

**Demande relative au projet d'intégration
des parcs éoliens de l'appel d'offres
A/O 2009-02 au réseau de transport**

Table des matières

1	Introduction	5
2	Objectifs visés	7
3	Description et justification du projet en relation avec les objectifs visés	10
3.1	Parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2009-02	11
3.2	Installations des parcs éoliens	12
3.3	Manufacturiers d'éoliennes retenus	14
3.3.1	Manufacturier RePower	14
3.3.2	Manufacturier Enercon	15
3.4	Travaux d'intégration des parcs éoliens	15
3.4.1	Parc éolien Viger-Denonville	16
3.4.2	Parc éolien MRC de Témiscouata	17
3.4.3	Parc éolien Saint-Damase	18
3.4.4	Parc éolien Le Plateau 2	19
3.4.5	Parc éolien La Mitis	19
3.4.6	Parc éolien Le Granit.....	20
3.4.7	Parc éolien Côte-de-Beaupré	20
3.4.8	Parc éolien Saint-Philémon	21
3.4.9	Parc éolien Frampton	22
3.4.10	Parc éolien Pierre-de-Saurel	24
3.4.11	Parc éolien Val-Éo.....	25
3.4.12	Parc éolien St-Cyprien.....	26
3.5	Renforcement du réseau régional Matapédia	27
3.5.1	Addition de deux nouveaux disjoncteurs à 735 kV au poste de Lévis	29
3.6	Renforcement du réseau de transport principal	30
3.6.1	Banc de compensation série au poste de Micoua	31
3.6.2	Bancs de compensation série au poste de la Manicouagan.....	31
3.6.3	Augmentation des courants nominaux des bancs de compensation série au poste Arnaud sud.....	31
4	Solutions envisagées	31
4.1	Raccordement des douze parcs éoliens	32
4.2	Renforcement du réseau régional Matapédia	33
4.3	Renforcement du réseau principal	33
5	Coûts associés au Projet	34
5.1	Sommaire des coûts globaux	34
5.2	Coûts des travaux de transport	35
5.3	Principales composantes du coût des travaux	38
5.4	Coûts de télécommunications	43
5.5	Suivi des coûts du Projet	45

6	Impact tarifaire	47
7	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	48
8	Conclusion	48

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le Règlement	7
Tableau 2	Parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2009-02	12
Tableau 3	Calendrier de réalisation	14
Tableau 4	Liste des parcs éoliens sur la péninsule gaspésienne	28
Tableau 5	Coûts totaux par champ d'activité (en millions de dollars)	34
Tableau 6	Coûts par année d'investissement (en milliers de dollars)	35
Tableau 7	Coût des divers travaux de postes et de lignes (en milliers de dollars).....	36
Tableau 8	Taux d'inflation spécifiques	37
Tableau 9	Coûts du « Client » (en milliers de dollars).....	41
Tableau 10	Coûts des travaux de télécommunications par projet (en milliers de dollars).....	44
Tableau 11	Coûts de construction du Projet (en k\$)	46

Liste des figures

Figure 1	Emplacement géographique des parcs éoliens	10
Figure 2	Répartition des coûts externes et internes à HQÉSP pour la phase projet.....	39
Figure 3	Répartition des coûts des activités.....	40
Figure 4	Répartition des coûts de télécommunications par activité	45

Liste des annexes

Annexe 1	Demande de raccordement du Distributeur
Annexe 2	Entente administrative entre le Distributeur et le Transporteur
Annexe 3	Schémas unifilaires et de liaison (Pièce déposée sous pli confidentiel)
Annexe 4	Liste des principales normes techniques
Annexe 5	Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois
Annexe 6	Coûts annuels
Annexe 7	Impact tarifaire

1 Introduction

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le
2 « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de
3 construire les immeubles et les actifs requis pour l'intégration de parcs éoliens au réseau de
4 transport (le « Projet ») et ce, afin de répondre à la demande de raccordement de douze
5 parcs éoliens, totalisant 289,9 MW, formulée par Hydro-Québec dans ses activités de
6 distribution d'électricité (le « Distributeur ») le 7 janvier 2011.

7 La demande de raccordement du Distributeur fait suite à l'appel d'offres A/O 2009-02 que
8 ce dernier a lancé le 30 avril 2009 visant l'achat d'énergie éolienne devant être produite au
9 Québec conformément aux *décrets numéro 1043-2008 et autres¹* adoptés par le
10 gouvernement du Québec le 29 octobre 2008.

11 Le Projet, qui s'inscrit dans les catégories d'investissements « croissance des besoins de la
12 clientèle » et « maintien des actifs », comprend à la fois les travaux liés au raccordement
13 des parcs éoliens au réseau de transport et les travaux de renforcement de ce réseau qui
14 sont requis pour assurer l'intégration de la production éolienne.

15 Pour l'essentiel, le Projet de raccordement des douze parcs éoliens requiert la réalisation de
16 trois courtes dérivations sur des lignes de transport à 120 kV, le raccordement de cinq parcs
17 éoliens sur des artères à 25 kV ainsi que plusieurs modifications et ajouts aux systèmes de
18 télécommunications et de protection dans les postes du réseau de transport reliant les parcs
19 éoliens. Par ailleurs, le Projet prévoit un renforcement du réseau de transport de la
20 Gaspésie, soit l'installation de deux nouveaux disjoncteurs à 735 kV au poste de Lévis.
21 Enfin, le Projet prévoit le renforcement du réseau de transport principal par l'augmentation
22 de capacité et l'ajout de compensation série sur le réseau à 735 kV.

23 Le coût du Projet s'élève à 281,7 M\$. Cette somme inclut un montant de 78,3 M\$ pour le
24 remboursement des postes de départ et réseaux collecteurs des producteurs privés (dont
25 68,1 M\$ concernant le coût des équipements et 10,2 M\$ pour les frais d'exploitation et
26 d'entretien) ainsi qu'un montant de 8,5 M\$ pour les installations de télécommunications sur
27 le réseau de transport. Les mises en service des parcs éoliens s'échelonnent de 2013 à
28 2015, alors que les travaux de renforcement de réseau s'échelonnent de 2016 à 2018.

29 À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de
30 respecter l'échéancier des travaux et de mises en service, il doit entreprendre certaines
31 activités de projets jugés nécessaires. En effet, le Transporteur doit s'assurer que tous les

¹ Décrets numéro 1043-2008, 1044-2008, 1045-2008 et 1046-2008 du gouvernement du Québec *concernant le Règlement sur un bloc de 500 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires et de projets autochtones*, le 29 octobre 2008 ainsi que Décrets numéro 179-2009 et 180-2009 du gouvernement du Québec *concernant le Règlement modifiant le Règlement sur un bloc de 500 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires et de projets autochtones*, le 4 mars 2009.

- 1 travaux sous sa responsabilité soient complétés en temps opportun afin de respecter les
- 2 dates prévues de mise en service des parcs éoliens et de livraison de l'électricité qui ont été
- 3 établies conformément aux exigences du gouvernement du Québec.
- 4 Le tableau 1 indique la concordance entre les pièces de la demande du Transporteur et les
- 5 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
- 6 *autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »).

**Tableau 1
Concordance entre les sections de la demande et le Règlement**

Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie				Pièce	Section
Article	Alinéa	Paragraphe	Renseignements requis		
2	1	1°	Les objectifs visés par le projet	HQT-1, Document 1	2
2	1	2°	La description du projet	HQT-1, Document 1	3
2	1	3°	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-1, Document 1	3
2	1	4°	Les coûts associés au projet	HQT-1, Document 1	5 et Annexe 6
2	1	5°	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	4 et 7
2	1	6°	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-1, Document 1	Annexe 5
2	1	7°	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	7 et Annexe 7
2	1	8°	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-1, Document 1	8
2	1	9°	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT-1, Document 1	4
3	1	1°	La liste des principales normes techniques	HQT-1, Document 1	Annexe 4
3	1	3°	Le cas échéant, les engagements contractuels et leurs contributions financières	HQT-1, Document 1	Annexe 2

2 Objectifs visés

- 1 Le Projet vise à répondre à la demande de raccordement du Distributeur afin de permettre à
- 2 ce dernier de s'approvisionner auprès de producteurs éoliens en vue d'alimenter la charge
- 3 qu'il dessert.
- 4 Or, les analyses du Transporteur ont révélé que l'intégration au réseau de transport des
- 5 289,9 MW de production éolienne reliée à l'appel d'offre A/O 2009-02 entraîne une
- 6 dégradation du niveau de fiabilité du réseau de transport principal. Le Transporteur

1 mentionne qu'il doit s'assurer de la stabilité de son réseau, notamment face à certains
2 événements sévères prévus aux critères de conception.

3 Par conséquent, outre le besoin de raccordement des parcs éoliens comme tel, le
4 Transporteur doit également conserver le niveau de fiabilité souhaité et pour ce faire,
5 ajouter au réseau les équipements requis pour assurer un comportement stable du réseau
6 de transport principal.

7 Pour le Transporteur, la solution de raccordement préconisée doit être réalisable aux plans
8 technique et économique, répondre aux critères de conception de son réseau de transport
9 et présenter un impact environnemental acceptable, le tout dans le respect de sa mission. À
10 son avis, la mise en œuvre des travaux présentés au présent dossier permet d'atteindre ces
11 objectifs.

12 Le Transporteur réitère qu'il doit également s'assurer qu'à chacune des étapes du Projet,
13 tous les travaux sous sa responsabilité soient complétés afin de respecter les dates prévues
14 de mise en service des parcs éoliens et de livraison de l'électricité produite qui ont été
15 établies conformément aux exigences du gouvernement du Québec.

16 **Mise en contexte – Appel d'offres A/O 2009-02**

17 Le 30 avril 2009, le Distributeur a lancé un appel d'offres pour un approvisionnement de
18 500 MW d'énergie éolienne conformément au *Règlement sur un bloc de 500 MW d'énergie*
19 *éolienne issu de projets communautaires et de projets autochtones*², édicté par le décret
20 1043-2008 du 29 octobre 2008 et par la suite modifié le 4 mars 2009 par le décret 179-2009
21 concernant le *Règlement modifiant le Règlement sur un bloc de 500 MW d'énergie éolienne*
22 *issu de projets communautaires et de projets autochtones*³. Ce règlement comportait
23 l'obligation pour le Distributeur de lancer un appel d'offres au plus tard le 1^{er} mai 2009.

24 Le dépôt des soumissions a eu lieu en juillet 2010. Le Transporteur a réalisé des études
25 sommaires, suivant la méthode d'évaluation des coûts prévus à l'appel d'offres, afin de
26 fournir au Distributeur des coûts paramétriques de raccordement type pour chacune de ces
27 propositions. Ces coûts furent utilisés par le Distributeur dans son analyse des offres reçues
28 en vue de sélectionner les meilleures propositions.

29 L'annonce des douze projets retenus par le Distributeur a eu lieu en décembre 2010. Une
30 soumission de 24,0 MW a été retenue pour le bloc autochtone et onze soumissions
31 totalisant 267,4 MW⁴ ont été retenues pour le bloc communautaire. Suite à cette annonce,
32 et conformément aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec (les*
33 *« Tarifs et conditions »)* en vigueur, le Distributeur a déposé le 7 janvier 2011 une demande

² Voir supra note 1.

³ Voir supra note 1.

⁴ La capacité du parc éolien MRC de Témiscouata était initialement prévue à 25 MW, soit 1,5 MW de plus que les 23,5 MW actuellement entendue avec le Distributeur.

1 officielle au Transporteur pour le raccordement au réseau des parcs éoliens retenus à
2 l'appel d'offres A/O 2009-02.

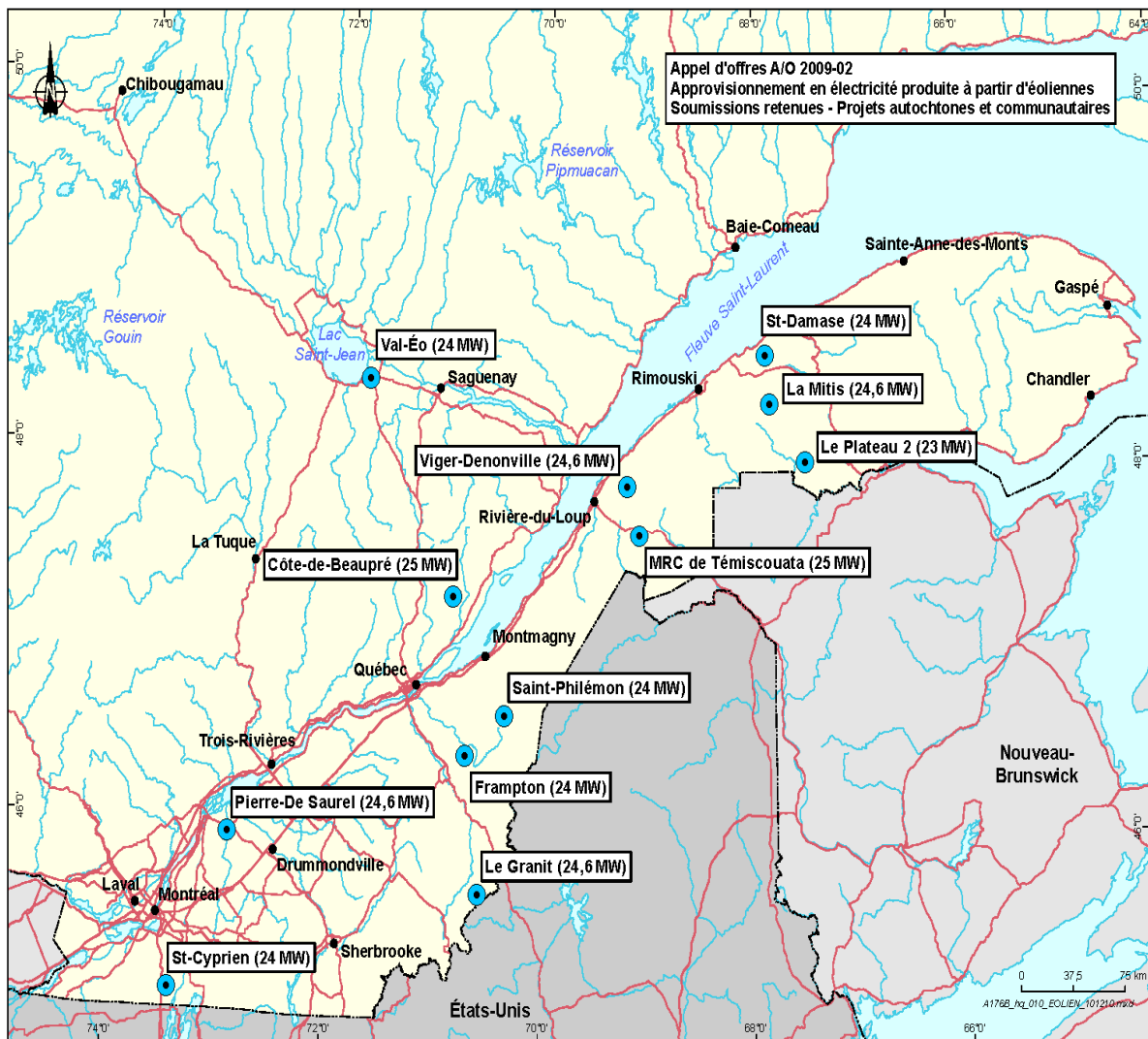
3 Le 18 novembre 2011, par sa décision D-2011-175, la Régie a approuvé les contrats
4 d'approvisionnements en électricité des douze parcs éoliens découlant de l'appel d'offres
5 A/O 2009-02 (demande R-3774-2011 du Distributeur). Le Projet du Transporteur concerne
6 le raccordement des parcs éoliens reliés à ces contrats.

7 Selon les contrats d'approvisionnement en électricité, les dates de début des livraisons
8 s'échelonnent sur une période de deux ans. Ainsi, la première date de livraison est prévue
9 pour le 1^{er} décembre 2013 et la dernière pour le 1^{er} décembre 2015. Pour les travaux de
10 renforcement de réseau, leurs mises en service sont prévues de 2016 à 2018.

11 À titre informatif, le Transporteur dépose à l'annexe 1 de la présente pièce, la demande de
12 raccordement du Distributeur datée du 7 janvier 2011. De plus, conformément à l'article 3,
13 alinéa 1 du Règlement, il dépose également à l'annexe 2 de la présente pièce, l'entente
14 administrative signée le 5 mars 2013 entre le Distributeur et le Transporteur intitulée
15 *Entente administrative concernant le raccordement des parcs éoliens retenus par le*
16 *Distributeur dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-02.*

17 Le Transporteur présente à la figure 1 suivante, l'emplacement géographique des parcs
18 éoliens dans le cadre du présent Projet.

Figure 1
Emplacement géographique des parcs éoliens



- 1 La section 3 suivante présente la description des travaux et les équipements que le
- 2 Transporteur compte installer sur son réseau de transport afin d'atteindre les objectifs visés.

3 Description et justification du projet en relation avec les objectifs visés

- 3 Le choix des douze parcs éoliens retenus s'est effectué à l'intérieur d'un processus d'appel
- 4 d'offres strict et rigoureux pendant lequel leurs possibilités de raccordement ont été
- 5 analysées. La solution retenue a été optimisée et les solutions ou variantes techniques
- 6 inadéquates, s'il y a lieu, ont été éliminées. Le Transporteur précise que le raccordement de
- 7 parc éolien de faible puissance (entre 23 MW et 25 MW) diminue considérablement les
- 8 possibilités de raccordement, car les coûts élevés des postes élévateurs de tension et des
- 9 lignes de transport éliminent ainsi les alternatives possibles.

1 Les caractéristiques de la solution retenue sont précisées au moment de la préparation du
2 cahier des charges et du mandat d'avant-projet. Les avant-projets viennent ensuite
3 confirmer la faisabilité de la solution retenue ainsi que l'identification des contraintes
4 techniques et l'aspect économique relié au Projet.

5 Les composantes du Projet tiennent compte des précisions apportées à l'étape de
6 l'avant-projet. Toutefois, compte tenu du fait que les travaux liés au Projet s'étalent jusqu'en
7 2018 (travaux de renforcement du réseau principal), plusieurs activités d'avant-projet ne
8 sont pas complétées. Néanmoins, les estimations des coûts restent valables puisqu'elles
9 ont été établies à partir d'autres projets similaires.

10 Le Transporteur présente aux sections 3.1 à 3.6 suivantes la description complète des
11 travaux découlant de la solution retenue pour l'intégration des douze parcs éoliens.

3.1 Parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2009-02

12 Le Transporteur présente à la section 3.1, les parcs éoliens qui ont été retenus par le
13 Distributeur dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-02.

14 Le tableau 2 présente chacun des parcs éoliens en indiquant le nom du soumissionnaire, le
15 manufacturier d'éoliennes retenu, la date de début des livraisons ainsi que la puissance
16 installée. Les parcs y sont aussi regroupés en fonction du type de raccordement du poste
17 de départ du parc éolien.

Tableau 2
Parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2009-02

Parc éolien	Soumissionnaire et partenaire communautaire	Manufacturier	Mise en service	Puissance (MW)
<i>Parcs éoliens raccordés sur le réseau à 120 kV du Transporteur</i>				
Viger-Denonville	Innergex Énergie renouvelable inc. MRC de Rivière-du-Loup	RePower	2013	24,6
MRC de Témiscouata ⁽¹⁾	Boralex inc. MRC de Témiscouata	Enercon	2014	23,5
Saint-Damase	Corporation d'investissement éoliennes Algonquin Power Municipalité de St-Damase	Enercon	2013	24,0
<i>Parcs éoliens raccordés à des parcs éoliens existants</i>				
Le Plateau 2	Invenergy Wind Canada ULC Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie - Îles-de-la-Madeleine	Enercon	2013	23,0
La Mitis	EDF EN Canada inc. MRC de la Mitis	RePower	2014	24,6
Le Granit	EDF EN Canada inc. MRC du Granit	RePower	2014	24,6
Côte-de-Beaupré	Boralex inc. MRC de la Côte-de-Beaupré	Enercon	2015	25,0
<i>Parcs éoliens raccordés sur le réseau à 25 kV du Distributeur</i>				
Saint-Philémon	Parc éolien Saint-Philémon S.E.C. MRC de Bellechasse	Enercon	2014	24,0
Frampton	Énergie Northland Power Québec Municipalité de Frampton	Enercon	2015	24,0
Pierre-de-Saurel	MRC de Pierre-de-Saurel MRC de Pierre-de-Saurel	RePower	2015	24,6
Val-Éo	Val-Éo société en commandite Val-Éo coopérative de solidarité	Enercon	2015	24,0
St-Cyprien ⁽²⁾	Kahnawà:ke Sustainable Energies Kahnawà:ke Economic Development Commission	Enercon	2015	24,0

(1): Parc éolien dont la puissance initiale prévue était de 25,0 MW.

(2): Parc éolien issu de projets autochtones.

3.2 Installations des parcs éoliens

- 1 Le Transporteur précise que les installations de chacun de ces parcs éoliens comprennent
- 2 le poste de départ, le réseau collecteur et les éoliennes qui s'y raccordent.

1 ***Poste de départ***

2 La nature de ce type de poste dépend du réseau auquel il se rattache. Pour un
3 raccordement au réseau à 120 kV du Transporteur, le poste de départ doit comporter
4 principalement un transformateur élévateur à 34,5 / 120 kV et un disjoncteur à 120 kV. La
5 section à 34,5 kV du poste de départ comprend également les disjoncteurs d'artères, un
6 transformateur de mise à la terre et tout l'appareillage de sectionnement nécessaire. Le
7 point de raccordement des parcs éoliens au réseau du Transporteur est situé à la barre
8 haute tension du transformateur du poste de départ.

9 Pour les parcs éoliens situés sur le réseau à 25 kV du Distributeur le point de raccordement
10 avec le réseau est le poste de sectionnement du parc éolien. Le réseau collecteur des
11 éoliennes étant dans ces cas à 25 kV, il n'y a pas de transformateur élévateur au poste de
12 départ du parc éolien, mais uniquement les sectionneurs, disjoncteurs, services auxiliaires
13 et autres équipements requis pour le poste de départ.

14 Enfin, les parcs éoliens raccordés directement dans des parcs éoliens existants se
15 raccordent au réseau du Transporteur par le point de raccordement des parcs existants.
16 Certaines installations du poste de départ peuvent devenir ainsi communes aux parcs
17 éoliens nouveaux et existants (sectionneur de raccordement, disjoncteur, transformateur
18 élévateur, systèmes de protection, etc.). Ainsi, alors que le Distributeur sépare très
19 précisément les parcs par ses activités de mesurage de facturation, le Transporteur n'utilise
20 qu'un seul point de raccordement pour ces mêmes parcs.

21 ***Réseau collecteur***

22 Ce type de réseau est composé d'un réseau de lignes aériennes et de câbles souterrains à
23 34,5 kV ou à 25 kV permettant de raccorder chacune des éoliennes du parc au poste de
24 départ.

25 ***Transformateurs des éoliennes***

26 Ce type de transformateur est un transformateur élévateur permettant de raccorder une
27 éolienne à 400 ou 600 volts au réseau collecteur à 34,5 kV ou à 25 kV.

28 ***Calendrier de réalisation***

29 Les dates de début et de fin de chacune des étapes du processus de réalisation du Projet
30 sont présentées au tableau 3 :

Tableau 3
Calendrier de réalisation

Activité	Date début	Date fin
Avant-projets	Mai 2011	Décembre 2016
Autorisation par la Régie de l'énergie	Avril 2013	Juin 2013
Projets et mises en service de l'intégration des parcs éoliens	Février 2012	Décembre 2015
Projets et mises en service du renforcement des réseaux	Février 2012	Décembre 2018

1 Par ailleurs, le Transporteur dépose, à l'annexe 4, la liste des principales normes
2 techniques appliquées au Projet. De plus, il dépose, à l'annexe 5, la liste des autorisations
3 exigées en vertu d'autres lois et qui s'appliquent aussi au Projet.

3.3 Manufacturiers d'éoliennes retenus

4 Le Transporteur mentionne que l'ensemble des éoliennes du Projet est fourni par les deux
5 manufacturiers allemands Enercon et RePower. Ceux-ci se partagent la puissance installée
6 prévue totalisant 289,9 MW dans les proportions suivantes. Le manufacturier Enercon
7 fournira 191,5 MW d'éoliennes et RePower en fournira 98,4 MW. Ces manufacturiers sont
8 reconnus et ont déjà été retenus à l'appel d'offres A/O 2005-03.

3.3.1 Manufacturier RePower

9 Les éoliennes du manufacturier RePower sont munies de génératrices asynchrones d'une
10 puissance de 2,05 MW chacune et utilisent la technologie de type double alimentation. Deux
11 modèles d'éoliennes ont été retenus pour le Projet, soit les modèles MM82 et MM92. Ces
12 deux modèles diffèrent l'un de l'autre principalement par le diamètre de leur rotor (diamètre
13 de 82 et 92 mètres respectivement).

14 La puissance réactive limitée que peut produire une éolienne RePower ne permettrait pas
15 dans tous les cas de fournir le support réactif exigé par le Transporteur au point de
16 raccordement avec le réseau. Pour cette raison, le support en puissance réactive que doit
17 fournir un parc éolien pourrait être produit par un équipement de compensation réactive
18 dynamique additionnel, tel qu'un appareil STATCOM ou un DVAR. Les éoliennes seront
19 principalement exploitées en contrôle de facteur de puissance (« FP ») unitaire
20 en permanence.

21 De plus, l'utilisation de bancs de condensateurs additionnels est aussi envisagée par les
22 promoteurs afin de pouvoir compenser les pertes réactives associées au transformateur de
23 puissance et au réseau collecteur à 34,5 kV en condition la plus exigeante, soit en

1 production élevée du parc éolien. Ces bancs de condensateurs viendraient ainsi s'ajouter
2 aux équipements de compensation réactive dynamique prévus.

3.3.2 Manufacturier Enercon

3 Les éoliennes du manufacturier Enercon sont munies d'une génératrice asynchrone couplée
4 à un convertisseur à courant continu. Cinq modèles d'éoliennes ont été retenus pour ce
5 Projet, soit les modèles E-70, E-82, E-82 E2, E-92 et E-101. Ces modèles diffèrent
6 principalement les uns des autres par le diamètre de leur rotor (diamètre de 71, 82, 82, 92
7 et 101 mètres respectivement) et par leur capacité en puissance (puissance de 2,3 MW,
8 2,0 MW, 2,3 MW, 2,35 MW et 3,0 MW respectivement).

9 Chacune des éoliennes peut produire une puissance réactive correspondant à un FP de
10 0,91 en surexcitation et de 0,93 en sous-excitation. Cette capacité en puissance réactive
11 des éoliennes devrait permettre au promoteur de répondre aux exigences de raccordement
12 du Transporteur quant au support réactif requis au point de raccordement avec le réseau.
13 Par ailleurs, malgré un FP plus restreint à l'éolienne en sous-excitation (0,93), la puissance
14 réactive absorbée naturellement par le transformateur de puissance et le réseau collecteur
15 à 34,5 kV devrait permettre de compenser la différence.

16 L'utilisation de bancs de condensateurs est aussi envisagée par les promoteurs. Les
17 condensateurs seraient utilisés uniquement pour compenser les pertes réactives associées
18 au transformateur de puissance et au réseau collecteur à 34,5 kV en condition de
19 production élevée du parc éolien. Les promoteurs y voient une façon d'optimiser la
20 conception des équipements de compensation réactive dynamique des éoliennes.

3.4 Travaux d'intégration des parcs éoliens

21 Comme indiqué au tableau 2, trois des douze parcs éoliens seront raccordés directement
22 au réseau à 120 kV du Transporteur. Ces trois parcs, Viger-Denonville, MRC de
23 Témiscouata et Saint-Damase, seront raccordés en dérivation sur des lignes existantes.

24 De façon générale, le mode de raccordement en dérivation est plus économique qu'une
25 nouvelle ligne radiale, et ce, pour les raisons suivantes :

- 26 • Les travaux consistent à raccorder un parc éolien sur la ligne existante la plus
27 rapprochée. Le tracé de ligne est choisi suivant le parcours le plus court entre le
28 parc et la ligne existante. Dans les cas actuels, il s'agit de dérivations de moins de
29 300 mètres de longueur ;
- 30 • La nouvelle dérivation de ligne se raccorde directement sur les conducteurs de la
31 ligne existante. Aucun départ de ligne n'est requis (disjoncteurs, sectionneurs, etc.)
32 dans le poste du Transporteur ;

- 1 • Un tracé de ligne court permet ainsi de minimiser les interventions sur le milieu (tel
2 le déboisement en forêt ou l'utilisation de terres agricoles), ce qui s'avère
3 avantageux du point de vue environnemental.

4 Les quatre parcs éoliens raccordés dans des parcs éoliens existants présentent les
5 raccordements les plus simples à réaliser. Il s'agit des parcs Le Plateau 2, La Mitis, Le
6 Granit et Côte-de-Beaupré. Il n'y a également aucun impact environnemental significatif
7 relié aux travaux du Transporteur.

8 Enfin, le raccordement de cinq parcs éoliens au réseau 25 kV du Distributeur est dicté par
9 des considérations économiques. Il s'agit des parcs Saint-Philémon, Frampton,
10 Pierre-de-Saurel, Val-Éo et St-Cyprien. En effet, toute autre alternative à un niveau de
11 tension supérieur s'avère nettement désavantageux du point de vue économique. De plus,
12 ces cinq parcs éoliens nécessitent des réfections et constructions de sections d'artères à
13 25 kV dans des milieux plus réceptifs à accepter de nouvelles lignes à 25 kV plutôt qu'à
14 120 kV.

15 Les sections 3.4.1 à 3.4.12 suivantes décrivent plus en détail les travaux de raccordement
16 de chacun des douze parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2009-02.

3.4.1 Parc éolien Viger-Denonville

17 Le parc éolien Viger-Denonville est situé dans la municipalité de St-Clément dans la MRC
18 des Basques. Le parc comprend douze éoliennes RePower MM92 d'une puissance de
19 2,05 MW chacune, totalisant 24,6 MW. Un transformateur à 120 / 34.5 kV (étoile-triangle) au
20 poste de départ permet le raccordement au réseau à 120 kV du Transporteur. La date de
21 mise en service du parc éolien est prévue pour décembre 2013.

22 Le parc éolien Viger-Denonville est raccordé au sous-réseau à 120 kV du poste de Rivière-
23 du-Loup en dérivation sur la ligne L-1466 Cacouna – St-Clément. Une nouvelle section de
24 ligne à 120 kV d'une longueur d'environ 100 mètres est construite à cette fin.

25 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à la page 1 de l'annexe 3 de
26 la présente pièce, le schéma de liaison des parcs éoliens Viger-Denonville et MRC de
27 Témiscouata, tous les deux raccordés au sous-réseau à 120 kV du poste de
28 Rivière-du-Loup.

1 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
2 permettre le raccordement du parc éolien Viger-Denonville est présentée ci-dessous :

- 3 • Construction d'une nouvelle section de ligne à 120 kV monoterne sur portiques de
4 bois d'une longueur d'environ 100 mètres avec des conducteurs de calibre
5 795 MCM. Cette section de ligne se raccorde en dérivation du circuit L-1466 à
6 environ 22 km du poste de Cacouna ;
- 7 • Modifications de systèmes de protection aux postes de Cacouna et de
8 Rivière-du-Loup, ces postes étant la source d'alimentation du sous-réseau reliant le
9 parc éolien en exploitation normale. Le télédéclenchement du parc éolien à partir
10 de ces postes est requis ;
- 11 • Modifications de systèmes de protection au poste de Saint-Clément (aucun
12 télédéclenchement de ce poste) ;
- 13 • Nouvelle liaison de télécommunications entre le poste du parc éolien et le réseau
14 de télécommunications existant ;
- 15 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
16 poste du parc éolien ;
- 17 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Viger-Denonville.

3.4.2 Parc éolien MRC de Témiscouata

18 Le parc éolien MRC de Témiscouata est situé près du village de St-Honoré dans la MRC de
19 Témiscouata. Le parc comprend dix éoliennes Enercon E-92 d'une puissance de 2,35 MW
20 chacune, totalisant 23,5 MW. Le Transporteur souligne que le promoteur avait prévu une
21 puissance totale de 25,0 MW au moment de sa soumission, mais qu'un changement de
22 puissance a été depuis conclu avec le Distributeur. Un transformateur à 120 / 34,5 kV
23 (étoile-triangle) au poste de départ permet le raccordement au réseau à 120 kV du
24 Transporteur. La date de mise en service du parc éolien est prévue pour décembre 2014.

25 Le parc éolien MRC de Témiscouata est raccordé au sous-réseau à 120 kV du poste de
26 Rivière-du-Loup en dérivation sur la ligne L-1451 Sully – St-Honoré (poste de
27 sectionnement). Une nouvelle section de ligne à 120 kV d'une longueur de moins de
28 300 mètres est construite à cette fin.

29 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
30 permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 31 • Construction d'une nouvelle section de ligne à 120 kV monoterne sur portiques de
32 bois d'une longueur de moins de 300 mètres avec des conducteurs de calibre
33 795 MCM. Cette section de ligne se raccorde en dérivation du circuit L-1451 à
34 moins de 3 km du poste de sectionnement St-Honoré. Ce dernier poste ne contient

- 1 pas d'appareillage majeur, il s'agit d'un point de transfert par sectionneurs de la
2 ligne L-1451 sur une des lignes L-1448 ou L-1449 St-Honoré – Rivière-du-Loup ;
- 3 • Modifications de systèmes de protection au poste de Rivière-du-Loup, ce poste
4 étant la source d'alimentation du sous-réseau reliant le parc éolien. Le
5 télédéclenchement du parc éolien à partir de ce poste est requis ;
 - 6 • Nouvelle liaison de télécommunications entre le poste du parc éolien et le réseau
7 de télécommunications existant ;
 - 8 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
9 poste du parc éolien ;
 - 10 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien MRC
11 de Témiscouata.

3.4.3 Parc éolien Saint-Damase

12 Le parc éolien St-Damase est situé près du village de St-Damase dans la MRC de la
13 Matapédia. Le parc comprend douze éoliennes Enercon E-82 d'une puissance de 2,0 MW
14 chacune, totalisant 24,0 MW. Un transformateur à 120 / 34,5 kV (étoile-triangle) au poste de
15 départ permet le raccordement au réseau à 120 kV du Transporteur. La date de mise en
16 service du parc éolien est prévue pour décembre 2013.

17 Le parc éolien St-Damase est raccordé au sous-réseau à 120 kV du poste Les Boules en
18 dérivation sur la ligne L-1455 Les Boules – Amqui. Une nouvelle section de ligne à 120 kV
19 d'une longueur d'environ 100 mètres est construite à cette fin.

20 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
21 permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 22 • Construction d'une nouvelle section de ligne à 120 kV monoterne sur portiques de
23 bois d'une longueur d'environ 100 mètres avec des conducteurs de calibre
24 795 MCM. Cette section de ligne se raccorde en dérivation du circuit L-1455 à
25 10 km du poste Les Boules ;
- 26 • Modifications de systèmes de protection au poste Les Boules, ce poste étant la
27 source d'alimentation du sous-réseau reliant le parc éolien. Le télédéclenchement
28 du parc éolien à partir de ce poste est requis ;
- 29 • Nouvelle liaison de télécommunications entre le poste du parc éolien et le réseau
30 de télécommunications existant ;
- 31 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
32 poste du parc éolien ;
- 33 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien St-Damase.

3.4.4 Parc éolien Le Plateau 2

1 Le parc éolien Le Plateau 2 est situé dans la MRC Avignon. Le parc comprend dix éoliennes
2 Enercon E-70 d'une puissance de 2,3 MW chacune, totalisant 23,0 MW. Le parc éolien
3 Le Plateau 2 se raccorde au réseau à 315 kV du Transporteur via le parc éolien Le Plateau
4 (appel d'offres A/O 2005-03) mis en service en 2011 et comportant soixante éoliennes
5 Enercon pour une puissance totale de 138,6 MW. La date de mise en service du parc éolien
6 Le Plateau 2 est prévue pour décembre 2013.

7 Le parc éolien Le Plateau 2 comprend un réseau collecteur composé d'une seule artère à
8 34,5 kV et ne possède pas de transformateur élévateur. Cette nouvelle artère à 34,5 kV se
9 raccorde à la barre 34.5 kV du parc éolien Le Plateau et les deux parcs éoliens se partagent
10 le même transformateur à 315 / 34,5 kV (étoile-triangle) dans un seul poste de départ. Le
11 Transporteur souligne que le transformateur à 315/34,5 kV du parc éolien Le Plateau était
12 déjà dimensionné en prévision d'un agrandissement éventuel du parc éolien. Il en résulte
13 que le point de raccordement sur la ligne L-3089 n'est pas affecté et aucune modification
14 des systèmes de protection de cette ligne aux postes de Rimouski et de Matapédia n'est
15 requise.

16 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
17 permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 18 • Ajout de signaux sur les liaisons de télécommunications existantes ;
- 19 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
20 poste du parc éolien ;
- 21 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Le Plateau 2.

3.4.5 Parc éolien La Mitis

22 Le parc éolien La Mitis est situé dans la MRC de la Mitis. Le parc comprend douze
23 éoliennes RePower MM92 d'une puissance de 2,05 MW chacune, totalisant 24,6 MW. Le
24 parc éolien La Mitis se raccorde au réseau à 315 kV du Transporteur via le parc éolien Lac
25 Alfred (appel d'offres A/O 2005-03) mis en service en 2012 et comportant cent cinquante
26 éoliennes RePower pour une puissance totale de 300 MW. La date de mise en service du
27 parc éolien La Mitis est prévue pour décembre 2014.

28 Le parc éolien La Mitis comprend un réseau collecteur composé d'une seule artère à
29 34,5 kV et ne possède pas de transformateur élévateur. Cette nouvelle artère à 34,5 kV se
30 raccorde à la barre 34,5 kV du parc éolien Lac Alfred et les deux parcs éoliens se partagent
31 les mêmes deux transformateurs à 315 / 34,5 kV (étoile-triangle) dans un seul poste de
32 départ. Le Transporteur souligne que les transformateurs à 315/34,5 kV du parc éolien Lac
33 Alfred étaient déjà dimensionnés en prévision d'un agrandissement éventuel du parc éolien.
34 Il en résulte que le point de raccordement sur la ligne L-3090 n'est pas affecté et aucune

1 modification des systèmes de protection de cette ligne aux postes de Rimouski et de
2 Matapédia n'est requise.

3 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
4 permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 5 • Ajout de signaux sur les liaisons de télécommunications existantes ;
- 6 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
7 poste du parc éolien ;
- 8 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien La Mitis.

3.4.6 Parc éolien Le Granit

9 Le parc éolien Le Granit est situé dans la MRC du Granit dans la région de
10 Chaudière-Appalaches. Le parc comprend douze éoliennes RePower MM92 d'une
11 puissance de 2,05 MW chacune, totalisant 24,6 MW. Le parc éolien Le Granit se raccorde
12 au réseau à 120 kV du Transporteur via le parc éolien St-Robert-Bellarmin (appel d'offres
13 A/O 2005-03) mis en service en 2012 et comportant quarante éoliennes RePower pour une
14 puissance totale de 80 MW. La date de mise en service du parc éolien Le Granit est prévue
15 pour décembre 2014.

16 Le parc éolien Le Granit comprend un réseau collecteur composé d'une seule artère à
17 34,5 kV et ne possède pas de transformateur élévateur. Cette nouvelle artère à 34,5 kV se
18 raccorde à la barre 34,5 kV du parc éolien St-Robert-Bellarmin et les deux parcs éoliens se
19 partagent le même transformateur à 120 / 34,5 kV (étoile-triangle) dans un seul poste de
20 départ. Le Transporteur souligne que le transformateur à 120/34,5 kV du parc éolien
21 St-Robert-Bellarmin était déjà dimensionné en prévision d'un agrandissement éventuel du
22 parc éolien. Il en résulte que le point de raccordement sur la ligne L-1539 n'est pas affecté
23 et aucune modification des systèmes de protection de cette ligne au poste Bolduc n'est
24 nécessaire.

25 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
26 permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 27 • Ajout de signaux sur les liaisons de télécommunications existantes ;
- 28 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
29 poste du parc éolien ;
- 30 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Le Granit.

3.4.7 Parc éolien Côte-de-Beaupré

31 Le parc éolien Côte-de-Beaupré est situé dans la MRC de la Côte-de-Beaupré dans la
32 région de la Capitale Nationale. Le parc comprend une éolienne Enercon E-82 de 2,0 MW
33 et dix éoliennes Enercon E-82 E2 d'une puissance de 2,3 MW chacune, ces onze éoliennes

1 totalisent 25,0 MW. Le parc éolien Côte-de-Beaupré se raccorde au réseau à 315 kV du
2 Transporteur via le parc éolien Seigneurie-de-Beaupré (appel d'offres A/O 2005-03) qui sera
3 mis en service en 2013 et qui représente l'ensemble des Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3 et
4 du transfert du parc Ste-Luce (appel d'offres A/O 2005-03) qui est devenu la
5 Seigneurie-de-Beaupré 4. La puissance installée de l'ensemble de ces trois parcs éoliens
6 totalise 342,4 MW auxquels se rajoute les 25,0 MW du parc Côte-de-Beaupré. La date de
7 mise en service du parc éolien Côte-de-Beaupré est prévue pour décembre 2015.

8 Le parc éolien Côte-de-Beaupré comprend un réseau collecteur composé d'une seule artère
9 à 34,5 kV et ne possède pas de transformateur élévateur. Cette nouvelle artère à 34,5 kV
10 se raccorde à la barre 34,5 kV du parc éolien Seigneurie-de-Beaupré et les quatre parcs
11 éoliens se partagent les mêmes trois transformateurs 315 / 34,5 kV (étoile-triangle) dans un
12 seul poste de départ. Le Transporteur souligne que les transformateurs à 315/34,5 kV du
13 parc éolien Seigneurie-de-Beaupré étaient déjà dimensionnés en prévision d'un
14 agrandissement éventuel du parc éolien. Il en résulte que le point de raccordement sur la
15 ligne L-3011 n'est pas affecté et aucune modification des systèmes de protections de cette
16 ligne aux postes de Laurentides et de Bersimis 2 n'est requise.

17 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
18 permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 19 • Ajout de signaux sur les liaisons de télécommunications existantes ;
- 20 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
21 poste du parc éolien ;
- 22 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Côte-de-Beaupré.

3.4.8 Parc éolien Saint-Philémon

23 Le parc éolien Saint-Philémon est situé dans la MRC de Bellechasse. Le parc comprend
24 huit éoliennes Enercon E-101 d'une puissance de 3,0 MW chacune, totalisant 24,0 MW. La
25 date de mise en service du parc éolien Saint-Philémon est prévue pour décembre 2014.

26 Le point de raccordement du parc éolien Saint-Philémon est situé sur le réseau à 25 kV du
27 Distributeur. Il n'y a pas de transformateur élévateur au poste de départ du parc éolien. Le
28 poste de départ du parc éolien est un poste de sectionnement muni d'un bâtiment de
29 commande, de deux disjoncteurs à 25 kV, de deux transformateurs de mise à la terre, de
30 télécommunications, de point de mesurage et autres équipements connexes. Le réseau
31 collecteur des éoliennes est la continuité des artères à 25 kV du Distributeur.

32 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à la page 2 de l'annexe 3 de
33 la présente pièce, le schéma de liaison du parc éolien Saint-Philémon.

34 Dans le cas du parc éolien Saint-Philémon, les sous-réseaux à 25 kV des postes Armagh
35 69/25 kV et Daaquam 120/25 kV n'ont pas été conçus pour accueillir des parcs éoliens

1 d'une puissance aussi élevée. Il est donc nécessaire de séparer le parc éolien en deux
2 parties distinctes raccordées sur deux artères à 25 kV différentes afin de limiter la
3 puissance. Deux groupes d'éoliennes de 15 MW et 9 MW se raccordent respectivement en
4 dérivations des artères ARM-238 du poste Armagh et DAA-234 du poste Daaquam. Or, il ne
5 s'agit pas d'artères à 25 kV dédiées aux parcs éoliens, mais plutôt d'artères supportant
6 également la charge du Distributeur.

7 Quant au réseau du Transporteur, les postes impliqués sont alimentés radialement par une
8 seule ligne 120 ou 69 kV et les difficultés qui en découlent sont suffisantes pour justifier des
9 liens de télédéclenchement à partir de plusieurs postes sources.

10 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
11 permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 12 • Au poste Daaquam, le poste de raccordement de l'artère DAA-234 nécessite
13 l'addition d'un transformateur de mise à la terre à 120 kV, de transformateurs de
14 potentiel à 25 kV pour la mesure et protection, de systèmes de protection et de
15 télédéclenchement vers le parc éolien ;
- 16 • Au poste Armagh, le poste de raccordement de l'artère ARM-238 nécessite
17 l'addition d'un transformateur de mise à la terre à 69 kV, de transformateurs de
18 potentiel à 25 kV pour la mesure et protection, de systèmes de protection et de
19 télédéclenchement vers le parc éolien ;
- 20 • Aux postes de Sainte-Germaine, de Beauceville, Taché et de Montmagny des
21 travaux sont requis aux systèmes de protection et addition de télédéclenchement
22 vers le parc éolien ;
- 23 • Construction d'environ 4 km de ligne aérienne à 25 kV en conducteur de calibre
24 477 AL ;
- 25 • Installation d'appareils de mesure en ligne sur les artères à 25 kV ;
- 26 • Nouvelle liaison de télécommunications entre le poste du parc éolien et le réseau
27 de télécommunications existant ;
- 28 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
29 poste du parc éolien ;
- 30 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Saint-Philémon.

3.4.9 Parc éolien Frampton

31 Le parc éolien Frampton est situé dans la municipalité de Frampton dans la MRC de la
32 Nouvelle-Beauce. Le parc comprend douze éoliennes Enercon E-82 d'une puissance de
33 2,0 MW chacune, totalisant 24,0 MW. La date de mise en service du parc éolien Frampton
34 est prévue pour décembre 2015.

1 Le point de raccordement du parc éolien Frampton est situé sur le réseau à 25 kV du
2 Distributeur. Il n'y a pas de transformateur élévateur au poste de départ du parc éolien. Le
3 poste de départ du parc éolien est un poste de sectionnement muni d'un bâtiment de
4 commande, de deux disjoncteurs à 25 kV, de deux transformateurs de mise à la terre, de
5 télécommunications, de point de mesurage et autres équipements connexes. Le réseau
6 collecteur des éoliennes est la continuité des artères à 25 kV du Distributeur.

7 Dans le cas du parc éolien Frampton, les sous-réseaux à 25 kV des postes de Sainte-Marie
8 à 120/25 kV et de Saint-Joseph à 120/25 kV n'ont pas été conçus pour accueillir des parcs
9 éoliens d'une puissance aussi élevée. Il est donc nécessaire de séparer le parc éolien en
10 deux parties distinctes raccordées sur deux artères à 25 kV différentes afin de limiter la
11 puissance. Deux groupes d'éoliennes de 10 MW et 14 MW se raccordent respectivement en
12 dérivations des artères MAR-242 du poste de Sainte-Marie et JSH-235 du poste de
13 Saint-Joseph. Or, il ne s'agit pas d'artères à 25 kV dédiées aux parcs éoliens, mais plutôt
14 d'artères supportant également la charge du Distributeur.

15 Quant au réseau du Transporteur, certains des postes impliqués sont alimentés par une
16 seule ligne à 120 kV et les difficultés qui en découlent sont suffisantes pour justifier des
17 liens de télédéclenchement à partir de plusieurs postes sources.

18 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à la page 3 de l'annexe 3 de
19 la présente pièce, le schéma de liaison du parc éolien Frampton.

20 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
21 permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 22 • Au poste de Sainte-Marie, le poste de raccordement de l'artère MAR-242 nécessite
23 l'addition de transformateurs de potentiel à 25 kV pour la mesure et protection, de
24 systèmes de protection et de télédéclenchement vers le parc éolien ;
- 25 • Au poste de Saint-Joseph, le poste de raccordement de l'artère JSH-235 nécessite
26 l'addition d'un transformateur de mise à la terre à 120 kV, de transformateurs de
27 potentiel à 25 kV pour la mesure et protection, de systèmes de protection et de
28 télédéclenchement vers le parc éolien ;
- 29 • Au poste de Beauceville, des modifications de systèmes de protection et l'addition
30 de télédéclenchement vers le parc éolien sont nécessaires ;
- 31 • Reconstruction en ligne biterne d'environ 4,5 km de ligne aérienne à 25 kV en
32 conducteur de calibre 477 AL ;
- 33 • Remplacement de conducteurs sur environ 12 km de circuit à 25 kV pour installer
34 des conducteurs de calibre 477 AL ;
- 35 • Installation d'appareils de mesure, de régulateur et d'interrupteur en ligne sur les
36 artères à 25 kV ;

- 1 • Nouvelle liaison de télécommunications entre le poste du parc éolien et le réseau
- 2 de télécommunications existant ;
- 3 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
- 4 poste du parc éolien ;
- 5 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Frampton.

3.4.10 Parc éolien Pierre-de-Saurel

6 Le parc éolien Pierre-de-Saurel est situé dans les municipalités de Yamaska et de St-Aimé
7 dans la MRC Pierre-de-Saurel. Le parc comprend douze éoliennes RePower MM92 d'une
8 puissance de 2,05 MW chacune, totalisant 24,6 MW. La date de mise en service du parc
9 éolien Pierre-de-Saurel est prévue pour décembre 2015.

10 Le point de raccordement du parc éolien Pierre-de-Saurel est situé sur le réseau à 25 kV du
11 Distributeur. Il n'y a pas de transformateur élévateur au poste de départ du parc éolien. Le
12 poste de départ du parc éolien est un poste de sectionnement muni d'un bâtiment de
13 commande, de deux disjoncteurs à 25 kV, de deux transformateurs de mise à la terre, de
14 télécommunications, de point de mesurage et autres équipements connexes. Le réseau
15 collecteur des éoliennes est la continuité de l'artère à 25 kV du Distributeur.

16 Le parc éolien Pierre-de-Saurel se raccorde sur l'artère YKA-234 du poste de Yamaska à
17 environ 11 km de ce poste. Or, il ne s'agit pas d'une artère à 25 kV dédiée au parc éolien,
18 mais d'une artère supportant également la charge du Distributeur.

19 Quant au réseau du Transporteur, les postes impliqués sont alimentés par une seule ligne à
20 120 kV et les difficultés qui en découlent sont suffisantes pour justifier des liens de
21 télédéclenchement à partir des deux postes sources.

22 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
23 permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 24 • Au poste de Yamaska, l'addition de transformateurs de potentiel à 25 kV pour la
- 25 mesure et protection, de systèmes de protection et de télédéclenchement vers le
- 26 parc éolien sont nécessaires ;
- 27 • Au poste de la Chute-Hemmings, des modifications de systèmes de protection et
- 28 l'addition de télédéclenchement vers le parc éolien sont nécessaires ;
- 29 • Construction d'environ 350 mètres de ligne aérienne à 25 kV monoterne en
- 30 conducteur de calibre 477 AL ;
- 31 • Remplacement de conducteurs sur environ 3 km de circuit à 25 kV pour installer
- 32 des conducteurs de calibre 477 AL ;
- 33 • Relocalisation d'un disjoncteur en ligne et d'un régulateur sur l'artère de
- 34 raccordement à 25 kV YKA-234 ;

- 1 • Nouvelle liaison de télécommunications entre le poste du parc éolien et le réseau
- 2 de télécommunications existant ;
- 3 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
- 4 poste du parc éolien ;
- 5 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Pierre-de-Saurel.

3.4.11 Parc éolien Val-Éo

6 Le parc éolien Val-Éo est situé dans la municipalité de St-Gédéon de Grandmont dans la
7 MRC Lac-Saint-Jean-Est. Le parc comprend huit éoliennes Enercon E-101 d'une puissance
8 de 3,0 MW chacune, totalisant 24,0 MW. La date de mise en service du parc éolien Val-Éo
9 est prévue pour décembre 2015.

10 Le point de raccordement du parc éolien Val-Éo est situé sur le réseau à 25 kV du
11 Distributeur. Il n'y a pas de transformateur élévateur au poste de départ du parc éolien. Le
12 poste de départ du parc éolien est un poste de sectionnement muni d'un bâtiment de
13 commande, d'un disjoncteur à 25 kV, d'un transformateur de mise à la terre, de
14 télécommunications, de point de mesurage et autres équipements connexes. Le réseau
15 collecteur des éoliennes est la continuité de l'artère à 25 kV du Distributeur.

16 Le parc éolien Val-Éo se raccorde sur l'artère ALM-234 du poste Alma à environ 15 km du
17 poste Alma. Or, il ne s'agit pas d'une artère à 25 kV dédiée au parc éolien, mais d'une
18 artère supportant également la charge du Distributeur.

19 Quant au réseau du Transporteur, les postes impliqués sont alimentés par une seule ligne à
20 230 kV et les difficultés qui en découlent sont suffisantes pour justifier des liens de
21 télédéclenchement à partir des deux postes sources.

22 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
23 permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 24 • Au poste Alma, l'addition de transformateurs de potentiel à 25 kV pour la mesure et
- 25 protection, de systèmes de protection et de télédéclenchement vers le parc éolien
- 26 sont nécessaires ;
- 27 • Au poste Isle Maligne de Rio Tinto Alcan, l'addition de télédéclenchement vers le
- 28 parc éolien est nécessaire ;
- 29 • Reconstruction d'environ 5 km de ligne aérienne à 25 kV monoterne en conducteur
- 30 de calibre 477 AL ;
- 31 • Relocalisation d'un régulateur sur l'artère de raccordement à 25 kV ALM-234 ;
- 32 • Installation de deux bancs de condensateurs (de puissance à préciser au projet)
- 33 directement sur l'artère de raccordement à 25 kV ALM-234 ;

- 1 • Nouvelle liaison de télécommunications entre le poste du parc éolien et le réseau
- 2 de télécommunications existant ;
- 3 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
- 4 poste du parc éolien ;
- 5 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien Val-Éo.

3.4.12 Parc éolien St-Cyprien

6 Le parc éolien St-Cyprien est situé dans la municipalité de St-Cyprien-de-Napierville dans la
7 MRC des Jardins-de-Napierville en Montérégie. Le parc comprend huit éoliennes
8 Enercon E-101 d'une puissance de 3,0 MW chacune, totalisant 24,0 MW. La date de mise
9 en service du parc éolien St-Cyprien est prévue pour décembre 2015.

10 Le point de raccordement du parc éolien St-Cyprien est situé sur le réseau à 25 kV du
11 Distributeur. Il n'y a pas de transformateur élévateur au poste de départ du parc éolien. Le
12 poste de départ du parc éolien est un poste de sectionnement muni d'un bâtiment de
13 commande, d'un disjoncteur à 25 kV, d'un transformateur de mise à la terre, de
14 télécommunications, de point de mesurage et autres équipements connexes. Le réseau
15 collecteur des éoliennes est la continuité de l'artère à 25 kV du Distributeur.

16 Le parc éolien St-Cyprien se raccorde sur l'artère NPV-236 du poste Napierville à environ
17 7 km du poste Napierville. Le Transporteur précise qu'il ne s'agit pas d'une artère à 25 kV
18 dédiée au parc éolien, mais d'une artère supportant également la charge du Distributeur.

19 Quant au réseau du Transporteur, les postes impliqués sont alimentés radialement par une
20 seule ligne à 120 kV et les difficultés qui en découlent sont suffisantes pour justifier des
21 liens de télédéclenchement à partir de plusieurs postes sources.

22 La description complète des modifications qui doivent être apportées au réseau afin de
23 permettre le raccordement du parc éolien est présentée ci-dessous :

- 24 • Au poste de Napierville, l'addition de transformateurs de potentiel à 25 kV pour la
- 25 mesure et protection, de systèmes de protection et de télédéclenchement vers le
- 26 parc éolien sont nécessaires ;
- 27 • Au poste De Léry, des modifications de systèmes de protection et l'addition de
- 28 télédéclenchement vers le parc éolien sont nécessaires ;
- 29 • Au poste de Saint-Rémi, l'addition et la modification de systèmes de protection est
- 30 requis. Cependant, le télédéclenchement à partir de ce poste n'est pas requis ;
- 31 • Construction d'environ 1 km de ligne aérienne à 25 kV monoterne en conducteur de
- 32 calibre 477 AL ;
- 33 • Nouvelle liaison de télécommunications entre le poste du parc éolien et le réseau
- 34 de télécommunications existant ;

- 1 • Ajout des équipements de mesurage (facturation) et d'acquisition de données au
- 2 poste du parc éolien ;
- 3 • Travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien St-Cyprien.

3.5 Renforcement du réseau régional Matapédia

4 Le Transporteur mentionne que parmi les douze parcs éoliens retenus par le Distributeur
5 pour l'appel d'offres A/O 2009-02, cinq d'entre eux sont localisés dans les régions
6 Bas-St-Laurent et Gaspésie. La mise en service de ces parcs est prévue à partir de 2013 et
7 s'échelonne jusqu'en 2015, pour une puissance installée totale de 119,7 MW. Cette
8 puissance vient s'ajouter à l'ensemble de la puissance éolienne déjà prévue et découlant
9 principalement des appels d'offres A/O 2003-02 et A/O 2005-03. La puissance installée
10 totale d'électricité de source éolienne sur le réseau régional Matapédia situé dans la
11 péninsule Gaspésienne sera donc de 1 835 MW en 2016.

12 Le tableau 4 présente la liste des parcs éoliens prévus sur le réseau de transport de la
13 péninsule Gaspésienne. Cela inclut les cinq parcs de la présente demande ainsi que ceux
14 déjà réalisés ou prévus d'ici la fin de 2015.

Tableau 4
Liste des parcs éoliens sur la péninsule gaspésienne

Parcs éoliens	Puissance (MW)	Année de MES
Le Nordais I et II	84	1999
Mont-Copper / Mont-Miller	2 x 54	2005
Technocentre de Rivière-au-Renard	4	2010
Premier appel d'offres (A/O 2003-02)		
Baie-des-Sables	109,5	2006
Anse-à-Valleau	100,5	2007
Carleton	109,5	2008
St-Ulric / St-Léandre	127,5	2009
Mont-Louis	100,5	2011
Gros Morne	211,5	2012
Montagne Sèche	58,5	2011
Deuxième appel d'offres (A/O 2005-03)		
Le Plateau et Le Plateau 3	158,9	2011/2014
Lac Alfred (phase 1 et phase 2)	300	2012/2013
New Richmond	67,8	2012
Vents-du-Kempt	101	2014
Mont-Rothery (transfert de Clermont)	74	2016
Troisième appel d'offres (A/O 2009-02)		
Viger-Denonville	24,6	2013
Saint-Damase	24	2013
Le Plateau 2	23	2013
MRC de Témiscouata	23,5	2014
La Mitis	24,6	2014
Total	1 835	

- 1 Le Transporteur présente à la section 3.5.1 les travaux de renforcement requis permettant
- 2 l'intégration fiable et sécuritaire des cinq parcs éoliens au réseau régional Matapédia. Ces
- 3 travaux diffèrent de ceux reliés au raccordement local de chacun des cinq parcs éoliens,
- 4 ceux-ci ayant déjà été décrits à la section 3.4 précédente.

3.5.1 Addition de deux nouveaux disjoncteurs à 735 kV au poste de Lévis

1 Croissance des besoins de la clientèle

2 Le Transporteur doit assurer une exploitation fiable et sécuritaire du réseau régional
3 Matapédia en toutes conditions d'exploitation.

4 Actuellement, la perte de deux des trois transformateurs à 735/315 kV est possible lors d'un
5 défaut de disjoncteur à 735 kV (disjoncteurs 700-80 ou 700-81). L'exploitation fiable et
6 sécuritaire du réseau peut être assurée tant que le dernier transformateur en service ne se
7 retrouve pas en surcharge suite à la perte des deux autres transformateurs.

8 Depuis les appels d'offres éoliens précédents, lorsque le réseau régional Matapédia est en
9 conditions de faible charge (été) et que tous les parcs éoliens raccordés sur ce réseau sont
10 exploités à leur puissance nominale, il advient que l'excédent de la production éolienne par
11 rapport à la charge soit transporté vers le réseau principal, soumettant ainsi les
12 transformateurs T-12, T-13 et T-14 (1 119 MVA chacun à 735/315 kV) du poste de Lévis à
13 un fort transit.

14 Comme mentionné, avec l'arrivée des cinq nouveaux parcs éoliens de l'appel d'offres
15 A/O 2009-02, la puissance installée totale de source éolienne sur le réseau régional
16 Matapédia atteindra 1 835 MW. La perte de deux transformateurs lors de défaillance de
17 disjoncteur combiné à la condition de réseau décrite précédemment est suffisante pour
18 entraîner une surcharge assez sévère du dernier transformateur demeurant en service pour
19 causer son déclenchement. La conséquence directe étant la perte de tout le réseau régional
20 Matapédia. Le Transporteur précise que cette possibilité de surcharge est surveillée depuis
21 de nombreuses années, mais tant que le seuil de puissance critique n'a pas été atteint,
22 aucune action n'a été requise. Or, ce seuil de puissance critique sera atteint avec la mise en
23 service du Projet et l'addition des disjoncteurs deviendra donc nécessaire.

24 Afin de se prémunir contre un événement aux conséquences significatives, le Transporteur
25 ajoute au poste de Lévis deux nouveaux disjoncteurs à 735 kV en série à ceux existants.
26 Ainsi la perte simultanée de deux transformateurs sera évitée lors de défaillance de
27 disjoncteur. Cette intervention au poste de Lévis est majeure et affecte l'appareillage, la
28 commande et protection, le civil et le bâtiment du poste. La date de mise en service des
29 nouveaux disjoncteurs au poste de Lévis est prévue pour juillet 2016.

30 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à la page 4 de l'annexe 3 de
31 la présente pièce, le schéma unifilaire de la section 735/315 kV du poste de Lévis.

32 Maintien des actifs

33 Pour le Transporteur, les travaux de renforcement du réseau régional Matapédia au poste
34 de Lévis représentent une occasion de développer une solution intégrée tenant compte des

1 travaux de « croissance des besoins de la clientèle » ainsi que des travaux reliés au volet
2 « maintien des actifs ».

3 Les investissements prévus au volet « croissance », décrits précédemment, consistent
4 principalement à l'ajout de deux disjoncteurs à 735 kV incluant tout ce qui est requis pour
5 leur installation et leur exploitation. La portion du coût attribuable au volet « croissance » est
6 évaluée à 21,3 M\$.

7 Les investissements prévus au volet « maintien des actifs » consistent principalement au
8 remplacement d'un troisième disjoncteur à 735 kV, de système de commande et de
9 protection, de service auxiliaire et de réfection du bâtiment de commande. La portion du
10 coût attribuable au volet « maintien des actifs » est évaluée à 8,7 M\$.

11 **Description des travaux**

12 La description sommaire des modifications qui doivent être apportées au poste de Lévis afin
13 de rencontrer les volets « maintien des actifs » et « croissance » est présentée ci-dessous :

- 14 • Addition, en croissance, de deux nouveaux disjoncteurs SF6 à 735 kV (700-82 et
15 700-83) et de leurs sectionneurs et transformateurs de courant ;
- 16 • Remplacement, en maintien des actifs, d'un disjoncteur à air comprimé à 735 kV
17 (700-81), qui doit être déplacé et dont la vie utile tire à sa fin, par un nouveau
18 disjoncteur SF6 à 735 kV ;
- 19 • Addition, remplacement et modification de systèmes de commande et de
20 protection;
- 21 • Modification des caniveaux et travaux de génie civil ;
- 22 • Travaux aux services auxiliaires ;
- 23 • Agrandissement et réfection du bâtiment de commande.

24 **3.6 Renforcement du réseau de transport principal**

25 Dans la présente section, le Transporteur décrit les travaux prévus sur le réseau de
26 transport principal permettant l'intégration de la production de l'ensemble des parcs éoliens
visés par la présente demande.

27 L'intégration au réseau des 289,9 MW de production éolienne amène une augmentation des
28 transits sur le réseau de transport principal. Cette augmentation des transits affecte la
29 stabilité du réseau, ce qui entraîne une dégradation du niveau de fiabilité de ce dernier. Or,
30 le Transporteur doit assurer la robustesse et la stabilité du réseau face aux événements les
31 plus sévères prévus aux critères de conception. Des travaux de renforcement s'avèrent
32 donc nécessaires afin de palier à cette situation.

1 Les travaux de renforcement requis pour le maintien du niveau de fiabilité et de stabilité du
2 réseau de transport sont présentés en détail aux sections 3.6.1 à 3.6.3 suivantes:

- 3 • Ajout d'un banc de compensation série au poste de Micoua ;
- 4 • Ajout de deux bancs de compensation série au poste de la Manicouagan ;
- 5 • Augmentation des courants nominaux des bancs de compensation série au poste
6 Arnaud sud.

7 La date de mise en service des bancs de compensation série est prévue pour 2018.

3.6.1 Banc de compensation série au poste de Micoua

8 Les travaux à réaliser au poste de Micoua consistent à ajouter une plateforme de
9 compensation série de 14 ohms et d'une capacité de 2500 ampères sur la ligne L-7027 en
10 provenance du poste Arnaud.

3.6.2 Bancs de compensation série au poste de la Manicouagan

11 Les travaux à réaliser au poste de la Manicouagan consistent à ajouter deux plateformes de
12 compensation série de 14 ohms et d'une capacité de 2500 ampères sur les lignes L-7028 et
13 L-7029 en provenance du poste Arnaud.

3.6.3 Augmentation des courants nominaux des bancs de compensation série au poste Arnaud sud

14 Les travaux à réaliser au poste Arnaud consistent à augmenter la capacité en courant des
15 trois plateformes de compensation série sur les lignes au sud du poste Arnaud, soit les
16 lignes L-7027, L-7028 et L-7029. La capacité actuelle est de 2200 ampères et elle doit être
17 augmentée à 2500 ampères. Pour ce faire et afin de minimiser les interventions sur ces
18 plateformes existantes, il est nécessaire de diminuer la valeur ohmique des plateformes.
19 Ces ohms sont récupérés par les plateformes situées aux autres extrémités des lignes
20 décrites aux sections 3.6.1 et 3.6.2.

4 Solutions envisagées

21 Le Transporteur tient à préciser que le présent dossier ne comporte pas de renseignements
22 sur d'autres solutions envisagées, sauf pour une option alternative possible dans le cas du
23 renforcement du réseau principal. Tel qu'il appert du tableau 1, ces renseignements sont
24 requis le cas échéant. Or, dans le cadre du Projet, les analyses du Transporteur ont
25 démontré que seules les solutions retenues décrites à la section 3 étaient optimales afin
26 d'atteindre les objectifs visés par le Projet.

27 Ainsi, comme mentionné plus avant, il appert que le raccordement de parcs éoliens de
28 faible puissance (entre 23 MW et 25 MW) diminue considérablement les possibilités de
29 raccordement. En effet, les coûts élevés des postes élévateurs de tension et des lignes de
30 transport éliminent ainsi, de facto, les alternatives possibles. Il en résulte qu'aucun parc

1 éolien ne présente de variante technico-économique adéquate pour le raccordement
2 au réseau.

3 Par ailleurs, le Transporteur soumet qu'il fournit dans sa preuve toutes les informations
4 pertinentes justifiant son choix quant à la solution optimale pour atteindre les objectifs du
5 Projet et qu'il s'est par conséquent acquitté de son fardeau de preuve.

4.1 Raccordement des douze parcs éoliens

6 Dans le cadre de la réalisation du Projet et conformément au processus de planification du
7 réseau de transport, le Transporteur a identifié les solutions optimales afin d'atteindre les
8 objectifs visés.

9 Les analyses réalisées par le Transporteur ont permis de préciser les solutions dégagées
10 lors de l'appel d'offres. Le Transporteur rappelle que les douze parcs éoliens ont traversé un
11 processus d'appel d'offres strict et rigoureux et différentes possibilités de raccordement ont
12 été analysées dans le cadre de l'analyse des soumissions. Les solutions ou variantes
13 techniques inadéquates ont donc déjà été éliminées à cette étape. Le Transporteur souligne
14 que les aspects techniques, économiques et environnementaux ont été pris en compte pour
15 orienter le choix de la meilleure solution, et ce, dans le respect de sa mission de base.

16 La section 3.4 décrit les éléments probants justifiant l'usage de solutions uniques pour les
17 trois parcs éoliens raccordés directement au réseau à 120 kV du Transporteur. Ces
18 solutions optimales sont résumées aux points suivants :

- 19 • Les travaux consistent à raccorder un parc éolien sur la ligne existante la plus
20 rapprochée ;
- 21 • La nouvelle dérivation de ligne se raccorde directement sur les conducteurs de la
22 ligne existante ;
- 23 • Un tracé de ligne court permet aussi de minimiser les interventions sur le milieu.

24 Par ailleurs, le raccordement de cinq parcs éoliens au réseau 25 kV du Distributeur est dicté
25 par des considérations économiques. En effet, toute autre alternative à un niveau de tension
26 supérieur s'avère nettement désavantageux du point de vue économique.

27 Enfin, les quatre parcs éoliens raccordés dans des parcs éoliens existants présentent les
28 raccordements les plus simples à réaliser. Il n'y a également aucun impact environnemental
29 significatif relié aux travaux du Transporteur.

30 Bref, le Transporteur présente les solutions de raccordement des parcs éoliens qu'il juge
31 optimales et qui sont avantageuses du point de vue technique, économique et
32 environnemental, tel que décrit à la section 3.4.

4.2 Renforcement du réseau régional Matapédia

1 Le Transporteur ne présente qu'un seul scénario pour les travaux de renforcement du
2 réseau régional Matapédia.

3 Comme mentionné plus avant, l'enjeu relié au réseau régional Matapédia est le risque de
4 perte de deux transformateurs à 735/315 kV simultanément ayant pour cause la possibilité
5 d'une défaillance de disjoncteur. Il appert que pour mitiger ce risque, l'ajout de disjoncteurs
6 en série est la meilleure solution technique et économique.

7 Cet ajout de disjoncteurs fut d'ailleurs déjà appliqué et présenté à la Régie pour solutionner
8 la perte de deux transformateurs au poste Chénier 735 kV (Référence : R-3646-2007, B-1-
9 HQT-5 document 1, page 9, lignes 1 à 7).

10 De plus, les contraintes reliées à l'espace disponible au poste de Lévis et la proximité
11 d'habitations résidentielles éliminent la possibilité de toute autre solution réaliste.

12 Par conséquent, le Transporteur présente uniquement la solution technique et économique
13 s'avérant optimale pour le renforcement du réseau régional Matapédia, tel que décrit à la
14 section 3.5.

4.3 Renforcement du réseau principal

15 Concernant l'addition de 289,9 MW de production éolienne au réseau principal, il appert que
16 l'ajout de bancs de compensation série présentés à la section 3.6 représente la solution la
17 plus avantageuse. Par contre, le Transporteur se doit de considérer l'addition de la
18 production éolienne dans un cadre beaucoup plus large sans négliger l'évolution du réseau
19 de transport principal, ou du moins, l'évolution du réseau pouvant avoir un impact direct ou
20 indirect sur le raccordement des éoliennes. Et ce, dans le but de réaliser un renforcement
21 de réseau principal optimal tout en tenant compte des considérations techniques,
22 économiques et environnementales.

23 Le Transporteur porte à l'attention de la Régie qu'une option concernant le renforcement du
24 réseau principal est en cours d'étude. En effet, des études sont en cours concernant l'ajout
25 d'un nouveau poste de transport stratégique. Si cette option était reconnue techniquement
26 et économiquement viable, elle pourrait être envisagée en remplacement de la solution
27 retenue à la présente demande pour le renforcement du réseau principal.

28 Cependant, le Transporteur souligne que cette option n'est pas présentée au dossier à titre
29 de solution alternative au Projet pour approbation. En effet, plusieurs éléments d'ordres
30 techniques, économiques, environnementaux sont en cours de validation et d'analyse. Le
31 Transporteur mentionne que ces validations et analyses se poursuivront dans les prochains
32 mois. Si cette option s'avérait optimale tant sur les plans techniques qu'économiques, le

1 Transporteur en saisira la Régie. Aussi, le Transporteur précise qu'il a d'ailleurs déjà
2 présenté cette approche aux dossiers R-3742-2010 et R-3757-2011⁵.

3 Par ailleurs, le Transporteur mentionne qu'il ne pourra apporter sans autorisation préalable
4 de la Régie aucune modification au projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon
5 appréciable la description technique ainsi que les coûts ou la rentabilité y étant associés.

5 Coûts associés au Projet

5.1 Sommaire des coûts globaux

6 Le coût total du Projet s'élève à 281,7 M\$. Cette somme inclut un montant de 78,3 M\$ pour
7 le remboursement des postes de départ des producteurs privés ainsi qu'un montant de
8 8,5 M\$ pour les installations de télécommunications sur le réseau.

9 La répartition des coûts du Projet par champ d'activité est présentée au tableau 5. Les
10 résultats sont présentés en millions de dollars et en pourcentage du coût total. Les résultats
11 de la colonne B du tableau présentent les coûts incluant ceux de télécommunications, alors
12 qu'ils sont exclus à la colonne A.

Tableau 5
Coûts totaux par champ d'activité
(en millions de dollars)

Champs d'activité	A - Coûts totaux (sans télécom)		B - Coûts totaux	
	(M\$)	(%)	(M\$)	(%)
Travaux Postes	15,9	5,81%	15,9	5,63%
Travaux Lignes	2,3	0,83%	2,3	0,80%
Renforcement réseau principal	130,0	47,58%	130,0	46,15%
Renforcement réseau Matapédia	30,0	10,98%	30,0	10,65%
Raccordement par le Distributeur (HQD)	15,3	5,60%	15,3	5,43%
Mesurage (HQD)	1,4	0,52%	1,4	0,50%
Remboursement poste de départ	78,3	28,67%	78,3	27,80%
PMVI	0,0	0,01%	0,0	0,01%
Télécommunications			8,5	3,02%
Total	273,2	100,0%	281,7	100,0%

⁵ Dossier R-3742-2010, Demande relative au projet d'intégration des parcs éoliens A/O 2005-03 au réseau de transport d'Hydro-Québec, août 2010 et dossier R-3757-2011, demande relative au projet de raccordement des centrales du complexe de La Romaine au réseau de transport, février 2011.

1 Le tableau 6 présente la répartition des coûts par année d'investissement.

Tableau 6
Coûts par année d'investissement
(en milliers de dollars)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Lignes	548,6	1 202,3	512,9					2 263,8
Postes	1 379,9	4 750,3	6 390,4	3 345,9				15 866,6
PMVI		15,7	9,2					24,9
Raccordement par le Distributeur			3 000,0	12 300,0				15 300,0
Mesurage		320,0	405,0	695,0				1 420,0
Télécommunications	397,7	3 514,2	2 624,2	1 975,6				8 511,7
Renforcement réseau de la Gaspésie	132,9	1 374,6	6 026,0	15 879,3	6 572,7	14,5		30 000,0
Renforcement réseau principal				2 675,1	9 518,7	46 513,5	71 292,8	130 000,0
Investissements réseaux	2 459,2	11 177,0	18 967,8	36 870,9	16 091,3	46 528,0	71 292,8	203 387,0
Remboursement		20 589,6	26 744,9	30 994,2				78 328,7

GLOBAL AO 2009-02 - Éoliens	2 459,2	31 766,6	45 712,7	67 865,1	16 091,3	46 528,0	71 292,8	281 715,7
------------------------------------	----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	------------------

5.2 Coûts des travaux de transport

2 Le coût total des divers travaux associés au Projet (excluant les remboursements des
3 postes de départ des producteurs privés) s'élève à 203,4 M\$. Cette somme inclut des
4 montants de 15,3 M\$ pour le raccordement de certains parcs éoliens et de 1,4 M\$ pour les
5 activités de mesurage qui sont réalisés par le Distributeur, ainsi que 8,5 M\$ pour les actifs
6 de télécommunications. En excluant ces coûts de télécommunications, le coût total des
7 travaux du Projet est de 194,9 M\$.

8 Le tableau 7 présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet. Le
9 Transporteur mentionne que les tableaux détaillés des coûts annuels sont présentés à
10 l'annexe 6 de la présente pièce.

Tableau 7
Coût des divers travaux de postes et de lignes
(en milliers de dollars)⁶

	Total Lignes	Total Postes	Total Transport	Télécommunications	Total Transport et télécomm.
--	---------------------	---------------------	------------------------	---------------------------	-------------------------------------

Coûts de l'avant-projet

Études d'avant-projet	709,7	2 708,8	3 418,5	1 296,8	4 715,3
Autres coûts	18,9	45,3	64,2		64,2
Frais financiers	30,5	131,5	162,0	67,4	229,4
Sous-total	759,2	2 885,6	3 644,7	1 364,2	5 008,9

Coûts du projet

Ingénierie interne	456,3	7 111,0	7 567,3	469,2	8 036,5
Ingénierie externe		2 920,3	2 920,3	922,2	3 842,5
Client	156,9	17 572,5	17 729,4	802,9	18 532,3
Approvisionnement	174,1	62 748,6	62 922,7	1 007,8	63 930,5
Construction	252,2	40 455,8	40 708,0	1 271,4	41 979,4
Raccordement (HQD)	15 300,0		15 300,0		15 300,0
Mesurage (HQD)		1 420,0	1 420,0		1 420,0
Gérance interne	199,1	13 031,1	13 230,2	1 386,8	14 617,0
Gérance externe		2 041,4	2 041,4		2 041,4
Provision	163,9	14 110,7	14 274,6	818,1	15 092,7
Autres coûts	33,6	3 044,4	3 078,0	42,0	3 120,0
Frais financiers	93,3	9 945,4	10 038,7	427,1	10 465,8
Sous-total	16 829,5	174 401,0	191 230,6	7 147,5	198 378,1

TOTAL	17 588,7	177 286,6	194 875,3	8 511,7	203 387,0
--------------	-----------------	------------------	------------------	----------------	------------------

- 1 Le tableau 8 présente les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet.

⁶ Excluant le remboursement des postes au montant de 78,3 M\$.

Tableau 8
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2014	2015	2016	2017	2018
Lignes	2,0 %	2,7 %	n/a	n/a	n/a
Postes	2,1 %	2,7 %	2,6 %	2,3 %	2,1 %
Télécommunications	1,1 %	3,0 %	n/a	n/a	n/a

1 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de
2 l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet
3 du Transporteur proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Équipement et Services
4 partagés (« HQÉSP ») établies en date du 1^{er} avril 2012.

5 Conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2012-161⁷ quant à la
6 justification des taux d'inflation utilisés aux fins de l'évaluation des coûts de travaux des
7 divers projets d'investissement qui lui sont soumis pour approbation, le Transporteur fournit
8 ci-après les informations pertinentes à l'appui des taux d'inflation utilisés aux fins de
9 l'évaluation des coûts des travaux des divers projets d'investissement qu'elle présente à la
10 Régie pour approbation, dont le présent projet.

11 En premier lieu, le Transporteur tient à rappeler que la variation des taux d'inflation est
12 relative aux prévisions de l'évolution de la valeur des indices composant ces taux d'inflation.

13 L'établissement des taux d'inflation pour les projets est basé sur des modèles types des
14 projets de postes, lignes et télécommunications du Transporteur. Dans chaque modèle, une
15 liste des principales composantes est établie et un poids exprimé en pourcentage leur est
16 attribué. Pour chaque composante, un indice a été appliqué. Les modèles sont mis à jour
17 périodiquement en fonction de l'évolution des prix reliés aux éléments des projets. Les taux
18 d'inflation produits à partir de ces modèles sont mis à jour annuellement.

19 La liste des principales composantes pour la rubrique « Postes » est présentée ci-après :

- 20 • Coût de main-d'œuvre :
 - 21 ◦ ingénierie interne et externe ;
 - 22 ◦ gestion de projet et de chantier.
- 23 • Coûts reliés à la construction :
 - 24 ◦ main d'œuvre de construction ;

⁷ Dossier R-3812-2012 relatif au projet Waswanipi, par. 42.

- 1 ◦ équipement et matériaux de construction.
- 2 • Approvisionnement :
- 3 ◦ transformateurs et inductances ;
- 4 ◦ appareillage de sectionnement et de mesure ;
- 5 ◦ armoires de branchement, charpentes, supports, câbles, jeu de barres, etc.

6 Une des composantes significatives pour la rubrique « Lignes » est l'approvisionnement.
7 Les trois indices utilisés pour couvrir cette composante sont les suivants :

- 8 • Coût d'acquisition de l'acier de pylônes et de fondations ;
- 9 • Coût d'acquisition de la quincaillerie et des isolateurs ;
- 10 • Coût d'acquisition des conducteurs et du câble de garde à fibre optique.

11 Pour les motifs qu'il a maintes fois fournis lors de ses demandes d'autorisation de projets
12 d'investissement, le Transporteur souligne que c'est à la division HQÉSP que revient la
13 responsabilité de mener à bien, sans marge bénéficiaire, les projets de construction de
14 lignes et de postes et de renforcement du réseau de transport. Le Transporteur a également
15 amélioré et sécurisé son processus d'approvisionnement d'équipements stratégiques.

16 Ces mesures ont notamment pour objectifs de réduire la croissance des coûts des projets
17 du Transporteur et d'optimiser les pratiques d'affaires.

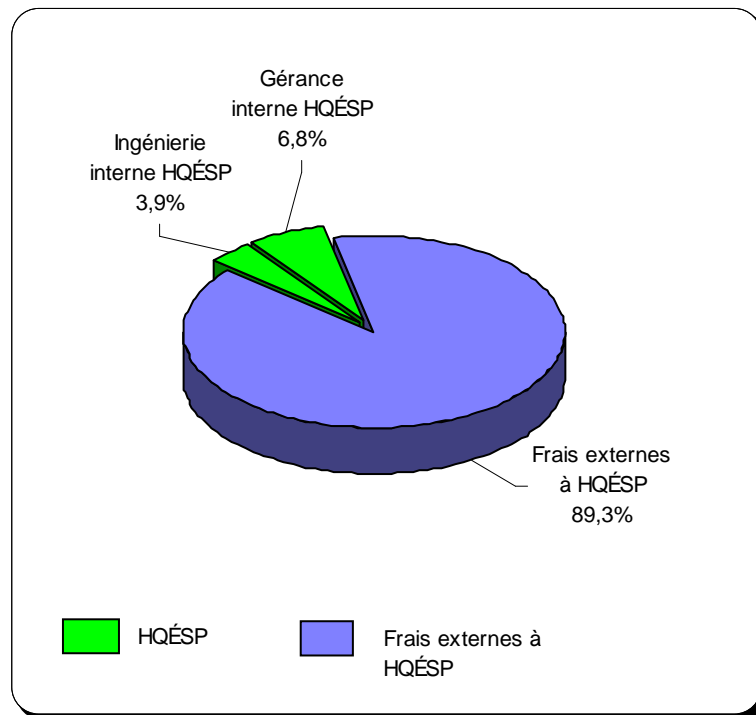
18 Le Transporteur souligne que le coût total de son projet ne doit pas dépasser de plus de
19 15 % le montant autorisé par le Conseil d'administration, auquel cas il doit obtenir une
20 nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à en informer
21 la Régie en temps opportun. Le Transporteur indique qu'il continuera de s'efforcer de
22 contenir les coûts de son projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

5.3 Principales composantes du coût des travaux

23 Comme présentés à la figure 2 suivante, les coûts externes à HQÉSP pour la phase projet
24 sont de 174,1 M\$, soit 89,3 % du coût total du Projet de 194,9 M\$, sans le coût des actifs de
25 télécommunications (lesquels sont présentés à la section 5.4). Les travaux liés aux actifs de
26 télécommunications sont entièrement réalisés par le groupe Technologie d'Hydro-Québec et
27 ils sont donc exclus des éléments de coûts et ratios ci-dessous.

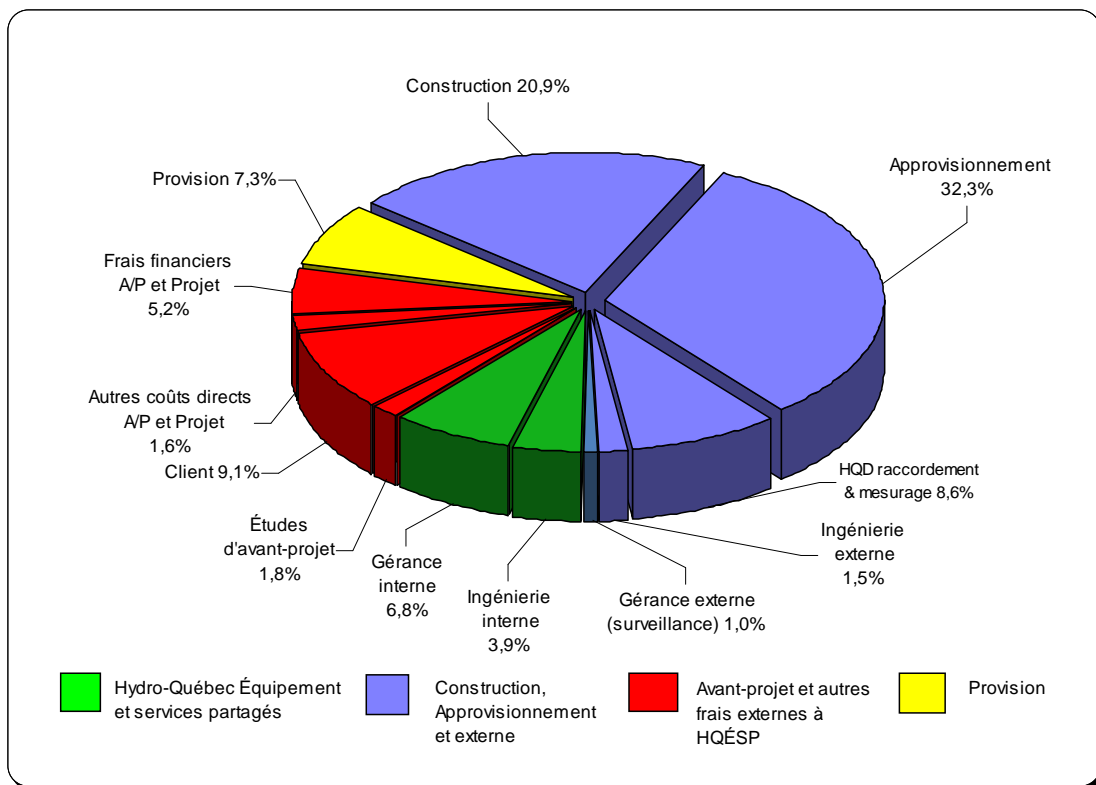
28 HQÉSP s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de la production des plans et
29 devis. L'approvisionnement est alors réalisé par le biais d'appels d'offres et de soumissions.
30 Par la suite, les travaux de construction sont généralement réalisés sous la responsabilité
31 d'HQÉSP par des entrepreneurs externes retenus conformément aux directives corporatives
32 d'acquisition de biens meubles et de services.

Figure 2
Répartition des coûts externes et internes à HQÉSP pour la phase projet



- 1 La figure 3 présente la répartition des coûts entre les diverses activités requises pour la
- 2 réalisation du Projet.

Figure 3
Répartition des coûts des activités



1 **Approvisionnement et construction**

2 Le coût des activités reliées à l'approvisionnement et à la construction du Projet s'élève à
3 103,6 M\$, soit 53,2 % du coût total des travaux du Projet de 194,9 M\$.

4 La réalisation des travaux sera adjugée par appels d'offres. Le respect des directives en
5 place en cette matière garantit à HQÉSP une gestion efficace, équitable et transparente de
6 ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice des clients du Transporteur.

7 **Raccordement des parcs éoliens et mesurage**

8 Le coût des activités réalisées par le Distributeur et reliées au raccordement de certains
9 parcs éoliens et au mesurage s'élève à 16,7 M\$, soit 8,6 % du coût total des travaux du
10 Projet de 194,9 M\$.

11 **Ingénierie, frais de gérance et études d'avant-projet**

12 Les frais d'ingénierie, les frais de gérance et les frais des études d'avant-projet s'élèvent à
13 29,4 M\$, soit 15,1 % du coût total des travaux du Projet de 194,9 M\$.

14 Pour les travaux d'ingénierie sous-traités à l'externe, qui représentent 1,5 % du coût total
15 des travaux du Projet, les coûts seront imputés au Transporteur au prix coûtant. Par ailleurs,

1 les services d'ingénierie interne sont facturés par le mécanisme de facturation interne.
 2 Quant aux coûts de 15,3 M\$ pour la gérance de projet, soit 7,8 % du coût total des travaux
 3 du Projet de 194,9 M\$, ils représentent tous les frais relatifs à la gestion de projet et à la
 4 gérance de chantier. Ces coûts incluent les activités de surveillance de chantier dont un
 5 montant d'environ 2,0 M\$ sera confié à une firme externe. Les frais de gérance sont
 6 mesurés en pourcentage du coût des projets. Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de
 7 gérance interne propres à HQÉSP s'élève à 6,8 % du coût total des travaux du Projet de
 8 194,9 M\$.

9 Par ailleurs, Hydro-Québec surveille étroitement les frais de gérance de ses projets afin que
 10 ceux-ci demeurent concurrentiels.

11 **Coûts du client**

12 Le Transporteur présente au tableau 9 une ventilation et une brève description de la nature
 13 des coûts de la rubrique « Client » du tableau 7 précédent. Ces coûts s'élèvent à 17,7 M\$,
 14 soit 9,1 % du coût total des travaux du Projet.

Tableau 9
Coûts du « Client »
(en milliers de dollars)

Sommaire (lignes et postes)								
Description	TOTAL	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Expertise technique	6 420,0	125,1	1 005,8	729,3	357,8	1 445,7	1 480,7	1 275,7
Inspection finale et mise en route	11 110,7	14,2	529,7	691,9	1 364,5	691,6	701,7	7 117,2
Communications et relations publiques	73,7				7,5	46,5	19,7	
Mise en valeur	24,9		15,7	9,2				
Expertise immobilière	100,0			100,0				
Total	17 729,4	139,3	1 551,1	1 530,4	1 729,8	2 183,7	2 202,2	8 392,9

- 15 • Expertise technique : activités réalisées par certaines unités du Transporteur ;
- 16 • Inspection finale et mise en route : activités réalisées par le Transporteur associées
 17 aux essais techniques et spécialisés pour s'assurer du bon fonctionnement des
 18 équipements installés avant la mise en service commerciale ;
- 19 • Communications et relations publiques : activités réalisées par l'unité régionale qui
 20 assure les communications avec le public, les municipalités et les différents
 21 organismes régionaux ;

- 1 • Mise en valeur : crédit consacré à la mise en valeur de l'environnement et à l'appui
2 au développement régional afin d'amortir les impacts du Projet dans le milieu. La
3 mise en valeur est établie à 1 % des crédits d'engagement admissibles;
- 4 • Expertise immobilière : activités réalisées par l'unité Immobilier de la direction
5 principale – Centre de services partagés pour, entre autres, l'obtention des droits
6 de servitude, l'acquisition de terrains, l'évaluation des indemnités immobilières,
7 agricoles et forestières et la préparation des actes notariés et autres.

8 **Frais financiers**

9 Les frais financiers totaux s'élèvent à 10,2 M\$, soit 5,2 % du coût total des travaux du
10 Projet. Conformément à la décision D-2002-95⁸ de la Régie, la capitalisation des frais
11 financiers aux immobilisations en cours est réalisée au taux du coût en capital de l'année
12 témoin projetée, soit 6,838 %⁹ pour 2012.

13 De plus, conformément aux décisions D-2003-68¹⁰ et D-2005-63¹¹, le Transporteur précise
14 que la capitalisation des frais financiers selon le coût en capital prospectif de 5,698 %¹²
15 procure une réduction de 1,9 M\$ pour un investissement total en coûts des travaux de
16 193,0 M\$.

17 **Autres coûts**

18 Les autres coûts regroupent notamment les éléments suivants :

- 19 • gestion des matières dangereuses ;
20 • fourniture de matériel ;
21 • matériel à projets et guichet unique ;
22 • revalorisation des biens meubles excédentaires ;
23 • frais d'acquisition des biens et services ; et
24 • gestion des données et des documents (originaux et géomatique).

25 Ces frais s'élèvent à 3,1 M\$ et représentent 1,6 % du coût total des travaux du Projet de
26 194,9 M\$.

27 Ces autres coûts sont estimés en fonction des besoins réels du Projet et correspondent à
28 des activités nécessaires au bon déroulement de celui-ci. Ils seront facturés par la suite au
29 Projet en fonction des coûts réels.

⁸ Régie de l'énergie, décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 91.

⁹ Décision D-2012-059, 24 mai 2012, page 83.

¹⁰ Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 26.

¹¹ Décision D-2005-63, 15 avril 2005, page 4, faisant suite à la décision D-2005-50.

¹² Voir supra note 9.

1 Ces activités sont des services fournis principalement par la direction principale — *Centre*
2 *de services partagés.*

3 **Provision**

4 La valeur de la provision s'élève à 14,3 M\$, soit 7,3 % des coûts des travaux du Projet de
5 194,9 M\$. Toutefois, conformément à la demande de la Régie précisée à sa décision
6 D-2003-68¹³, la provision s'élève à 7,9 % lorsque l'on retranche du coût du Projet les autres
7 coûts et les frais financiers.

8 La provision est un montant inclus dans une estimation pour couvrir les incertitudes
9 imputables aux risques et aux imprécisions associés notamment aux durées, aux quantités,
10 au contenu technique, au mode d'approvisionnement, à la concurrence sur le marché
11 (fournisseurs, entrepreneurs), aux conditions climatiques et géographiques, au contexte
12 social, économique ou politique, ainsi qu'à tout autre élément défini dans l'étendue des
13 travaux du Projet du Transporteur.

14 Conformément à la pratique généralement suivie dans l'industrie, la méthodologie de calcul
15 de la provision est basée sur la fiabilité de la source de données, le degré de détail du
16 contenu, les facteurs de risque inhérents à chaque étape de réalisation du projet ainsi que
17 le degré de risque que l'organisation est prête à accepter.

18 Le Transporteur rappelle aussi que les provisions prévues, qui sont déterminées en fonction
19 des risques spécifiques à chaque projet et qui peuvent donc varier grandement d'un projet à
20 l'autre, ne sont « facturées » à un projet que dans la mesure où des risques se matérialisent
21 et deviennent des coûts réels engagés pour la réalisation du projet. Ainsi, les sommes
22 engagées (ou prévues au budget) pour le Projet du Transporteur et non utilisées ne seront
23 pas imputées à ce dernier. Par conséquent, le coût final du Projet du Transporteur
24 correspond au montant réellement déboursé au cours de son projet. De la même façon
25 qu'aucune marge bénéficiaire n'est facturée par HQÉSP, le Transporteur rappelle
26 qu'aucune provision n'est calculée sur les autres coûts et les frais financiers.

27 Finalement, le Transporteur souligne qu'HQÉSP déploie tous les efforts requis et agit avec
28 la plus grande diligence afin de réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts.

5.4 Coûts de télécommunications

29 Le Transporteur inclut au coût du Projet à faire autoriser, le coût de 8,5 M\$ pour les actifs de
30 télécommunications qui lui sont associés.

31 Le Transporteur précise que les travaux de télécommunications qui ont été décrits
32 précédemment représentent 4,2 % du coût total du Projet de 203,4 M\$. La figure 4 présente

¹³ Voir supra, note 8, page 97.

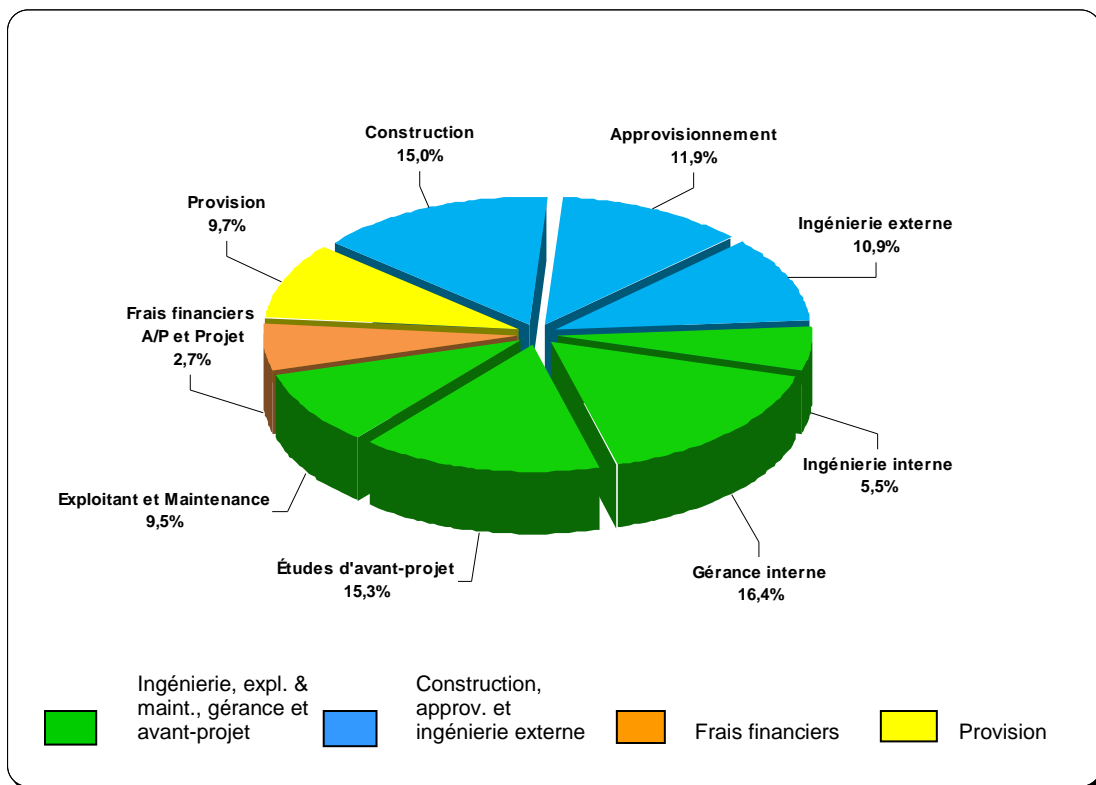
- 1 la répartition des coûts de télécommunications entre les diverses activités requises pour la
- 2 réalisation du Projet.
- 3 Le tableau 10 présente une ventilation des coûts de chacun des travaux de
- 4 télécommunications associés au Projet.

Tableau 10
Coûts des travaux de télécommunications par projet
(en milliers de dollars)

Projet	2012	2013	2014	2015	Global (k\$)
MRC De Témiscouata		199,8	467,2		667,0
Saint-Damasse	284,1	1 179,9			1 464,0
Viger-Denonville	113,6	1 399,4			1 513,0
Le Granit		53,0	25,0		78,0
Côte-de-Beaupré			25,5	52,5	78,0
Le Plateau 2		78,0			78,0
La Mitis		51,4	26,6		78,0
Saint-Cyprien			342,0	704,0	1 046,0
Pierre-de-Saurel		150,6	379,6	340,3	870,5
Frampton			199,6	411,1	610,7
Saint-Philémon		402,1	931,4		1 333,5
Val-Éo			227,3	467,7	695,0
Total - Télécommunication	397,7	3 514,2	2 624,2	1 975,6	8 511,7

- 5 La figure 4 présente la répartition des coûts de télécommunications entre les diverses
- 6 activités requises pour la réalisation du Projet.

Figure 4
Répartition des coûts de télécommunications par activité



5.5 Suivi des coûts du Projet

1 Le Transporteur soutient en premier lieu que les coûts détaillés plus avant sont nécessaires
 2 à la réalisation du Projet à l'étude et conséquemment, qu'ils sont raisonnables. Par ailleurs,
 3 dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la réalisation de ses projets
 4 d'investissement, le Transporteur assurera un suivi étroit des coûts de son projet.

5 Aux fins de la reddition de comptes de l'état d'avancement du présent projet et de tout futur
 6 projet d'investissement en transport d'un coût de 25 M\$ et plus pouvant nécessiter un suivi
 7 dans le cadre de ses rapports annuels à la Régie, si celle-ci le requiert¹⁴, le Transporteur
 8 soumet la proposition suivante, en quatre volets séquentiels :

9 a) sur une base annuelle, jusqu'à la mise en service finale du Projet :

10 Présenter une vision globale des coûts (autorisés, réels et prévus au 31 décembre
 11 de l'année visée) avec écarts entre les coûts autorisés et prévus (en M\$ et en %)
 12 ainsi que de la valeur cumulée et de l'horizon des mises en service du Projet du

¹⁴ En vertu du paragraphe 5 de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (« LRÉ »).

1 Transporteur et de tout futur projet visé de cette catégorie, dans la mesure où la
 2 Régie accepte les quatre volets de sa proposition pour ces projets.

3 b) sur une base ponctuelle, au besoin, jusqu'à ce que les coûts atteignent 50% de la
 4 valeur globale prévue du Projet :

5 Présenter les justificatifs pertinents quant aux écarts significatifs en annexe à cette
 6 vision globale des coûts et des mises en service. Le Transporteur propose à cet
 7 effet les seuils suivants, selon l'envergure des projets :

- 8 • Projets >= 100 M\$: (+ ou -) 5 %, comme dans le cas du présent projet.
- 9 • Projets < 100 M\$: (+ ou -) 10 %.

10 c) sur une base annuelle, une fois que les coûts auront atteint 50% de la valeur
 11 globale prévue du Projet :

12 Présenter un tableau complémentaire des coûts (autorisés, réels et prévus) avec
 13 justification des écarts significatifs, selon les seuils préétablis ci-haut, avec une
 14 ventilation des coûts, selon leur nature et pour chacun des volets Postes, Lignes et
 15 Télécommunications, de la forme suivante :

**Tableau 11
 Coûts de construction du Projet
 (en milliers de dollars)**

Volet	Gr. nat. compt. (HQT)	Invest. cumul. au 31/12/20xx (a)	Invest. final prévu (b)	MES au 31/12/20xx (c)	Valeur à autoriser Régie (d)	Réalisés % (a) / (b)
TELECOMMUNICATIONS	Autres biens - achat				1 007,8	
	Autres services				7 009,4	
	Frais financiers				494,5	
	Résultat	0,0	0,0	0,0	8 511,7	0,0%
POSTES DE TRANSPORT	Autres biens - achat				62 748,6	
	Prestation de travail HQT				17 572,5	
	Autres services				85 468,6	
	Frais financiers				10 076,9	
Résultat	0,0	0,0	0,0	175 866,6	0,0%	
LIGNES DE TRANSPORT	Autres biens - achat				174,1	
	Prestation de travail HQT				32,0	
	Autres services				1 958,8	
	Frais financiers				123,8	
Résultat	0,0	0,0	0,0	2 288,7	0,0%	
FRAIS REPORTÉS	Autres services				16 720,0	
Résultat	Résultat	0,0	0,0	0,0	16 720,0	0,0%
Résultat		0,0	0,0	0,0	203 387,0	0,0%

16 d) lors de la mise en service finale du Projet :

17 Présenter un tableau détaillé des coûts réels versus autorisés, sous la même forme
 18 et le même niveau de détail que ceux des tableaux 2 et 5 du présent document,
 19 accompagné d'un suivi de l'échéancier du projet et, le cas échéant, des justificatifs
 20 pertinents quant aux écarts significatifs identifiés selon les seuils préétablis ci-haut.

21 La présente proposition découle d'une analyse de l'ensemble du portefeuille de projets
 22 d'investissement de cette catégorie ayant fait l'objet d'une reddition de comptes à ce jour,
 23 en faisant ressortir les limites actuelles d'un tel suivi individuel ainsi que les nombreux

1 avantages sous-jacents aux pistes d'optimisation identifiées par le Transporteur, dont les
2 principaux avantages suivants :

- 3 • Format de présentation offrant un premier niveau d'analyse plutôt que dans un
4 format brut ;
- 5 • Meilleure perspective de l'ensemble et des composantes du portefeuille des projets
6 d'investissement en cours présentant un coût égal ou supérieur à 25 M\$;
- 7 • Optimisation des activités relatives à la collecte et à la consolidation des données-
8 source ;
- 9 • Préservation de la prérogative de la Régie de demander toute information
10 complémentaire jugée utile, dans le cadre de son examen des rapports annuels du
11 Transporteur ;
- 12 • Préservation de l'engagement du Transporteur de fournir à la Régie :
 - 13 ◦ une justification des écarts significatifs en cours de réalisation des projets visés,
14 au-delà des seuils proposés ;
 - 15 ◦ l'ensemble des informations détaillées pour les projets nécessitant suivi, au
16 moment de leur mise en service finale.

6 Impact tarifaire

17 Les coûts de la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la clientèle » sont
18 de l'ordre de 273,0 M\$, donnant lieu à une contribution estimée du Distributeur de l'ordre de
19 97,3 M\$. Cette contribution est estimée en tenant compte du coût du Projet, incluant les
20 remboursements, avant les frais d'exploitation et d'entretien, des postes de départs et des
21 réseaux collecteurs des producteurs privés de 68,1 M\$, ainsi que du montant maximal que
22 peut assumer le Transporteur pour les ajouts au réseau de 571 \$/kW et de la puissance
23 maximale à transporter pour le Projet selon les *Tarifs et conditions des services de transport*
24 *d'Hydro-Québec* en vigueur. Le montant final de la contribution sera déterminé en fonction
25 des coûts réels après la mise en service du Projet.

26 L'impact sur les revenus requis suite à la mise en service du Projet prend en compte les
27 coûts du Projet nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à l'amortissement, au
28 financement, à la taxe sur les services publics, et aux frais d'entretien et l'exploitation ainsi
29 que de la puissance maximale à transporter relative au Projet qui évoluera graduellement
30 jusqu'à 289,9 MW en 2015.

31 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 40 ans,
32 conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Pour la période de 40 ans, les résultats
33 concernant le remboursement des postes de départ et des réseaux collecteurs sont
34 présentés sur 20 ans et ceux concernant les autres actifs sont présentés sur 40 ans. Par

1 ailleurs, les résultats pour la période de 40 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les
2 revenus requis puisqu'ils sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des
3 immobilisations du Projet. Pour l'ensemble de ces périodes, le Projet ne génère pas
4 d'impact à la hausse sur le tarif de transport.

5 Une analyse de sensibilité est également présentée sous l'hypothèse d'une variation à la
6 hausse de 15 % du coût du Projet et du coût du capital prospectif.

7 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité sont présentés à
8 l'annexe 7 de la présente pièce.

7 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité

9 Le Transporteur doit s'assurer que la conception et l'exploitation de son réseau de transport
10 principal et de ses réseaux régionaux respectent ses critères de conception et
11 d'exploitation. De plus, toute exigence ou pratique que se donne l'entreprise, que ce soit
12 pour des raisons d'ordre économique ou environnemental, par exemple, doit prendre en
13 compte les critères du Northeast Power Coordinating Council, Inc. (le « NPCC »).

14 L'objectif visé par le Transporteur est d'intégrer des éoliennes plus performantes et à
15 moindre coût sur le réseau afin d'assurer le maintien de la fiabilité et de la robustesse du
16 réseau de transport, conformément aux critères de conception du Transporteur.

17 Les critères de conception utilisés pour déterminer le contenu du présent Projet visent à
18 assurer que le réseau de transport principal ainsi que les réseaux régionaux disposent de
19 suffisamment de souplesse et de robustesse dans leur conception pour être en mesure de
20 satisfaire les besoins de manière fiable et ce, malgré les nombreuses variations dans leurs
21 conditions de fonctionnement et les défauts et indisponibilités normales d'équipement avec
22 lesquels ils doivent composer.

23 La réalisation du Projet et de l'ensemble des travaux permettant de répondre à la demande
24 du Distributeur n'aura pas d'impact négatif sur la robustesse et la fiabilité du réseau
25 principal et des réseaux régionaux. Le choix des équipements permettra de préserver la
26 stabilité des nouveaux parcs éoliens suivant une perturbation et garantira la cohérence dans
27 le comportement dynamique entre les réseaux régionaux et le réseau principal.

28 Enfin, la réalisation du Projet permet de répondre aux engagements du Transporteur tout en
29 assurant un niveau de fiabilité adéquat, et ce, dans le respect des critères de conception et
30 d'exploitation du Transporteur et du NPCC.

8 Conclusion

31 Le Transporteur soumet respectueusement que la Régie dispose de toutes les informations
32 pertinentes à l'évaluation du Projet d'intégration des parcs éoliens au réseau de transport.
33 En effet, la preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement de chacun des

1 renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du
2 premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la LRÉ et du Règlement.

3 De plus, le Transporteur a démontré que le Projet est conçu et sera réalisé selon les
4 pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec. Il a également établi que cet
5 investissement est rendu nécessaire afin de répondre à la demande de raccordement de
6 douze parcs éoliens formulée par le Distributeur.

7 Le Transporteur soumet que la solution mise de l'avant est optimale et qu'elle respecte les
8 critères de conception appliqués par le Transporteur. Aussi, les investissements découlant
9 de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable du réseau de transport.