St-Cyprien	1823-20600-020-01-A-PL-A
Liste des CEG: Intégration St-Cyprien	1823-20620-007-01-A-PL-A

25 ▪ Poste Les Boules

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration St-Damase	3581-20600-016-01-0-PL-A

26 ▪ Poste Napierville

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration St-Cyprien	2761-20600-006-01-0-PL-A
CEG addition pour le raccordement de centrale au réseau HQD	G261-20600-178-01-0-PL-A
Liste des CEG: Intégration St-Cyprien	2761-20620-002-01-0-PL-A

27 ▪ Poste Montmagny

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration St-Philémon	0774-20600-018-01-0-PL-A

28 ▪ Poste Rivière-du-Loup

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration Viger-Denonville	0065-20600-039-01-0-PL-A
CEG protection: Intégration Témiscouata	0065-20600-040-01-0-PL-A

29 ▪ Poste Saint-Clément

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration Viger-Denonville	3737-20600-003-01-A-PL-A

30 ▪ Poste Sainte-Germaine

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration St-Philémon	2328-20600-005-01-0-PL-A

31 ▪ Poste Saint-Joseph

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration Frampton	1644-20600-004-01-PL-A
CEG Transformateur de MALT au 120 kV	1644-20600-003-01-0-PL-A
CEG Jeu de barres au 120 kV	JB-120-600-40-02
CEG Sectionneur au 120 kV	SE-120-1200-40-01
CEG Parafoudre au 120 kV	PA-120-01
CEG Transformateur de tension au 25 kV	TT-25-01-93
CEG Élévation du potentiel de terre	1644-20600-005-01-0-PL-A
Liste des CEG: Intégration Frampton	1644-20620-002-01-0-PL-A

32 Poste Sainte-Marie

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration Frampton	1943-20600-014-01-PL-A
CEG Transformateur de tension au 25 kV G261?	TT-25-01-93
Liste des CEG: Intégration Frampton	1943-20620-005-01-0-PL-A

33 ▪ Poste Saint-Rémi

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration St-Cyprien	2558-20600-014-01-A-PL-A
Liste des CEG: Intégration St-Cyprien	2558-20620-003-01-A-PL-A

34 ▪ Poste Taché

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration St-Philémon	2172-20600-003-01-PL-A
CEG Transformateur de tension au 69 kV	TT-69-01-93
Liste des CEG: Intégration St-Philémon	2172-20620-001-01-0-PL-A

35 ▪ Poste Yamaska

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG protection: Intégration Pierre-de-Saurel	À venir

36 ***Exigences particulières de conception (EPC)***

37 ▪ Ligne du Parc éolien Saint-Damase au circuit L1455

Exigences particulières de conception	**Numéro d'identification**
EPC ligne aérienne	7249-25400-001

38 ▪ Ligne du Parc éolien Témiscouata à la ligne L1451

Exigences particulières de conception	**Numéro d'identification**
EPC ligne	7257-25400-001
EPC Environnement ligne	7257-25200-001

39 ▪ Ligne du Parc éolien Viger-Denonville à la ligne L1466

Exigences particulières de conception	**Numéro d'identification**
EPC ligne aérienne	7234-25400-001
EPC Environnement construction d'une ligne à 120 kV	7234-25200-001 révision 1
EPC Environnement ligne	TET-ENV-P-ÉVAL202-1

40 ▪ Poste du Parc éolien Côte-de-Beaupré

Exigences particulières de conception	**Numéro d'identification**
Liste des EPC	7108-25000-001 rev 0 (Parc éolien Seigneurie-de-Beaupré)
Protection	7108-25700-001 rev 0 TET-AUT-EPC-7108-1001-0 (Parc éolien Seigneurie-de-Beaupré)

41 ▪ Poste du Parc éolien La Mitis

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
Liste des EPC	7064-25000-001 rev 0 (Parc éolien Lac Alfred)
EPC Protection	7064-25700-004 rev 0 TET-AUT-EPC-7064-901-0 (Parc éolien Lac Alfred)

42 ▪ Poste du Parc éolien Le Granit

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
Liste des EPC	7157-25000-001 rev 0 (Parc éolien St-Robert-Bellarmin)
Protection	7157-25700-001 rev 0 TET-AUT-EPC-7157-901-0 (Parc éolien St-Robert-Bellarmin)

43 ▪ Poste du Parc éolien Le Plateau 2

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
Liste des EPC	7122-25000-001 rev 0 (Parc éolien Le Plateau)
Protection	7122-25700-001 rev 0 TET-AUT-EPC-EOL-901-0 (Parc éolien Le Plateau)

44 ▪ Poste du Parc éolien Témiscouata

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection	TET-AUT-EPC-7256-1101-A

45 ▪ Poste du Parc éolien Viger-Denonville

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection	TET-AUT-EPC-7233-1101-0

46 ▪ Poste Beauceville

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection: Intégration Frampton	TET-AUT-EPC-0210-1101-0

47 ▪ Poste Cacouna

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection: Intégration Viger-Denonville	TET-AUT-EPC-2410-1101-0

48 ▪ Poste Chute-Hemmings

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection: Intégration St-Pierre-de-Saurel	TET-AUT-EPC-0302-1201-0

49 ▪ Poste De Léry

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection: Intégration St-Cyprien	TET-AUT-EPC-1823-1201-0

50 ▪ Poste Napierville

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection: Intégration St-Cyprien	TET-AUT-EPC-2761-1201-0

51 ▪ Poste Saint-Rémi

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection: Intégration St-Cyprien	TET-AUT-EPC-2558-1201-0

52 ▪ Poste Saint-Clément

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection: Intégration Viger-Denonville	TET-AUT-EPC-3737-1101-0

53 ▪ Poste Saint-Joseph

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection: Intégration Frampton	TET-AUT-EPC-1644-1101-0
EPC Environnement: Intégration Frampton	1644-25200-010

54 ▪ Poste Sainte-Marie

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection: Intégration Frampton	TET-AUT-EPC-1943-1101-0

55 ▪ Poste Rivière-du-Loup

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection: Intégration Viger-Denonville	TET-AUT-EPC-0065-1101-0
EPC protection: Intégration Témiscouata	TET-AUT-EPC-0065-1102-0

56 ▪ Poste Yamaska

Exigences particulières de conception	Numéro d'identification
EPC protection: Intégration St-Pierre-de-Saurel	TET-AUT-EPC-1458-1201-0

Annexe 5

Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois

AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

Le Transporteur présente la liste des autorisations pouvant être exigées en vertu d'autres lois pour la réalisation du Projet et ce, conformément au paragraphe 6, alinéa 1 de l'article 2 du *Règlement*.

Le Transporteur mentionne que la nécessité d'obtenir les principales autorisations mentionnées ci-dessous dépendra notamment des caractéristiques, de la nature et de l'emplacement des interventions à effectuer, ainsi que de la présence de contraintes environnementales. Un diagnostic sera fait de façon spécifique et au moment opportun pour chacun des projets retenus.

Volet provincial

- Un certificat d'autorisation, délivré au terme de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, est requis du gouvernement du Québec en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*[1] pour la construction d'une ligne de transport d'énergie électrique de tension égale ou supérieure à 315 kV sur une distance de plus de 2 km, conformément au *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*[2].

- Un certificat d'autorisation est requis du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs («MDDEP») en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*[3] pour la relocalisation d'une ligne de transport et de répartition d'énergie électrique de tension égale ou supérieure à 120 kV sur une distance de plus de 2 km, conformément au *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*[4].

- Au soutien d'une demande de certificat d'autorisation auprès du MDDEP, un certificat attestant que le projet ne contrevient à aucun règlement municipal est requis de la municipalité locale sur le territoire de laquelle se situe le projet

[1] L.R.Q., c. Q-2, art. 31.1 et suiv.
[2] L.R.Q., c. Q-2, r. 9, art. 2(k).
[3] L.R.Q., c. Q-2, art. 22.
[4] L.R.Q., c. Q-2, r. 1.001, art. 2(11).

en vertu du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*[5].

- Une résolution formulant un avis sur la conformité du projet aux objectifs du schéma d'aménagement et de développement est requis de la municipalité régionale de comté sur le territoire de laquelle se situe le projet en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*[6].

- Une autorisation est requise de la Commission de protection du territoire agricole du Québec en vertu de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*[7] pour utiliser à des fins autres que l'agriculture des parties de lots situés en zone agricole qui seront requis pour les interventions.

- Le cas échéant, un permis d'intervention sera requis du ministère des Ressources naturelles et de la Faune («MRNF») en vertu de la *Loi sur les forêts*[8] pour effectuer le déboisement dans les forêts du domaine de l'État nécessaire à la réalisation du projet.

- Le cas échéant, un permis d'occupation provisoire sera requis du MRNF en vertu de la *Loi sur les terres du domaine de l'État*[9] pour l'occupation du territoire public sur lequel Hydro-Québec ne détient pas déjà les droits appropriés.

- Le cas échéant, une mise à la disposition sera requise du gouvernement en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*[10] pour l'occupation du territoire public sur lequel Hydro-Québec ne détient pas déjà les droits appropriés.

<u>*Volet fédéral*</u>

- Aucune autorisation n'est requise.

---

[5] *Id.*, art. 8.
[6] L.R.Q., c. A-19, art. 149 et suiv.
[7] L.R.Q., art. P-41.1, art. 58.
[8] L.R.Q., c. F-4.1, art. 2.
[9] L.R.Q., c. T-8.1, art. 50.
[10] L.R.Q., c. H-5, art. 32.

Annexe 6

Coûts annuels

Tableaux détaillés des coûts annuels des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

AO 2009-02 - Éolien 289,9 MW

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total	MES
MRC de Témiscouata 23,5MW									
MRC de Témiscouata - Ligne de raccordement	73,5	303,9	458,2					835,7	Août 2014
MRC de Témiscouata - Poste du promoteur	32,6	143,1	318,8					494,5	
MRC de Témiscouata - Poste Rivière-du-Loup	276,6	372,7	616,8					1 266,1	
MRC de Témiscouata - Mesurage (HQD)			90,0					90,0	
MRC de Témiscouata - Télécommunications		199,8	467,2					667,0	
MRC de Témiscouata - PMVI			9,2					9,2	
Total du projet	382,7	1 019,5	1 960,2					3 362,5	
Saint-Damasse 24,0 MW									
Saint-Damasse - Ligne de raccordement	259,8	533,6	23,3					816,7	Octobre 2013
Saint-Damasse - Poste du promoteur	48,4	432,5						480,9	
Saint-Damasse - Poste Les Boules	31,1	265,0						296,1	
Saint-Damasse – Mesurage (HQD)		115,0						115,0	
Saint-Damasse - Télécommunications	284,1	1 179,9						1 464,0	
Saint-Damasse – PMVI		9,0						9,0	
Total du projet	**623,4**	**2 535,0**	**23,3**					**3 181,7**	
Viger-Denonville 24,6 MW									
Viger-Denonville - Ligne de raccordement	215,3	364,8	31,3					611,4	Août 2013
Viger-Denonville - Poste du promoteur	63,7	398,7						462,4	
Viger-Denonville - Poste Rivière-du-Loup	378,5	836,2						1 214,7	
Viger-Denonville - Poste Cacouna	70,0	319,0						389,0	
Viger-Denonville - Poste St-Clément	140,1	295,0						435,1	
Viger-Denonville - Mesurage (HQD)		115,0						115,0	
Viger-Denonville - Télécommunications	113,6	1 399,4						1 513,0	
Viger-Denonville - PMVI		6,7						6,7	
Total du projet	**981,2**	**3 734,8**	**31,3**					**4 747,3**	

Tableaux détaillés des coûts annuels des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars) - suite

AO 2009-02 - Éolien 289,9 MW

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total	MES
Le Granit 26,6 MW									
Le Granit - Poste Promoteur		68,9	431,1					500,0	Mars 2014
Le Granit - Mesurage (HQD)			90,0					90,0	
Le Granit – Télécommunications		53,0	25,0					78,0	
Total du projet		**121,9**	**546,1**					**668,0**	
Côte-de-Beaupré 25,0 MW									
Côte-de-Beaupré - Poste Promoteur			68,9	431,1				500,0	Mai 2015
Côte-de-Beaupré - Mesurage (HQD)				290,0				290,0	
Côte-de-Beaupré - Télécommunications			25,5	52,5				78,0	
Total du projet			**94,4**	**773,6**				**868,0**	
Le Plateau 2 23,0 MW									
Le Plateau - Poste Promoteur		500,0						500,0	Août 2013
Le Plateau 2 - Mesurage (HQD)		90,0						90,0	
Le Plateau 2 – Télécommunications		78,0						78,0	
Total du projet		**668,0**						**668,0**	
La Mitis 24,6 MW									
La Mitis - Poste Promoteur		68,9	431,1					500,0	Mars 2014
La Mitis – Mesurage (HQD)			90,0					90,0	
La Mitis – Télécommunications		51,4	26,6					78,0	
Total du projet		**120,3**	**547,7**					**668,0**	
Saint-Cyprien 24,0 MW									
Saint-Cyprien – raccordement par le Distributeur				800,0				800,0	Septembre 2015
Saint-Cyprien – Mesurage (HQD)				90,0				90,0	
Saint-Cyprien - Postes Napierville, St-Rémy, De Léry	38,3	73,4	173,6	515,9				801,2	
Saint-Cyprien – Télécommunications			342,0	704,0				1 046,0	
Total du projet	**38,3**	**73,4**	**515,6**	**2 109,9**				**2 737,2**	

Tableaux détaillés des coûts annuels des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars) – suite

AO 2009-02 - Éolien 289,9 MW

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total	MES
Pierre-de-Saurel 24,6 MW									
Pierre-de-Saurel – raccordement par le Distributeur				1 500,0				1 500,0	Juillet 2015
Pierre-de-Saurel - Postes Yamaska et Chute-Hemmings	23,4	68,6	187,3	297,2				576,5	
Pierre-de-Saurel – Mesurage (HQD)				90,0				90,0	
Pierre-de-Saurel - Télécommunications		150,6	379,6	340,3				870,5	
Total du projet	**23,4**	**219,2**	**566,9**	**2 227,5**				**3 037,0**	
Frampton 24,0 MW									
Frampton – raccordement par le Distributeur				5 200,0				5 200,0	Septembre 2015
Frampton - Postes Beauceville, Ste-Marie et St-Joseph	99,6	39,9	456,6	1 551,0				2 147,1	
Frampton – Mesurage (HQD)				135,0				135,0	
Frampton – Télécommunications			199,6	411,1				610,7	
Total du projet	**99,6**	**39,9**	**656,2**	**7 297,1**				**8 092,8**	
Saint-Philémon 24,0 MW									
Saint-Philémon – raccordement par le Distributeur			3 000,0					3 000,0	Septembre 2014
Saint-Philémon - Postes Armagh, Daaquam, Beauceville, Ste-Germaine, Taché, Montmagny	177,7	868,3	3 457,0					4 503,0	
Saint-Philémon – Mesurage (HQD)			135,0					135,0	
Saint-Philémon - Télécommunications		402,1	931,4					1 333,5	
Total du projet	**177,7**	**1 270,4**	**7 523,4**					**8 971,5**	
Val-Éo 24,0 MW									
Val-Éo – raccordement par le Distributeur				4 800,0				4 800,0	Octobre 2015
Val-Éo - Poste Alma			171,4	378,6				550,0	
Val-Éo - Poste Isle Maligne			77,9	172,1				250,0	
Val-Éo – Mesurage (HQD)				90,0				90,0	
Val-Éo – Télécommunications			227,3	467,7				695,0	
Total du projet			**476,6**	**5 908,4**				**6 385,0**	

Tableaux détaillés des coûts annuels des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars) – suite

AO 2009-02 - Éolien 289,9 MW

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total	MES
Renforcement du réseau de la Gaspésie									
Poste Lévis (croissance)	106,3	1 017,9	2 261,1	12 914,2	4 989,4	11,0		21 300,0	Juillet 2016
Poste Lévis (maintien des actifs)	26,6	356,6	3 764,9	2 965,1	1 583,2	3,5		8 700,0	
Total du projet	**132,9**	**1 374,6**	**6 026,0**	**15 879,3**	**6 572,7**	**14,5**		**30 000,0**	
Renforcement du réseau principal									
Poste Manicouagan - addition de compensation série				1 767,9	6 290,5	30 738,7	47 114,2	85 911,2	Décembre 2018
Poste Micoua - addition de compensation série				883,9	3 145,2	15 369,4	23 557,2	42 955,7	
Poste Arnaud - modification compensation série				23,3	83,0	405,4	621,4	1 133,1	
Total du projet				**2 675,1**	**9 518,7**	**46 513,5**	**71 292,8**	**130 000,0**	
Télécommunications									
MRC De Témiscouata (23,5 MW)		199,8	467,2					667,0	
Saint-Damasse (24,0 MW)	284,1	1 179,9						1 464,0	
Viger-Denonville (24,6 MW)	113,6	1 399,4						1 513,0	
Le Granit (26,6 MW)		53,0	25,0					78,0	
Côte-de-Beaupré (25,0 MW)			25,5	52,5				78,0	
Le Plateau 2 (23,0 MW)		78,0						78,0	
La Mitis (24,6 MW)		51,4	26,6					78,0	
Saint-Cyprien (24,0 MW)			342,0	704,0				1 046,0	
Pierre-de-Saurel (24,6 MW)		150,6	379,6	340,3				870,5	
Frampton (24,0 MW)			199,6	411,1				610,7	
Saint-Philémon (24,0 MW)		402,1	931,4					1 333,5	
Val-Éo (24,0 MW)			227,3	467,7				695,0	
Total du projet	**397,7**	**3 514,2**	**2 624,2**	**1 975,6**				**8 511,7**	

Tableaux détaillés des coûts annuels des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars) – suite

AO 2009-02 - Éolien 289,9 MW

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total	MES
Remboursement des postes de départ									
MRC De Témiscouata (23,5 MW)			6 321,5					6 321,5	2014
Saint-Damasse (24,0 MW)		6 456,0						6 456,0	2013
Viger-Denonville (24,6 MW)		6 543,6						6 543,6	2013
Le Granit (26,6 MW)			6 617,4					6 617,4	2014
Côte-de-Beaupré (25,0 MW)				8 100,0				8 100,0	2015
Le Plateau 2 (23,0 MW)		7 590,0						7 590,0	2013
La Mitis (24,6 MW)			8 118,0					8 118,0	2014
Saint-Cyprien (24,0 MW)				5 688,0				5 688,0	2015
Pierre-de-Saurel (24,6 MW)				5 830,2				5 830,2	2015
Frampton (24,0 MW)				5 688,0				5 688,0	2015
Saint-Philémon (24,0 MW)			5 688,0					5 688,0	2014
Val-Éo (24,0 MW)				5 688,0				5 688,0	2015
Total du projet		**20 589,6**	**26 744,9**	**30 994,2**				**78 328,7**	

Total AO 2009-02 - Éolien 289,9 MW	**2 459,2**	**31 766,6**	**45 712,7**	**67 865,1**	**16 091,3**	**46 528,0**	**71 292,8**	**281 715,7**	

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)[1]

	Volet Lignes								
	HQT			HQD					Total Lignes
	MRC de Témiscouata Ligne de raccordement	Saint-Damasse Ligne de raccordement	Viger-Denonville Ligne de raccordement	Saint-Cyprien raccordement Distributeur	Pierre-de-Saurel raccordement Distributeur	Frampton raccordement Distributeur	Saint-Philémon raccordement Distributeur	Val-Éo raccordement Distributeur	
Coûts de l'avant-projet									
Études d'avant-projet	305,0	219,7	185,0						709,7
Autres coûts	7,8	6,6	4,5			85			18,9
Frais financiers	12,3	10,0	8,2						30,5
Sous-total	**325,1**	**236,3**	**197,7**						759,2
Coûts du projet									
Ingénierie interne	48,8	239,5	168,1						456,3
Ingénierie externe									
Client	109,2	12,7	35,0						156,9
Approvisionnement	67,8	66,4	39,9						174,1
Construction	94,4	92,6	65,2						252,2
Raccordement par (HQD)				800,0	1500,0	5 200,0	3 000,0	4 800,0	15 300,0
Mesurage (HQD)									
Gérance interne	65,0	72,5	61,7						199,1
Gérance externe									
Provision	74,6	68,3	21,0						163,9
Autres coûts	11,4	12,0	10,2						33,6
Frais financiers	48,6	25,4	19,3						93,3
Sous-total	**519,8**	**589,3**	**420,4**	**800,0**	**1 500,0**	**5 200,0**	**3 000,0**	**4 800,0**	**16 829,5**
TOTAL	**844,9**	**825,7**	**618,1**	**800,0**	**1 500,0**	**5 200,0**	**3 000,0**	**4 800,0**	**17 588,7**

[1] Excluant le remboursement des postes (frais reportés) au montant de 78,3 M$, ainsi que les coûts de télécommunications de 8,5 M$.

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

	Volet Postes 1 de 5							
	MRC de Témiscouata			Viger-Denonville				
	MRC de Témiscouata Poste du promoteur	MRC de Témiscouata Poste Rivière-du-Loup	MRC de Témiscouata Mesurage	Viger-Denonville Poste du promoteur	Viger-Denonville Poste Rivière-du-Loup	Viger-Denonville Mesurage	Viger-Denonville Poste Cacouna	Viger-Denonville Poste St-Clément
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	20,1	15,4		12,3	12,2		14,1	12,2
Autres coûts		1,8					0,1	
Frais financiers	0,5	0,5		0,5	0,5		0,5	0,5
Sous-total	**20,6**	**17,7**		**12,8**	**12,7**		**14,7**	**12,7**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	10,8	187,6		10,9	208,6		45,3	75,6
Ingénierie externe		47,1			56,7		15,6	5,8
Client	292,5	184,1		291,0	207,5		86,5	167,6
Approvisionnement		245,4			286,9		38,4	60,6
Construction		285,6			142,3		82,2	5,9
Raccordement (HQD)								
Mesurage (HQD)			90,0			115,0		
Gérance interne	122,1	135,3		104,5	92,7		66,1	74,6
Gérance externe					69,0			
Provision	12,9	65,3		12,5	76,3		27,7	8,7
Autres coûts	5,5	8,7		3,5	10,8		2,1	2,2
Frais financiers	30,1	89,4		27,2	51,3		10,5	21,5
Sous-total	**473,9**	**1248,4**	**90,0**	**449,6**	**1202,0**	**115,0**	**374,3**	**422,4**
TOTAL	**494,5**	**1266,1**	**90,0**	**462,4**	**1214,7**	**115,0**	**389,0**	**435,1**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

	Volet Postes 2 de 5						
	Saint-Damasse			Le Granit		Côte-de-Beaupré	
	Saint-Damasse Poste du promoteur	Saint-Damasse Mesurage	Saint-Damasse Poste Les Boules	Le Granit Poste du Promoteur	Le Granit Mesurage	Côte-de-Beaupré Poste du Promoteur	Côte-de-Beaupré Mesurage
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet	15,4		15,4	13,3		13,3	
Autres coûts			0,3				
Frais financiers	0,6		1,6	0,5		0,5	
Sous-total	**16**		**17,3**	**13,8**		**13,8**	
Coûts du projet							
Ingénierie interne	10,9		27	11,8		11,8	
Ingénierie externe			12,3				
Client	291		70	314,7	90	314,7	
Approvisionnement			22,2				
Construction			47,1				
Raccordement (HQD)							
Mesurage (HQD)		115			90		290
Gérance interne	108,4		61,8	113		113	
Gérance externe							
Provision	25,4		22,7	13,5		13,5	
Autres coûts	3,2		1,5	3,8		3,8	
Frais financiers	26		14,2	29,4		29,4	
Sous-total	**464,9**	**115**	**278,8**	**486,2**	**90**	**486,2**	**290**
TOTAL	**480,9**	**115**	**296,1**	**500**	**90**	**500**	**290**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

	Volet Postes 3 de 5							
	Le Plateau 2		La Mitis		Saint-Cyprien		Pierre-de-Saurel	
	Le Plateau 2 Poste Promoteur	Le Plateau 2 Mesurage	La Mitis Poste Promoteur	La Mitis - Mesurage	Saint-Cyprien Mesurage	Saint-Cyprien Postes Napierville, St-Rémy, De Léry	Pierre-de-Saurel Mesurage	Pierre-de-Saurel Postes Yamaska et Chute-Hemmings
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	13,3		13,3			104,1		85,3
Autres coûts								
Frais financiers	0,5		0,5			7,6		6,7
Sous-total	**13,8**		**13,8**			**111,6**		**92**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	11,8		11,8			208		169,1
Ingénierie externe								
Client	314,7		314,7			11,6		7,8
Approvisionnement						127,3		104
Construction						168		84,6
Raccordement (HQD)								
Mesurage (HQD)		90		90	90		90	
Gérance interne	113		113			79,7		42,9
Gérance externe								
Provision	13,5		13,5			49,9		36,2
Autres coûts	3,8		3,8			14,5		10,3
Frais financiers	29,4		29,4			30,5		29,4
Sous-total	**486,2**	**90**	**486,2**	**90**	**90**	**689,5**	**90**	**484,4**
TOTAL	**500**	**90**	**500**	**90**	**90**	**801,2**	**90**	**576,5**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

	Volet Postes 4 de 5						
	Frampton		Saint-Philémon		Val-Éo		
	Frampton Mesurage	Frampton Postes Beauceville Ste-Marie et St-Joseph	Saint-Philémon Mesurage	Saint-Philémon Postes Armagh Daaquam Beauceville Ste-Germaine Taché Montmagny	Val-Éo Mesurage	Val-Éo Poste Isle Maligne	Val-Éo Poste Alma
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet		94,4		174,5		2,5	5,5
Autres coûts		1		0,6			
Frais financiers		4,2		2,6		0,1	0,2
Sous-total		**99,6**		**177,7**		**2,6**	**5,8**
Coûts du projet							
Ingénierie interne		488		820		42,9	94,4
Ingénierie externe						11,7	25,7
Client		43,2		144,8		42,7	94
Approvisionnement		520,1		1 094,70		59	129,9
Construction		477,9		1 371,30		29,3	64,4
Raccordement (HQD)							
Mesurage (HQD)	135		135		90		
Gérance interne		222,7		407		19,1	42
Gérance externe						14,2	31,2
Provision		149		223,2		15,7	34,5
Autres coûts		46		98,6		2,2	4,9
Frais financiers		100,5		165,7		10,6	23,2
Sous-total	135	**2 047,50**	**135**	**4 325,30**	**90**	**247,4**	**544,2**
TOTAL	**135**	**2 147,10**	**135**	**4 503,00**	**90**	**250**	**550**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

	Volet Postes 5 de 5						
	Renforcement Gaspésie		Renforcement du réseau principal			Total Postes	Total Lignes& Poste
	Poste Lévis (croissance)	Poste Lévis (maintien des actifs)	Poste Manicouagan addition de compensation série	Poste Micoua addition de compensation série	Poste Arnaud modification compensation série		
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet	278,1	69,6	1139,6	569,8	15	2 708,80	**3 418,50**
Autres coûts			27,4	13,7	0,4	45,3	**64,2**
Frais financiers	21,2	5,3	50,4	25,2	0,7	131,5	**162**
Sous-total	**299,3**	**74,9**	**1217,4**	**608,7**	**16,1**	**2 885,60**	**3 644,70**
Ingénierie interne	657,6	252,7	2 481,10	1 240,50	32,7	7 111,00	**7 567,30**
Ingénierie externe	495,1	158,7	1 382,30	691,1	18,2	2 920,30	**2 920,30**
Client	1641	525,8	8 070,90	4 035,50	106,4	17 572,50	**17 729,40**
Approvisionnement	5084,7	2232,6	34 855,40	17 427,80	459,7	62 748,60	**62 922,70**
Construction	6077,8	2836,3	19 021,50	9 510,80	250,9	40 455,80	**40 708,00**
Raccordement (HQD)							**15 300,00**
Mesurage (HQD)						1 420,00	**1 420,00**
Gérance interne	2277,3	729,7	5 282,40	2 641,20	69,7	13 031,10	**13 230,20**
Gérance externe			1 273,40	636,7	16,8	2 041,40	**2 041,40**
Provision	2964,9	950,4	6 199,60	3 099,80	81,8	14 110,70	**14 274,60**
Autres coûts	369	137,4	1 525,80	762,9	20,1	3 044,40	**3 078,00**
Frais financiers	1433,2	801,5	4 601,50	2 300,70	60,7	9 945,40	**10 038,70**
Sous-total	**21 000,7**	**8625,1**	**84 693,80**	**42 347,00**	**1 117,00**	**174 401,00**	**191 230,60**
TOTAL	**21 300**	**8700**	**85 911,20**	**42 955,70**	**1 133,10**	**177 286,60**	**194 875,30**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)[2]

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Grand Total Postes, Lignes								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	1 042,0	630,7	21,3	1 724,4				3 418,4
Autres coûts	18,2	4,5		41,5				64,2
Frais financiers	43,7	41,2	0,9	76,2				162,0
Sous-total	**1 103,8**	**676,4**	**22,2**	**1 842,2**				**3 644,6**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	182,0	1 767,3	1 390,8	712,3	3 018,2	496,7		7 567,3
Ingénierie externe	56,7	484,2	255,1	207,7	1 434,3	482,2		2 920,3
Client	139,3	1 551,1	1 530,4	1 729,8	2 183,7	2 202,2	8 392,9	17 729,4
Approvisionnement	275,6	323,2	2 370,8	7 210,1	1 774,9	19 188,0	31 780,0	62 922,7
Construction	96,7	577,4	4 292,9	6 673,9	284,0	17 850,0	10 933,1	40 708,0
Raccordement & mesurage (HQD)		320,0	3 405,0	12 995,0				16 720,0
Gérance interne	139,1	1 155,1	1 754,4	1 636,3	1 738,0	3 025,9	3 781,4	13 230,2
Gérance externe	33,6	35,4	22,1	23,3		780,2	1 146,7	2 041,4
Provision		317,8	375,3	285,0	3 915,4		9 381,1	14 274,6
Autres coûts	11,6	82,7	317,4	315,8	455,6	833,5	1 061,5	3 078,0
Frais financiers	22,9	372,1	607,1	1 264,0	1 287,2	1 669,2	4 816,1	10 038,7
Sous-total	**957,6**	**6 986,4**	**16 321,3**	**33 053,2**	**16 091,3**	**46 528,0**	**71 292,8**	**191 230,6**
TOTAL	**2 061,4**	**7 662,8**	**16 343,5**	**34 895,4**	**16 091,3**	**46 528,0**	**71 292,8**	**194 875,2**

[2] Excluant le remboursement des postes (frais reportés) au montant de 78,3 M$, ainsi que les coûts de télécommunications de 8,5 M$.

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Total Postes								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	568,5	394,4	21,3	1 724,4				2 708,7
Autres coûts	3,8			41,5				45,3
Frais financiers	23,9	30,5	0,9	76,2				131,5
Sous-total	**596,2**	**424,8**	**22,2**	**1 842,2**				**2 885,5**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	161,8	1 399,2	1 322,8	712,3	3 018,2	496,7		7 111,0
Ingénierie externe	56,7	484,2	255,1	207,7	1 434,3	482,2		2 920,3
Client	138,1	1 512,4	1 413,4	1 729,8	2 183,7	2 202,2	8 392,9	17 572,5
Approvisionnement	275,6	216,9	2 303,0	7 210,1	1 774,9	19 188,0	31 780,0	62 748,6
Construction	96,7	419,6	4 198,4	6 673,9	284,0	17 850,0	10 933,1	40 455,8
Mesurage (HQD)		320,0	405,0	695,0				1 420,0
Gérance interne	121,5	1 035,9	1 692,1	1 636,3	1 738,0	3 025,9	3 781,4	13 031,1
Gérance externe	33,6	35,4	22,1	23,3		780,2	1 146,7	2 041,4
Provision		228,5	300,7	285,0	3 915,4		9 381,1	14 110,7
Autres coûts	11,1	59,7	307,3	315,8	455,6	833,5	1 061,5	3 044,4
Frais financiers	21,4	308,3	579,1	1 264,0	1 287,2	1 669,2	4 816,1	9 945,4
Sous-total	**916,5**	**6 020,0**	**12 799,3**	**20 753,2**	**16 091,3**	**46 528,0**	**71 292,8**	**174 401,0**
TOTAL	**1 512,7**	**6 444,9**	**12 821,5**	**22 595,3**	**16 091,3**	**46 528,0**	**71 292,8**	**177 286,5**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Total Lignes								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	473,4	236,3						709,7
Autres coûts	14,4	4,5						18,9
Frais financiers	19,7	10,8						30,5
Sous-total	**507,6**	**251,6**						**759,2**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	20,2	368,1	68,0					456,3
Ingénierie externe								
Client	1,2	38,7	117,0					156,9
Approvisionnement		106,3	67,8					174,1
Construction		157,8	94,4					252,2
Raccordement (HQD)			3 000,0	12 300,0				15 300,0
Gérance interne	17,6	119,3	62,3					199,1
Gérance externe								
Provision		89,3	74,6					163,9
Autres coûts	0,5	23,1	10,0					33,6
Frais financiers	1,5	63,8	28,0					93,3
Sous-total	**41,1**	**966,4**	**3 522,1**	**12 300,0**				**16 829,5**
TOTAL	**548,6**	**1 218,0**	**3 522,1**	**12 300,0**				**17 588,7**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement MRC de Témiscouata								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	104,2	236,3						340,5
Autres coûts	5,1	4,5						9,6
Frais financiers	2,6	10,8						13,4
Sous-total	**111,8**	**251,6**						**363,4**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	71,3	90,8	85,1					247,2
Ingénierie externe	23,2	23,9						47,1
Client	21,5	97,3	467,0					585,8
Approvisionnement	59,4	25,1	228,6					313,1
Construction	54,3	121,3	204,4					380,0
Raccordement & Mesurage (HQD)			90,0					90,0
Gérance interne	30,9	131,3	160,2					322,3
Gérance externe								
Provision		11,0	141,8					152,8
Autres coûts	3,5	8,2	13,8					25,6
Frais financiers	6,8	59,2	102,1					168,1
Sous-total	**270,9**	**568,1**	**1 493,0**					**2 332,1**
TOTAL	**382,7**	**819,7**	**1 493,0**					**2 695,5**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
MRC de Témiscouata – Ligne de raccordement								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	68,7	236,3						305,0
Autres coûts	3,3	4,5						7,8
Frais financiers	1,6	10,8						12,3
Sous-total	**73,5**	**251,6**						**325,1**
Coûts du projet								
Ingénierie interne		24,7	24,1					48,8
Ingénierie externe								
Client			109,2					109,2
Approvisionnement			67,8					67,8
Construction			94,4					94,4
Gérance interne		4,7	60,3					65,0
Gérance externe								
Provision			74,6					74,6
Autres coûts		2,3	9,0					11,4
Frais financiers		20,6	28,0					48,6
Sous-total		**52,3**	**467,4**					**519,8**
TOTAL	**73,5**	**303,9**	**467,4**					**844,9**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
MRC de Témiscouata – Poste du promoteur								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	20,1							20,1
Autres coûts								
Frais financiers	0,5							0,5
Sous-total	**20,6**							**20,6**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	10,8							10,8
Ingénierie externe								
Client		70,5	222,0					292,5
Approvisionnement								
Construction								
Gérance interne		63,6	58,5					122,1
Gérance externe								
Provision			12,9					12,9
Autres coûts		1,8	3,7					5,5
Frais financiers	1,2	7,2	21,7					30,1
Sous-total	**12,0**	**143,1**	**318,8**					**473,9**
TOTAL	**32,6**	**143,1**	**318,8**					**494,5**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
MRC de Témiscouata – Poste Rivière-du-Loup								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	15,4							15,4
Autres coûts	1,8							1,8
Frais financiers	0,5							0,5
Sous-total	**17,7**							**17,7**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	60,5	66,1	61,0					187,6
Ingénierie externe	23,2	23,9						47,1
Client	21,5	26,8	135,8					184,1
Approvisionnement	59,4	25,1	160,9					245,4
Construction	54,3	121,3	110,0					285,6
Gérance interne	30,9	63,0	41,4					135,3
Gérance externe								
Provision		11,0	54,3					65,3
Autres coûts	3,5	4,1	1,1					8,7
Frais financiers	5,6	31,4	52,4					89,4
Sous-total	**258,9**	**372,7**	**616,8**					**1248,4**
TOTAL	**276,6**	**372,7**	**616,8**					**1266,1**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
MRC de Témiscouata – Mesurage								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Mesurage (HQD)			90,0					90,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total			**90,0**					**90,0**
TOTAL			**90,0**					**90,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement Saint-Damasse								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	250,5							250,5
Autres coûts	6,9							6,9
Frais financiers	12,2							12,2
Sous-total	**269,6**							**269,6**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	15,6	239,7	22,1					277,4
Ingénierie externe		12,3						12,3
Client	22,9	350,8						373,7
Approvisionnement		88,6						88,6
Construction		139,7						139,7
Raccordement & mesurage (HQD)		115,0						115,0
Gérance interne	27,4	214,5	0,8					242,7
Gérance externe								
Provision		116,4						116,4
Autres coûts		16,3	0,4					16,7
Frais financiers	3,8	61,8						65,6
Sous-total	**69,6**	**1355,1**	**23,3**					**1448,1**
TOTAL	**339,3**	**1355,1**	**23,3**					**1717,7**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Saint-Damasse – Ligne de raccordement								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	219,7							219,7
Autres coûts	6,6							6,6
Frais financiers	10,0							10,0
Sous-total	**236,3**							**236,3**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	11,6	205,8	22,1					239,5
Ingénierie externe								
Client		12,7						12,7
Approvisionnement		66,4						66,4
Construction		92,6						92,6
Gérance interne	11,3	60,4	0,8					72,5
Gérance externe								
Provision		68,3						68,3
Autres coûts		11,6	0,4					12,0
Frais financiers	0,6	24,8						25,4
Sous-total	**23,4**	**542,6**	**23,3**					**589,3**
TOTAL	**259,8**	**542,6**	**23,3**					**825,7**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Saint-Damasse – Poste du promoteur								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	15,4							15,4
Autres coûts								
Frais financiers	0,6							0,6
Sous-total	**16,0**							**16,0**
Coûts du projet								
Ingénierie interne		10,9						10,9
Ingénierie externe								
Client	17,5	273,5						291,0
Approvisionnement								
Construction								
Gérance interne	12,6	95,8						108,4
Gérance externe								
Provision		25,4						25,4
Autres coûts		3,2						3,2
Frais financiers	2,3	23,7						26,0
Sous-total	**32,4**	**432,5**						**464,9**
TOTAL	**48,4**	**432,5**						**480,9**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Saint-Damasse – Poste Les Boules								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	15,4							15,4
Autres coûts	0,3							0,3
Frais financiers	1,6							1,6
Sous-total	**17,3**							**17,3**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	4,0	23,0						27,0
Ingénierie externe		12,3						12,3
Client	5,4	64,6						70,0
Approvisionnement		22,2						22,2
Construction		47,1						47,1
Gérance interne	3,5	58,3						61,8
Gérance externe								
Provision		22,7						22,7
Autres coûts		1,5						1,5
Frais financiers	0,9	13,3						14,2
Sous-total	**13,8**	**265,0**						**278,8**
TOTAL	**31,1**	**265,0**						**296,1**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Saint-Damasse – Mesurage								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Mesurage (HQD)		115,0						115,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total		**115,0**						**115,0**
TOTAL		**115,0**						**115,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement Viger-Denonville								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	235,8							235,8
Autres coûts	4,6							4,6
Frais financiers	10,2							10,2
Sous-total	**250,6**							**250,6**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	95,1	391,4	21,9					508,4
Ingénierie externe	33,5	44,6						78,1
Client	94,9	684,9	7,8					787,6
Approvisionnement	216,2	209,5						425,7
Construction	42,4	253,1						295,5
Raccordement & mesurage (HQD)		115,0						115,0
Gérance interne	80,8	317,6	1,1					399,5
Gérance externe	33,6	35,4						69,0
Provision		146,2						146,2
Autres coûts	8,1	20,1	0,6					28,8
Frais financiers	12,3	117,5						129,8
Sous-total	**617,0**	**2 335,4**	**31,3**					**2 983,7**
TOTAL	**867,6**	**2 335,4**	**31,3**					**3 234,3**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Viger-Denonville – Ligne de raccordement								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	185,0							185,0
Autres coûts	4,5							4,5
Frais financiers	8,2							8,2
Sous-total	**197,7**							**197,7**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	8,6	137,6	21,9					168,1
Ingénierie externe								
Client	1,2	26,0	7,8					35,0
Approvisionnement		39,9						39,9
Construction		65,2						65,2
Gérance interne	6,3	54,2	1,1					61,7
Gérance externe								
Provision		21,0						21,0
Autres coûts	0,5	9,1	0,6					10,2
Frais financiers	0,9	18,4						19,3
Sous-total	**17,6**	**371,5**	**31,3**					**420,4**
TOTAL	**215,3**	**371,5**	**31,3**					**618,1**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Viger-Denonville – Poste du promoteur								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	12,3							12,3
Autres coûts								
Frais financiers	0,5							0,5
Sous-total	**12,8**							**12,8**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	1,4	9,5						10,9
Ingénierie externe								
Client	31,9	259,1						291,0
Approvisionnement								
Construction								
Gérance interne	12,5	92,0						104,5
Gérance externe								
Provision		12,5						12,5
Autres coûts	1,3	2,2						3,5
Frais financiers	3,8	23,4						27,2
Sous-total	**50,9**	**398,7**						**449,6**
TOTAL	**63,7**	**398,7**						**462,4**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Viger-Denonville – Poste Rivière-du-Loup								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	12,2							12,2
Autres coûts								
Frais financiers	0,5							0,5
Sous-total	**12,7**							**12,7**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	61,2	147,4						208,6
Ingénierie externe	27,2	29,5						56,7
Client	18,9	188,6						207,5
Approvisionnement	158,9	128,0						286,9
Construction	35,8	106,5						142,3
Gérance interne	21,3	71,4						92,7
Gérance externe	33,6	35,4						69,0
Provision		76,3						76,3
Autres coûts	5,0	5,8						10,8
Frais financiers	3,9	47,4						51,3
Sous-total	**365,8**	**836,2**						**1202,0**
TOTAL	**378,5**	**836,2**						**1214,7**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Viger-Denonville – Poste Cacouna								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	14,1							14,1
Autres coûts	0,1							0,1
Frais financiers	0,5							0,5
Sous-total	**14,7**							**14,7**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	7,0	38,3						45,3
Ingénierie externe	3,4	12,2						15,6
Client	9,1	77,4						86,5
Approvisionnement	15,7	22,7						38,4
Construction	5,1	77,1						82,2
Gérance interne	13,4	52,7						66,1
Gérance externe								
Provision		27,7						27,7
Autres coûts	0,2	1,9						2,1
Frais financiers	1,4	9,1						10,5
Sous-total	**55,3**	**319,0**						**374,3**
TOTAL	**70,0**	**319,0**						**389,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Viger-Denonville – Poste Saint-Clément								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	12,2							12,2
Autres coûts								
Frais financiers	0,5							0,5
Sous-total	**12,7**							**12,7**
Coûts du projet								
Ingénierie interne	16,9	58,7						75,6
Ingénierie externe	2,9	2,9						5,8
Client	33,8	133,8						167,6
Approvisionnement	41,6	19,0						60,6
Construction	1,5	4,4						5,9
Gérance interne	27,3	47,3						74,6
Gérance externe								
Provision		8,7						8,7
Autres coûts	1,1	1,1						2,2
Frais financiers	2,3	19,2						21,5
Sous-total	**127,4**	**295,0**						**422,4**
TOTAL	**140,1**	**295,0**						**435,1**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Viger-Denonville – Mesurage								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Mesurage (HQD)		115,0						115,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total		**115,0**						**115,0**
TOTAL		**115,0**						**115,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement Le Granit								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		13,3						13,3
Autres coûts								
Frais financiers		0,5						0,5
Sous-total		**13,8**						**13,8**
Ingénierie interne		1,5	10,3					11,8
Ingénierie externe								
Client		34,5	280,2					314,7
Approvisionnement								
Construction								
Raccordement & Mesurage (HQD)			90,0					90,0
Gérance interne		13,5	99,5					113,0
Gérance externe								
Provision			13,5					13,5
Autres coûts		1,4	2,4					3,8
Frais financiers		4,1	25,3					29,4
Sous-total		**55,0**	**521,1**					**576,2**
TOTAL		**68,9**	**521,1**					**590,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Le Granit – Poste du promoteur								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		13,3						13,3
Autres coûts								
Frais financiers		0,5						0,5
Sous-total		**13,8**						**13,8**
Ingénierie interne		1,5	10,3					11,8
Ingénierie externe								
Client		34,5	280,2					314,7
Approvisionnement								
Construction								
Gérance interne		13,5	99,5					113,0
Gérance externe								
Provision			13,5					13,5
Autres coûts		1,4	2,4					3,8
Frais financiers		4,1	25,3					29,4
Sous-total		**55,0**	**431,1**					**486,2**
TOTAL		**68,9**	**431,1**					**500,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Le Granit – Mesurage								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Mesurage (HQD)			90,0					90,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total			**90,0**					**90,0**
TOTAL			**90,0**					**90,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement Côte-de-Beaupré								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet			13,3					13,3
Autres coûts								
Frais financiers			0,5					0,5
Sous-total			**13,8**					**13,8**
Ingénierie interne			1,5	10,3				11,8
Ingénierie externe								
Client			34,5	280,2				314,7
Approvisionnement								
Construction								
Raccordement & mesurage (HQD)				290,0				290,0
Gérance interne			13,5	99,5				113,0
Gérance externe								
Provision				13,5				13,5
Autres coûts			1,4	2,4				3,8
Frais financiers			4,1	25,3				29,4
Sous-total			**55,0**	**721,1**				**776,2**
TOTAL			**68,9**	**721,1**				**790,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Côte-de-Beaupré – Poste du promoteur								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet			13,3					13,3
Autres coûts								
Frais financiers			0,5					0,5
Sous-total			**13,8**					**13,8**
Ingénierie interne			1,5	10,3				11,8
Ingénierie externe								
Client			34,5	280,2				314,7
Approvisionnement								
Construction								
Gérance interne			13,5	99,5				113,0
Gérance externe								
Provision				13,5				13,5
Autres coûts			1,4	2,4				3,8
Frais financiers			4,1	25,3				29,4
Sous-total			**55,0**	**431,1**				**486,2**
TOTAL			**68,9**	**431,1**				**500,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Côte-de-Beaupré – Mesurage								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Mesurage (HQD)				290,0				290,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total				**290,0**				**290,0**
TOTAL				**290,0**				**290,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement Le Plateau 2								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		13,3						13,3
Autres coûts								
Frais financiers		0,5						0,5
Sous-total		**13,8**						**13,8**
Ingénierie interne		11,8						11,8
Ingénierie externe								
Client		314,7						314,7
Approvisionnement								
Construction								
Raccordement & mesurage (HQD)		90,0						90,0
Gérance interne		113,0						113,0
Gérance externe								
Provision		13,5						13,5
Autres coûts		3,8						3,8
Frais financiers		29,4						29,4
Sous-total		**576,2**						**576,2**
TOTAL		**590,0**						**590,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Le Plateau 2 – Poste du promoteur								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		13,3						13,3
Autres coûts								
Frais financiers		0,5						0,5
Sous-total		**13,8**						**13,8**
Ingénierie interne		11,8						11,8
Ingénierie externe								
Client		314,7						314,7
Approvisionnement								
Construction								
Gérance interne		113,0						113,0
Gérance externe								
Provision		13,5						13,5
Autres coûts		3,8						3,8
Frais financiers		29,4						29,4
Sous-total		**486,2**						**486,2**
TOTAL		**500,0**						**500,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Le Plateau 2 – Mesurage								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Mesurage (HQD)		90,0						90,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total		**90,0**						**90,0**
TOTAL		**90,0**						**90,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement La Mitis								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		13,3						13,3
Autres coûts								
Frais financiers		0,5						0,5
Sous-total		**13,8**						**13,8**
Ingénierie interne		1,5	10,3					11,8
Ingénierie externe								
Client		34,5	280,2					314,7
Approvisionnement								
Construction								
Raccordement & mesurage (HQD)			90,0					90,0
Gérance interne		13,5	99,5					113,0
Gérance externe								
Provision			13,5					13,5
Autres coûts		1,4	2,4					3,8
Frais financiers		4,1	25,3					29,4
Sous-total		**55,0**	**521,1**					**576,2**
TOTAL		**68,9**	**521,1**					**590,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
La Mitis – Poste du promoteur								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		13,3						13,3
Autres coûts								
Frais financiers		0,5						0,5
Sous-total		**13,8**						**13,8**
Ingénierie interne		1,5	10,3					11,8
Ingénierie externe								
Client		34,5	280,2					314,7
Approvisionnement								
Construction								
Gérance interne		13,5	99,5					113,0
Gérance externe								
Provision			13,5					13,5
Autres coûts		1,4	2,4					3,8
Frais financiers		4,1	25,3					29,4
Sous-total		**55,0**	**431,1**					**486,2**
TOTAL		**68,9**	**431,1**					**500,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
La Mitis – Mesurage								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Raccordement & mesurage (HQD)			90,0					90,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total			**90,0**					**90,0**
TOTAL			**90,0**					**90,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement Saint-Cyprien								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	37,0	67,1		42,0				146,1
Autres coûts				0,1				0,1
Frais financiers	1,3	6,3		2,0				9,6
Sous-total	**38,3**	**73,4**		**44,1**				**155,7**
Ingénierie interne			142,1	65,9				208,0
Ingénierie externe								
Client				11,6				11,6
Approvisionnement				127,3				127,3
Construction				168,0				168,0
Raccordement & mesurage (HQD)				890,0				890,0
Gérance interne			14,4	65,3				79,7
Gérance externe								
Provision				49,9				49,9
Autres coûts			3,1	11,4				14,5
Frais financiers			14,0	16,5				30,5
Sous-total			**173,6**	**1405,9**				**1579,5**
TOTAL	**38,3**	**73,4**	**173,6**	**1405,9**				**1691,2**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Saint-Cyprien raccordement par le Distributeur								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Raccordement (HQD)				800,0				800,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total				**800,0**				**800,0**
TOTAL				**800,0**				**800,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Saint-Cyprien Mesurage								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Mesurage (HQD)				90,0				90,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total				**90,0**				**90,0**
TOTAL				**90,0**				**90,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Saint-Cyprien - Postes Napierville, Saint-Rémy et De Léry								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	37,0	67,1						104,1
Autres coûts								
Frais financiers	1,3	6,3						7,6
Sous-total	**38,3**	**73,4**						**111,6**
Ingénierie interne			142,1	65,9				208,0
Ingénierie externe								
Client				11,6				11,6
Approvisionnement				127,3				127,3
Construction				168,0				168,0
Gérance interne			14,4	65,3				79,7
Gérance externe								
Provision				49,9				49,9
Autres coûts			3,1	11,4				14,5
Frais financiers			14,0	16,5				30,5
Sous-total			**173,6**	**515,9**				**689,5**
TOTAL	**38,3**	**73,4**	**173,6**	**515,9**				**801,2**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement Pierre-de-Saurel								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	23,3	62,1						85,3
Autres coûts								
Frais financiers	0,1	6,5						6,7
Sous-total	**23,4**	**68,6**						**92,0**
Ingénierie interne			141,1	28,0				169,1
Ingénierie externe								
Client				7,8				7,8
Approvisionnement				104,0				104,0
Construction				84,6				84,6
Raccordement & mesurage (HQD)				1590,0				1590,0
Gérance interne			15,5	27,4				42,9
Gérance externe								
Provision			13,9	22,3				36,2
Autres coûts			3,1	7,2				10,3
Frais financiers			13,7	15,7				29,4
Sous-total			**187,3**	**1887,2**				**2074,4**
TOTAL	**23,4**	**68,6**	**187,3**	**1887,2**				**2166,5**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Pierre-de-Saurel – Raccordement par le Distributeur								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Raccordement (HQD)				1 500,0				1 500,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total				**1 500,0**				**1 500,0**
TOTAL				**1500,0**				**1500,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Pierre-de-Saurel – Mesurage								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Mesurage (HQD)				90,0				90,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total				**90,0**				**90,0**
TOTAL				**90,0**				**90,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Pierre-de-Saurel – Postes Yamaska et Chute-Hemming								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	23,3	62,1						85,3
Autres coûts								
Frais financiers	0,1	6,5						6,7
Sous-total	**23,4**	**68,6**						**92,0**
Ingénierie interne			141,1	28,0				169,1
Ingénierie externe								
Client				7,8				7,8
Approvisionnement				104,0				104,0
Construction				84,6				84,6
Gérance interne			15,5	27,4				42,9
Gérance externe								
Provision			13,9	22,3				36,2
Autres coûts			3,1	7,2				10,3
Frais financiers			13,7	15,7				29,4
Sous-total			**187,3**	**297,2**				**484,4**
TOTAL	**23,4**	**68,6**	**187,3**	**297,2**				**576,5**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement Frampton								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	94,4							94,4
Autres coûts	1,0							1,0
Frais financiers	4,2							4,2
Sous-total	**99,6**							**99,6**
Ingénierie interne		29,3	390,3	68,4				488,0
Ingénierie externe								
Client				43,2				43,2
Approvisionnement				520,1				520,1
Construction				477,9				477,9
Raccordement & mesurage (HQD)				5335,0				5335,0
Gérance interne		1,8	30,9	190,0				222,7
Gérance externe								
Provision				149,0				149,0
Autres coûts		0,6	8,3	37,1				46,0
Frais financiers		8,3	27,1	65,2				100,5
Sous-total		**39,9**	**456,6**	**6886,0**				**7382,5**
TOTAL	**99,6**	**39,9**	**456,6**	**6886,0**				**7482,1**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Frampton – Raccordement par le Distributeur								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Raccordement (HQD)				5 200,0				5 200,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total				**5 200,0**				**5 200,0**
TOTAL				**5 200,0**				**5 200,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Frampton – Postes Beauceville, Sainte-Marie et Saint-Joseph								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	94,4							94,4
Autres coûts	1,0							1,0
Frais financiers	4,2							4,2
Sous-total	**99,6**							**99,6**
Ingénierie interne		29,3	390,3	68,4				488,0
Ingénierie externe								
Client				43,2				43,2
Approvisionnement				520,1				520,1
Construction				477,9				477,9
Gérance interne		1,8	30,9	190,0				222,7
Gérance externe								
Provision				149,0				149,0
Autres coûts		0,6	8,3	37,1				46,0
Frais financiers		8,3	27,1	65,2				100,5
Sous-total		**39,9**	**456,6**	**1 551,0**				**2 047,5**
TOTAL	**99,6**	**39,9**	**456,6**	**1 551,0**				**2 147,1**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Frampton – Mesurage								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Mesurage (HQD)				135,0				135,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total				**135,0**				**135,0**
TOTAL				**135,0**				**135,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement Saint-Philémon								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	174,5							174,5
Autres coûts	0,6							0,6
Frais financiers	2,6							2,6
Sous-total	**177,7**							**177,7**
Ingénierie interne		718,1	101,9					820,0
Ingénierie externe								
Client			144,8					144,8
Approvisionnement			1094,7					1094,7
Construction			1371,3					1371,3
Raccordement & mesurage (HQD)			3135,0					3135,0
Gérance interne		60,5	346,5					407,0
Gérance externe								
Provision		30,6	192,6					223,2
Autres coûts		15,3	83,3					98,6
Frais financiers		43,9	121,9					165,7
Sous-total		**868,3**	**6592,0**					**7460,3**
TOTAL	**177,7**	**868,3**	**6592,0**					**7638,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Saint-Philémon – Raccordement par le Distributeur								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Raccordement (HQD)			3 000,0					3 000,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total			**3 000,0**					**3 000,0**
TOTAL			**3000,0**					**3000,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Saint-Philémon – Postes Armagh, Daaquam, Beauceville, Sainte-Germaine, Taché, Montmagny								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	174,5							174,5
Autres coûts	0,6							0,6
Frais financiers	2,6							2,6
Sous-total	**177,7**							**177,7**
Ingénierie interne		718,1	101,9					820,0
Ingénierie externe								
Client			144,8					144,8
Approvisionnement			1094,7					1094,7
Construction			1371,3					1371,3
Gérance interne		60,5	346,5					407,0
Gérance externe								
Provision		30,6	192,6					223,2
Autres coûts		15,3	83,3					98,6
Frais financiers		43,9	121,9					165,7
Sous-total		**868,3**	**3457,0**					**4325,3**
TOTAL	**177,7**	**868,3**	**3457,0**					**4503,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Saint-Philémon – Mesurage								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Mesurage (HQD)			135,0					135,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total			**135,0**					**135,0**
TOTAL			**135,0**					**135,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement Val-Éo								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet			8,0					8,0
Autres coûts								
Frais financiers			0,3					0,3
Sous-total			**8,4**					**8,4**
Ingénierie interne			40,3	97,0				137,4
Ingénierie externe			17,9	19,4				37,3
Client			12,4	124,2				136,7
Approvisionnement			104,7	84,3				188,9
Construction			23,6	70,1				93,7
Raccordement & mesurage (HQD)				4890,0				4890,0
Gérance interne			14,0	47,0				61,1
Gérance externe			22,1	23,3				45,4
Provision				50,3				50,3
Autres coûts			3,3	3,8				7,1
Frais financiers			2,6	31,2				33,8
Sous-total			**240,9**	**5440,7**				**5681,6**
TOTAL			**249,3**	**5440,7**				**5690,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Val-Éo – Raccordement par le Distributeur								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Raccordement (HQD)				4 800,0				4 800,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total				**4 800,0**				**4 800,0**
TOTAL				**4 800,0**				**4 800,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Val-Éo – Poste Alma								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet			5,5					5,5
Autres coûts								
Frais financiers			0,2					0,2
Sous-total			**5,8**					**5,8**
Ingénierie interne			27,7	66,7				94,4
Ingénierie externe			12,3	13,4				25,7
Client			8,6	85,4				94,0
Approvisionnement			71,9	57,9				129,9
Construction			16,2	48,2				64,4
Gérance interne			9,6	32,3				42,0
Gérance externe			15,2	16,0				31,2
Provision				34,5				34,5
Autres coûts			2,3	2,6				4,9
Frais financiers			1,8	21,5				23,2
Sous-total			**165,6**	**378,6**				**544,2**
TOTAL			**171,4**	**378,6**				**550,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Val-Éo – Poste Isle Maligne								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet			2,5					2,5
Autres coûts								
Frais financiers			0,1					0,1
Sous-total			**2,6**					**2,6**
Ingénierie interne			12,6	30,3				42,9
Ingénierie externe			5,6	6,1				11,7
Client			3,9	38,8				42,7
Approvisionnement			32,7	26,3				59,0
Construction			7,4	21,9				29,3
Gérance interne			4,4	14,7				19,1
Gérance externe			6,9	7,3				14,2
Provision				15,7				15,7
Autres coûts			1,0	1,2				2,2
Frais financiers			0,8	9,8				10,6
Sous-total			**75,3**	**172,1**				**247,4**
TOTAL			**77,9**	**172,1**				**250,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Val-Éo – Mesurage								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total								
Ingénierie interne								
Ingénierie externe								
Client								
Approvisionnement								
Construction								
Mesurage (HQD)				90,0				90,0
Gérance interne								
Gérance externe								
Provision								
Autres coûts								
Frais financiers								
Sous-total				**90,0**				**90,0**
TOTAL				**90,0**				**90,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement Renforcement du réseau de la Gaspésie								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	122,4	225,3						347,7
Autres coûts								
Frais financiers	10,5	16,0						26,5
Sous-total	**132,9**	**241,3**						**374,2**
Ingénierie interne		283,2	424,1	135,8	67,3			910,4
Ingénierie externe		403,4	237,2		13,1			653,8
Client		34,4	303,5	1137,3	691,6			2166,8
Approvisionnement			942,9	6374,4				7317,3
Construction		63,3	2693,6	5873,2	284,0			8914,1
Gérance interne		289,5	958,5	1040,9	703,8	14,3		3007,0
Gérance externe								
Provision					3915,4			3915,4
Autres coûts		15,6	195,2	224,5	70,8	0,2		506,4
Frais financiers		43,8	271,1	1093,1	826,7			2234,7
Sous-total		**1133,3**	**6026,0**	**15879,3**	**6572,7**	**14,5**		**29625,8**
TOTAL	**132,9**	**1374,6**	**6026,0**	**15879,3**	**6572,7**	**14,5**		**30000,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Renforcement du réseau de la Gaspésie – Poste Lévis (croissance)								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	97,9	180,2						278,1
Autres coûts								
Frais financiers	8,4	12,8						21,2
Sous-total	**106,3**	**193,0**						**299,3**
Ingénierie interne		182,6	321,2	102,9	51,0			657,6
Ingénierie externe		305,5	179,7		9,9			495,1
Client		26,1	229,8	861,3	523,7			1641,0
Approvisionnement			472,3	4612,4				5084,7
Construction		47,9	80,9	5677,3	271,6			6077,8
Gérance interne		219,3	725,9	788,3	533,0	10,8		2277,3
Gérance externe								
Provision					2964,9			2964,9
Autres coûts		11,5	120,4	182,7	54,3	0,2		369,0
Frais financiers		32,0	130,9	689,4	580,9			1433,2
Sous-total		**824,9**	**2261,1**	**12914,2**	**4989,4**	**11,0**		**21000,7**
TOTAL	**106,3**	**1017,9**	**2261,1**	**12914,2**	**4989,4**	**11,0**		**21300,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Réseau de la Gaspésie – Poste Lévis (maintien des actifs)								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	24,5	45,1						69,6
Autres coûts								
Frais financiers	2,1	3,2						5,3
Sous-total	**26,6**	**48,3**						**74,9**
Ingénierie interne		100,5	102,9	33,0	16,3			252,7
Ingénierie externe		97,9	57,6		3,2			158,7
Client		8,4	73,6	276,0	167,8			525,8
Approvisionnement			470,5	1762,0				2232,6
Construction		15,4	2612,6	196,0	12,4			2836,3
Gérance interne		70,3	232,6	252,6	170,8	3,5		729,7
Gérance externe								
Provision					950,4			950,4
Autres coûts		4,2	74,9	41,8	16,5	0,1		137,4
Frais financiers		11,8	140,2	403,7	245,8			801,5
Sous-total		**308,3**	**3764,9**	**2965,1**	**1583,2**	**3,5**		**8625,1**
TOTAL	**26,6**	**356,6**	**3764,9**	**2965,1**	**1583,2**	**3,5**		**8700,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement - Renforcement du réseau principal								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet				1724,4				1724,4
Autres coûts				41,5				41,5
Frais financiers				76,2				76,2
Sous-total				**1842,2**				**1842,2**
Ingénierie interne				306,7	2950,9	496,7		3754,4
Ingénierie externe				188,2	1421,2	482,2		2091,7
Client				125,5	1492,2	2202,2	8392,9	12212,8
Approvisionnement					1774,9	19188,0	31780,0	52742,9
Construction						17850,0	10933,1	28783,1
Gérance interne				166,1	1034,2	3011,6	3781,4	7993,3
Gérance externe						780,2	1146,7	1926,9
Provision							9381,1	9381,1
Autres coûts				29,3	384,7	833,2	1061,5	2308,8
Frais financiers				17,0	460,5	1669,2	4816,1	6962,9
Sous-total				**832,9**	**9518,7**	**46513,5**	**71292,8**	**128157,8**
TOTAL				**2675,1**	**9518,7**	**46513,5**	**71292,8**	**130000,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Renforcement du réseau principal – Poste Manicouagan								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet				1 139,6				1 139,6
Autres coûts				27,4				27,4
Frais financiers				50,4				50,4
Sous-total				**1 217,4**				**1 217,4**
Ingénierie interne				202,7	1 950,1	328,3		2 481,1
Ingénierie externe				124,4	939,2	318,7		1 382,3
Client				82,9	986,1	1 455,3	5 546,5	8 070,9
Approvisionnement					1 173,0	12 680,5	21 002,0	34 855,4
Construction						11 796,3	7 225,2	19 021,5
Gérance interne				109,8	683,5	1 990,3	2 498,9	5 282,4
Gérance externe						515,6	757,8	1 273,4
Provision							6 199,6	6 199,6
Autres coûts				19,4	254,3	550,6	701,5	1 525,8
Frais financiers				11,2	304,3	1 103,1	3 182,8	4 601,5
Sous-total				**550,4**	**6 290,5**	**30 738,7**	**47 114,2**	**84 693,8**
TOTAL				**1 767,9**	**6 290,5**	**30 738,7**	**47 114,2**	**85 911,2**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Renforcement du réseau principal – Poste Micoua								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet				569,8				569,8
Autres coûts				13,7				13,7
Frais financiers				25,2				25,2
Sous-total				**608,7**				**608,7**
Ingénierie interne				101,4	975,1	164,1		1240,5
Ingénierie externe				62,2	469,6	159,3		691,1
Client				41,5	493,1	727,7	2773,3	4035,5
Approvisionnement					586,5	6340,3	10501,0	17427,8
Construction						5898,2	3612,6	9510,8
Gérance interne				54,9	341,7	995,1	1249,5	2641,2
Gérance externe						257,8	378,9	636,7
Provision							3099,8	3099,8
Autres coûts				9,7	127,1	275,3	350,7	762,9
Frais financiers				5,6	152,2	551,6	1591,4	2300,7
Sous-total				**275,2**	**3145,2**	**15369,4**	**23557,2**	**42347,0**
TOTAL				**883,9**	**3145,2**	**15369,4**	**23557,2**	**42955,7**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Renforcement du réseau principal – Poste Arnaud								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet				15,0				15,0
Autres coûts				0,4				0,4
Frais financiers				0,7				0,7
Sous-total				**16,1**				**16,1**
Ingénierie interne				2,7	25,7	4,3		32,7
Ingénierie externe				1,6	12,4	4,2		18,2
Client				1,1	13,0	19,2	73,2	106,4
Approvisionnement					15,5	167,2	277,0	459,7
Construction						155,6	95,3	250,9
Gérance interne				1,4	9,0	26,2	33,0	69,7
Gérance externe						6,8	10,0	16,8
Provision							81,8	81,8
Autres coûts				0,3	3,4	7,3	9,3	20,1
Frais financiers				0,1	4,0	14,5	42,0	60,7
Sous-total				**7,3**	**83,0**	**405,4**	**621,4**	**1117,0**
TOTAL				**23,3**	**83,0**	**405,4**	**621,4**	**1133,1**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Regroupement Télécommunications								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	323,1	513,9	459,8					1 296,8
Autres coûts								
Frais financiers	6,8	36,3	24,3					67,4
Sous-total	**329,9**	**550,2**	**484,1**					**1 364,2**
Ingénierie interne	22,7	202,0	149,7	94,8				469,2
Ingénierie externe	16,4	400,1	324,7	181,0				922,2
Client	0,4	288,4	242,8	271,3				802,9
Approvisionnement		387,0	339,5	281,3				1 007,8
Construction		511,8	316,6	443,0				1 271,4
Gérance interne	27,0	640,8	383,3	335,7				1 386,8
Gérance externe								
Provision		336,5	235,2	246,4				818,1
Autres coûts		13,7	12,6	15,7				42,0
Frais financiers	1,3	183,7	135,7	106,4				427,1
Sous-total	**67,8**	**2 964,0**	**2 140,1**	**1 975,6**				**7 147,5**
TOTAL	**397,7**	**3 514,2**	**2 624,2**	**1 975,6**				**8 511,7**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Télécommunications MRC de Témiscouata								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		96,2						96,2
Autres coûts								
Frais financiers		5,1						5,1
Sous-total		**101,3**						**101,3**
Ingénierie interne		15,4	24,9					40,3
Ingénierie externe		28,2	45,7					73,9
Client		7,2	68,0					75,2
Approvisionnement		7,7	73,0					80,7
Construction			94,1					94,1
Gérance interne		19,2	81,6					100,8
Gérance externe								
Provision		11,2	52,9					64,1
Autres coûts			3,1					3,1
Frais financiers		9,6	23,9					33,5
Sous-total		**98,5**	**467,2**					**565,7**
TOTAL		**199,8**	**467,2**					**667,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Télécommunications Saint-Damasse								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	278,5	40,8						319,3
Autres coûts								
Frais financiers	5,6	8,5						14,1
Sous-total	**284,1**	**49,3**						**333,4**
Ingénierie interne		78,4						78,4
Ingénierie externe		141,9						141,9
Client		122,8						122,8
Approvisionnement		156,7						156,7
Construction		186,4						186,4
Gérance interne		229,6						229,6
Gérance externe								
Provision		140,8						140,8
Autres coûts		7,4						7,4
Frais financiers		66,6						66,6
Sous-total		**1130,6**						**1130,6**
TOTAL	**284,1**	**1179,9**						**1464,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Télécommunications Viger-Denonville								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet	44,6							44,6
Autres coûts								
Frais financiers	1,2							1,2
Sous-total	**45,8**							**45,8**
Ingénierie interne	22,7	68,1						90,8
Ingénierie externe	16,4	150,1						166,5
Client	0,4	135,8						136,2
Approvisionnement		181,6						181,6
Construction		303,9						303,9
Gérance interne	27,0	327,9						354,9
Gérance externe								
Provision		145,5						145,5
Autres coûts		6,0						6,0
Frais financiers	1,3	80,5						81,8
Sous-total	**67,8**	**1399,4**						**1467,2**
TOTAL	**113,6**	**1399,4**						**1513,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Télécommunications Le Granit								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		14,3						14,3
Autres coûts								
Frais financiers		0,8						0,8
Sous-total		**15,1**						**15,1**
Ingénierie interne		2,3	1,5					3,8
Ingénierie externe		7,4	0,8					8,2
Client		0,7	6,1					6,8
Approvisionnement		8,1	0,9					9,0
Construction		5,8	4,7					10,5
Gérance interne		6,9	3,6					10,5
Gérance externe								
Provision		4,6	2,7					7,3
Autres coûts			3,0					3,0
Frais financiers		2,1	1,7					3,8
Sous-total		**37,9**	**25,0**					**62,9**
TOTAL		**53,0**	**25,0**					**78,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Télécommunications Côte-de-Beaupré								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet			14,2					14,2
Autres coûts								
Frais financiers			0,8					0,8
Sous-total			**15,0**					**15,0**
Ingénierie interne			1,5	2,5				4,0
Ingénierie externe			3,3	5,4				8,7
Client			0,7	6,4				7,1
Approvisionnement			0,9	8,5				9,4
Construction				11,0				11,0
Gérance interne			2,1	8,9				11,0
Gérance externe								
Provision			0,8	6,7				7,5
Autres coûts				0,3				0,3
Frais financiers			1,2	2,8				4,0
Sous-total			**10,5**	**52,5**				**63,0**
TOTAL			**25,5**	**52,5**				**78,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Télécommunications Le Plateau 2								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		12,8						12,8
Autres coûts								
Frais financiers		0,8						0,8
Sous-total		**13,6**						**13,6**
Ingénierie interne		4,7						4,7
Ingénierie externe		8,7						8,7
Client		7,1						7,1
Approvisionnement		9,4						9,4
Construction		11,0						11,0
Gérance interne		12,1						12,1
Gérance externe								
Provision		7,5						7,5
Autres coûts		0,3						0,3
Frais financiers		3,6						3,6
Sous-total		**64,4**						**64,4**
TOTAL		**78,0**						**78,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Télécommunications La Mitis								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		14,3						14,3
Autres coûts								
Frais financiers		0,8						0,8
Sous-total		**15,1**						**15,1**
Ingénierie interne		2,3	1,7					4,0
Ingénierie externe		7,4	1,2					8,6
Client		0,7	6,4					7,1
Approvisionnement		8,1	1,4					9,5
Construction		4,7	6,3					11,0
Gérance interne		6,6	4,4					11,0
Gérance externe								
Provision		4,4	2,9					7,3
Autres coûts			0,4					0,4
Frais financiers		2,1	1,9					4,0
Sous-total		**36,3**	**26,6**					**62,9**
TOTAL		**51,4**	**26,6**					**78,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Télécommunications Saint-Cyprien								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet			191,1					191,1
Autres coûts								
Frais financiers			10,1					10,1
Sous-total			**201,2**					**201,2**
Ingénierie interne			20,1	32,7				52,8
Ingénierie externe			44,3	71,9				116,2
Client			9,1	86,0				95,1
Approvisionnement			12,1	114,6				126,7
Construction				147,8				147,8
Gérance interne			28,2	119,6				147,8
Gérance externe								
Provision			10,9	89,5				100,4
Autres coûts				5,0				5,0
Frais financiers			16,1	36,9				53,0
Sous-total			**140,8**	**704,0**				**844,8**
TOTAL			**342,0**	**704,0**				**1046,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Télécommunications Pierre-de-Saurel								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		143,1	15,9					159,0
Autres coûts								
Frais financiers		7,5	0,8					8,3
Sous-total		**150,6**	**16,7**					**167,3**
Ingénierie interne			25,1	18,8				43,9
Ingénierie externe			82,9	13,9				96,8
Client			7,5	71,6				79,1
Approvisionnement			90,4	15,1				105,5
Construction			23,4	99,6				123,0
Gérance interne			65,3	57,8				123,1
Gérance externe								
Provision			45,3	38,4				83,7
Autres coûts				4,2				4,2
Frais financiers			23,0	20,9				43,9
Sous-total			**362,9**	**340,3**				**703,2**
TOTAL		**150,6**	**379,6**	**340,3**				**870,5**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Télécommunications Frampton								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet			111,6					111,6
Autres coûts								
Frais financiers			5,9					5,9
Sous-total			**117,5**					**117,5**
Ingénierie interne			11,7	19,1				30,8
Ingénierie externe			25,8	42,0				67,8
Client			5,3	50,2				55,5
Approvisionnement			7,0	66,9				73,9
Construction				86,3				86,3
Gérance interne			16,4	69,9				86,3
Gérance externe								
Provision			6,5	52,3				58,8
Autres coûts				2,9				2,9
Frais financiers			9,4	21,5				30,9
Sous-total			**82,1**	**411,1**				**493,2**
TOTAL			**199,6**	**411,1**				**610,7**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Télécommunications Saint-Philémon								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet		192,4						192,4
Autres coûts								
Frais financiers		12,8						12,8
Sous-total		**205,2**						**205,2**
Ingénierie interne		30,8	49,8					80,6
Ingénierie externe		56,4	91,3					147,7
Client		14,1	133,7					147,8
Approvisionnement		15,4	145,8					161,2
Construction			188,1					188,1
Gérance interne		38,5	163,0					201,5
Gérance externe								
Provision		22,5	105,8					128,3
Autres coûts			6,1					6,1
Frais financiers		19,2	47,8					67,0
Sous-total		**196,9**	**931,4**					**1128,3**
TOTAL		**402,1**	**931,4**					**1333,5**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration des parcs éoliens (en milliers de dollars)

Installation Description	Année							Total
	Avant	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Télécommunications Val-Éo								
Coûts de l'avant-projet								
Études d'avant-projet			127,0					127,0
Autres coûts								
Frais financiers			6,7					6,7
Sous-total			**133,7**					**133,7**
Ingénierie interne			13,4	21,7				35,1
Ingénierie externe			29,4	47,8				77,2
Client			6,0	57,1				63,1
Approvisionnement			8,0	76,2				84,2
Construction				98,3				98,3
Gérance interne			18,7	79,5				98,2
Gérance externe								
Provision			7,4	59,5				66,9
Autres coûts				3,3				3,3
Frais financiers			10,7	24,3				35,0
Sous-total			**93,6**	**467,7**				**561,3**
TOTAL			**227,3**	**467,7**				**695,0**

Annexe 7

Impact tarifaire

Tableau 1 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans

Coût du projet (M$)		281,716
Contribution estimée du Distributeur (M$)		97,266
Mise en service nette (M$)		184,450
	2013-8	19,549
	2013-10	9,638
	2014-3	16,071
	2014-8	9,684
	2014-9	14,660
	2015-5	8,968
	2015-7	8,867
	2015-9	34,279
	2016-7	30,000
	2018-12	32,734
Amortissement linéaire[1]		
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]		5,698%
Entretien et exploitation[3]		1,3%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]		0,55%
Nombre d'années		20

Années	Amortissement 2013-8	Amortissement 2013-10	Amortissement 2014-3	Amortissement 2014-8	Amortissement 2014-9	Amortissement 2015-5	Amortissement 2015-7	Amortissement 2015-9	Amortissement 2016-7	Amortissement 2018-12	Amortissement	Amortissement cumulé	Base de tarification : solde de fin	Base de tarification : moyenne 13 soldes	Coût du capital	Entretien et exploitation	Taxe sur les services publics	Total	Revenus requis	Besoins de transport	Tarif annuel
	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(MW)	($/kW)
2012																			2 984,378	41 744	71,49
2013	0,326	0,080	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,406	0,406	28,780	9,671	0,551	0,039	0,000	0,996	2 985,375	41 816	71,39
2014	0,977	0,482	0,603	0,161	0,183	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,407	2,813	66,789	48,358	2,755	0,180	0,158	5,500	2 989,879	41 912	71,34
2015	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,262	0,185	0,428	0,000	0,000	4,355	7,168	114,548	85,018	4,844	0,384	0,367	9,951	2 994,329	42 034	71,24
2016	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	0,625	0,000	6,711	13,878	137,837	125,207	7,134	0,689	0,630	15,165	2 999,543	42 034	71,36
2017	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	0,000	7,586	21,464	130,251	134,044	7,638	0,825	0,758	16,807	3 001,185	42 034	71,40
2018	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	0,000	7,586	29,050	155,400	128,977	7,349	0,860	0,716	16,511	3 000,890	42 034	71,39
2019	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	38,272	146,177	150,788	8,592	1,243	0,855	19,912	3 004,291	42 034	71,47
2020	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	47,495	136,955	141,566	8,066	1,243	0,804	19,336	3 003,714	42 034	71,46
2021	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	56,717	127,732	132,343	7,541	1,243	0,753	18,760	3 003,138	42 034	71,45
2022	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	65,940	118,510	123,121	7,015	1,243	0,703	18,183	3 002,562	42 034	71,43
2023	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	75,162	109,287	113,899	6,490	1,243	0,652	17,607	3 001,986	42 034	71,42
2024	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	84,385	100,065	104,676	5,964	1,243	0,601	17,031	3 001,409	42 034	71,40
2025	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	93,607	90,842	95,454	5,439	1,243	0,550	16,455	3 000,833	42 034	71,39
2026	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	102,830	81,620	86,231	4,913	1,243	0,500	15,879	3 000,257	42 034	71,38
2027	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	112,052	72,397	77,009	4,388	1,243	0,449	15,302	2 999,681	42 034	71,36
2028	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	121,275	63,175	67,786	3,862	1,243	0,398	14,726	2 999,105	42 034	71,35
2029	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	130,497	53,952	58,564	3,337	1,243	0,347	14,150	2 998,528	42 034	71,34
2030	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	139,720	44,730	49,341	2,811	1,243	0,297	13,574	2 997,952	42 034	71,32
2031	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	148,942	35,507	40,119	2,286	1,243	0,246	12,997	2 997,376	42 034	71,31
2032	0,977	0,482	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	9,222	158,165	26,285	30,896	1,760	1,243	0,195	12,421	2 996,800	42 034	71,29
2033	0,652	0,402	0,804	0,484	0,733	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	8,816	166,981	17,469	21,746	1,239	1,204	0,145	11,404	2 995,782	42 034	71,27
2034	0,000	0,000	0,201	0,323	0,550	0,448	0,443	1,714	1,500	1,637	6,816	173,797	10,653	13,878	0,791	1,063	0,096	8,766	2 993,144	42 034	71,21
2035	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,187	0,259	1,285	1,500	1,637	4,868	178,665	5,785	7,971	0,454	0,859	0,059	6,239	2 990,618	42 034	71,15
2036	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,875	1,637	2,512	181,176	3,273	4,361	0,248	0,554	0,032	3,346	2 987,724	42 034	71,08
2037	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,637	1,637	182,813	1,637	2,455	0,140	0,418	0,018	2,212	2 986,591	42 034	71,05
2038	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,637	1,637	184,450	0,000	0,818	0,047	0,383	0,009	2,075	2 986,454	42 034	71,05
Ensemble de la période 2013 à 2038																		**12,512**			**71,32**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.

[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.

[4] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau 2 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans – analyse de sensibilité

		Analyse de sensibilité
Coût du projet (M$)	+ 15 %	312,224
Contribution estimée du Distributeur (M$)		126,469
Mise en service nette (M$)		185,755
	2013-8	20,361
	2013-10	10,115
	2014-3	16,272
	2014-8	10,188
	2014-9	16,005
	2015-5	9,098
	2015-7	9,323
	2015-9	36,861
	2016-7	34,500
	2018-12	23,031
Amortissement linéaire[1]		
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]	+ 15 %	6,553%
Entretien et exploitation[3]		1,4%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]		0,55%
Nombre d'années		20

Années	Amortissement 2013-8	Amortissement 2013-10	Amortissement 2014-3	Amortissement 2014-8	Amortissement 2014-9	Amortissement 2015-5	Amortissement 2015-7	Amortissement 2015-9	Amortissement 2016-7	Amortissement 2018-12	Amortissement	Amortissement cumulé	Base de tarification : solde de fin	Base de tarification : moyenne 13 soldes	Coût du capital	Entretien et exploitation	Taxe sur les services publics	Total	Revenus requis	Besoins de transport	Tarif annuel
	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(MW)	($/kW)
2012																			2 984,378	41 744	71,49
2013	0,339	0,084	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,424	0,424	30,053	10,090	0,661	0,048	0,000	1,133	2 985,511	41 816	71,40
2014	1,018	0,506	0,610	0,170	0,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,504	2,928	70,014	50,353	3,299	0,222	0,165	6,190	2 990,569	41 912	71,35
2015	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,265	0,194	0,461	0,000	0,000	4,567	7,495	120,729	89,237	5,847	0,473	0,385	11,273	2 995,652	42 034	71,27
2016	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	0,719	0,000	7,130	14,625	148,099	133,280	8,733	0,850	0,664	17,377	3 001,755	42 034	71,41
2017	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	0,000	8,136	22,761	139,963	144,031	9,438	1,017	0,815	19,406	3 003,784	42 034	71,46
2018	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	0,000	8,136	30,897	154,857	137,666	9,021	1,043	0,770	18,970	3 003,348	42 034	71,45
2019	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	40,185	145,570	150,214	9,843	1,332	0,852	21,314	3 005,693	42 034	71,51
2020	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	49,473	136,282	140,926	9,234	1,332	0,801	20,655	3 005,033	42 034	71,49
2021	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	58,760	126,994	131,638	8,626	1,332	0,750	19,995	3 004,373	42 034	71,48
2022	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	68,048	117,706	122,350	8,017	1,332	0,698	19,335	3 003,714	42 034	71,46
2023	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	77,336	108,419	113,063	7,409	1,332	0,647	18,676	3 003,054	42 034	71,44
2024	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	86,624	99,131	103,775	6,800	1,332	0,596	18,016	3 002,394	42 034	71,43
2025	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	95,911	89,843	94,487	6,191	1,332	0,545	17,356	3 001,735	42 034	71,41
2026	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	105,199	80,556	85,199	5,583	1,332	0,494	16,697	3 001,075	42 034	71,40
2027	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	114,487	71,268	75,912	4,974	1,332	0,443	16,037	3 000,415	42 034	71,38
2028	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	123,775	61,980	66,624	4,366	1,332	0,392	15,377	2 999,756	42 034	71,37
2029	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	133,062	52,692	57,336	3,757	1,332	0,341	14,718	2 999,096	42 034	71,35
2030	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	142,350	43,405	48,048	3,148	1,332	0,290	14,058	2 998,436	42 034	71,33
2031	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	151,638	34,117	38,761	2,540	1,332	0,239	13,398	2 997,777	42 034	71,32
2032	1,018	0,506	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	9,288	160,926	24,829	29,473	1,931	1,332	0,188	12,738	2 997,117	42 034	71,30
2033	0,679	0,421	0,814	0,509	0,800	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	8,864	169,790	15,965	20,260	1,328	1,284	0,137	11,612	2 995,991	42 034	71,28
2034	0,000	0,000	0,203	0,340	0,600	0,455	0,466	1,843	1,725	1,152	6,784	176,573	9,181	12,381	0,811	1,110	0,088	8,793	2 993,172	42 034	71,21
2035	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,190	0,272	1,382	1,725	1,152	4,720	181,294	4,461	6,558	0,430	0,859	0,050	6,059	2 990,438	42 034	71,14
2036	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,006	1,152	2,158	183,452	2,303	3,188	0,209	0,482	0,025	2,874	2 987,252	42 034	71,07
2037	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,152	1,152	184,603	1,152	1,727	0,113	0,315	0,013	1,592	2 985,971	42 034	71,04
2038	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,152	1,152	185,755	0,000	0,576	0,038	0,289	0,006	1,484	2 985,863	42 034	71,03
Ensemble de la période 2013 à 2038																		**13,274**			**71,34**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.

[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.

[4] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau 3 : Impact tarifaire du Projet sur 40 ans

Coût du projet (M$)		281,716
Contribution estimée du Distributeur (M$)		97,266
Mise en service nette (M$)		184,450
	2013-8	19,549
	2013-10	9,638
	2014-3	16,071
	2014-8	9,684
	2014-9	14,660
	2015-5	8,968
	2015-7	8,867
	2015-9	34,279
	2016-7	30,000
	2018-12	32,734
Amortissement linéaire[1]		
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]		5,698%
Entretien et exploitation[3]		1,0%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]		0,55%
Nombre d'années[5]		40

Années	Amortissement 2013-8	Amortissement 2013-10	Amortissement 2014-3	Amortissement 2014-8	Amortissement 2014-9	Amortissement 2015-5	Amortissement 2015-7	Amortissement 2015-9	Amortissement 2016-7	Amortissement 2018-12	Amortissement	Amortissement cumulé	Base de tarification : solde de fin	Base de tarification : moyenne 13 soldes	Coût du capital	Entretien et exploitation	Taxe sur les services publics	Total	Revenus requis	Besoins de transport	Tarif annuel
	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(MW)	($/kW)
2012																			2 984,378	41 744	71,49
2013	0,281	0,067	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,348	0,348	28,839	9,681	0,552	0,029	0,000	0,929	2 985,307	41 816	71,39
2014	0,842	0,402	0,578	0,133	0,127	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,083	2,430	67,171	48,547	2,766	0,135	0,159	5,143	2 989,521	41 912	71,33
2015	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,249	0,153	0,321	0,000	0,000	3,646	6,077	115,639	85,707	4,884	0,289	0,369	9,188	2 993,566	42 034	71,22
2016	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,313	0,000	5,314	11,390	140,325	126,913	7,231	0,518	0,636	13,699	2 998,078	42 034	71,33
2017	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,000	5,751	17,141	134,574	137,450	7,832	0,620	0,772	14,975	2 999,354	42 034	71,36
2018	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,000	5,751	22,892	161,557	134,217	7,648	0,647	0,740	14,786	2 999,164	42 034	71,35
2019	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	29,462	154,988	158,272	9,018	0,934	0,889	17,411	3 001,789	42 034	71,41
2020	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	36,031	148,418	151,703	8,644	0,934	0,852	17,000	3 001,379	42 034	71,40
2021	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	42,601	141,849	145,134	8,270	0,934	0,816	16,590	3 000,968	42 034	71,39
2022	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	49,170	135,279	138,564	7,895	0,934	0,780	16,179	3 000,558	42 034	71,38
2023	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	55,740	128,710	131,995	7,521	0,934	0,744	15,769	3 000,147	42 034	71,37
2024	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	62,309	122,140	125,425	7,147	0,934	0,708	15,359	2 999,737	42 034	71,36
2025	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	68,879	115,571	118,856	6,772	0,934	0,672	14,948	2 999,326	42 034	71,36
2026	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	75,448	109,002	112,286	6,398	0,934	0,636	14,538	2 998,916	42 034	71,35
2027	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	82,018	102,432	105,717	6,024	0,934	0,600	14,127	2 998,506	42 034	71,34
2028	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	88,587	95,863	99,147	5,649	0,934	0,563	13,717	2 998,095	42 034	71,33
2029	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	95,157	89,293	92,578	5,275	0,934	0,527	13,306	2 997,685	42 034	71,32
2030	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	101,726	82,724	86,008	4,901	0,934	0,491	12,896	2 997,274	42 034	71,31
2031	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	108,295	76,154	79,439	4,526	0,934	0,455	12,485	2 996,864	42 034	71,30
2032	0,842	0,402	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,569	114,865	69,585	72,870	4,152	0,934	0,419	12,075	2 996,453	42 034	71,29
2033	0,607	0,349	0,770	0,400	0,509	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	6,280	121,145	63,305	66,352	3,781	0,934	0,383	11,378	2 995,756	42 034	71,27
2034	0,135	0,080	0,218	0,295	0,438	0,427	0,367	1,284	0,750	0,818	4,811	125,956	58,494	60,778	3,463	0,934	0,348	9,557	2 993,935	42 034	71,23
2035	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,190	0,246	1,070	0,750	0,818	3,632	129,588	54,862	56,526	3,221	0,934	0,322	8,109	2 992,487	42 034	71,19
2036	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	132,241	52,209	53,536	3,050	0,934	0,302	6,940	2 991,318	42 034	71,16
2037	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	134,894	49,556	50,882	2,899	0,934	0,287	6,774	2 991,152	42 034	71,16
2038	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	137,547	46,903	48,229	2,748	0,934	0,273	6,608	2 990,987	42 034	71,16
2039	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	140,200	44,250	45,576	2,597	0,934	0,258	6,442	2 990,821	42 034	71,15
2040	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	142,853	41,597	42,923	2,446	0,934	0,243	6,277	2 990,655	42 034	71,15
2041	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	145,506	38,944	40,270	2,295	0,934	0,229	6,111	2 990,489	42 034	71,14
2042	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	148,159	36,291	37,617	2,143	0,934	0,214	5,945	2 990,324	42 034	71,14
2043	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	150,812	33,638	34,964	1,992	0,934	0,200	5,779	2 990,158	42 034	71,14
2044	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	153,465	30,985	32,311	1,841	0,934	0,185	5,614	2 989,992	42 034	71,13
2045	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	156,118	28,332	29,658	1,690	0,934	0,170	5,448	2 989,826	42 034	71,13
2046	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	158,771	25,679	27,005	1,539	0,934	0,156	5,282	2 989,660	42 034	71,13
2047	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	161,424	23,026	24,352	1,388	0,934	0,141	5,116	2 989,495	42 034	71,12
2048	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	164,077	20,373	21,699	1,236	0,934	0,127	4,951	2 989,329	42 034	71,12
2049	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	166,730	17,720	19,046	1,085	0,934	0,112	4,785	2 989,163	42 034	71,11
2050	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	169,383	15,067	16,393	0,934	0,934	0,097	4,619	2 988,997	42 034	71,11
2051	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	172,036	12,414	13,740	0,783	0,934	0,083	4,453	2 988,832	42 034	71,11
2052	0,135	0,080	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,653	174,689	9,761	11,087	0,632	0,934	0,068	4,288	2 988,666	42 034	71,10
2053	0,090	0,066	0,033	0,084	0,224	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,595	177,284	7,166	8,444	0,481	0,905	0,054	4,035	2 988,413	42 034	71,10
2054	0,000	0,000	0,008	0,056	0,168	0,022	0,076	0,430	0,750	0,818	2,329	179,613	4,837	5,971	0,340	0,799	0,039	3,508	2 987,886	42 034	71,08
2055	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,009	0,044	0,323	0,750	0,818	1,944	181,557	2,893	3,817	0,217	0,646	0,027	2,834	2 987,213	42 034	71,07
2056	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,438	0,818	1,256	182,813	1,637	2,180	0,124	0,416	0,016	1,812	2 986,191	42 034	71,04
2057	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,818	0,818	183,631	0,818	1,228	0,070	0,314	0,009	1,211	2 985,590	42 034	71,03
2058	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,818	0,818	184,450	0,000	0,409	0,023	0,288	0,005	1,134	2 985,512	42 034	71,03
Ensemble de la période 2013 à 2058																		**8,785**			**71,22**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.
[4] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.
[5] Le nombres d'années pour les remboursements des postes de départ de 78,3 M$ est de 20 ans.

Tableau 4 : Impact tarifaire du Projet sur 40 ans – analyse de sensibilité

		Analyse de sensibilité	
Coût du projet (M$)		+ 15 %	312,224
Contribution estimée du Distributeur (M$)			126,469
Mise en service nette (M$)			185,755
	2013-8		20,361
	2013-10		10,115
	2014-3		16,272
	2014-8		10,188
	2014-9		16,005
	2015-5		9,098
	2015-7		9,323
	2015-9		36,861
	2016-7		34,500
	2018-12		23,031
Amortissement linéaire[1]			
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]		+ 15 %	6,553%
Entretien et exploitation[3]			1,1%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]			0,55%
Nombre d'années[5]			40

Années	Amortissement 2013-8	Amortissement 2013-10	Amortissement 2014-3	Amortissement 2014-8	Amortissement 2014-9	Amortissement 2015-5	Amortissement 2015-7	Amortissement 2015-9	Amortissement 2016-7	Amortissement 2018-12	Amortissement	Amortissement cumulé	Base de tarification : solde de fin	Base de tarification : moyenne 13 soldes	Coût du capital	Entretien et exploitation	Taxe sur les services publics	Total	Revenus requis	Besoins de transport	Tarif annuel
	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(MW)	($/kW)
2012																			2 984,378	41 744	71,49
2013	0,287	0,069	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,357	0,357	30,120	10,102	0,662	0,037	0,000	1,056	2 985,434	41 816	71,40
2014	0,862	0,414	0,581	0,138	0,136	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,131	2,488	70,454	50,570	3,314	0,173	0,166	5,784	2 990,162	41 912	71,34
2015	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,251	0,158	0,337	0,000	0,000	3,753	6,240	121,983	90,029	5,899	0,369	0,387	10,409	2 994,787	42 034	71,25
2016	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,359	0,000	5,523	11,763	150,960	135,242	8,862	0,663	0,671	15,719	3 000,098	42 034	71,37
2017	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,000	6,026	17,790	144,934	147,947	9,695	0,794	0,830	17,345	3 001,723	42 034	71,41
2018	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,000	6,026	23,816	161,939	143,692	9,416	0,814	0,797	17,054	3 001,432	42 034	71,41
2019	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	30,418	155,337	158,638	10,395	1,040	0,891	18,927	3 003,306	42 034	71,45
2020	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	37,020	148,734	152,035	9,962	1,040	0,854	18,459	3 002,837	42 034	71,44
2021	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	43,622	142,132	145,433	9,530	1,040	0,818	17,990	3 002,368	42 034	71,43
2022	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	50,224	135,530	138,831	9,097	1,040	0,782	17,521	3 001,899	42 034	71,42
2023	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	56,827	128,928	132,229	8,665	1,040	0,745	17,052	3 001,430	42 034	71,41
2024	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	63,429	122,326	125,627	8,232	1,040	0,709	16,583	3 000,961	42 034	71,39
2025	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	70,031	115,724	119,025	7,799	1,040	0,673	16,114	3 000,492	42 034	71,38
2026	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	76,633	109,122	112,423	7,367	1,040	0,636	15,645	3 000,023	42 034	71,37
2027	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	83,235	102,520	105,821	6,934	1,040	0,600	15,176	2 999,554	42 034	71,36
2028	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	89,837	95,918	99,219	6,502	1,040	0,564	14,707	2 999,086	42 034	71,35
2029	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	96,439	89,316	92,617	6,069	1,040	0,528	14,238	2 998,617	42 034	71,34
2030	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	103,041	82,714	86,015	5,636	1,040	0,491	13,769	2 998,148	42 034	71,33
2031	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	109,643	76,111	79,413	5,204	1,040	0,455	13,300	2 997,679	42 034	71,32
2032	0,862	0,414	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,602	116,245	69,509	72,810	4,771	1,040	0,419	12,831	2 997,210	42 034	71,30
2033	0,627	0,360	0,775	0,413	0,542	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	6,313	122,558	63,197	66,260	4,342	1,040	0,382	12,077	2 996,455	42 034	71,29
2034	0,156	0,091	0,223	0,307	0,471	0,430	0,379	1,348	0,863	0,576	4,844	127,402	58,353	60,654	3,974	1,040	0,348	10,205	2 994,584	42 034	71,24
2035	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,194	0,257	1,135	0,863	0,576	3,664	131,066	54,689	56,369	3,694	1,040	0,321	8,719	2 993,097	42 034	71,21
2036	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	133,752	52,003	53,346	3,496	1,040	0,301	7,522	2 991,900	42 034	71,18
2037	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	136,437	49,317	50,660	3,320	1,040	0,286	7,331	2 991,709	42 034	71,17
2038	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	139,123	46,632	47,975	3,144	1,040	0,271	7,140	2 991,519	42 034	71,17
2039	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	141,809	43,946	45,289	2,968	1,040	0,256	6,949	2 991,328	42 034	71,16
2040	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	144,494	41,261	42,603	2,792	1,040	0,242	6,759	2 991,137	42 034	71,16
2041	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	147,180	38,575	39,918	2,616	1,040	0,227	6,568	2 990,946	42 034	71,16
2042	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	149,865	35,889	37,232	2,440	1,040	0,212	6,377	2 990,756	42 034	71,15
2043	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	152,551	33,204	34,546	2,264	1,040	0,197	6,186	2 990,565	42 034	71,15
2044	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	155,237	30,518	31,861	2,088	1,040	0,183	5,996	2 990,374	42 034	71,14
2045	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	157,922	27,832	29,175	1,912	1,040	0,168	5,805	2 990,183	42 034	71,14
2046	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	160,608	25,147	26,489	1,736	1,040	0,153	5,614	2 989,993	42 034	71,13
2047	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	163,294	22,461	23,804	1,560	1,040	0,138	5,423	2 989,802	42 034	71,13
2048	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	165,979	19,775	21,118	1,384	1,040	0,124	5,233	2 989,611	42 034	71,12
2049	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	168,665	17,090	18,433	1,208	1,040	0,109	5,042	2 989,420	42 034	71,12
2050	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	171,351	14,404	15,747	1,032	1,040	0,094	4,851	2 989,230	42 034	71,11
2051	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	174,036	11,718	13,061	0,856	1,040	0,079	4,660	2 989,039	42 034	71,11
2052	0,156	0,091	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,686	176,722	9,033	10,376	0,680	1,040	0,064	4,470	2 988,848	42 034	71,11
2053	0,104	0,076	0,038	0,097	0,258	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,619	179,340	6,414	7,702	0,505	1,002	0,050	4,175	2 988,553	42 034	71,10
2054	0,000	0,000	0,010	0,064	0,193	0,025	0,087	0,495	0,863	0,576	2,313	181,653	4,101	5,222	0,342	0,867	0,035	3,557	2 987,935	42 034	71,08
2055	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,010	0,051	0,371	0,863	0,576	1,871	183,524	2,230	3,110	0,204	0,670	0,023	2,767	2 987,146	42 034	71,07
2056	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,503	0,576	1,079	184,603	1,152	1,594	0,104	0,376	0,012	1,572	2 985,951	42 034	71,04
2057	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,576	0,576	185,179	0,576	0,864	0,057	0,246	0,006	0,884	2 985,263	42 034	71,02
2058	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,576	0,576	185,755	0,000	0,288	0,019	0,225	0,003	0,823	2 985,202	42 034	71,02
Ensemble de la période 2013 à 2058																		**9,487**			**71,24**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 %, selon la décision D-2012-059 pour la demande R-3777-2011.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.
[4] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.
[5] Le nombres d'années pour les remboursements des postes de départ de 78,3 M$ est de 20 ans.