Annexe 1

Décret 191-2014
du gouvernement du Québec

© Éditeur officiel du Québec, 2014

QUE la délégation québécoise à la 58e session de la Commission de la condition de la femme de l'Organisation des Nations Unies ainsi qu'à la Rencontre de concertation francophone de haut niveau de l'Organisation internationale de la Francophonie, ait les pleins pouvoirs pour faire valoir les intérêts du Québec, conformément à la décision du Conseil des ministres.

Le greffier du Conseil exécutif,
JEAN ST-GELAIS

61200

Gouvernement du Québec

Décret 190-2014, 26 février 2014

CONCERNANT l'autorisation à Hydro-Québec d'acquérir, par voie d'expropriation, un immeuble ou les droits réels requis pour l'exploitation des lignes à 230 kV du poste de Charlesbourg

ATTENDU QU'Hydro-Québec a réalisé en 2013 un projet de construction d'un nouveau poste électrique, le poste de Charlesbourg, d'une capacité de 230-25 kV ainsi que ses lignes d'alimentation afin de répondre à la demande actuelle et à la croissance anticipée de la demande d'électricité;

ATTENDU QU'Hydro-Québec a mis en service les lignes à 230 kV et le nouveau poste de Charlesbourg après s'être assurée d'apporter plusieurs optimisations au projet pour tenir compte des préoccupations exprimées par les citoyens à la suite de consultations menées auprès du milieu;

ATTENDU QUE, pour l'exploitation des lignes à 230 kV du poste de Charlesbourg, Hydro-Québec a pris des ententes de gré à gré avec la majorité des propriétaires concernés, et ce, durant la construction de ce poste;

ATTENDU QU'un désaccord subsiste entre Hydro-Québec et un propriétaire en ce qui concerne l'acquisition de l'immeuble lui appartenant ou des droits réels sur celui-ci;

ATTENDU QU'Hydro-Québec souhaite être autorisée à acquérir, par voie d'expropriation, l'immeuble ou les droits réels requis pour l'exploitation des lignes à 230 kV du poste de Charlesbourg sur le territoire visé par ce projet de décret au sujet duquel un désaccord subsiste;

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 3° du premier alinéa de l'article 33 de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) et de l'article 36 de la Loi sur l'expropriation (chapitre E-24), toute expropriation doit être préalablement autorisée par le gouvernement;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation de la ministre des Ressources naturelles :

QU'Hydro-Québec soit autorisée à acquérir, par voie d'expropriation, l'immeuble ou les droits réels requis pour l'exploitation des lignes à 230 kV du poste de Charlesbourg sur le territoire ci-après défini:

Municipalité	**Cadastre**	**Lot**	**Circonscription foncière**
Québec	Québec	1 021 858	Québec

Le greffier du Conseil exécutif,
JEAN ST-GELAIS

61201

Gouvernement du Québec

Décret 191-2014, 26 février 2014

CONCERNANT la dispense accordée au distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour la conclusion d'un contrat d'approvisionnement auprès d'un fournisseur lié à une communauté autochtone à l'égard d'un bloc d'énergie éolienne de 149,65 mégawatts

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 1° du premier alinéa de l'article 74.1.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), le gouvernement peut, afin de permettre la conclusion de contrats d'approvisionnement auprès de fournisseurs liés à une communauté autochtone, dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour les contrats relatifs à un bloc d'énergie qu'il détermine, sans excéder 150 mégawatts;

ATTENDU QUE, en vertu du paragraphe 2° du premier alinéa de l'article 74.1.1 de cette loi, le gouvernement peut, afin de permettre la conclusion de contrats d'approvisionnement auprès de fournisseurs liés à une communauté autochtone, dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour les contrats relatifs à l'approvisionnement nécessaire à l'intégration de tout bloc d'énergie visé notamment au paragraphe 1°;

ATTENDU QUE, en vertu du deuxième alinéa de l'article 74.1.1 de cette loi, lorsqu'il accorde une dispense, le gouvernement peut, conformément aux engagements intergouvernementaux et internationaux du Québec en matière de commerce, déterminer ses modalités, les fournisseurs et la quantité d'électricité visée par chaque contrat d'approvisionnement ainsi que son prix maximal aux fins de l'établissement du coût de fourniture de l'électricité visé à l'article 52.2 ou du plan d'approvisionnement prévu à l'article 72;

ATTENDU QUE, en vertu du troisième alinéa de l'article 74.2 de cette loi, le distributeur d'électricité dépose auprès de la Régie de l'énergie les contrats dispensés en vertu du premier alinéa de l'article 74.1.1, dans les 30 jours de leur signature, aux fins de l'établissement du coût de fourniture de l'électricité visé à l'article 52.2 ou du plan d'approvisionnement prévu à l'article 72;

ATTENDU QUE, le 10 mai 2013, le gouvernement a annoncé son intention de poursuivre le développement de la filière éolienne au Québec avec l'attribution de 800 mégawatts pour de nouveaux projets, dont un bloc d'énergie éolienne de 150 mégawatts au projet du regroupement Mi'gmawei Mawiomi;

ATTENDU QUE l'existence au Québec de la nation micmaque a été reconnue dans la résolution du 20 mars 1985 de l'Assemblée nationale;

ATTENDU QUE le regroupement autochtone Mi'gmawei Mawiomi représente les communautés micmaques de Listuguj, de Gesgapegiag et de Gespeg;

ATTENDU QUE le regroupement Mi'gmawei Mawiomi reconnaît le fournisseur Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), S.E.C., constitué du commandité Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) inc. et des commanditaires Innergex énergie renouvelable inc. et Ressources Mi'gmawei Mawiomi S.E.C., comme étant un fournisseur lié aux communautés micmaques de Listuguj, de Gesgapegiag et de Gespeg;

ATTENDU QUE Innergex énergie renouvelable inc. s'est engagé, dans le cadre de l'étude d'impact sur l'environnement, à verser comme contribution au milieu local une somme annuelle de 5 000 $ par mégawatt installé, en dollars de 2014 et indexée selon l'indice des prix à la consommation du Canada, soit 4 500 $ par mégawatt à la Municipalité régionale de comté d'Avignon et 500 $ par mégawatt à un fond d'engagement social;

IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation de la ministre des Ressources naturelles :

QUE le distributeur d'électricité soit dispensé de recourir à l'appel d'offres afin de conclure un contrat d'approvisionnement pour un bloc d'énergie éolienne de 149,65 mégawatts avec le fournisseur Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), S.E.C., selon les modalités suivantes:

1. Le parc éolien associé au bloc n'excédant pas 149,65 mégawatts doit être localisé sur le territoire non organisé Rivière-Nouvelle au Québec, compris dans la Municipalité régionale de comté d'Avignon, dans la région administrative de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine, et être raccordé au réseau principal d'Hydro-Québec au plus tard le 1er décembre 2016;

2. Le contrat d'approvisionnement auprès du fournisseur sera en vigueur à compter de la date de sa signature et il se terminera après que se soit écoulée une période de vingt ans, débutant à la date du début des livraisons;

3. Les communautés micmaques de Listuguj, de Gesgapegiag et de Gespeg doivent détenir une participation minimale, maintenue tout au long du projet, représentant 50% des actions avec droit de vote émises et en circulation du commandité, soit Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) inc.;

4. La maximisation des retombées économiques au Québec en matière d'emplois et de dépenses doit se traduire par la réalisation de dépenses au Québec correspondant à un minimum de 60 % des coûts globaux du parc éolien, incluant l'installation des éoliennes;

5. La maximisation des retombées économiques en matière d'emplois ou d'investissements manufacturiers dans la Municipalité régionale de comté de La Matanie et dans la région administrative de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine doit se traduire par la réalisation de dépenses, excluant l'installation des éoliennes, ou d'investissements manufacturiers correspondant à un minimum de 35 % des coûts des éoliennes, excluant leur installation;

QUE, afin d'assurer l'intégration du bloc d'énergie éolienne de 149,65 mégawatts de Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), S.E.C., le distributeur d'électricité puisse conclure une entente d'intégration de l'énergie éolienne, comprenant un service d'équilibrage et de puissance complémentaire, avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou avec un autre fournisseur d'électricité québécois, et ce, sans recourir à un appel d'offres;

QUE le prix maximal de la fourniture d'électricité pour ce bloc d'énergie éolienne, excluant le coût de transport et de l'entente d'intégration, soit l'équivalent, en valeur actualisée, de 9 ¢/kWh en dollars de 2014;

QUE le coût d'achat d'électricité du bloc d'énergie éolienne de 149,65 mégawatts, incluant le coût de transport, ainsi que le coût d'achat découlant de l'entente d'intégration assortie à ce bloc, soient pris en compte dans l'établissement du coût de service du distributeur d'électricité.

Le greffier du Conseil exécutif,
JEAN ST-GELAIS

61202

Annexe 2

Estimation et engagement du Distributeur concernant la contribution au Projet

Hydro Québec
TransÉnergie

Une division d'Hydro-Québec

Montréal, le 30 avril 2015

Direction Commercialisation et affaires réglementaires

Hydro-Québec TransÉnergie
Complexe Desjardins, C.P. 10 000
Tour de l'Est, 19e étage
Montréal (Québec)
H5B 1H7

Tél. : 514 879-4159
Téléc. : 514 879-4685
verret.stephane@hydro.qc.ca

Monsieur Hani Zayat
Directeur - Approvisionnement en électricité
Hydro-Québec Distribution
75, boul. René-Lévesque Ouest, 22e étage
Montréal (Québec)
H2Z 1A4

Objet : Projet d'intégration au réseau de transport du parc éolien Rivière-Nouvelle – estimation et engagement du Distributeur pour assumer la contribution

Monsieur Zayat,

Le Projet consiste à intégrer le nouveau parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (Rivière-Nouvelle) au réseau de transport d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (ci-après le « Transporteur ») suite à une demande formulée par le promoteur Parc Éolien Mesgi'g Ugju's'n S.E.C. (demande 160R dans OASIS, ci-après le « Promoteur »).

Le Transporteur assume les coûts d'intégration au réseau du Projet, jusqu'à concurrence du montant maximal applicable prévu aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (ci-après les « Tarifs et conditions ») en vigueur, soit 604 $/kW pour chaque nouveau kilowatt qui aura été raccordé. L'excédent des coûts réels encourus par le Transporteur au-delà de ce montant maximal sera assumé, à notre compréhension, par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »), jusqu'à concurrence des coûts de raccordement estimés indiqués à l'article 17.2 du Contrat d'approvisionnement en électricité entre le Distributeur et le Promoteur (ci-après le « Contrat »), pour le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), en date du 21 mars 2014 et amendé le 5 novembre 2014.

Si les coûts réels d'intégration, excluant le remboursement du poste de départ, devaient excéder le montant mentionné au paragraphe précédent, le Transporteur obtiendra du Promoteur le paiement de cet excédent.

À titre indicatif, les coûts du Transporteur associés aux travaux d'intégration et au remboursement du poste de départ (en considérant le maximum prévu à l'article 17.3 du Contrat) sont estimés à 124 140 k$ (dont 122 978 k$ dans la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle»). Le montant de 116 543 k$ (122 978 k$ moins 6 435 k$ correspondant au 15 % pour les coûts d'exploitation et d'entretien du poste de départ) excède le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur conformément à l'appendice J des Tarifs et conditions, lequel montant est estimé à 90 388,6 k$ (149,65 MW multipliés par 604 $/kW). Conséquemment, une contribution du

Distributeur sera requise, laquelle est estimée en date des présentes à 26 154 k$, à laquelle s'ajoute un montant de 3 923 k$ pour les coûts d'entretien et d'exploitation, pour un total de 30 078 k$. La contribution réelle du Distributeur sera précisée à la fin des travaux et suite au remboursement du poste de départ, en fonction des coûts réels encourus par le Transporteur.

Considérant l'engagement du Distributeur auprès du Promoteur décrit ci-dessus, le Transporteur facturera le Distributeur à la fin des travaux pour le montant de la contribution réelle remboursable par ce dernier.

En vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie, aux conditions et dans les cas qu'elle a fixés par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité. Dans le cadre d'une demande d'autorisation, la Régie de l'énergie tient compte, le cas échéant, des engagements contractuels des consommateurs du service de transport et de leurs contributions financières à l'acquisition ou à la construction d'actifs de transport. Ainsi, une copie de la présente lettre sera produite à la Régie de l'énergie dans la demande d'autorisation relative au Projet.

Compte tenu ce qui précède, nous vous demandons de bien vouloir signer la présente et nous la retourner.

Veuillez accepter, monsieur Zayat, nos salutations les meilleures.

Stéphane Verret
Directeur Commercialisation et affaires réglementaires
Hydro-Québec TransÉnergie

Lue et acceptée à Montréal ce 1er jour de mai 2015.

Hani Zayat
Directeur Approvisionnement en électricité
Hydro-Québec Distribution

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 de départ du parc éolien Rivière-Nouvelle

Caractéristique électrique générale	**Numéro d'identification**
CEG d'automatismes et protection	7385-20600-001-01/02-0-PL-A
Lieux d'impédances	7385-20600-002-01-0-PL-A
Exigences techniques complémentaires	Version du 25 novembre 2013

- Poste Rivière-du-Loup

Caractéristique électrique générale	**Numéro d'identification**
Liste des CEG	0065-20620-013-01/02-A-PL-A
CEG Appareillage – Transformateur de puissance	0065-20600-043-01/03-A-PL-A
CEG Élévation du potentiel de terre	0065-20600-044-01/05-0-PL-A
CEG Automatismes et protections	0065-20600-045-01/04-0-PL-A

9 ▪ Poste Micmac

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
Liste des CEG	1142-20620-018-01-A-PL-A
CEG Appareillage – Disjoncteur d'inductance shunt	1142-20600-049-01/02-0-PL-A
CEG Appareillage – Inductance shunt	1142-20600-050-01/02-0-PL-A
CEG Automatismes et protections	1142-20600-051-01/06-A-PL-A
CEG Appareillage – Transformateur de tension	1142-20600-052-01-0-PL-A

10 ▪ Poste Matapédia

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG Automatismes et protections	0308-20600-045-01/03-0-PL-A

11 ▪ Poste Cascapédia

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG Automatismes et protections	0587-20600-021-01/03-0-PL-A

12 ▪ Ligne du parc éolien Rivière-Nouvelle à la ligne L2397

Caractéristique électrique générale	Numéro d'identification
CEG Ligne	1222-20600-001-01/04-0-PL-A

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

14 ▪ Poste du producteur éolien Rivière-Nouvelle

Exigences particulières de conception	**Numéro d'identification**
EPC Protection	TET-AUT-RP-7385-1401-0

15 ▪ Poste Rivière-du-Loup

Exigences particulières de conception	**Numéro d'identification**
EPC Automatismes et protection	TET-AUT-EPC-0065-1301-0
EPC Environnement	0065-25200-000

16 ▪ Poste Micmac

Exigences particulières de conception	**Numéro d'identification**
EPC Automatismes et protection	TET-AUT-EPC-1142-1303-0
EPC Environnement	1142-25200-000

17 ▪ Poste Matapédia

Exigences particulières de conception	**Numéro d'identification**
EPC Automatismes et protection	TET-AUT-EPC-0308-1301-0

18 ▪ Poste Cascapédia

Exigences particulières de conception	**Numéro d'identification**
EPC Automatismes et protection	TET-AUT-EPC-0587-1302-0

19 ▪ Ligne du parc éolien Rivière-Nouvelle à la ligne L2397

Exigences particulières de conception	**Numéro d'identification**
EPC Ligne aérienne	1222-25400-001

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 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*[1] 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*[2].

- 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 en vertu du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*[3].

- 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*[4].

[1] L.R.Q., c. Q-2, art. 22.
[2] L.R.Q., c. Q-2, r. 1.001, art. 2(11).
[3] *Id.*, art. 8.
[4] L.R.Q., c. A-19, art. 149 et suiv.

- 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*[5] 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*[6] 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*[7] pour l'occupation du territoire public sur lequel Hydro-Québec ne détient pas déjà les droits appropriés.

Volet fédéral

- Aucune autorisation n'est requise.

[5] L.R.Q., c. F-4.1, art. 2.
[6] L.R.Q., c. T-8.1, art. 50.
[7] L.R.Q., c. H-5, art. 32.

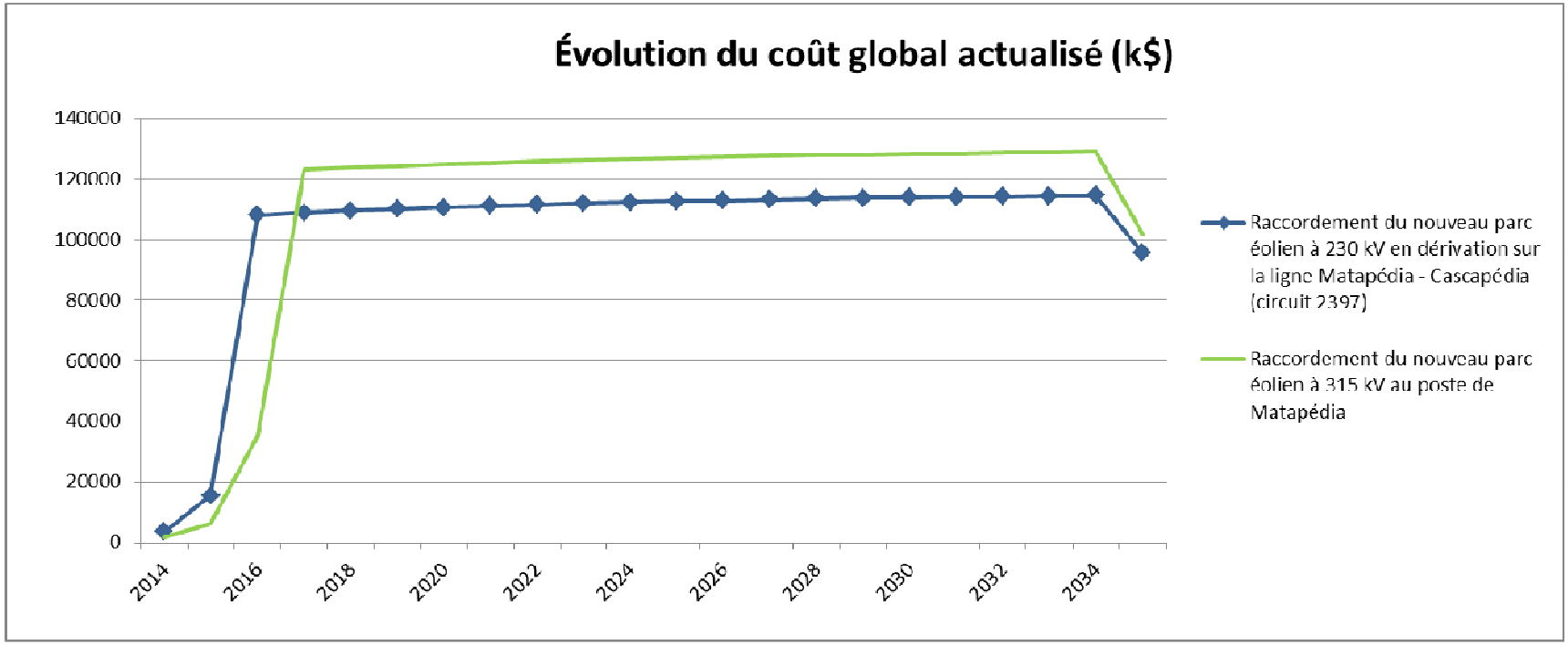
Annexe 6

Analyse économique

Coût global actualisé du projet : deux solutions

Analyse économique

k$ actualisés	Solution 1 - Raccordement du nouveau parc éolien à 230 kV en dérivation sur la ligne Matapédia - Cascapédia (circuit 2397)	Solution 2 - Raccordement du nouveau parc éolien à 315 kV au poste de Matapédia
Investissements (+)	108 440	123 120
Valeur résiduelle (-)	19 142	27 222
Dépenses (+)	6 281	5 969
Coût global actualisé (CGA)	**95 579**	**101 867**



Analyse économique détaillée 2014-2022

Intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle	TOTAL	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022
Raccordement du nouveau parc éolien à 230 kV en dérivation sur la ligne Matapédia - Cascapédia (circuit 2397)										
	k$ act.*	k$ courants*								
Investissements	**108 440**	3 597	12 553	102 881	500	0	0	0	0	0
HQT	**108 440**	3 597	12 553	102 881	500	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	**19 142**	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**19 142**	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses:										
Taxe sur les services publics	**5 204**	0	0	0	527	661	638	614	591	567
HQT	**5 204**	0	0	0	527	661	638	614	591	567
Pertes électriques différentielles	**1 077**	0	0	21	87	88	90	92	94	96
Énergie (quantité MWh)		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Énergie (coût $/MWh)		0	0	0	0	38	39	40	41	41
Puissance (quantité MW)		0	0	2	2	2	2	2	2	2
Puissance (coût k$/MW)		0	0	11	43	44	45	46	48	49
Dépenses totales	**6 281**	0	0	21	614	750	728	706	685	663
Flux monétaire net		**-3 597**	**-12 553**	**-102 902**	**-1 114**	**-750**	**-728**	**-706**	**-685**	**-663**
** Total : k$ actualisés*										
Données annuelles : k$ courants										
Flux monétaire net actualisé	**-95 579**	**-3 597**	**-11 904**	**-92 532**	**- 950**	**- 606**	**- 558**	**- 514**	**- 472**	**- 433**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-3 597**	**-15 501**	**-108 032**	**-108 982**	**-109 589**	**-110 147**	**-110 660**	**-111 133**	**-111 566**
Coût global actualisé (CGA)	**95 579**									

Raccordement du nouveau parc éolien à 315 kV au poste de Matapédia										
	k$ act.*	k$ courants*								
Investissements	**123 120**	1 626	5 018	32 326	102 810	0	0	0	0	0
HQT	**123 120**	1 626	5 018	32 326	102 810	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	**27 222**	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**27 222**	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses:										
Taxe sur les services publics	**5 969**	0	0	0	2	802	777	751	725	700
HQT	**5 969**	0	0	0	2	802	777	751	725	700
Dépenses totales	**5 969**	0	0	0	2	802	777	751	725	700
Flux monétaire net		**-1 626**	**-5 018**	**-32 326**	**-102 813**	**-802**	**-777**	**-751**	**-725**	**-700**
** Total : k$ actualisés*										
Données annuelles : k$ courants										
Flux monétaire net actualisé	**-101 867**	**-1 626**	**-4 759**	**-29 068**	**-87 669**	**- 649**	**- 595**	**- 546**	**- 500**	**- 457**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-1 626**	**-6 385**	**-35 453**	**-123 122**	**-123 771**	**-124 366**	**-124 912**	**-125 412**	**-125 870**
Coût global actualisé (CGA)	**101 867**									

Analyse économique détaillée 2023-2035

Intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle	TOTAL	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030	2 031	2 032	2 033	2 034	2 035
Raccordement du nouveau parc éolien à 230 kV en dérivation sur la ligne Matapédia - Cascapédia (circuit 2397)														
	k$ act.*													
Investissements	**108 440**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**108 440**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	**19 142**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	58 399
HQT	**19 142**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	58 399
Dépenses:														
Taxe sur les services publics	**5 204**	543	520	496	473	449	425	402	378	355	331	307	284	260
HQT	**5 204**	543	520	496	473	449	425	402	378	355	331	307	284	260
Pertes électriques différentielles	**1 077**	97	100	102	104	106	108	110	112	114	117	119	121	124
Énergie (quantité MWh)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Énergie (coût $/MWh)		42	110	112	114	116	119	121	124	126	129	131	133	136
Puissance (quantité MW)		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Puissance (coût k$/MW)		50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	61	62	63
Dépenses totales	**6 281**	641	619	598	576	555	533	512	490	469	448	426	405	384
Flux monétaire net		**-641**	**-619**	**-598**	**-576**	**-555**	**-533**	**-512**	**-490**	**-469**	**-448**	**-426**	**-405**	**58 014**
** Total : k$ actualisés*														
Données annuelles : k$ courants														
Flux monétaire net actualisé	**-95 579**	**- 397**	**- 364**	**- 333**	**- 305**	**- 278**	**- 253**	**- 231**	**- 210**	**- 190**	**- 172**	**- 155**	**- 140**	**19 016**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-111 963**	**-112 327**	**-112 661**	**-112 965**	**-113 243**	**-113 497**	**-113 727**	**-113 937**	**-114 127**	**-114 299**	**-114 455**	**-114 595**	**-95 579**
Coût global actualisé (CGA)	**95 579**													
Raccordement du nouveau parc éolien à 315 kV au poste de Matapédia														
	k$ act.*													
Investissements	**123 120**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**123 120**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	**27 222**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83 048
HQT	**27 222**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83 048
Dépenses:														
Taxe sur les services publics	**5 969**	674	648	622	597	571	545	520	494	468	443	417	391	365
HQT	**5 969**	674	648	622	597	571	545	520	494	468	443	417	391	365
Dépenses totales	**5 969**	674	648	622	597	571	545	520	494	468	443	417	391	365
Flux monétaire net		**-674**	**-648**	**-622**	**-597**	**-571**	**-545**	**-520**	**-494**	**-468**	**-443**	**-417**	**-391**	**83 378**
** Total : k$ actualisés*														
Données annuelles : k$ courants														
Flux monétaire net actualisé	**-101 867**	**- 418**	**- 381**	**- 347**	**- 315**	**- 286**	**- 259**	**- 234**	**- 211**	**- 190**	**- 170**	**- 152**	**- 135**	**27 102**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-126 288**	**-126 669**	**-127 016**	**-127 331**	**-127 617**	**-127 877**	**-128 111**	**-128 322**	**-128 512**	**-128 682**	**-128 834**	**-128 969**	**-101 867**
Coût global actualisé (CGA)	**101 867**													

Principaux paramètres économiques du projet

Paramètres du projet

Paramètres	Normalisés
Date des paramètres	09-mars-15
Taux des frais de garantie	0,50%
Taux d'actualisation de long terme	5,455%

HQ TransÉnergie

Structure de capital	Part	Coût de long terme
Dette	70%	4,279%
capitaux propres	30%	8,200%

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Taux de taxe sur les services publics	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%
Taux pour frais d'emprunts à capitaliser	6,970%	6,970%	6,970%	6,970%	6,970%	6,970%
Taux pour la charge d'intérêt (excluant frais de garantie)	3,779%	3,779%	3,779%	3,779%	3,779%	3,779%

Annexe 7

Coûts annuels

Tableaux détaillés des coûts annuels associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

	Avant	2015	2016	2017	Total
Croissance					
Remboursement du poste de départ du parc éolien			49 384,5		**49 384,5**
Nouvelle ligne monoterne à 230 kV (24 km)	1 621,4	10 495,5	25 388,8		**37 505,7**
Poste Rivière-du-Loup à 315-230 kV	430,9	1 956,9	20 342,5	1 371,5	**24 101,8**
Poste Micmac	217,3	961,9	6 374,4		**7 553,6**
Poste de Matapédia	148,5	170,2	185,3		**504,0**
Poste de la Cascapédia	173,1	145,1	171,8		**490,0**
Mise sous tension initiale (MSTI) au poste de départ	14,4	117,3	311,3		**443,0**
Mesurage (HQD)			185,0		**185,0**
Télécommunications	259,1	832,5	1 544,0	174,3	**2 809,9**
Sous-total Croissance	**2 864,7**	**14 679,4**	**103 887,6**	**1 545,8**	**122 977,5**
Maintien des actifs					
Poste de Rivière-du-Loup à 315-230 kV	15,3	59,7	879,3	7,7	**962,0**
Poste Micmac		54,0	146,0		**200,0**
Sous-total Maintien des actifs	**15,3**	**113,7**	**1 025,3**	**7,7**	**1 162,0**
Total parc éolien Rivière-Nouvelle	**2 880,0**	**14 793,1**	**104 912,9**	**1 553,5**	**124 139,5**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)[1]

	Avant	2015	2016	2017	Total
Croissance					
Nouvelle ligne monoterne à 230 kV (24 km)	1 621,4	10 495,5	25 388,8		**37 505,7**
Poste Rivière-du-Loup à 315-230 kV	14,4	117,3	311,3		**443,0**
Poste Micmac	430,9	1 956,9	20 342,5	1 371,5	**24 101,8**
Poste de Matapédia	217,3	961,9	6 374,4		**7 553,6**
Poste de la Cascapédia	173,1	145,1	171,8		**490,0**
Mise sous tension initiale (MSTI) au poste de départ	148,5	170,2	185,3		**504,0**
Mesurage (HQD)	-	-	185,0		**185,0**
Télécommunications	259,1	832,5	1 544,0	174,3	**2 809,9**
Sous-total Croissance	**2 864,7**	**14 679,4**	**54 503,1**	**1 545,8**	**73 593,0**
Maintien des actifs					
Poste de Rivière-du-Loup à 315-230 kV	15,3	59,7	879,3	7,7	**962,0**
Poste Micmac		54,0	146,0		**200,0**
Sous-total Maintien des actifs	**15,3**	**113,7**	**1 025,3**	**7,7**	**1 162,0**
Total parc éolien Rivière-Nouvelle	**2 880,0**	**14 793,1**	**55 528,4**	**1 553,5**	**74 755,0**

[1] Excluant le remboursement du poste de départ du promoteur au montant de 49,4 M$.

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)[2]

Installation Description	Année Avant	2015	2016	2017	Total
Total TRANSPORT (lignes et postes) et TÉLÉCOMMUNICATIONS					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	1 684,2	56,5			**1 740,7**
Autres coûts	28,2				**28,2**
Frais financiers	76,7	2,0			**78,7**
Sous-total	**1 789,1**	**58,5**			**1 847,6**
Coûts du projet					
Ingénierie interne	297,0	1 894,1	391,0	20,0	**2 602,1**
Ingénierie externe	168,0	1 294,3	237,2		**1 699,5**
Client	90,5	856,5	2 300,6	70,0	**3 317,5**
Approvisionnement	63,3	4 049,7	14 723,2		**18 836,2**
Construction	102,8	2 552,6	23 669,2	49,5	**26 374,1**
Mesurage (HQD)			185,0		**185,0**
Gérance interne	296,6	1 565,2	3 120,1	243,0	**5 224,9**
Gérance externe	1,4	181,5	1 249,1	19,5	**1 451,5**
Provision		1 426,1	6 194,5	39,3	**7 659,9**
Autres coûts	50,1	202,1	718,7	3,4	**974,3**
Frais financiers	21,2	712,5	2 739,8	1 108,8	**4 582,3**
Sous-total	**1 090,9**	**14 734,6**	**55 528,4**	**1 553,5**	**72 907,4**
TOTAL	**2 880,0**	**14 793,1**	**55 528,4**	**1 553,5**	**74 755,0**

[2] Excluant le remboursement du poste de départ du promoteur au montant de 49,4 M$.

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation	Année				
Description	Avant	2015	2016	2017	Total
Total TRANSPORT (lignes et postes)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	1 434,1				**1 434,1**
Autres coûts	28,2				**28,2**
Frais financiers	67,7				**67,7**
Sous-total	**1 530,0**				**1 530,0**
Coûts du projet					
Ingénierie interne	297,0	1 794,1	361,0		**2 452,1**
Ingénierie externe	168,0	1 094,3	222,2		**1 484,5**
Client	90,5	836,5	1 989,6		**2 916,5**
Approvisionnement	63,3	3 859,7	14 443,2		**18 366,2**
Construction	102,8	2 552,6	23 169,2	49,5	**25 874,1**
Mesurage (HQD)			185,0		**185,0**
Gérance interne	296,6	1 420,2	2 940,1	198,0	**4 854,9**
Gérance externe	1,4	181,5	1 249,1	19,5	**1 451,5**
Provision		1 355,1	6 042,5		**7 397,6**
Autres coûts	50,1	202,1	718,7	3,4	**974,3**
Frais financiers	21,2	664,5	2 663,8	1 108,8	**4 458,3**
Sous-total	**1 090,9**	**13 960,6**	**53 984,4**	**1 379,2**	**70 415,1**
TOTAL	**2 620,9**	**13 960,6**	**53 984,4**	**1 379,2**	**71 945,1**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation	Année				
Description	Avant	2015	2016	2017	Total
Total LIGNES					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	1 094,6				**1 094,6**
Autres coûts	9,8				**9,8**
Frais financiers	58,0				**58,0**
Sous-total	**1 162,4**				**1 162,4**
Coûts du projet					
Ingénierie interne	122,6	941,5	354,7		**1 418,8**
Ingénierie externe	133,8	532,9	222,2		**888,9**
Client	71,8	546,7	433,1		**1 051,6**
Approvisionnement		3 658,4	2 439,0		**6 097,4**
Construction		2 287,2	15 197,3		**17 484,5**
Mesurage (HQD)					
Gérance interne	106,3	427,6	833,1		**1 367,0**
Gérance externe		169,4	1 101,8		**1 271,2**
Provision		1 355,1	3 114,5		**4 469,5**
Autres coûts	20,2	111,7	302,6		**434,6**
Frais financiers	4,3	464,9	1 390,5		**1 859,8**
Sous-total	**459,0**	**10 495,5**	**25 388,8**		**36 343,3**
TOTAL	**1 621,4**	**10 495,5**	**25 388,8**		**37 505,7**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation	Année				
Description	Avant	2015	2016	2017	Total
Nouvelle ligne monoterne à 230 kV (24 km)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	1 094,6				**1 094,6**
Autres coûts	9,8				**9,8**
Frais financiers	58,0				**58,0**
Sous-total	**1 162,4**				**1 162,4**
Coûts du projet					
Ingénierie interne	122,6	941,5	354,7		**1 418,8**
Ingénierie externe	133,8	532,9	222,2		**888,9**
Client	71,8	546,7	433,1		**1 051,6**
Approvisionnement		3 658,4	2 439,0		**6 097,4**
Construction		2 287,2	15 197,3		**17 484,5**
Mesurage (HQD)					
Gérance interne	106,3	427,6	833,1		**1 367,0**
Gérance externe		169,4	1 101,8		**1 271,2**
Provision		1 355,1	3 114,5		**4 469,5**
Autres coûts	20,2	111,7	302,6		**434,6**
Frais financiers	4,3	464,9	1 390,5		**1 859,8**
Sous-total	**459,0**	**10 495,5**	**25 388,8**		**36 343,3**
TOTAL	**1 621,4**	**10 495,5**	**25 388,8**		**37 505,7**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation	Année				
Description	Avant	2015	2016	2017	Total
Total POSTES					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	339,5				**339,5**
Autres coûts	18,4				**18,4**
Frais financiers	9,7				**9,7**
Sous-total	**367,6**				**367,6**
Coûts du projet					
Ingénierie interne	174,4	852,6	6,3		**1 033,3**
Ingénierie externe	34,2	561,4			**595,6**
Client	18,7	289,8	1 556,5		**1 865,0**
Approvisionnement	63,3	201,3	12 004,2		**12 268,8**
Construction	102,8	265,4	7 971,9	49,5	**8 389,6**
Mesurage (HQD)			185,0		**185,0**
Gérance interne	190,3	992,6	2 107,0	198,0	**3 487,9**
Gérance externe	1,4	12,1	147,3	19,5	**180,3**
Provision			2 928,0		**2 928,0**
Autres coûts	29,9	90,4	416,1	3,4	**539,8**
Frais financiers	16,9	199,6	1 273,3	1 108,8	**2 598,6**
Sous-total	**631,9**	**3 465,1**	**28 595,6**	**1 379,2**	**34 071,8**
TOTAL	**999,5**	**3 465,1**	**28 595,6**	**1 379,2**	**34 439,4**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation Description	Année				
	Avant	2015	2016	2017	Total
Poste de Rivière-du-Loup à 315-230 kV (croissance)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	198,9				**198,9**
Autres coûts	11,0				**11,0**
Frais financiers	5,8				**5,8**
Sous-total	**215,7**				**215,7**
Coûts du projet					
Ingénierie interne	99,7	511,5	2,2		**613,3**
Ingénierie externe	21,4	398,0			**419,4**
Client	13,2	147,8	673,0		**834,0**
Approvisionnement		161,1	9 329,8		**9 490,9**
Construction		216,5	5 789,1	49,5	**6 055,1**
Mesurage (HQD)					
Gérance interne	65,2	369,8	919,4	191,2	**1 545,6**
Gérance externe		11,7	142,3	18,8	**172,8**
Provision			2 318,3		**2 318,3**
Autres coûts	8,3	41,1	276,6	3,2	**329,2**
Frais financiers	7,3	99,5	891,9	1 108,8	**2 107,4**
Sous-total	**215,2**	**1 956,9**	**20 342,5**	**1 371,5**	**23 886,1**
TOTAL	**430,9**	**1 956,9**	**20 342,5**	**1 371,5**	**24 101,8**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation Description	Année				
	Avant	2015	2016	2017	Total
Poste de Rivière-du-Loup à 315-230 kV (maintien des actifs)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	7,1				**7,1**
Autres coûts	0,4				**0,4**
Frais financiers	0,2				**0,2**
Sous-total	**7,7**				**7,7**
Coûts du projet					
Ingénierie interne	3,5	18,1	0,1		**21,8**
Ingénierie externe	0,8	14,1			**14,9**
Client	0,5	5,2	23,9		**29,6**
Approvisionnement			399,0		**399,0**
Construction		2,6	286,8		**289,4**
Mesurage (HQD)					
Gérance interne	2,3	13,1	32,6	6,8	**54,8**
Gérance externe		0,4	5,0	0,7	**6,1**
Provision			63,0		**63,0**
Autres coûts	0,3	2,6	27,7	0,2	**30,8**
Frais financiers	0,3	3,5	41,2		**45,0**
Sous-total	**7,6**	**59,7**	**879,3**	**7,7**	**954,4**
TOTAL	**15,3**	**59,7**	**879,3**	**7,7**	**962,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation Description	Année				
	Avant	2015	2016	2017	Total
Poste Micmac 230-161 kV (croissance)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	126,8				**126,8**
Autres coûts	6,8				**6,8**
Frais financiers	3,6				**3,6**
Sous-total	**137,2**				**137,2**
Coûts du projet					
Ingénierie interne	22,1	282,6			**304,7**
Ingénierie externe	12,0	145,8			**157,8**
Client	2,7	71,4	407,9		**482,0**
Approvisionnement			2 243,1		**2 243,1**
Construction		27,6	1 843,9		**1 871,5**
Mesurage (HQD)					
Gérance interne	34,0	338,6	1 022,1		**1 394,7**
Gérance externe	1,4				**1,4**
Provision			469,9		**469,9**
Autres coûts	3,3	43,1	101,0		**147,4**
Frais financiers	4,6	52,8	286,5		**343,9**
Sous-total	**80,1**	**961,9**	**6 374,4**		**7 416,4**
TOTAL	**217,3**	**961,9**	**6 374,4**		**7 553,6**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation Description	Année				
	Avant	2015	2016	2017	Total
Poste Micmac 230-161 kV (maintien des actifs)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet					
Autres coûts					
Frais financiers					
Sous-total					
Coûts du projet					
Ingénierie interne		5,6			**5,6**
Ingénierie externe		3,5			**3,5**
Client		1,4	11,4		**12,8**
Approvisionnement		34,0	28,5		**62,5**
Construction			52,1		**52,1**
Mesurage (HQD)					
Gérance interne		7,0	28,5		**35,5**
Gérance externe					
Provision			14,7		**14,7**
Autres coûts		1,2	2,8		**4,0**
Frais financiers		1,4	8,0		**9,4**
Sous-total		**54,0**	**146,0**		**200,0**
TOTAL		**54,0**	**146,0**		**200,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation Description	Année				
	Avant	2015	2016	2017	Total
Poste de Matapédia 315-230 kV (croissance)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet					
Autres coûts					
Frais financiers					
Sous-total					
Coûts du projet					
Ingénierie interne	21,5	15,9			**37,4**
Ingénierie externe					
Client	2,2	3,4	102,6		**108,2**
Approvisionnement	26,8	4,3	2,0		**33,1**
Construction	44,3	18,7			**63,0**
Mesurage (HQD)					
Gérance interne	42,8	107,0	32,1		**181,9**
Gérance externe					
Provision			28,1		**28,1**
Autres coûts	8,6	0,6	2,1		**11,3**
Frais financiers	2,3	20,3	18,4		**41,0**
Sous-total	**148,5**	**170,2**	**185,3**		**504,0**
TOTAL	**148,5**	**170,2**	**185,3**		**504,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation Description	Année				
	Avant	2015	2016	2017	Total
Poste de la Cascapédia 230-69 kV (croissance)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet					
Autres coûts					
Frais financiers					
Sous-total					
Coûts du projet					
Ingénierie interne	27,6	11,6			**39,2**
Ingénierie externe					
Client	0,1	5,2	93,3		**98,6**
Approvisionnement	36,5	1,9	1,8		**40,2**
Construction	58,5				**58,5**
Mesurage (HQD)					
Gérance interne	39,2	109,2	31,6		**180,0**
Gérance externe					
Provision			25,2		**25,2**
Autres coûts	9,1	0,5	2,1		**11,7**
Frais financiers	2,1	16,7	17,8		**36,6**
Sous-total	**173,1**	**145,1**	**171,8**		**490,0**
TOTAL	**173,1**	**145,1**	**171,8**		**490,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation Description	Année				
	Avant	2015	2016	2017	Total
Poste de départ : mise sous tension initiale (MSTI) (croissance)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	6,7				**6,7**
Autres coûts	0,2				**0,2**
Frais financiers	0,1				**0,1**
Sous-total	**7,0**				**7,0**
Coûts du projet					
Ingénierie interne		7,3	4,0		11,3
Ingénierie externe					
Client		55,4	244,4		299,8
Approvisionnement					
Construction					
Mesurage (HQD)					
Gérance interne	6,8	47,9	40,7		95,4
Gérance externe					
Provision			8,9		8,9
Autres coûts	0,3	1,3	3,8		5,4
Frais financiers	0,3	5,4	9,5		15,2
Sous-total	**7,4**	**117,3**	**311,3**		**436,0**
TOTAL	**14,4**	**117,3**	**311,3**		**443,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration du parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation	Année				
Description	Avant	2015	2016	2017	Total
Mesurage (HQD)					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet					
Autres coûts					
Frais financiers					
Sous-total					
Ingénierie interne					
Ingénierie externe					
Client					
Approvisionnement					
Construction					
Mesurage (HQD)			185,0		**185,0**
Gérance interne					
Gérance externe					
Provision					
Autres coûts					
Frais financiers					
Sous-total			**185,0**		**185,0**
TOTAL			**185,0**		**185,0**

Coût total des divers travaux associés à l'intégration parc éolien Rivière-Nouvelle (en milliers de dollars)

Installation Description	Année				
	Avant	2015	2016	2017	Total
Télécommunications					
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	250,1	56,5			**306,6**
Autres coûts					
Frais financiers	9,0	2,0			**11,0**
Sous-total	**259,1**	**58,5**			**317,6**
Ingénierie interne		100,0	30,0	20,0	**150,0**
Ingénierie externe		200,0	15,0		**215,0**
Client		20,0	311,0	70,0	**401,0**
Approvisionnement		190,0	280,0		**470,0**
Construction			500,0		**500,0**
Mesurage (HQD)					
Gérance interne		145,0	180,0	45,0	**370,0**
Gérance externe					
Provision		71,0	152,0	39,3	**262,3**
Autres coûts					
Frais financiers		48,0	76,0		**124,0**
Sous-total		**774,0**	**1 544,0**	**174,3**	**2 492,3**
TOTAL	**259,1**	**832,5**	**1 544,0**	**174,3**	**2 809,9**

Annexe 8

Impact tarifaire

Tableau 1 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans

Coût du projet (M$)		124,140
Contribution estimée du Distributeur (M$)		26,154
Mise en service nette (M$)		97,985
	2016-9	99,076
	2017-9	-1,091
Amortissement linéaire[1]		
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]		5,455%
Entretien et exploitation[3]		1,3%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]		0,55%
Nombre d'années		20

Années	Amortissement 2016-9 (M$)	Amortissement 2017-9 (M$)	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Entretien et exploitation (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Revenus requis (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2015											3 148,168	42 497	74,08
2016	1,238	0,000	1,238	1,238	97,837	30,294	1,653	0,206	0,000	3,097	3 151,265	42 647	73,89
2017	4,954	-0,014	4,940	6,179	91,806	95,027	5,184	0,610	0,538	11,272	3 159,440	42 647	74,08
2018	4,954	-0,055	4,899	11,078	86,907	89,357	4,874	0,593	0,505	10,872	3 159,040	42 647	74,07
2019	4,954	-0,055	4,899	15,977	82,008	84,458	4,607	0,593	0,478	10,578	3 158,746	42 647	74,07
2020	4,954	-0,055	4,899	20,876	77,109	79,558	4,340	0,593	0,451	10,283	3 158,451	42 647	74,06
2021	4,954	-0,055	4,899	25,776	72,209	74,659	4,073	0,593	0,424	9,989	3 158,157	42 647	74,05
2022	4,954	-0,055	4,899	30,675	67,310	69,760	3,805	0,593	0,397	9,695	3 157,863	42 647	74,05
2023	4,954	-0,055	4,899	35,574	62,411	64,861	3,538	0,593	0,370	9,401	3 157,569	42 647	74,04
2024	4,954	-0,055	4,899	40,473	57,512	59,961	3,271	0,593	0,343	9,107	3 157,275	42 647	74,03
2025	4,954	-0,055	4,899	45,373	52,612	55,062	3,004	0,593	0,316	8,812	3 156,980	42 647	74,03
2026	4,954	-0,055	4,899	50,272	47,713	50,163	2,736	0,593	0,289	8,518	3 156,686	42 647	74,02
2027	4,954	-0,055	4,899	55,171	42,814	45,264	2,469	0,593	0,262	8,224	3 156,392	42 647	74,01
2028	4,954	-0,055	4,899	60,070	37,915	40,364	2,202	0,593	0,235	7,930	3 156,098	42 647	74,01
2029	4,954	-0,055	4,899	64,970	33,015	35,465	1,935	0,593	0,209	7,636	3 155,804	42 647	74,00
2030	4,954	-0,055	4,899	69,869	28,116	30,566	1,667	0,593	0,182	7,341	3 155,509	42 647	73,99
2031	4,954	-0,055	4,899	74,768	23,217	25,667	1,400	0,593	0,155	7,047	3 155,215	42 647	73,99
2032	4,954	-0,055	4,899	79,667	18,318	20,767	1,133	0,593	0,128	6,753	3 154,921	42 647	73,98
2033	4,954	-0,055	4,899	84,567	13,418	15,868	0,866	0,593	0,101	6,459	3 154,627	42 647	73,97
2034	4,954	-0,055	4,899	89,466	8,519	10,969	0,598	0,593	0,074	6,165	3 154,333	42 647	73,96
2035	4,954	-0,055	4,899	94,365	3,620	6,070	0,331	0,593	0,047	5,870	3 154,038	42 647	73,96
2036	3,715	-0,055	3,661	98,026	-0,041	1,361	0,074	0,387	0,020	4,142	3 152,310	42 647	73,92
2037	0,000	-0,041	-0,041	97,985	0,000	-0,016	-0,001	-0,017	0,000	-0,059	3 148,109	42 647	73,82
Ensemble de la période 2016 à 2037										**7,688**			**74,00**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,455 %, selon la décision D-2015-017 pour la demande R-3903-2014.
[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$)		+ 15 %	135,353
Contribution estimée du Distributeur (M$)			37,193
Mise en service nette (M$)			98,159
	2016-9		106,529
	2017-9		-8,370
Amortissement linéaire[1]			
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]		+ 15 %	6,273%
Entretien et exploitation[3]			1,3%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]			0,55%
Nombre d'années			20

Années	Amortissement 2016-9	Amortissement 2017-9	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$)	(MW)	($/kW)
2015											3 148,168	42 497	74,08
2016	1,332	0,000	1,332	1,332	105,198	32,573	2,043	0,254	0,000	3,629	3 151,797	42 647	73,90
2017	5,326	-0,105	5,222	6,553	91,606	99,975	6,272	0,719	0,579	12,791	3 160,959	42 647	74,12
2018	5,326	-0,419	4,908	11,461	86,698	89,152	5,593	0,634	0,504	11,639	3 159,807	42 647	74,09
2019	5,326	-0,419	4,908	16,369	81,790	84,244	5,285	0,634	0,477	11,304	3 159,472	42 647	74,08
2020	5,326	-0,419	4,908	21,277	76,882	79,336	4,977	0,634	0,450	10,969	3 159,137	42 647	74,08
2021	5,326	-0,419	4,908	26,185	71,974	74,428	4,669	0,634	0,423	10,634	3 158,802	42 647	74,07
2022	5,326	-0,419	4,908	31,093	67,066	69,520	4,361	0,634	0,396	10,299	3 158,467	42 647	74,06
2023	5,326	-0,419	4,908	36,001	62,158	64,612	4,053	0,634	0,369	9,964	3 158,132	42 647	74,05
2024	5,326	-0,419	4,908	40,909	57,250	59,704	3,745	0,634	0,342	9,629	3 157,797	42 647	74,05
2025	5,326	-0,419	4,908	45,817	52,342	54,796	3,437	0,634	0,315	9,295	3 157,463	42 647	74,04
2026	5,326	-0,419	4,908	50,725	47,434	49,888	3,130	0,634	0,288	8,960	3 157,128	42 647	74,03
2027	5,326	-0,419	4,908	55,633	42,526	44,980	2,822	0,634	0,261	8,625	3 156,793	42 647	74,02
2028	5,326	-0,419	4,908	60,541	37,618	40,072	2,514	0,634	0,234	8,290	3 156,458	42 647	74,01
2029	5,326	-0,419	4,908	65,449	32,710	35,164	2,206	0,634	0,207	7,955	3 156,123	42 647	74,01
2030	5,326	-0,419	4,908	70,357	27,802	30,256	1,898	0,634	0,180	7,620	3 155,788	42 647	74,00
2031	5,326	-0,419	4,908	75,265	22,894	25,348	1,590	0,634	0,153	7,285	3 155,453	42 647	73,99
2032	5,326	-0,419	4,908	80,173	17,986	20,440	1,282	0,634	0,126	6,950	3 155,118	42 647	73,98
2033	5,326	-0,419	4,908	85,081	13,078	15,532	0,974	0,634	0,099	6,615	3 154,783	42 647	73,97
2034	5,326	-0,419	4,908	89,989	8,170	10,624	0,666	0,634	0,072	6,281	3 154,449	42 647	73,97
2035	5,326	-0,419	4,908	94,897	3,262	5,716	0,359	0,634	0,045	5,946	3 154,114	42 647	73,96
2036	3,995	-0,419	3,576	98,473	-0,314	1,013	0,064	0,381	0,018	4,038	3 152,206	42 647	73,91
2037	0,000	-0,314	-0,314	98,159	0,000	-0,121	-0,008	-0,084	-0,002	-0,408	3 147,760	42 647	73,81
Ensemble de la période 2016 à 2037										**8,105**			**74,01**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,455 %, selon la décision D-2015-017 pour la demande R-3903-2014.
[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 30 ans

Coût du projet (M$)		124,140
Contribution estimée du Distributeur (M$)		26,154
Mise en service nette (M$)		97,985
	2016-9	99,076
	2017-9	-1,091
Amortissement linéaire[1]		
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]		5,455%
Entretien et exploitation[3]		0,9%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]		0,55%
Nombre d'années[5]		40

Années	Amortissement 2016-9 (M$)	Amortissement 2017-9 (M$)	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Entretien et exploitation (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Revenus requis (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2015											3 148,168	42 497	74,08
2016	0,928	0,000	0,928	0,928	98,148	30,342	1,655	0,153	0,000	2,736	3 150,904	42 647	73,88
2017	3,712	-0,007	3,705	4,633	93,352	95,958	5,234	0,454	0,540	9,933	3 158,101	42 647	74,05
2018	3,712	-0,027	3,684	8,317	89,668	91,510	4,992	0,441	0,513	9,630	3 157,798	42 647	74,05
2019	3,712	-0,027	3,684	12,001	85,984	87,826	4,791	0,441	0,493	9,409	3 157,577	42 647	74,04
2020	3,712	-0,027	3,684	15,685	82,300	84,142	4,590	0,441	0,473	9,188	3 157,356	42 647	74,04
2021	3,712	-0,027	3,684	19,370	78,616	80,458	4,389	0,441	0,453	8,967	3 157,135	42 647	74,03
2022	3,712	-0,027	3,684	23,054	74,931	76,773	4,188	0,441	0,432	8,745	3 156,913	42 647	74,02
2023	3,712	-0,027	3,684	26,738	71,247	73,089	3,987	0,441	0,412	8,524	3 156,692	42 647	74,02
2024	3,712	-0,027	3,684	30,422	67,563	69,405	3,786	0,441	0,392	8,303	3 156,471	42 647	74,01
2025	3,712	-0,027	3,684	34,106	63,879	65,721	3,585	0,441	0,372	8,082	3 156,250	42 647	74,01
2026	3,712	-0,027	3,684	37,791	60,194	62,036	3,384	0,441	0,351	7,861	3 156,029	42 647	74,00
2027	3,712	-0,027	3,684	41,475	56,510	58,352	3,183	0,441	0,331	7,639	3 155,807	42 647	74,00
2028	3,712	-0,027	3,684	45,159	52,826	54,668	2,982	0,441	0,311	7,418	3 155,586	42 647	73,99
2029	3,712	-0,027	3,684	48,843	49,142	50,984	2,781	0,441	0,291	7,197	3 155,365	42 647	73,99
2030	3,712	-0,027	3,684	52,528	45,457	47,300	2,580	0,441	0,270	6,976	3 155,144	42 647	73,98
2031	3,712	-0,027	3,684	56,212	41,773	43,615	2,379	0,441	0,250	6,754	3 154,922	42 647	73,98
2032	3,712	-0,027	3,684	59,896	38,089	39,931	2,178	0,441	0,230	6,533	3 154,701	42 647	73,97
2033	3,712	-0,027	3,684	63,580	34,405	36,247	1,977	0,441	0,209	6,312	3 154,480	42 647	73,97
2034	3,712	-0,027	3,684	67,265	30,720	32,563	1,776	0,441	0,189	6,091	3 154,259	42 647	73,96
2035	3,712	-0,027	3,684	70,949	27,036	28,878	1,575	0,441	0,169	5,869	3 154,037	42 647	73,96
2036	3,094	-0,027	3,067	74,016	23,969	25,289	1,380	0,441	0,149	5,036	3 153,204	42 647	73,94
2037	1,242	-0,027	1,215	75,231	22,754	23,362	1,274	0,441	0,132	3,062	3 151,230	42 647	73,89
2038	1,242	-0,027	1,215	76,446	21,539	22,147	1,208	0,441	0,125	2,989	3 151,157	42 647	73,89
2039	1,242	-0,027	1,215	77,661	20,324	20,932	1,142	0,441	0,118	2,916	3 151,084	42 647	73,89
2040	1,242	-0,027	1,215	78,876	19,109	19,717	1,076	0,441	0,112	2,843	3 151,011	42 647	73,89
2041	1,242	-0,027	1,215	80,091	17,894	18,502	1,009	0,441	0,105	2,770	3 150,938	42 647	73,88
2042	1,242	-0,027	1,215	81,306	16,679	17,287	0,943	0,441	0,098	2,697	3 150,865	42 647	73,88
2043	1,242	-0,027	1,215	82,521	15,464	16,072	0,877	0,441	0,092	2,624	3 150,792	42 647	73,88
2044	1,242	-0,027	1,215	83,736	14,249	14,857	0,810	0,441	0,085	2,551	3 150,719	42 647	73,88
2045	1,242	-0,027	1,215	84,951	13,034	13,642	0,744	0,441	0,078	2,478	3 150,646	42 647	73,88
2046	1,242	-0,027	1,215	86,166	11,819	12,427	0,678	0,441	0,072	2,405	3 150,573	42 647	73,88
2047	1,242	-0,027	1,215	87,381	10,604	11,212	0,612	0,441	0,065	2,332	3 150,500	42 647	73,87
2048	1,242	-0,027	1,215	88,596	9,389	9,997	0,545	0,441	0,058	2,259	3 150,427	42 647	73,87
2049	1,242	-0,027	1,215	89,811	8,174	8,782	0,479	0,441	0,052	2,187	3 150,355	42 647	73,87
2050	1,242	-0,027	1,215	91,026	6,959	7,567	0,413	0,441	0,045	2,114	3 150,282	42 647	73,87
2051	1,242	-0,027	1,215	92,241	5,744	6,352	0,346	0,441	0,038	2,041	3 150,209	42 647	73,87
2052	1,242	-0,027	1,215	93,456	4,529	5,137	0,280	0,441	0,032	1,968	3 150,136	42 647	73,87
2053	1,242	-0,027	1,215	94,671	3,314	3,922	0,214	0,441	0,025	1,895	3 150,063	42 647	73,86
2054	1,242	-0,027	1,215	95,886	2,099	2,707	0,148	0,441	0,018	1,822	3 149,990	42 647	73,86
2055	1,242	-0,027	1,215	97,101	0,884	1,492	0,081	0,441	0,012	1,749	3 149,917	42 647	73,86
2056	0,932	-0,027	0,904	98,005	-0,020	0,324	0,018	0,288	0,005	1,215	3 149,383	42 647	73,85
2057	0,000	-0,020	-0,020	97,985	0,000	-0,008	0,000	-0,013	0,000	-0,034	3 148,134	42 647	73,82
Ensemble de la période 2016 à 2057										**4,859**			**73,93**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,455 %, selon la décision D-2015-017 pour la demande R-3903-2014.
[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 le remboursement du poste de départ de 49,4 M$ est de 20 ans.

Tableau 4 : Impact tarifaire du Projet sur 30 ans – analyse de sensibilité

		Analyse de sensibilité	
Coût du projet (M$)		+ 15 %	135,353
Contribution estimée du Distributeur (M$)			37,193
Mise en service nette (M$)			98,159
	2016-9		106,529
	2017-9		-8,370
Amortissement linéaire[1]			
Coût moyen pondéré du capital prospectif[2]		+ 15 %	6,273%
Entretien et exploitation[3]			1,0%
Taxe sur les services publics (TSP)[4]			0,55%
Nombre d'années[5]			40

Années	Amortissement 2016-9 (M$)	Amortissement 2017-9 (M$)	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Entretien et exploitation (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Revenus requis (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2015											3 148,168	42 497	74,08
2016	0,974	0,000	0,974	0,974	105,555	32,628	2,047	0,196	0,000	3,217	3 151,385	42 647	73,90
2017	3,898	-0,052	3,846	4,820	93,339	101,039	6,338	0,554	0,581	11,319	3 159,487	42 647	74,09
2018	3,898	-0,209	3,689	8,509	89,651	91,495	5,740	0,489	0,513	10,431	3 158,599	42 647	74,06
2019	3,898	-0,209	3,689	12,197	85,962	87,806	5,508	0,489	0,493	10,179	3 158,347	42 647	74,06
2020	3,898	-0,209	3,689	15,886	82,273	84,118	5,277	0,489	0,473	9,928	3 158,096	42 647	74,05
2021	3,898	-0,209	3,689	19,574	78,585	80,429	5,046	0,489	0,453	9,676	3 157,844	42 647	74,05
2022	3,898	-0,209	3,689	23,263	74,896	76,741	4,814	0,489	0,432	9,424	3 157,592	42 647	74,04
2023	3,898	-0,209	3,689	26,952	71,208	73,052	4,583	0,489	0,412	9,173	3 157,341	42 647	74,03
2024	3,898	-0,209	3,689	30,640	67,519	69,363	4,351	0,489	0,392	8,921	3 157,089	42 647	74,03
2025	3,898	-0,209	3,689	34,329	63,831	65,675	4,120	0,489	0,371	8,669	3 156,837	42 647	74,02
2026	3,898	-0,209	3,689	38,017	60,142	61,986	3,889	0,489	0,351	8,418	3 156,586	42 647	74,02
2027	3,898	-0,209	3,689	41,706	56,453	58,298	3,657	0,489	0,331	8,166	3 156,334	42 647	74,01
2028	3,898	-0,209	3,689	45,395	52,765	54,609	3,426	0,489	0,310	7,914	3 156,082	42 647	74,01
2029	3,898	-0,209	3,689	49,083	49,076	50,920	3,194	0,489	0,290	7,662	3 155,830	42 647	74,00
2030	3,898	-0,209	3,689	52,772	45,388	47,232	2,963	0,489	0,270	7,411	3 155,579	42 647	73,99
2031	3,898	-0,209	3,689	56,460	41,699	43,543	2,732	0,489	0,250	7,159	3 155,327	42 647	73,99
2032	3,898	-0,209	3,689	60,149	38,010	39,855	2,500	0,489	0,229	6,907	3 155,075	42 647	73,98
2033	3,898	-0,209	3,689	63,838	34,322	36,166	2,269	0,489	0,209	6,656	3 154,824	42 647	73,98
2034	3,898	-0,209	3,689	67,526	30,633	32,477	2,037	0,489	0,189	6,404	3 154,572	42 647	73,97
2035	3,898	-0,209	3,689	71,215	26,945	28,789	1,806	0,489	0,168	6,152	3 154,320	42 647	73,96
2036	3,281	-0,209	3,071	74,286	23,873	25,195	1,581	0,489	0,148	5,289	3 153,457	42 647	73,94
2037	1,429	-0,209	1,219	75,505	22,654	23,264	1,459	0,489	0,131	3,299	3 151,467	42 647	73,90
2038	1,429	-0,209	1,219	76,725	21,435	22,044	1,383	0,489	0,125	3,216	3 151,384	42 647	73,90
2039	1,429	-0,209	1,219	77,944	20,215	20,825	1,306	0,489	0,118	3,133	3 151,301	42 647	73,89
2040	1,429	-0,209	1,219	79,163	18,996	19,605	1,230	0,489	0,111	3,050	3 151,218	42 647	73,89
2041	1,429	-0,209	1,219	80,383	17,776	18,386	1,153	0,489	0,104	2,967	3 151,135	42 647	73,89
2042	1,429	-0,209	1,219	81,602	16,557	17,167	1,077	0,489	0,098	2,883	3 151,051	42 647	73,89
2043	1,429	-0,209	1,219	82,822	15,338	15,947	1,000	0,489	0,091	2,800	3 150,968	42 647	73,89
2044	1,429	-0,209	1,219	84,041	14,118	14,728	0,924	0,489	0,084	2,717	3 150,885	42 647	73,88
2045	1,429	-0,209	1,219	85,260	12,899	13,509	0,847	0,489	0,078	2,634	3 150,802	42 647	73,88
2046	1,429	-0,209	1,219	86,480	11,680	12,289	0,771	0,489	0,071	2,551	3 150,719	42 647	73,88
2047	1,429	-0,209	1,219	87,699	10,460	11,070	0,694	0,489	0,064	2,467	3 150,635	42 647	73,88
2048	1,429	-0,209	1,219	88,918	9,241	9,851	0,618	0,489	0,058	2,384	3 150,552	42 647	73,88
2049	1,429	-0,209	1,219	90,138	8,021	8,631	0,541	0,489	0,051	2,301	3 150,469	42 647	73,87
2050	1,429	-0,209	1,219	91,357	6,802	7,412	0,465	0,489	0,044	2,218	3 150,386	42 647	73,87
2051	1,429	-0,209	1,219	92,577	5,583	6,192	0,388	0,489	0,037	2,135	3 150,303	42 647	73,87
2052	1,429	-0,209	1,219	93,796	4,363	4,973	0,312	0,489	0,031	2,051	3 150,219	42 647	73,87
2053	1,429	-0,209	1,219	95,015	3,144	3,754	0,235	0,489	0,024	1,968	3 150,136	42 647	73,87
2054	1,429	-0,209	1,219	96,235	1,925	2,534	0,159	0,489	0,017	1,885	3 150,053	42 647	73,86
2055	1,429	-0,209	1,219	97,454	0,705	1,315	0,082	0,489	0,011	1,802	3 149,970	42 647	73,86
2056	1,071	-0,209	0,862	98,316	-0,157	0,151	0,009	0,294	0,004	1,169	3 149,337	42 647	73,85
2057	0,000	-0,157	-0,157	98,159	0,000	-0,060	-0,004	-0,065	-0,001	-0,227	3 147,941	42 647	73,81
Ensemble de la période 2016 à 2057										**5,202**			**73,94**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,455 %, selon la décision D-2015-017 pour la demande R-3903-2014.
[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 le remboursement du poste de départ de 49,4 M$ est de 20 ans.