Demande relative au projet d'intégration du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (Rivière-Nouvelle)

Table des matières

1 Introduction **5**

2 Objectifs du Projet **6**

2.1 Mise en contexte **6**

3 Description et justification du Projet **9**

3.1 Description des installations **9**

3.1.1 Réseau de transport régional de Matapédia 9

3.1.2 Le poste de Rivière-du-Loup 10

3.1.3 La ligne biterne Matapédia-Cascapédia (circuits 2397 et 2398) 11

3.1.4 Parc éolien Rivière-Nouvelle 11

3.2 Description des travaux **11**

3.2.1 Construction d'une ligne monoterne d'environ 24 km à 230 kV 12

3.2.2 Travaux dans les postes de transport 14

3.2.3 Travaux en télécommunications 14

3.3 Justification du Projet en relation avec les objectifs **14**

4 Solutions envisagées **17**

4.1 Solution 1 – Raccordement du nouveau parc éolien à 230 kV en dérivation sur la ligne Matapédia - Cascapédia (circuit 2397) **18**

4.2 Solution 2 – Raccordement du nouveau parc éolien à 315 kV au poste de Matapédia **18**

4.3 Estimation des coûts des solutions envisagées **18**

5 Coûts associés au Projet **20**

5.1 Sommaire des coûts globaux **20**

5.2 Coûts des travaux de transport **20**

5.3 Principales composantes du coût des travaux **23**

5.4 Coûts de télécommunications **28**

5.5 Suivi des coûts du Projet **29**

6 Impact tarifaire **29**

7 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité **31**

8 Conclusion **32**

Liste des tableaux

Tableau 1 Concordance entre les sections de la demande et le *Règlement* 6
Tableau 2 Transits post-contingence dans les corridors Rivière-du-Loup - Rimouski 15
Tableau 3 Calendrier de réalisation 16
Tableau 4 Comparaison économique des solutions (k$ actualisés 2014) 19
Tableau 5 Coûts par année d'investissement (en milliers de dollars) 20
Tableau 6 Coût des divers travaux de postes et de lignes (en milliers de dollars) 21
Tableau 7 Taux d'inflation spécifiques 21
Tableau 8 Coûts du « Client » (en milliers de dollars) 26
Tableau 9 Transits post-contingence dans les corridors Rivière-du-Loup - Rimouski après le Projet 31

Liste des figures

Figure 1 Localisation géographique du Projet 8
Figure 2 Illustration simplifiée du réseau de transport régional de Matapédia 10
Figure 3 Tracé de la ligne monoterne à 230 kV 13
Figure 4 Répartition des coûts externes et internes à HQÉSP pour la phase projet 24
Figure 5 Répartition des coûts des activités 24
Figure 6 Répartition des coûts de télécommunications par activité 29

Liste des annexes

Annexe 1 Décret 191-2014 du gouvernement du Québec
Annexe 2 Estimation et engagement du Distributeur concernant la contribution au Projet
Annexe 2.1 Entente de raccordement pour l'intégration d'une centrale au réseau d'Hydro-Québec entre Hydro-Québec, agissant par sa division Hydro-Québec TransÉnergie et Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (mu) s.e.c
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 Analyse économique
Annexe 7 Coûts annuels
Annexe 8 Impact tarifaire

1 Introduction

Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de construire les actifs requis pour l'intégration du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n[1] (le parc éolien « Rivière-Nouvelle ») au réseau de transport (le « Projet »).

Le parc éolien, d'une capacité de près de 150 MW, se situe dans le territoire non-organisé de Rivière-Nouvelle, dans la municipalité régionale de comté (« MRC ») d'Avignon, en Gaspésie.

Le Projet consiste à intégrer le nouveau parc éolien au réseau de transport régional de Matapédia, ajouter des équipements aux postes de Rivière-du-Loup et Micmac et réaliser des travaux connexes. Les mises en service sont prévues en septembre 2016, notamment pour le parc éolien, et en septembre 2017.

Le coût du Projet s'élève à 124,1 M$ dont 123,0 M$ sont attribués à des travaux s'inscrivant dans la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle » et 1,2 M$ à des travaux dans la catégorie « maintien des actifs ». Le coût du Projet inclut un montant de 49,4 M$ pour le remboursement du poste de départ et du réseau collecteur du parc éolien.

À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de respecter l'échéancier des travaux et de mises en service, il doit entreprendre certaines activités de projet jugées nécessaires. En effet, le Transporteur doit s'assurer que tous les travaux sous sa responsabilité soient complétés en temps opportun afin de respecter la date prévue de mise en service du parc éolien et de livraison de l'électricité.

Le tableau 1 indique la concordance entre les pièces de la demande du Transporteur et les renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »).

[1] Signifie « grand vent » en langue micmaque.

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	Para-graphe	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 Annexe 7
2	1	5°	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	4 Annexe 6
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	6 Annexe 8
2	1	8°	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-1, Document 1	7
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°	Les engagements contractuels et les contributions financières prévues	HQT-1, Document 1	Annexe 2

2 Objectifs du Projet

Le Projet consiste à intégrer la production du parc éolien de Rivière-Nouvelle, d'une capacité de près de 150 MW, au réseau de transport d'Hydro-Québec tout en assurant la fiabilité du réseau de transport régional de Matapédia.

2.1 Mise en contexte

Le Projet répond à une demande de raccordement du parc éolien au réseau de transport d'Hydro-Québec formulée par le promoteur *Parc Éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), S.E.C.* (le « Promoteur »). Ce projet est issu d'un partenariat des communautés micmaques de

Gaspésie et de *Innergex Énergie Renouvelable inc*. [2]

Le parc éolien fait l'objet du décret 191-2014 du gouvernement du Québec, adopté le 26 février 2014, qui dispense Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») de recourir à l'appel d'offres pour la conclusion d'un contrat d'approvisionnement auprès d'un fournisseur lié à une communauté autochtone. Le texte du décret est déposé à l'annexe 1 de la présente pièce.

Un contrat d'approvisionnement en électricité[3] d'une capacité installée de 149,65 MW pour une durée de vingt ans a été signé le 21 mars 2014 entre le Promoteur et le Distributeur.

Selon le décret et le contrat d'approvisionnement en électricité, la date du début des livraisons est prévue le 1er décembre 2016. Cependant, le Promoteur a demandé une mise en service du parc éolien en septembre 2016, soit un an plus tôt que la date de mise en service initialement prévue par le Transporteur (septembre 2017), ce qui comprime l'échéancier pour réaliser les travaux relatifs à l'intégration du parc éolien.

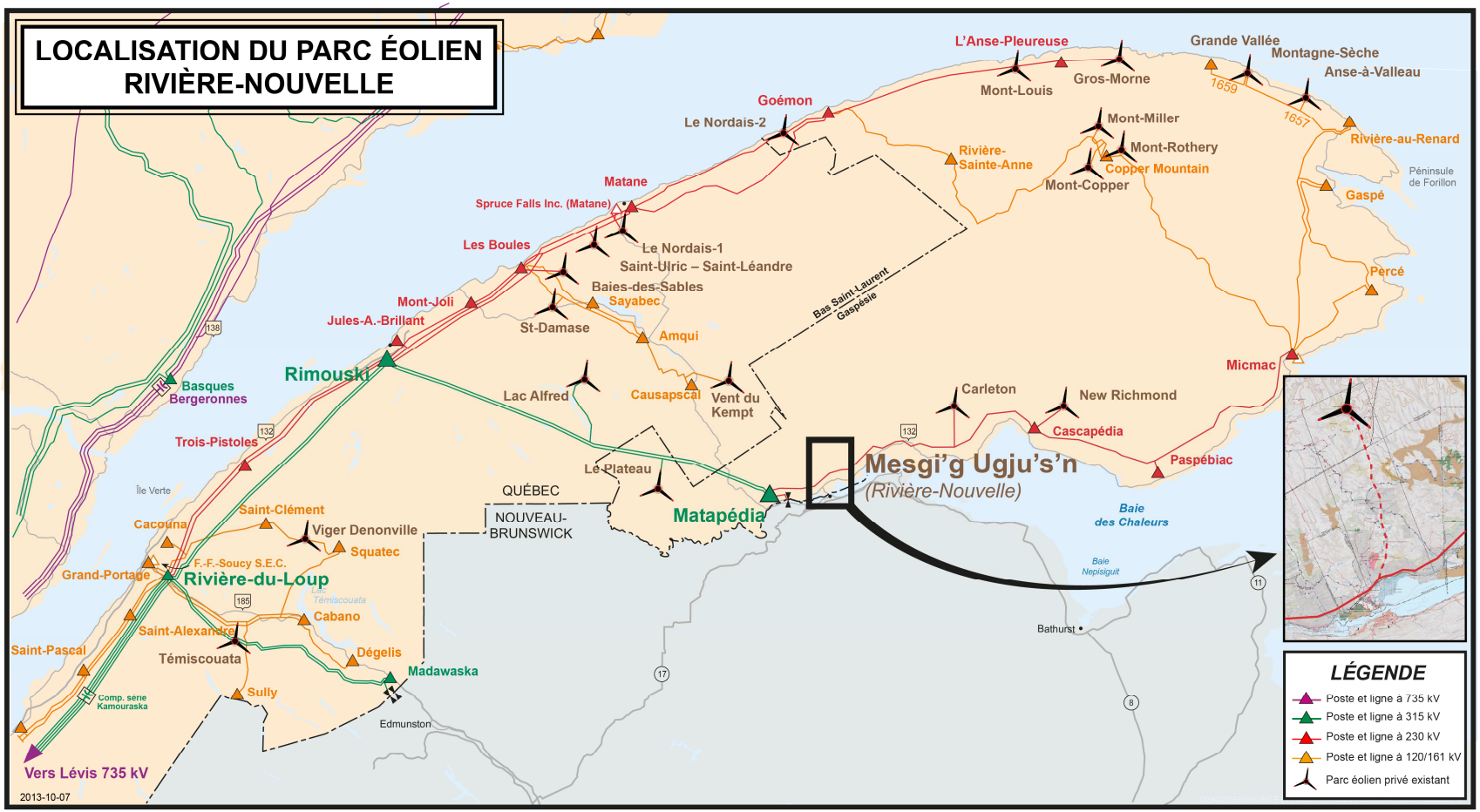
Le Transporteur dépose à l'annexe 2 de la présente pièce, une lettre signifiant l'estimation et l'engagement du Distributeur pour assumer la contribution au Projet.

La figure 1 présente la localisation géographique du nouveau parc éolien dans le cadre du présent Projet.

[2] L'attribution d'un bloc d'énergie éolienne de près de 150 mégawatts a été faite au regroupement Mi'gmawei Mawiomi qui représente les communautés micmaques de Listuguj, de Gesgapegiag et de Gespeg, en Gaspésie. Le regroupement reconnaît le fournisseur Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU), S.E.C., constitué du commandité Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) inc. et des commanditaires Innergex Énergie Renouvelable inc. et Ressources Mi'gmawei Mawiomi S.E.C., comme étant un fournisseur lié aux trois communautés micmaques.

[3] Le contrat d'approvisionnement en électricité, du 21 mars 2014, est disponible à l'adresse suivante : http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/pdf/contrats/mesgig-ugjusn-contrat-2014.pdf. L'amendement au contrat, du 5 novembre 2014, est disponible à l'adresse suivante : http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/pdf/contrats/mesgig-ugjusn-amendement-1.pdf. Cet amendement fait passer la puissance installée de 149,65 MW à 149,25 MW suite à la substitution du modèle d'éoliennes par le Promoteur. La puissance installée sera ramenée à 149,25 MW lorsque le manufacturier du Promoteur aura fourni, à la satisfaction du Transporteur, les informations techniques requises afin d'autoriser le changement de modèle d'éoliennes.

Figure 1
Localisation géographique du Projet



3 Description et justification du Projet

3.1 Description des installations

3.1.1 Réseau de transport régional de Matapédia

Le nouveau parc éolien sera intégré au réseau de transport régional de Matapédia. Ce réseau est alimenté par le poste de Rivière-du-Loup, lequel est relié au poste de Rimouski par deux lignes biternes, une à 315 kV (ligne 3082-3083) et l'autre à 230 kV (ligne 2313-2314), formant deux corridors en parallèle. À partir du poste de Rimouski, le réseau régional de Matapédia forme une boucle composée de deux axes principaux à 230 kV, un qui contourne la rive nord de la péninsule et l'autre la rive sud. Le nouveau parc éolien sera raccordé à l'axe sud du réseau, à l'est du poste de Matapédia.

En été, lorsque la charge est faible et que la production éolienne est élevée, le transit circule de la péninsule gaspésienne vers le réseau de transport principal, sollicitant tout particulièrement les équipements entre les postes de Rivière-du-Loup et Rimouski.

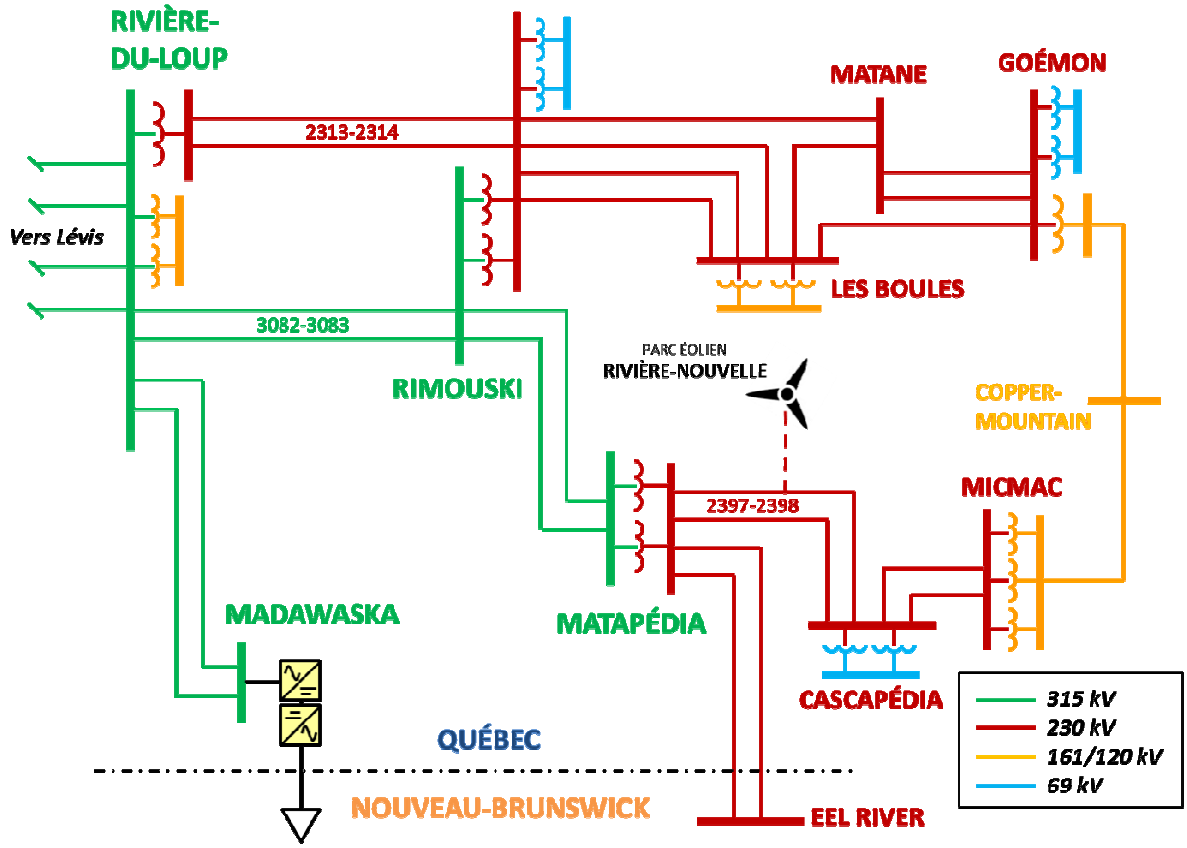
Le Transporteur rappelle qu'avec l'intégration des cinq parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2009-02, la puissance installée totale de source éolienne sur le réseau régional Matapédia devait atteindre 1 835 MW[4]. La puissance est maintenant estimée à 1 885 MW compte tenu des modifications à certains contrats d'approvisionnement[5].

La figure 2 présente une illustration simplifiée du réseau de transport régional de Matapédia et le raccordement projeté du nouveau parc éolien Rivière-Nouvelle.

[4] Dossier R-3836-2013, Demande relative au projet d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2009-02 au réseau de transport d'Hydro-Québec, HQT-1, Document 1, p.28.

[5] Il s'agit de l'implantation du parc éolien de Saint-Honoré/Saint-Elzéar (Témiscouata II) de 51,7 MW initialement prévu à Saint-Valentin en Montérégie dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03 et de modifications de la puissance d'autres parcs éoliens totalisant une réduction de moins de 2 MW.

Figure 2
Illustration simplifiée du réseau de transport régional de Matapédia



3.1.2 Le poste de Rivière-du-Loup

Le poste de Rivière-du-Loup est un poste source alimentant l'ensemble des charges du réseau de transport régional de Matapédia. Il est relié au poste stratégique de Lévis au moyen de quatre circuits à 315 kV, permettant également de transiter vers le réseau de transport principal la production provenant des parcs éoliens situés en Gaspésie.

Le poste comprend une section à 315-230 kV, munie d'un transformateur de 560 MVA, et une section à 315-120 kV, composée de deux transformateurs de 450 MVA chacun. La capacité de transformation de la section à 315-230 kV est d'environ 795 MVA en hiver et 560 MVA en été.

Le Transporteur souligne qu'en termes de capacité thermique des équipements, lorsque la charge est faible et que la production éolienne est élevée sur le réseau régional de Matapédia en été (température ambiante de 30ºC), les transits sur les équipements de la section à 315-230 kV du poste de Rivière-du-Loup sont plus élevés, atteignant des niveaux qui sont près d'atteindre la capacité de transformation du poste en été.

3.1.3 La ligne biterne Matapédia-Cascapédia (circuits 2397 et 2398)

La ligne biterne Matapédia-Cascapédia, composée des circuits 2397 et 2398, relie les postes de Matapédia et de la Cascapédia. D'une part, elle alimente les charges des postes de la Cascapédia, de Paspébiac et Micmac et d'autre part, elle intègre au réseau de transport la puissance des parcs éoliens de Carleton et de New-Richmond. Le parc éolien de Carleton[6] est raccordé au circuit 2398 alors que le parc éolien de New-Richmond[7] est raccordé directement au poste de la Cascapédia.

3.1.4 Parc éolien Rivière-Nouvelle

Le parc éolien, d'une capacité installée de 149,65 MW, comprendra 73 éoliennes de type MM92 du manufacturier Senvion SE (anciennement Repower Systems), d'une puissance de 2,05 MW chacune.

Le poste de départ comporte deux transformateurs élévateurs à 34,5-230 kV et trois disjoncteurs à 230 kV. La section à 34,5 kV du poste de départ comprend également les disjoncteurs d'artères, deux transformateurs de mise à la terre et tout l'appareillage de sectionnement nécessaire.

Le réseau collecteur du parc éolien est composé d'un réseau de lignes aériennes et de câbles souterrains à 34,5 kV permettant de raccorder chacune des éoliennes au poste de départ.

3.2 Description des travaux

Les travaux associés au Projet sont les suivants :

- construction d'une ligne monoterne d'environ 24 km à 230 kV entre le poste de départ du parc éolien et la ligne Matapédia-Cascapédia (circuit 2397) ;
- ajout d'un deuxième transformateur de 560 MVA à 315-230 kV au poste de Rivière-du-Loup ;
- ajout d'une inductance de 30 Mvar à 230 kV au poste Micmac ;
- modification des protections (circuit 2397) aux postes de Matapédia et de la Cascapédia ;
- réalisation de travaux de télécommunications entre le poste de départ du parc éolien et les postes de Matapédia et de la Cascapédia.

[6] Dossier R-3742-2010 (A/O 2005-03), Demande relative au projet d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2005-03 au réseau de transport d'Hydro-Québec.

[7] Dossier R-3631-2007 (A/O 2003-02), Demande du Transporteur afin d'obtenir une autorisation pour acquérir et construire des immeubles et des actifs requis pour l'intégration des parcs éoliens au réseau régional de transport Matapédia.

Les composantes du Projet sont décrites de façon plus détaillée ci-après.

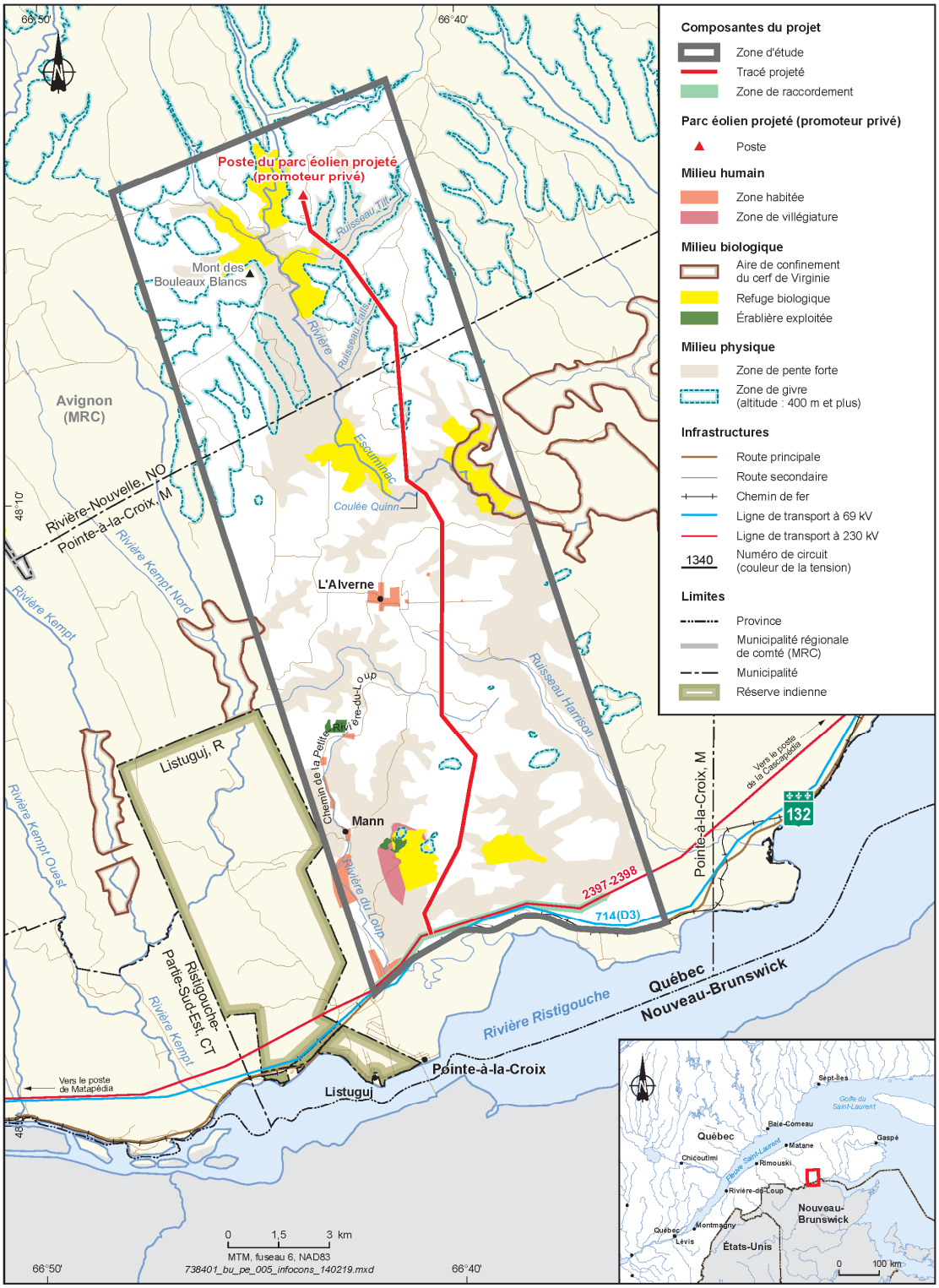
3.2.1 Construction d'une ligne monoterne d'environ 24 km à 230 kV

Le Transporteur prévoit construire une ligne monoterne à 230 kV d'environ 24 km entre le poste de départ du parc éolien et la ligne Matapédia-Cascapédia (circuit 2397).

La ligne projetée sera supportée par des pylônes à treillis en acier, la plupart de type haubané. Les conducteurs seront de type Curlew à faisceau simple pour une capacité de transit de 300 MVA à 20°C, permettant de transiter la puissance totale du nouveau parc éolien.

À la suite de la période de consultations réalisées au printemps 2014, des relevés de terrain et des échanges menés avec la municipalité de Pointe-à-la-Croix, Hydro-Québec a proposé un tracé qui répond aux préoccupations du milieu. Le tracé retenu est majoritairement en terres publiques. La ligne s'intègre bien dans le paysage et l'emprise nécessitera peu de déboisement. La figure 3 présente le tracé retenu de la ligne monoterne.

Figure 3
Tracé de la ligne monoterne à 230 kV



3.2.2 Travaux dans les postes de transport

Poste de Rivière-du-Loup

L'intégration du nouveau parc éolien Rivière-Nouvelle requiert l'ajout d'un deuxième transformateur à 315-230 kV d'une capacité de 560 MVA équivalente à celle du transformateur actuel au poste de Rivière-du-Loup, ainsi que les disjoncteurs associés à ce transformateur. Cela nécessite aussi la modification des jeux de barres à 230 kV.

Des travaux de pérennité sont également prévus dans ce poste suite à un diagnostic d'état local. Ils consistent au remplacement du disjoncteur 230-19 et de ses sectionneurs, ainsi que des chaînes isolateurs sur les barres tendues à 230 kV. De plus, ces équipements ont atteint la fin de leur durée d'utilité.

Poste Micmac

Le raccordement du nouveau parc éolien nécessite l'ajout d'une inductance d'une capacité de 30 Mvar à 230 kV au poste Micmac afin de limiter les surtensions dans le réseau de transport.

Des travaux de pérennité sont également prévus dans ce poste. Ils consistent au remplacement d'un transformateur de tension à 230 kV et des chaînes isolateurs sur les barres tendues à 230 kV, équipements ayant aussi atteint la fin de leur durée d'utilité.

Le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 3, un schéma unifilaire illustrant l'emplacement des travaux au poste de Rivière-du-Loup ainsi qu'au poste Micmac.

Postes de Matapédia et de la Cascapédia

Des modifications aux protections du circuit 2397 aux postes de Matapédia et de la Cascapédia sont nécessaires pour intégrer le nouveau parc éolien. Des téléprotections et un télédéclenchement sont également requis vers le poste de départ du parc éolien.

3.2.3 Travaux en télécommunications

Les besoins de téléprotections et de télédéclenchement du poste de départ du parc éolien nécessitent l'ajout de trois liens de communications micro-ondes qui relieront le poste de départ du parc éolien, le poste de Matapédia et le poste de la Cascapédia.

3.3 Justification du Projet en relation avec les objectifs

Croissance des besoins de la clientèle

La mise en service du parc éolien Rivière-Nouvelle est prévue en septembre 2016 pour une puissance installée totale de près de 150 MW. Cette puissance vient s'ajouter à l'ensemble de la puissance éolienne estimée à près de 1 885 MW et découlant principalement des

appels d'offres éoliens A/O 2003-02, A/O 2005-03 et A/O 2009-02[8]. Par conséquent, la puissance installée d'électricité de source éolienne sur le réseau de transport régional de Matapédia totalisera environ 2035 MW à la fin de l'année 2016.

Actuellement, lorsque le réseau régional de Matapédia est en condition de creux de charge en été et que tous les parcs éoliens raccordés sur ce réseau sont exploités à leur puissance nominale, l'excédent de la production éolienne par rapport à la charge du réseau de Matapédia est transporté vers le réseau de transport principal, soumettant ainsi les équipements des corridors à 230 kV et à 315 kV Rivière-du-Loup – Rimouski à un fort transit. Par conséquent, en considérant la perte de l'élément du réseau le plus contraignant (perte d'un des circuits à 315 kV), la capacité de transit de la ligne 3082-3083 Rivière-du-Loup –Rimouski à 315 kV et du transformateur à 315-230 kV au poste de Rivière-du-Loup est actuellement presqu'atteinte.

Avec l'intégration du nouveau parc éolien Rivière-Nouvelle d'une puissance de près de 150 MW, les capacités de transit du circuit restant à 315 kV et du transformateur à 315-230 kV du poste Rivière-du-Loup seront dépassées, comme le présente le tableau 2.

Tableau 2
Transits post-contingence dans les corridors Rivière-du-Loup - Rimouski

	Tension (kV)	Capacité (MVA)	Transit (MVA)	
			Avant Rivière-Nouvelle (Production éolienne de 1885 MW)	Après Rivière-Nouvelle (Production éolienne de 2035 MW)
Transformateur T5 au poste de Rivière-du-Loup	**315-230**	**560**	558	**629**
Circuit 3082 ou 3083	**315**	**1 069**	967	**1 079**
Circuit 2313	**230**	**370**	278	308
Circuit 2314	**230**	**370**	279	309

Dans ce contexte, l'ajout d'un deuxième transformateur 315-230 kV au poste Rivière-du-Loup est requis afin d'intégrer et d'acheminer la puissance produite par l'ensemble des éoliennes du réseau de transport régional de Matapédia. L'ajout de ce deuxième transformateur permet de pallier le dépassement de la capacité du transformateur existant. De plus, avec deux transformateurs 315-230 kV au poste de Rivière-du-Loup, une partie de la puissance circulant sur les circuits à 315 kV sera redirigée vers le corridor à 230 kV, réduisant ainsi le transit sur la ligne 3082-3083 sous leur capacité de transit. L'impact de l'ajout de ce nouveau transformateur est présenté à la section 7 du présent document.

[8] Voir supra, notes 4, 6 et 7

Par ailleurs, l'ajout d'une nouvelle ligne monoterne pour le raccordement du parc éolien amènera une contribution en puissance réactive plus importante en condition de faible charge, causant ainsi des surtensions dans le réseau de transport régional de Matapédia au-delà des limites permises. L'ajout d'une inductance de 30 Mvar à 230 kV au poste Micmac est alors requis afin de limiter les surtensions dans les limites permises, conformément aux critères de conception du réseau de transport principal et aux critères du NPCC.

Maintien des actifs

Outre les besoins d'intégration de puissance, le Transporteur prévoit remplacer certains équipements ayant atteint la fin de leur durée d'utilité. À cet égard, la justification du Projet s'appuie sur la grille d'analyse du risque des équipements qui permet au Transporteur de déterminer les équipements devant faire l'objet d'interventions d'après *la Stratégie de gestion de la pérennité des actifs.*

Ainsi, l'appareillage de sectionnement à 230 kV du poste de Rivière-du-Loup de même qu'un transformateur de mesure à 230 kV au poste Micmac doivent être remplacés. De plus, les chaînes d'isolateurs à 230 kV de ces deux postes doivent également être remplacées, suite à un diagnostic d'état local.

Le Transporteur considère que le Projet est réalisable au plan technique, tant du point de vue de l'échéancier que du point de vue de l'exécution. Les avant-projets réalisés à ce jour par le Transporteur ont permis de confirmer la faisabilité et de préciser les contraintes de réalisation inhérentes au Projet.

Enfin, le Transporteur rappelle que sa mission de base est notamment de maintenir un service de transport permettant de répondre aux besoins des clients, en assurant la continuité et la qualité de ce service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de transport. À son avis, le Projet est conforme à cette mission.

Le Transporteur présente, au tableau 3, le calendrier de réalisation des travaux reliés au Projet.

Tableau 3
Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Février 2014	Juin 2014
Autorisation de la Régie de l'énergie	Mai 2015	Dès que possible selon la disponibilité de la Régie
Projet	Juillet 2014	Septembre 2017
Mises en service - Ligne, inductance et poste de départ du parc éolien - Transformateur au poste de Rivière-du-Loup	-	 Septembre 2016 Septembre 2017

Compte tenu de la demande du Promoteur pour une mise en service hâtive du parc éolien en septembre 2016, le Transporteur a dû entamer certains travaux, notamment les modifications des protections du circuit 2397 aux postes de Matapédia et de la Cascapédia afin d'optimiser la planification de son travail[9]. De plus, il a dû réaliser des activités liées à l'approvisionnement du transformateur à 315-230 kV au poste de Rivière-du-Loup et de l'inductance requise au poste Micmac.

Par ailleurs, il est à noter que le Transporteur imposera une restriction d'exploitation temporaire limitant la puissance du parc éolien à une puissance maximale de 120-130 MW (réduction de 20-30 MW) lors d'un creux de charge et d'une forte production éolienne dans le réseau de transport régional de la Matapédia pour la période entre la mise en service du parc éolien prévue en septembre 2016 et la mise en service complète des équipements du réseau de transport, laquelle est prévue en septembre 2017.

Le Transporteur dépose, à l'annexe 4 de la présente pièce, la liste des principales normes techniques appliquées au Projet.

Enfin, le Transporteur présente à l'annexe 5 de la même pièce, la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois qui s'appliquent aussi au Projet.

4 Solutions envisagées

Les analyses du Transporteur ont permis d'identifier différentes solutions pour raccorder le nouveau parc éolien tout en respectant les critères de conception du réseau de transport. Les aspects techniques, environnementaux et économiques ont également été considérés pour orienter le choix de la meilleure solution.

Les solutions envisagées sont les suivantes :

- Solution 1 – Raccordement du nouveau parc éolien à 230 kV en dérivation sur la ligne Matapédia - Cascapédia (circuit 2397).
- Solution 2 – Raccordement du nouveau parc éolien à 315 kV au poste de Matapédia.

Ces deux solutions prévoient l'ajout du deuxième transformateur 315-230 kV au poste de Rivière-du-Loup et le remboursement du poste de départ et du réseau collecteur du parc éolien.

Le Transporteur présente aux sections 4.1 et 4.2 suivantes les solutions qu'il a envisagées afin de répondre aux objectifs visés décrits à la section 2.

[9] Suivant l'entente préalable de raccordement avec le Promoteur, le Transporteur a convenu de démarrer la phase projet tout en mitigeant les risques financiers avec des garanties financières.

4.1 Solution 1 – Raccordement du nouveau parc éolien à 230 kV en dérivation sur la ligne Matapédia - Cascapédia (circuit 2397)

La solution 1 constitue la solution optimale retenue par le Transporteur. Elle consiste à raccorder le nouveau parc éolien à 230 kV par une nouvelle ligne monoterne d'environ 24 km en dérivation sur la ligne Matapédia-Cascapédia (circuit 2397), à environ 20 km du poste de Matapédia. Le tracé de ligne est choisi en suivant le parcours le plus court entre le parc éolien et le circuit 2397. Aucun départ de ligne n'est requis (disjoncteurs, sectionneurs, etc.) dans le poste du Transporteur.

Cette solution nécessite l'ajout d'une inductance à 230 kV au poste Micmac.

La solution 1 apparaît réaliste en regard de l'échéancier particulièrement serré pour une mise en service du parc éolien prévue en septembre 2016.

Un raccordement en dérivation est plus économique qu'une nouvelle ligne radiale. Comme il appert du tableau 4, la solution 1 s'avère la solution dont les coûts globaux actualisés sont les plus bas.

4.2 Solution 2 – Raccordement du nouveau parc éolien à 315 kV au poste de Matapédia

La solution 2 consiste à raccorder le nouveau parc éolien à 315 kV au poste de Matapédia par une nouvelle ligne monoterne à 315 kV d'une longueur de 35 km. Un nouveau départ de ligne à 315 kV (disjoncteurs, sectionneurs, etc.) ainsi qu'une inductance à 315 kV au poste de Matapédia seront également requis, nécessitant un agrandissement du terrain de ce poste.

La solution 2 implique des coûts globaux plus élevés que ceux de la solution 1 ainsi qu'un échéancier ne permettant pas une mise en service du parc éolien prévue en 2016.

Pour ces raisons, le Transporteur considère que la solution 2 doit être rejetée au profit de la solution 1.

4.3 Estimation des coûts des solutions envisagées

Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en tenant compte des investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques. L'analyse économique a été réalisée sur une période de 2014 à 2035, soit 20 ans après la mise en service du Projet, d'après les hypothèses suivantes :

- taux d'actualisation de long terme de 5,455 % ;
- taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle des flux d'investissement pour la portion comprise entre la fin de la durée visée par l'analyse et la fin de la durée de vie spécifique de chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est fonction des catégories d'équipements établies par le Transporteur.

Le tableau 4 présente une comparaison économique des deux solutions décrites précédemment. Les coûts y sont exprimés en milliers de dollars actualisés de l'année 2014.

Tableau 4
Comparaison économique des solutions (k$ actualisés 2014)

	Solution 1 Raccordement du nouveau parc éolien à 230 kV en dérivation sur la ligne Matapédia - Cascapédia (circuit 2397)	**Solution 2** Raccordement du nouveau parc éolien à 315 kV au poste de Matapédia
Investissements	108 440	123 120
Valeurs résiduelles	(19 142)	(27 222)
Taxes	5 204	5 969
Pertes électriques	1 077	Référence
Coûts globaux actualisés	**95 579**	**101 867**

Comme mentionné précédemment, les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur démontrent que les coûts globaux actualisés de la solution 1 sont inférieurs à ceux de la solution 2. De plus, le délai de réalisation de cette solution est moins long que celui de la solution 2. Le Transporteur a retenu la solution 1.

Les détails de l'analyse économique et les paramètres utilisés pour l'analyse sont présentés à l'annexe 6 de la présente pièce.

5 Coûts associés au Projet

5.1 Sommaire des coûts globaux

Le coût total du Projet s'élève à 124,1 M$. Ce coût comprend un montant de 74,8 M$ pour les travaux de raccordement et un montant de 49,4 M$ pour le remboursement du poste de départ et du réseau collecteur du parc éolien[10].

Le tableau 5 présente la répartition des coûts par année d'investissement.

Tableau 5
Coûts par année d'investissement
(en milliers de dollars)

	2014 et -	2015	2016	2017	Total
Lignes	1 621,4	10 495,5	24 980,8		37 097,7
Postes	999,5	3 465,1	28 410,6	1 379,2	34 254,4
PMVI			408,0		408,0
Mesurage (HQD)			185,0		185,0
Télécommunications	259,1	832,5	1 544,0	174,3	2 809,9
Sous-total	**2 880,0**	**14 793,1**	**55 528,4**	**1 553,5**	**74 755,0**
Remboursement poste de départ et du réseau collecteur du parc éolien			49 384,5		49 384,5
GLOBAL	**2 880,0**	**14 793,1**	**104 912,9**	**1 553,5**	**124 139,5**

5.2 Coûts des travaux de transport

Le coût des divers travaux associés au Projet (sans le remboursement de poste de départ et du réseau collecteur du parc éolien) s'élève à 74,8 M$. Cette somme inclut des montants de 2,8 M$ pour les actifs de télécommunications, ainsi que 0,2 M$ pour les activités de mesurage qui sont réalisés par le Distributeur. En excluant ces coûts de télécommunications, le coût des travaux du Projet est de 71,9 M$.

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

[10] Le montant de 49,4 M$ comprend le remboursement du poste de départ (145 $/kW x 149,65 MW = 21,7 M$) et du réseau collecteur (185 $/kW x 149,65 MW = 27,7 M$), en tenant compte des contributions maximales indiquées dans le contrat d'approvisionnement en électricité à l'article 17.3.

Tableau 6
Coût des divers travaux de postes et de lignes
(en milliers de dollars)[11]

	Total Lignes	Total Postes	Total Transport	Télécom-munications	Total Transport et télécomm.
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	1 094,6	339,5	1 434,1	306,6	**1 740,7**
Autres coûts	9,8	18,4	28,2		**28,2**
Frais financiers	58,0	9,7	67,7	11,0	**78,7**
Sous-total	**1 162,4**	**367,6**	**1 530,0**	**317,6**	**1 847,6**
Coûts du projet					
Ingénierie interne	1 418,8	1 033,3	2 452,1	150,0	**2 602,1**
Ingénierie externe	888,9	595,6	1 484,5	215,0	**1 699,5**
Client	1 051,6	1 865,0	2 916,5	401,0	**3 317,5**
Approvisionnement	6 097,4	12 268,8	18 366,2	470,0	**18 836,2**
Construction	17 484,5	8 389,6	25 874,1	500,0	**26 374,1**
Mesurage (HQD)		185,0	185,0		**185,0**
Gérance interne	1 367,0	3 487,9	4 854,9	370,0	**5 224,9**
Gérance externe	1 271,2	180,3	1 451,5		**1 451,5**
Provision	4 469,5	2 828,0	7 397,6	262,3	**7 659,9**
Autres coûts	434,6	539,8	974,3		**974,3**
Frais financiers	1 859,8	2 598,6	4 458,3	124,0	**4 582,3**
Sous-total	**36 343,3**	**34 071,8**	**70 415,1**	**2 492,3**	**72 907,4**
TOTAL	**37 505,7**	**34 439,4**	**71 945,1**	**2 809,9**	**74 755,0**

1 Le tableau 7 présente les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet.

Tableau 7
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2015	2016	2017
Lignes	2,5%	2,4%	2,5%
Postes	3,3%	3,0%	2,9%
Télécommunication	1,2%	1,7%	1,4%

[11] Excluant le remboursement du poste de départ et du réseau collecteur du parc éolien au montant de 49,4 M$.

Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet du Transporteur proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Équipement et Services partagés (« HQÉSP ») établies en date du 14 avril 2014.

Conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2012-161[12] quant à la justification des taux d'inflation utilisés aux fins de l'évaluation des coûts de travaux des divers projets d'investissement qui lui sont soumis pour approbation, le Transporteur fournit ci-après les informations pertinentes à l'appui des taux d'inflation utilisés aux fins de l'évaluation des coûts des travaux des divers projets d'investissement qu'elle présente à la Régie pour approbation, dont le présent Projet.

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

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

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

- Coût de main-d'œuvre :
  - ingénierie interne et externe ;
  - gestion de projet et de chantier.
- Coûts reliés à la construction :
  - Main-d'œuvre de construction ;
  - équipement et matériaux de construction.
- Approvisionnement :
  - transformateurs et inductances ;
  - appareillage de sectionnement et de mesure ;
  - armoires de branchement, charpentes, supports, câbles, jeux de barres, etc.

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

- Coût de main-d'œuvre :

[12] Dossier R-3812-2012 relatif au projet Waswanipi, par. 42.

- ingénierie interne et externe ;
- gestion de projet et de chantier.

- Coûts reliés à la construction :
  - main-d'œuvre de construction ;
  - équipement et matériaux de construction.
- Approvisionnement :
  - Coût d'acquisition de l'acier de pylônes et de fondations ;
  - Coût d'acquisition de la quincaillerie et des isolateurs ;
  - Coût d'acquisition des conducteurs et du câble de garde à fibres optiques.

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

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

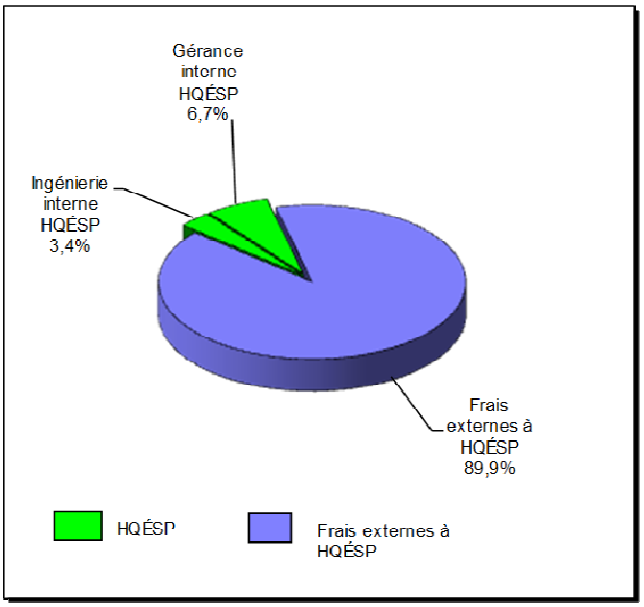
Le Transporteur souligne que le coût total de son projet ne doit pas dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par le Conseil d'administration, auquel cas il doit obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à en informer la Régie en temps opportun. Le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

5.3 Principales composantes du coût des travaux

Comme présentés à la figure 4, les coûts externes à HQÉSP pour la phase projet sont de 64,6 M$, soit 89,9 % du coût du Projet de 71,9 M$, sans le coût des actifs de télécommunications (lesquels sont présentés à la section 3.2.3). Les travaux liés aux actifs de télécommunications sont entièrement réalisés par le groupe Technologie d'Hydro-Québec et ils sont donc exclus des éléments de coûts et ratios ci-dessous.

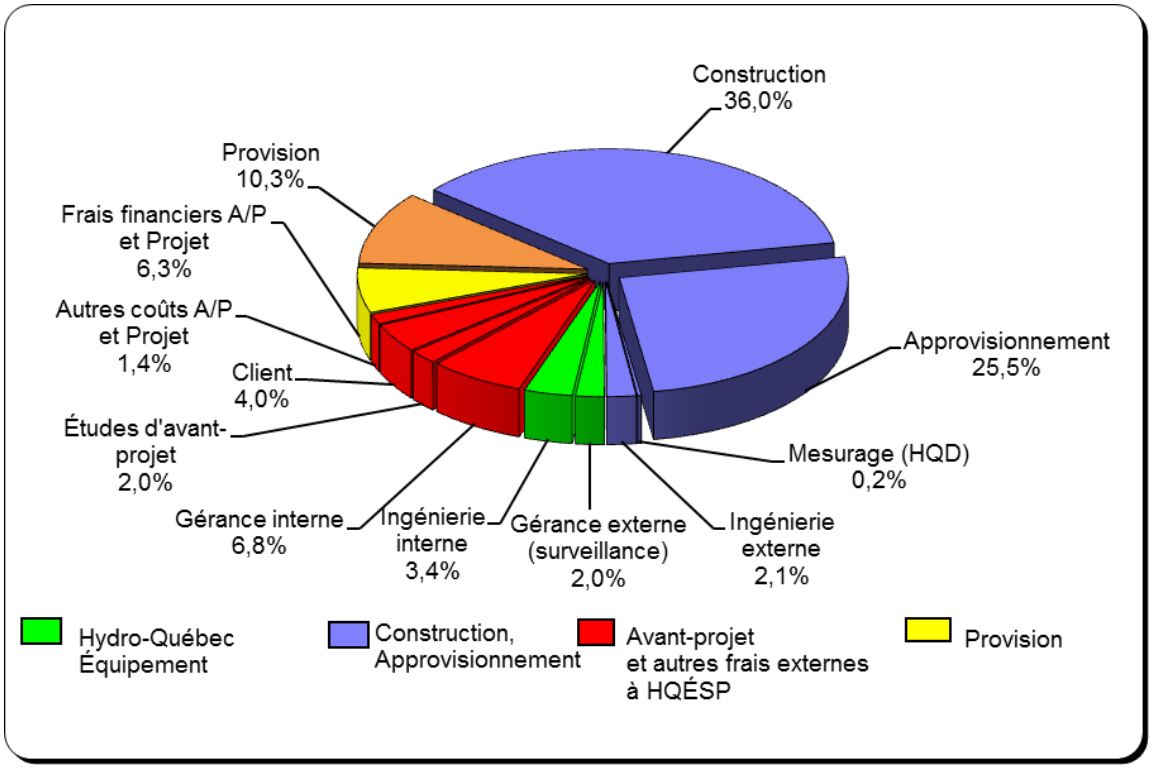
HQÉSP s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de la production des plans et devis. L'approvisionnement est alors réalisé par le biais d'appels d'offres et de soumissions. Par la suite, les travaux de construction sont généralement réalisés sous la responsabilité d'HQÉSP par des entrepreneurs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

Figure 4
Répartition des coûts externes et internes à HQÉSP pour la phase projet



La figure 5 présente la répartition des coûts entre les diverses activités requises pour la réalisation du Projet.

Figure 5
Répartition des coûts des activités



Approvisionnement et construction

Le coût des activités reliées à l'approvisionnement et à la construction du Projet s'élève à 44,2 M$, soit 61,5 % du coût des travaux du Projet de 71,9 M$.

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

Mesurage

Le coût des activités réalisées par le Distributeur et reliées au mesurage s'élève à 0,2 M$, soit 0,2 % du coût des travaux du Projet de 71,9 M$.

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

Les frais d'ingénierie, les frais de gérance et les frais des études d'avant-projet s'élèvent à 11,7 M$, soit 16,2 % du coût des travaux du Projet de 71,9 M$.

Pour les travaux d'ingénierie sous-traités à l'externe, qui représentent 2,1% du coût des travaux du Projet, les coûts seront imputés au Transporteur au prix coûtant. Par ailleurs, les services d'ingénierie interne sont facturés par le mécanisme de facturation interne. Quant aux coûts de 6,3 M$ pour la gérance de projet, soit 8,8 % du coût des travaux du Projet de 71,9 M$, ils représentent tous les frais relatifs à la gestion de projet et à la gérance de chantier. Ces coûts incluent les activités de surveillance de chantier dont un montant d'environ 1,5 M$ sera confié à une firme externe. Les frais de gérance sont mesurés en pourcentage du coût des projets. Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de gérance interne propres à HQÉSP s'élève à 6,7 % du coût des travaux du Projet de 71,9 M$.

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

Coûts du client

Le Transporteur présente au tableau 8 une ventilation et une brève description de la nature des coûts de la rubrique « Client » du tableau 6 précédent. Ces coûts s'élèvent à 2,9 M$, soit 4,0 % du coût des travaux du Projet de 71,9 M$.

Tableau 8
Coûts du « Client »
(en milliers de dollars)

Description	TOTAL	2014	2015	2016
Expertise technique	**549,5**	27,9	229,4	292,2
Inspection finale et mise en route	**1 415,8**		126,4	1 289,4
Communications et relations publiques	**43,9**	5,8	38,1	
Mise en valeur	**408,0**			408,0
Expertise immobilière	**499,4**	56,8	442,6	
Total	**2 916,5**	**90,5**	**836,5**	**1 989,6**

- Expertise technique : activités réalisées par certaines unités du Transporteur ;
- Inspection finale et mise en route : activités réalisées par le Transporteur associées aux essais techniques et spécialisés pour s'assurer du bon fonctionnement des équipements installés avant la mise en service commerciale ;
- Communications et relations publiques : activités réalisées par l'unité régionale qui assure les communications avec le public, les municipalités et les différents organismes régionaux ;
- Mise en valeur : crédit consacré à la mise en valeur de l'environnement et à l'appui au développement régional afin d'amortir les impacts du Projet dans le milieu. La mise en valeur est établie à 1 % des crédits d'engagement admissibles ;
- Expertise immobilière : activités réalisées par l'unité Immobilier de la direction principale – Centre de services partagés pour, entre autres, l'obtention des droits de servitude, l'acquisition de terrains, l'évaluation des indemnités immobilières, agricoles et forestières et la préparation des actes notariés et autres.

Frais financiers

Les frais financiers totaux s'élèvent à 4,5 M$, soit 6,3 % du coût des travaux du Projet de 71,9 M$. Conformément à la décision D-2002-95[13] de la Régie, la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours est réalisée au taux du coût en capital de l'année témoin projetée, soit 6,970 %[14] pour 2015.

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

[14] Décision D-2015-017, 4 mars 2015, page 100.

De plus, conformément aux décisions D-2003-68[15] et D-2005-63[16], le Transporteur précise que la capitalisation des frais financiers selon le coût en capital prospectif de 5,455 %[17] procure une réduction de 0,9 M$ pour un investissement total en coûts des travaux de 71,0 M$.

Autres coûts

Les autres coûts regroupent notamment les éléments suivants :

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

Ces frais s'élèvent à 1,0 M$ et représentent 1,4 % du coût des travaux du Projet de 71,9 M$.

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

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

Provision

La valeur de la provision s'élève à 7,4 M$, soit 10,3 % des coûts des travaux du Projet de 71,9 M$. Toutefois, conformément à la demande de la Régie précisée à sa décision D-2003-68[18], la provision s'élève à 11,1 % lorsque l'on retranche du coût du Projet les autres coûts et les frais financiers.

La provision est un montant inclus dans une estimation pour couvrir les incertitudes imputables aux risques et aux imprécisions associés notamment aux durées, aux quantités, au contenu technique, au mode d'approvisionnement, à la concurrence sur le marché (fournisseurs, entrepreneurs), aux conditions climatiques et géographiques, au contexte

---

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

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

17 Décision D-2015-017, 4 mars 2015, page 100.

18 Voir supra, note 13, page 97.

social, économique ou politique, ainsi qu'à tout autre élément défini dans l'étendue des travaux du Projet du Transporteur.

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

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

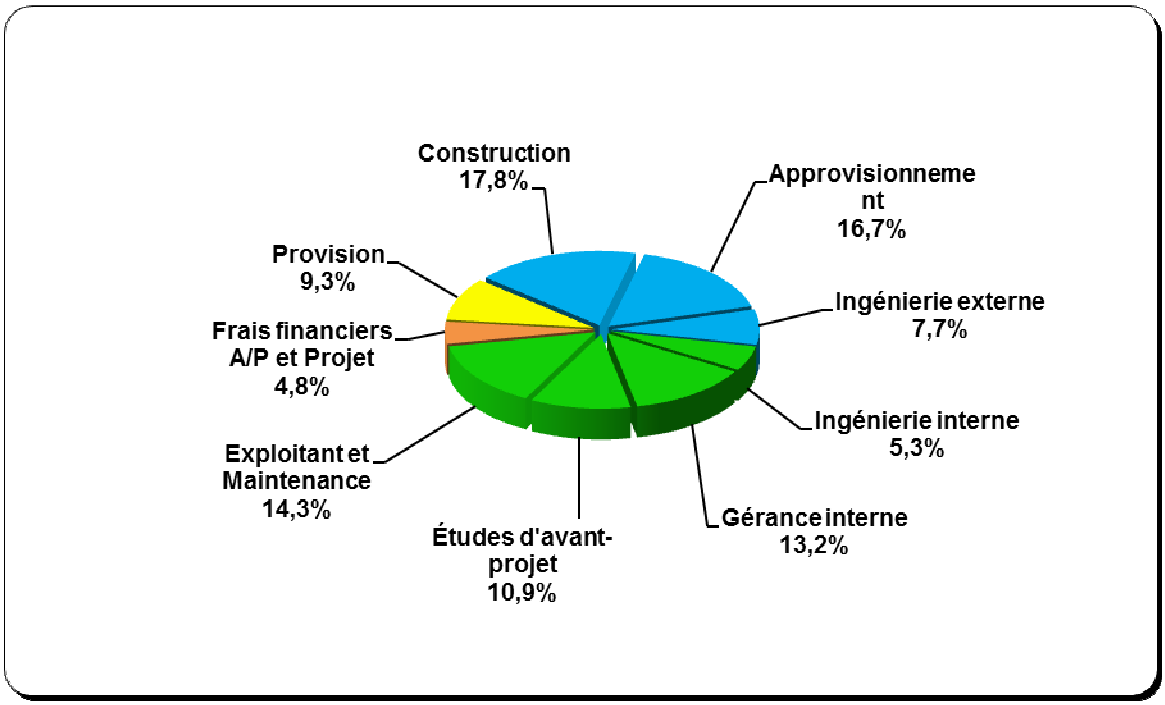
Finalement, le Transporteur souligne qu'HQÉSP déploie tous les efforts requis et agit avec la plus grande diligence afin de réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts.

5.4 Coûts de télécommunications

Le Transporteur inclut au coût du Projet à faire autoriser, le coût de 2,8 M$ pour les actifs de télécommunications qui lui sont associés.

Le Transporteur précise que les travaux de télécommunications qui ont été décrits précédemment représentent 3,8 % du coût du Projet de 74,6 M$. La figure 6 présente la répartition des coûts de télécommunications entre les diverses activités requises pour la réalisation du Projet.

Figure 6
Répartition des coûts de télécommunications par activité



5.5 Suivi des coûts du Projet

Le Transporteur soutient que les coûts détaillés plus avant sont nécessaires à la réalisation du Projet à l'étude et conséquemment, qu'ils sont raisonnables. Par ailleurs, dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la réalisation de ses projets d'investissement, le Transporteur assurera un suivi étroit des coûts du Projet. Enfin, suivant la pratique établie depuis la réglementation des activités du Transporteur, ce dernier fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel à la Régie, si celle-ci le requiert. Le Transporteur présentera le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux du tableau 6. Il présentera également un suivi de l'échéancier du Projet et fournira, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances.

6 Impact tarifaire

Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement « croissance des besoins de la clientèle » et « maintien des actifs ». Les mises en service sont prévues pour les mois de septembre 2016 et septembre 2017.

Les ajouts au réseau de la catégorie d'investissement « maintien des actifs » visent la qualité du service rendu par le Transporteur, en permettant de maintenir le bon

fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. La Régie a indiqué dans sa décision D-2002-95, page 297, qu'il est équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts au réseau. Les coûts de cette catégorie sont de l'ordre de 1,2 M$, soit 1 % du coût total du Projet.

Les coûts de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle » sont de l'ordre de 123,0 M$, donnant lieu à une contribution estimée du Distributeur de l'ordre de 26,2 M$, sans les coûts d'exploitation et d'entretien. Cette contribution est estimée en tenant compte des coûts de la catégorie, sans les coûts d'exploitation et d'entretien pour le poste de départ et le réseau collecteur[19], ainsi que de l'allocation maximale de 604 $/kW que peut assumer le Transporteur pour les ajouts au réseau et de la puissance maximale à transporter pour le Projet, selon les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* actuellement en vigueur. Le montant final de la contribution sera déterminé en fonction des coûts réels après la mise en service du Projet.

L'impact sur les revenus requis suite à la mise en service du Projet prend en compte les coûts du Projet nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics, aux frais d'entretien et d'exploitation ainsi que de la puissance maximale à transporter relative au Projet de 149,65 MW.

Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et sur une période mixte de 20 ans pour le remboursement du poste de départ et le réseau collecteur, ainsi que de 40 ans pour les autres actifs, conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats présentés sur la période mixte de 20 et 40 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis puisqu'ils sont plus comparables à la durée d'utilité moyenne des immobilisations du Projet. Pour l'ensemble de ces périodes, le Projet ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport.

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

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

[19] Coûts de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle », moins les coûts d'exploitation et d'entretien de 15 %, soit 6,4 M$, faisant partie du montant de 49,4 M$ (présenté à la section 5.1) pour le remboursement du poste de départ et du réseau collecteur. La contribution estimée correspond ainsi à 123,0 M$, moins 6,4 M$, moins 90,4 M$ (soit 604 $/kW multipliés par 149,65 MW).

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

Dans le cadre du Projet, le Transporteur doit s'assurer que la conception et l'exploitation de son réseau de transport respectent ses critères de conception et les normes en vigueur. De plus, toute exigence ou pratique que se donne l'entreprise, doit être compatible avec les critères du Northeast Power Coordinating Council, Inc. (le « NPCC ») et du North American Electric Reliability Corporation (le « NERC »).

L'application de critères de conception vise à assurer au réseau de transport une fiabilité adéquate qui réponde de façon cohérente aux besoins internes du Québec et aux exigences du NPCC.

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

Le tableau 9 présente l'impact de l'addition d'un second transformateur de puissance à 315-230 kV au poste de Rivière-du-Loup sur ce dernier et sur la ligne 3082-3083.

Tableau 9
Transits post-contingence dans les corridors Rivière-du-Loup - Rimouski après le Projet

	Tension (kV)	Capacité (MVA)	Transit (MVA)
			Après l'intégration de Rivière-Nouvelle (Production éolienne de 2035 MW)
Transformateur T5 au poste de Rivière-du-Loup	**315-230**	**560**	342
Nouveau transformateur T6 au poste de Rivière-du-Loup	**315-230**	**560**	342
Circuit 3082 ou 3083	**315**	**1 069**	1 030

La réalisation du Projet et de l'ensemble des travaux permettant de répondre à la demande du Promoteur n'aura pas d'impact négatif sur la robustesse et la fiabilité du réseau de transport principal et du réseau régional de Matapédia. Le choix des équipements permettra de répondre aux objectifs du Projet tout en permettant l'exploitation sécuritaire du réseau de transport.

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

8 Conclusion

Le Transporteur soutient respectueusement que la Régie dispose de toutes les informations pertinentes à l'évaluation du Projet d'intégration du parc éolien de Rivière-Nouvelle au réseau de transport. En effet, la preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement de chacun des renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et du Règlement.

De plus, le Transporteur a démontré que le Projet est conçu et sera réalisé selon les pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec. Il a également établi que cet investissement est rendu nécessaire afin de répondre à la demande de raccordement du parc éolien formulée par le Promoteur.

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