

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2017-025

R-3978-2016

7 mars 2017

PRÉSENT :

Bernard Houle
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision finale

Demande d'autorisation d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité relative au projet d'intégration des trois parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2013-01 au réseau de transport d'Hydro-Québec

LISTE DES DÉCISIONS CITÉES

Décision	Dossier	Nom du dossier
<u>D-2010-165</u>	R-3742-2010	Demande du Transporteur afin d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité — Projet d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2005-03 au réseau de transport d'Hydro-Québec
<u>D-2011-166</u>	R-3742-2010 Phase 2	Demande du Transporteur afin d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité — Projet d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2005-03 au réseau de transport d'Hydro-Québec - Raccordement du parc éolien Seigneurie de Beaupré-4
<u>D-2012-059</u>	R-3777-2011	Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec à compter du 1 ^{er} janvier 2012
<u>D-2014-035</u>	R-3823-2012	Modification des tarifs et conditions des services de transport d'électricité pour les années 2013 et 2014
<u>D-2014-045</u> <u>Motifs</u>	R-3836-2013	Demande d'autorisation du Transporteur relative au projet d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2009-02 au réseau de transport
<u>D-2015-050</u>	R-3920-2015	Demande d'approbation des contrats d'approvisionnement en électricité découlant de l'appel d'offres A/O 2013-01 pour un bloc de 450 MW d'énergie éolienne
<u>D-2015-119</u>	R-3926-2015	Demande du Transporteur relative au projet d'intégration du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (Rivière-Nouvelle)
<u>D-2016-091</u>	R-3960-2016	Demande d'autorisation d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité relative à la construction de la ligne à 120 kV du Grand-Brûlé – Dérivation Saint-Sauveur
<u>D-2016-093</u>	R-3956-2015	Demande d'autorisation d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité relative à la construction d'une ligne à 320 kV et à l'installation d'équipements au poste des Cantons
<u>D-2016-100</u>	R-3867-2013 Phase 1	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro

1. DEMANDE

[1] Le 27 juillet 2016, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'autorisation relative au projet d'intégration des trois parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2013-01 au réseau de transport (le Projet) en vertu des articles 31 (5^o) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) et des articles 1, 2 et 3 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*² (le Règlement).

[2] Le Projet, dont le coût s'élève à 300,4 M\$, s'inscrit dans la catégorie d'investissements « Croissance des besoins de la clientèle » et vise à répondre à la demande de raccordement de trois parcs éoliens totalisant 446,25 MW, formulée au Transporteur par Hydro-Québec dans ses activités de distribution de l'électricité (le Distributeur).

[3] Le Transporteur dépose sous pli confidentiel la pièce B-0006, qui présente les schémas de liaison relatifs au Projet. Il demande à la Régie de rendre une ordonnance, en vertu de l'article 30 de la Loi, interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus à cette pièce, sans restriction quant à sa durée.

[4] Le Transporteur demande également à la Régie de rendre une ordonnance, en vertu de l'article 30 de la Loi, interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus aux pièces B-0008 et B-0009, présentant respectivement les coûts détaillés et les coûts annuels du Projet, ainsi que les annexes 2 et 3 de la pièce B-0024 qui s'intitulent respectivement « Répartition annuelle des travaux de 2016 à 2019 et du remboursement des postes de départ » et « Estimation de la contribution du Distributeur à la fin des travaux et du remboursement des postes de départ ». Le Transporteur soumet que le traitement confidentiel de ces pièces devrait être en vigueur jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an à compter de la mise en service finale du Projet.

[5] Au soutien de ses demandes de traitement confidentiel, le Transporteur dépose les déclarations sous serment de monsieur Stéphane Talbot et de monsieur Mario Albert.

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

[6] Le 12 août 2016, la Régie transmet au Transporteur une demande d'informations à laquelle il répond le 19 août 2016.

[7] Le 13 septembre 2016, la Régie affiche sur son site internet un avis indiquant qu'elle prévoit procéder à l'examen de la demande du Transporteur par voie de consultation. Elle fixe l'échéancier pour le dépôt des commentaires des personnes intéressées et celui de la réponse du Transporteur. Le Transporteur affiche cet avis sur son site internet le 14 septembre 2016 et en avise la Régie.

[8] Le 13 septembre 2016, la Régie transmet une première demande de renseignements (DDR) au Transporteur. Celui-ci y répond³ le 27 septembre 2016.

[9] Le 25 octobre 2016, la Régie transmet sa deuxième DDR au Transporteur. Il y répond le 8 novembre 2016.

[10] À cette même date, la Régie publie un nouvel avis fixant les dates de dépôt des commentaires des personnes intéressées et de réponse du Transporteur au 18 novembre 2016 et au 2 décembre 2016, respectivement.

[11] Le 18 novembre 2016, aucun commentaire de personnes intéressées n'est déposé.

[12] Le 8 décembre 2016, la Régie transmet ses DDR n^{os} 3 et 4 au Transporteur. Cette dernière, soit la pièce A-0013, est transmise et déposée sous pli confidentiel.

[13] Le 20 décembre 2016, le Transporteur dépose ses réponses aux DDR n^{os} 3⁴ et 4 de la Régie. Les réponses à la DDR n^o 4 sont déposées sous pli confidentiel⁵. Ce même jour, la Régie entame son délibéré.

[14] La présente décision porte sur la demande d'autorisation du Projet et sur les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel.

³ Pièce [B-0017](#).

⁴ Pièce [B-0027](#).

⁵ Pièce B-0028 (pièce confidentielle).

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[15] Le Transporteur présente sa demande d'autorisation en vertu des articles 31(5^o) et 73 de la Loi et des articles 1, 2 et 3 du Règlement.

[16] Le Règlement prévoit que le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$. Il prescrit également les renseignements qui doivent accompagner une telle demande, soit :

1. les objectifs visés par le projet;
2. la description du projet;
3. la justification du projet en relation avec les objectifs visés;
4. les coûts associés au projet;
5. l'étude de faisabilité économique du projet;
6. la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;
7. l'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité;
8. l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel;
9. le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents.

3. MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[17] Le 18 décembre 2013, le Distributeur lance un appel d'offres pour un approvisionnement de 450 MW d'énergie éolienne, conformément au Règlement sur un bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne, édicté par le décret 1149-2013 du 6 novembre 2013⁶.

⁶ D. 1149-2013, 6 novembre 2013, 145 G.O.Q. 2013.II.4933A - *Décret concernant le Règlement sur un bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne.*

[18] L'annonce des trois projets retenus par le Distributeur est faite en décembre 2014. Le Distributeur dépose ensuite au Transporteur une demande officielle pour le raccordement des trois parcs éoliens retenus à la suite de l'appel d'offres A/O 2013-01.

[19] Par ailleurs, le 21 avril 2015, dans sa décision D-2015-050⁷, la Régie approuve les contrats d'approvisionnement⁸ en électricité de ces trois parcs éoliens, soumis par le Distributeur pour examen. Ces contrats d'approvisionnement prévoient la livraison du premier parc éolien le 1^{er} décembre 2016 et celle des deux autres parcs, le 1^{er} décembre 2017⁹.

[20] Le Projet vise à répondre à la demande de raccordement du Distributeur, afin de permettre à ce dernier de s'approvisionner auprès des producteurs éoliens retenus à la suite de l'appel d'offres A/O 2013-01 en vue d'alimenter la charge locale. Le Projet s'inscrit dans la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle ».

[21] Les analyses du Transporteur révèlent que l'intégration au réseau de transport des trois parcs de production éolienne entraîne une dégradation du niveau de fiabilité du réseau de transport principal. Le Transporteur rappelle qu'il doit s'assurer de la stabilité de son réseau, notamment face à certains événements sévères prévus aux critères de conception¹⁰.

[22] Par conséquent, en plus de répondre au besoin de raccordement des trois parcs éoliens comme tel, le Transporteur doit maintenir le niveau de fiabilité du réseau de transport principal en y ajoutant les équipements requis afin d'en assurer un comportement stable¹¹.

⁷ Dossier R-3920-2015, décision [D-2015-050](#), p. 10.

⁸ Dossier R-3920-2015, pièces [B-0005](#), [B-0006](#) et [B-0007](#).

⁹ Pièce [B-0022](#), p. 8.

¹⁰ Pièce [B-0022](#), p. 7.

¹¹ Pièce [B-0022](#), p. 7.

4. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET

[23] Le Projet soumis par le Transporteur consiste à raccorder les parcs éoliens suivants au réseau de transport, selon deux modes de raccordement :

- Raccordement en dérivation sur des lignes existantes du réseau de transport :
 - parc éolien Mont Sainte-Marguerite situé dans les MRC de Lotbinière, de Robert-Cliche et des Appalaches, comprenant 46 éoliennes Siemens, totalisant 147,2 MW;
 - parc éolien Nicolas-Riou situé dans les MRC des Basques et de Rimouski-Neigette, comprenant 65 éoliennes Vestas, totalisant 224,25 MW¹².
- Raccordement à un parc éolien existant :
 - parc éolien Roncevaux (Le Plateau 4) situé dans la MRC Avignon, comprenant 34 éoliennes GE, totalisant 74,8 MW.

[24] L'installation des parcs éoliens comprend le poste de départ incluant un ou plusieurs transformateurs à 120/34,5 kV ou à 315/34,5 kV, selon le cas, et le réseau collecteur à 34,5 kV qui permet de raccorder chacune des éoliennes d'un parc au poste de départ. Le parc éolien Roncevaux (Le Plateau 4) se raccorde au réseau du Transporteur par le point de raccordement du parc existant (Le Plateau 1). Certaines installations du poste de départ peuvent donc devenir communes au nouveau parc et au parc existant. Ainsi, alors que le Distributeur sépare très précisément les parcs par ses activités de mesurage de facturation, le Transporteur n'utilise qu'un seul point de raccordement pour ces mêmes parcs.

[25] Le Projet comprend les travaux d'intégration des parcs éoliens. Les parcs éoliens Mont Sainte-Maguerite et Nicolas-Riou sont raccordés en dérivation sur les lignes existantes du réseau à 120 kV et à 315 kV. Le Transporteur précise que, d'une façon générale, le mode de raccordement en dérivation est plus économique qu'une nouvelle ligne radiale pour certaines raisons, qu'il énumère¹³. Le raccordement du troisième parc éolien, le parc Roncevaux (Le Plateau 4), est le plus simple à réaliser, car il s'effectue

¹² Pièce [B-0022](#), p. 10, note de bas de page 5 : « À la suite de la modification du modèle d'éoliennes par le Promoteur, la puissance installée initialement prévue de 224,4 MW du parc Nicolas-Riou est ramenée à 224,25 MW ».

¹³ Pièce [B-0022](#), p. 12.

dans un parc existant. Les paragraphes suivants présentent les travaux d'intégration à réaliser pour chacun des trois parcs éoliens, tels que décrits par le Transporteur.

[26] Les travaux d'intégration du parc éolien Mont Sainte-Marguerite, raccordé à 120 kV au réseau du Transporteur et dont la mise en service (MES) est prévue pour décembre 2017, comprennent :

- la construction d'une nouvelle section de ligne à 120 kV monoterne d'une longueur d'environ 400 m en dérivation du circuit L1458 (Beauceville – East-Broughton), directement à la sortie du poste d'East-Broughton;
- les modifications des systèmes de protection au poste de Beauceville afin de réaliser la protection de la ligne avec le parc éolien;
- l'installation d'une nouvelle liaison de télécommunications entre le poste du parc éolien et le réseau de télécommunications existant;
- l'ajout des équipements de mesurage de facturation et d'acquisition de données au poste du parc éolien;
- les travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien;
- le rehaussement thermique du circuit L2375 Appalaches – Thetford de 49 °C à 55 °C, dont la MES est prévue en septembre 2017¹⁴.

[27] Les travaux d'intégration du parc éolien Nicolas-Riou, raccordé à 315 kV au réseau du Transporteur et dont la MES est prévue pour décembre 2017, comprennent :

- la construction d'une nouvelle section de ligne à 315 kV monoterne d'une longueur d'environ 150 m en dérivation du circuit L3083 (Rimouski – Rivière-du-Loup) à environ 44 km du poste de Rimouski;
- les modifications des systèmes de protection au poste de Rimouski et de Rivière-du-Loup afin de réaliser la protection de la ligne avec le parc éolien;
- l'installation de deux nouvelles liaisons de télécommunications hertziennes indépendantes à partir du parc éolien vers les sites de télécommunications de Bergeronnes et de Tadoussac et d'une antenne de télécommunication qui est requise au parc éolien;

¹⁴ Pièce [B-0017](#), p. 8, R5.1.

- l'ajout des équipements de mesurage de facturation et d'acquisition de données au poste du parc éolien;
- les travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien.

[28] Les travaux d'intégration du parc éolien Roncevaux (Le Plateau 4), dont la MES était prévue pour décembre 2016, raccordé à 315 kV au réseau du Transporteur via le parc éolien existant Le Plateau 1, comprennent :

- l'ajout de signaux sur les liaisons de télécommunications existantes;
- l'ajout des équipements de mesurage de facturation et d'acquisition de données au poste du parc éolien;
- les travaux de mise sous tension initiale au poste du parc éolien.

[29] Le Projet comprend également les travaux de renforcement du réseau de transport régional Matapédia afin d'assurer une exploitation fiable et sécuritaire de ce réseau en toutes conditions d'exploitation. Le Transporteur précise que le profil de tension à 315 kV entre les postes de Lévis et de Matapédia demeure actuellement dans la plage normale d'exploitation lors de la perte d'une inductance de 150 MVar au poste de Rimouski.

[30] Cependant, le Transporteur fait valoir que les parcs éoliens Nicolas-Riou et Roncevaux (Le Plateau 4) produiront de la puissance réactive capacitive sur le réseau de transport régional Matapédia, entraînant ainsi une hausse de la tension au-delà des plages normales pour certaines conditions du réseau, notamment lors de la perte d'une inductance de 150 MVar au poste de Rimouski en période estivale. Ainsi, le Transporteur explique que l'ajout d'une inductance *shunt* de 150 MVar à 315 kV est requis au poste de Rivière-du-Loup afin de ramener ces variations de tension dans les plages normales. La MES de cet ajout est prévue en décembre 2017.

[31] Par ailleurs, l'intégration de 446,25 MW de production éolienne entraîne une augmentation des transits sur le réseau de transport principal, qui se traduit par une dégradation du niveau de fiabilité liée à une robustesse insuffisante du réseau. Or, le Transporteur doit assurer la stabilité du réseau face aux événements les plus sévères prévus aux critères de conception.

[32] Le Transporteur explique que, lors d'évènements causant la perte de lignes à 735 kV au sud du réseau, la puissance produite par les trois nouveaux parcs éoliens accentue l'affaissement des tensions sous les plages normales d'exploitation. Par conséquent, des travaux de renforcement du réseau principal sont requis pour le maintien de la fiabilité et de la stabilité du réseau de transport principal.

[33] Les travaux de renforcement du réseau de transport principal consistent à ajouter de la compensation série sur deux lignes du réseau à 735 kV, soit la ligne L7103 (Chamouchouane – Duvernay) et la ligne L7095 (Appalaches – Des Cantons). Cependant, le Transporteur précise que la MES de l'ajout de la compensation série est prévue pour novembre 2019, soit deux ans après la MES des parcs éoliens Mont Sainte-Marguerite et Nicolas-Riou, prévue en décembre 2017. Ce délai nécessite la mise en place de moyens de mitigation temporaires en exploitation par le Transporteur, en attendant le renforcement du réseau de transport principal.

[34] Questionné par la Régie, le Transporteur décrit les deux moyens de mitigation qui pourraient être envisagés selon les conditions d'exploitation du réseau¹⁵ :

- Premier moyen : utilisation de seuils temporaires sur des automatismes existants jusqu'en 2019, avec la possibilité d'en prolonger l'utilisation si les études supplémentaires requises la confirment. Si ces études ne confirment pas la possibilité de recourir à ces seuils, le Transporteur pourra alors recourir à un automate spécifique temporaire ou élaborer des fonctions spécifiques temporaires du rejet de production et télédélestage de charge (le RPTC)¹⁶;
- Second moyen : plafonnement de la puissance produite par les parcs éoliens lors de certaines conditions d'exploitation, qui pourrait être utilisé jusqu'en 2024. Le Transporteur ajoute que la plage de plafonnement de la puissance produite varie, selon les conditions du réseau, de la puissance maximale à une valeur nulle¹⁷.

[35] Le Transporteur explique qu'il s'agit de deux moyens de mitigation complémentaires. Le recours à ces moyens de mitigation temporaires envisagés en exploitation n'entraîne aucun coût supplémentaire pour le Transporteur. Le Second moyen ne sera utilisé que si le Premier moyen est insuffisant. Le Transporteur ajoute que,

¹⁵ Pièce [B-0017](#), p. 4, R2.1.

¹⁶ Pièce [B-0027](#), p. 5, R1.3.

¹⁷ Pièce [B-0021](#), p. 5, R1.6.

à la suite de la MES de la ligne à 735 kV Chamouchouane – Bout-de-l'Île prévue en septembre 2018, seul le Premier moyen sera requis¹⁸. Le Transporteur précise qu'une clause relative au plafonnement de la production éolienne (Second moyen) est prévue à l'article 7.4 des contrats d'approvisionnement conclus entre le Distributeur et les promoteurs éoliens¹⁹.

[36] Le Transporteur indique que le Premier moyen vise l'automatisme RPTC qui permet d'assurer la stabilité du réseau. Le Transporteur explique qu'il est possible, dans le cadre du Projet, d'utiliser des seuils temporaires sur certains éléments précis reliés au rejet de production pour l'événement « *perte de deux lignes à 735 kV au poste de Lévis* », en attendant le renforcement du réseau de transport principal. Il est ainsi possible de transporter plus de production éolienne en provenance de la Gaspésie et transitant par le poste de Lévis²⁰. De plus, le Transporteur confirme que l'utilisation des seuils temporaires sur des automatismes, tel que prévu par le Premier moyen, est conforme aux critères de conception et d'exploitation du Transporteur²¹.

[37] Le Transporteur précise, en réponse à une DDR de la Régie, que le Premier moyen consiste à étendre, de façon temporaire, l'usage du RPTC pour couvrir des événements normaux, alors que cet automatisme est utilisé en planification pour couvrir des événements exceptionnels. Il ajoute que ce moyen est utilisé pour tous les événements entraînant une baisse de tension inacceptable au poste de la Nicolet²².

[38] Questionné quant à la possibilité d'utiliser le Premier moyen de façon permanente, le Transporteur soumet qu'il ne pourrait le faire car le réseau de transport ne serait alors pas conforme aux critères de conception.

[39] Les travaux de renforcement du réseau de transport principal comprennent l'installation de bancs de compensation série aux deux postes suivants :

- au futur poste de Manouane : l'installation d'une plateforme de compensation série de 42 ohms, soit 33 % de l'impédance de la ligne Chamouchouane –

¹⁸ Pièce [B-0021](#), p. 4, R1.1.

¹⁹ Pièce [B-0021](#), p. 4, R1.5.

²⁰ Pièce [B-0021](#), p. 4, R1.2.

²¹ Pièce [B-0021](#), p. 4, R1.3.

²² Pièce [B-0027](#), p. 4, R1.1 et R1.2.

Duvernay (L7103), ainsi que les travaux connexes de construction du bâtiment des systèmes de commande de la compensation²³;

- au poste des Appalaches : l'installation d'une plateforme de compensation série de 16,5 ohms, soit 50 % de l'impédance de la ligne Appalaches – Des Cantons (L7095), ainsi que les travaux connexes suivants :
 - le remplacement de deux disjoncteurs à 735 kV, l'ajout de parafoudres et la modification des protections au poste des Appalaches;
 - le remplacement de deux disjoncteurs à 735 kV, l'ajout de parafoudres et la modification des protections au poste Des Cantons;
 - l'ajout de parafoudres et la modification des protections au poste de Lévis.

[40] Dans sa preuve initiale, le Transporteur mentionne que le projet du futur poste de Manouane fera l'objet d'une demande d'autorisation distincte qui sera déposée ultérieurement à la Régie²⁴. Questionné par la Régie, le Transporteur précise que l'ajout de compensation série à l'emplacement du nouveau poste de Manouane constitue, en fait, le poste de compensation série de Manouane qui sectionne la ligne Chamouchouane – Duvernay (L7103) et qui sera exploité comme les autres postes équipés uniquement de compensation série, comme celui de Bergeronnes, par exemple²⁵.

[41] Le Transporteur ajoute que le futur poste de Manouane pourrait être agrandi en fonction de l'évolution du réseau de transport selon les besoins futurs²⁶ et que ce projet d'agrandissement potentiel du poste de Manouane représente une étape ultérieure au présent Projet²⁷.

[42] Par ailleurs, en ce qui a trait au remplacement des disjoncteurs à 735 kV des postes des Appalaches et Des Cantons requis par l'ajout de compensation série, le Transporteur indique qu'ils « *pourront être récupérés dans la banque d'appareillage ou feront l'objet d'un retrait d'actifs selon leur état* »²⁸. Il précise que la durée de vie de ces disjoncteurs est de 30 ans et qu'au moment de leur remplacement, soit en 2019, les deux disjoncteurs

²³ Pièce [B-0021](#), p. 6, R2.2.

²⁴ Pièce [B-0022](#), p. 16, note de bas de page 6.

²⁵ Pièces [B-0013](#), p. 2, et [B-0017](#), p. 5, R3.1.

²⁶ Pièce [B-0017](#), p. 5, R3.1.

²⁷ Pièce [B-0021](#), p. 6, R2.4.

²⁸ Pièce [B-0021](#), p. 7, R3.2.

au poste des Appalaches auront 23 ans d'utilisation, alors que les deux disjoncteurs remplacés au poste Des Cantons en auront 16²⁹.

[43] En lien avec l'ajout de la compensation série requis pour le renforcement du réseau principal, le Transporteur porte à l'attention de la Régie que des études sont en cours dans le cadre de la planification du réseau de transport. Il précise que celles-ci pourraient, à moyen terme, mener à un projet de ligne de transport dans le sud du réseau. Si ce projet était effectivement mis de l'avant, la compensation série prévue dans le cadre du Projet ne serait plus requise et le Transporteur en saisirait la Régie³⁰.

[44] Questionné par la Régie, le Transporteur précise que ce projet de ligne de transport dans le sud du réseau est celui qu'il identifie comme « Augmentation de la limite sud »³¹ dans la preuve déposée dans le dossier tarifaire R-3981-2016³². Si les études de planification, qui devaient être complétées à l'automne 2016, devaient conclure au bienfondé de ce projet d'ajout de ligne, le Transporteur prévoirait le dépôt d'une demande d'autorisation du projet à la Régie en 2019, pour une MES en 2024³³.

[45] Cependant, le 20 décembre 2016, le Transporteur informe la Régie que ses études sur la planification du réseau ne sont toujours pas complétées et qu'il entend déposer les conclusions de ces études auprès de la Régie lorsque ses travaux seront complétés³⁴.

[46] Si le projet de ligne dans le sud du réseau devait être mis de l'avant, le Transporteur prolongerait le recours aux moyens de mitigation temporaires en exploitation jusqu'au moment de la MES de ce projet de ligne, à tout le moins au Premier moyen ou à un autre automatisme spécifique, sur une base temporaire de 2019 à 2024³⁵.

²⁹ Pièce [B-0021](#), p. 7, R3.1.

³⁰ Pièce [B-0022](#), p. 22.

³¹ Pièce [B-0017](#), p. 3 et 4, R1.3.

³² Dossier R-3981-2016, pièce [B-0026](#), p. 29, tableau 8.

³³ Pièce [B-0017](#), p. 3, R1.1.

³⁴ Pièce [B-0027](#), p. 6, R2.1.

³⁵ Pièce [B-0027](#), p. 5, R1.4.

5. SOLUTIONS ENVISAGÉES

[47] Dans le cadre du Projet, le Transporteur ne soumet pas d'autres solutions envisagées pour les raccordements des trois parcs éoliens, ni pour le renforcement du réseau de transport régional Matapédia.

[48] À son avis, le raccordement de chacun des parcs éoliens Mont Sainte-Marguerite et Nicolas-Riou sur la ligne existante la plus rapprochée ainsi que le raccordement du parc éolien Roncevaux (Le Plateau 4) dans le parc éolien existant Le Plateau 1 représentent les solutions optimales et avantageuses du point de vue technique, économique et environnemental. En conséquence, aucune autre solution d'intégration n'a été envisagée.

[49] En ce qui a trait au renforcement du réseau de transport régional Matapédia, le Transporteur soumet que l'addition d'une inductance *shunt*, afin de contrôler la tension dans les plages normales pour certaines conditions de réseau, notamment la perte d'une inductance *shunt* dans ce réseau en période estivale, constitue la solution technique et économique optimale. En conséquence, aucune autre solution d'intégration n'a été envisagée.

[50] Par ailleurs, dans le cas du renforcement du réseau de transport principal qui est nécessaire pour l'intégration des trois nouveaux parcs de production éolienne, le Transporteur a analysé les deux solutions suivantes :

- solution 1 – Ajout de bancs de compensation série;
- solution 2 – Ajout de compensateurs statiques.

[51] Le Transporteur soumet que ces deux solutions visent à rehausser les tensions au sud du réseau lors d'événements causant la perte de lignes à 735 kV. Il précise que la puissance produite par les nouveaux parcs éoliens accentue l'affaissement des tensions sous les plages normales d'exploitation.

[52] La solution 1, retenue par le Transporteur, consiste à installer une plateforme de compensation série sur la ligne Chamouchouane – Duvernay (L7103) dans le futur poste de Manouane, qui serait située à environ 100 km du poste de la Chamouchouane. Une seconde plateforme de compensation série sera installée au poste des Appalaches sur la ligne Appalaches – Des Cantons (L7095). L'ajout de cette seconde plateforme nécessite

également le remplacement de deux disjoncteurs à 735 kV à chacun des postes Appalaches et Des Cantons. Des modifications des protections de lignes à 735 kV sont également nécessaires aux postes des Appalaches, Des Cantons et de Lévis. Outre le soutien dynamique des tensions au sud du réseau lors d'événements causant la perte de lignes à 735 kV, cette solution permet de réduire légèrement les transits de puissance sur les lignes Lévis – Nicolet (L7005-L7035), déjà fortement chargées.

[53] La solution 2 consiste à ajouter deux compensateurs statiques au poste de la Nicolet à 735 kV. Cette solution nécessite également le prolongement du jeu de barres à 735 kV et le déplacement d'un départ de ligne à 735 kV à ce poste. Le Transporteur précise que le comportement dynamique du réseau est moindre que celui de la solution 1.

[54] Le tableau suivant présente la comparaison économique des deux solutions envisagées.

TABLEAU 1
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS
(EN MILLIONS DE DOLLARS ACTUALISÉS 2016)

	Solution 1 Compensation série Manouane Appalaches	Solution 2 Compensateurs statiques Nicolet
Investissements	115,0	120,6
Valeurs résiduelles	(2,1)	(2,7)
Taxes	7,1	7,5
Pertes électriques	0	29,8
Coûts globaux actualisés (CGA)	120,0	155,2

Source : Pièce [B-0022](#), p. 21, tableau 4.

[55] Les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur indiquent que les coûts globaux actualisés de la solution 1 sont inférieurs à ceux de la solution 2. Le Transporteur est d'avis que la solution 2 doit être rejetée au profit de la solution 1 en

raison de ses coûts supérieurs et de son comportement dynamique moindre que celui de la solution 1³⁶.

6. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[56] Le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à 300,4 M\$. Cette somme inclut un montant de 163,4 M\$, notamment pour les travaux de raccordement des éoliennes, de renforcement du réseau régional Matapédia et du réseau de transport principal et pour l'ajout d'installations de télécommunications. Un montant de 137,0 M\$ est également inclus pour le remboursement des postes de départ, des réseaux collecteurs et des frais d'entretien. Le tableau 2 suivant présente la ventilation des coûts des travaux pour les phases avant-projet et projet, excluant les remboursements aux promoteurs.

TABLEAU 2
COÛT DES TRAVAUX AVANT-PROJET ET PROJET
(EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION)

		Total lignes, postes et télécommunica tions
Coûts de l'avant-projet		
	Sous-total	4 034,4
Coûts du projet		
Ingénierie, approvisionnement et construction		142 393,7
Client		6 995,2
Frais financiers		9 989,2
	Sous-total	159 378,1
	TOTAL	163 412,5

Source : Pièce [B-0022](#), p. 23, tableau 5.

³⁶ Pièce [B-0022](#), p. 20.

[57] Les coûts annuels sont présentés à la pièce B-0009 et les coûts détaillés à la pièce B-0008. Ces pièces sont déposées sous pli confidentiel. La demande de traitement confidentiel de ces pièces est traitée à la section 10.3.

[58] Par ailleurs, le Transporteur souligne que compte tenu du fait que les travaux liés au Projet s'étalent jusqu'en 2019, plusieurs activités d'avant-projet ne sont pas complétées. Il ajoute que les estimations des coûts restent néanmoins valables puisqu'elles ont été établies à partir d'autres projets similaires³⁷.

[59] En réponse à des DDR de la Régie, il précise que les activités d'avant-projet qui ne sont pas complétées sont liées uniquement aux travaux de renforcement du réseau de transport principal. Il énumère les deux projets similaires qui ont servi à établir l'estimation des coûts de ces travaux, soit les projets « Ajouts et modifications des équipements requis pour l'utilisation des interconnexions HQT-MASS et HQT-NE » (dossier R-3715-2009) et « Mise à niveau du réseau de transport principal » (dossier R-3696-2009)³⁸.

[60] La Régie note que certains de ces coûts sont de nature paramétrique. Questionné à ce sujet, le Transporteur soumet que les coûts qui ont servi de référence pour établir les coûts du Projet ont notamment été établis à partir d'une solution étudiée dans le cadre d'un des projets identifiés dans sa réponse³⁹. Il soutient que cette solution est comparable à la solution retenue dans le Projet.

[61] Par ailleurs, tel que mentionné à la section 4, dans le cas où le projet de ligne dans le sud du réseau serait mis de l'avant, le Transporteur indique que l'addition de plateformes de compensation série, pour le renforcement du réseau principal, ne serait plus requise. En réponse à une demande d'informations de la Régie, le Transporteur indique qu'il ferait état de la substitution de ces travaux, le cas échéant, dans le cadre de sa demande d'autorisation de ce projet de ligne. Les coûts associés au besoin de renforcement du réseau principal identifiés au présent Projet demeureraient imputables à celui-ci, quels que soient les travaux finalement réalisés⁴⁰. Le coût du présent Projet n'en serait donc pas affecté⁴¹, tel que l'indique le Transporteur en réponse à une DDR de la

³⁷ Pièce [B-0022](#), p. 9 et 10.

³⁸ Pièce [B-0021](#), p. 8, R4.2.

³⁹ Pièce B-0028 (pièce confidentielle).

⁴⁰ Pièce [B-0013](#), p. 2.

⁴¹ Pièce [B-0017](#), p. 7, R4.1.

Régie. Ainsi, les coûts liés au renforcement du réseau principal évalués au présent Projet permettront d'établir, le cas échéant, la hauteur de la participation du Projet au coût d'un éventuel projet plus global et structurant pour le sud du réseau⁴².

[62] Le Transporteur soumet que cette approche est compatible avec le mode de développement d'un réseau de transport. Elle a, de plus, été appliquée dans le cadre des projets R-3742-2010⁴³ et R-3757-2011⁴⁴, les deux solutions individuelles présentées dans ces projets ayant été substituées par la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île⁴⁵, ce qui a permis une optimisation globale de ces solutions individuelles. Plus récemment, le Transporteur rappelle que cette approche a été appliquée dans le cadre du dossier R-3956-2015⁴⁶.

[63] La Régie retient l'approche proposée par le Transporteur. À l'instar de la décision rendue dans le dossier R-3956-2015, la Régie constate que la mise de l'avant du projet de ligne dans le sud du réseau entraînerait des modifications substantielles au Projet, dont un report d'au moins cinq ans des travaux répondant aux besoins de renforcement du réseau principal. Dans ce contexte, elle considère qu'un suivi similaire à celui demandé dans le cadre de sa décision D-2016-093⁴⁷ est approprié.

[64] Par conséquent, la Régie demande au Transporteur de l'informer des résultats des études de planification relatives au projet de ligne dans le sud du réseau de transport, dès qu'ils seront disponibles. Ainsi, elle demande au Transporteur de faire état des impacts de ces résultats sur le Projet dans le cadre du suivi du Projet dans ses rapports annuels et qu'il tienne compte de ces résultats, le cas échéant, dans ses prévisions de mises en service déposées dans le cadre de ses dossiers tarifaires.

⁴² Pièce [B-0017](#), p. 7, R4.1.

⁴³ Projet d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2005-03 au réseau de transport d'Hydro-Québec, autorisé par les décisions [D-2010-165](#) et [D-2011-166](#).

⁴⁴ Projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine au réseau de transport, autorisé par la décision [D-2011-83](#).

⁴⁵ Présentée au dossier R-3887-2014, autorisée par la décision [D-2015-023](#).

⁴⁶ Projet de construction de la ligne à 320 kV et à l'installation d'équipements au poste Des Cantons, autorisé par la décision [D-2016-093](#).

⁴⁷ Dossier R-3956-2017.

[65] Par ailleurs, la Régie prend acte du fait que le Transporteur s'engage à l'informer en temps opportun si le coût total du Projet devait dépasser le montant autorisé de plus de 25 M\$⁴⁸.

7. IMPACT TARIFAIRE

[66] Le Projet, de 300,4 M\$, s'inscrit dans la catégorie d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle ». Les mises en service sont prévues pour les mois de décembre 2016, décembre 2017 et novembre 2019.

[67] Aux fins du calcul de la contribution estimée du Distributeur, le Transporteur exclut du coût total du Projet les frais d'exploitation et d'entretien de 17,9 M\$ pour le remboursement des postes de départ et des réseaux collecteurs. Considérant l'allocation maximale de 597 \$/kW et la puissance maximale à transporter de 446,25 MW, la contribution estimée du Distributeur est évaluée à 16,1 M\$⁴⁹.

[68] Comme l'étude de la phase 2 du dossier R-3888-2014 est suspendue *sine die*⁵⁰, le Transporteur applique les modalités des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les Tarifs et conditions) en vigueur au calcul de l'allocation maximale et de la contribution estimée⁵¹. L'entente administrative concernant le raccordement des parcs éoliens retenus par le Distributeur dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2013-01 (l'entente administrative) prévoit la mise à jour du calcul de la contribution selon la décision finale à être rendue dans le cadre de la phase 2 du dossier R-3888-2014⁵².

[69] En réponse à une DDR de la Régie, le Transporteur fournit les articles des ententes de raccordement relatifs au remboursement des postes de départ pour chacun des parcs éoliens⁵³. Les contributions maximales applicables y sont présentées en fonction des

⁴⁸ Pièce [B-0022](#), p. 25.

⁴⁹ $446,25 \text{ MW} \times 597 \text{ \$/kW} = \text{montant maximal de } 266,4 \text{ M\$}$. Considérant les coûts du projet de 282,5 M\$, en excluant les frais d'entretien et d'exploitation pour les postes de départ (300,4 M\$ - 17,9 M\$), la contribution estimée est de 16,1 M\$.

⁵⁰ Dossier R-3888-2014 Phase 2, décision [D-2016-055](#), p. 7, par. 18.

⁵¹ Pièce [B-0022](#), p. 26, note de bas de page 12.

⁵² Pièce [B-0029](#), p. 7, article 7.

⁵³ Pièce [B-0021](#), p. 10 à 14, R6.1.

Tarifs et conditions en vigueur au moment de la signature de chacune de ces ententes, soit du 3 décembre 2015 au 22 décembre 2015⁵⁴. L'information est fournie pour chacun des parcs éoliens, en distinguant les montants associés au poste de transformation et ceux associés au réseau collecteur.

[70] Toutefois, chaque entente de raccordement prévoit que le montant maximum remboursable ne dépasse pas le montant maximum établi en vertu des contrats d'approvisionnement en électricité. Ces derniers sont établis selon les Tarifs et conditions en vigueur au moment du lancement de l'appel d'offres du Distributeur⁵⁵ et d'estimations relatives au réseau collecteur. Le Transporteur fournit un tableau, reproduit ci-dessous, dans lequel il présente ces maximums⁵⁶.

TABLEAU 3
CONTRIBUTIONS MAXIMALES AUX COÛTS D'UN POSTE DE DÉPART
SELON LES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

Poste de transformation	Tension kV	\$/kW ¹ (A)	MW (B)	Total (000\$) (A x B)
Parc éolien Ste-Marguerite	120	84 \$	147,2	12 365 \$
Parc éolien Nicolas[-]Riou	315	145 \$	224,25 ²	32 516 \$
Parc éolien Le P[la]teau 4 (Roncevaux)	315	145 \$	74,8	10 846 \$
Sous total Poste				55 727 \$
Réseau collecteur				(A x B) ou RC Max³
Parc éolien Ste-Marguerite	N.A.	185 \$	147,2	27 232 \$
Parc éolien Nicolas[-]Riou	N.A.	185 \$	224,25	40 708 \$
Parc éolien Le P[la]teau 4 (Roncevaux)	N.A.	185 \$	74,8	13 329 \$
Sous total Réseau collecteur				81 268 \$
Grand Total				136 995 \$

Notes :

Contribution autorisée par la Régie de l'énergie le 6 juin 2012 pour les centrales de 250 MW et moins n'appartenant pas à Hydro-Québec. La contribution inclut un montant de 15 % pour tenir compte de la valeur actualisée des frais d'entretien et d'exploitation du poste de départ pendant une période de 20 ans.

La puissance installée pour le Parc éolien Nicolas[-]Riou a été révisée à 224,25 MW vs 224,4 MW initialement. Cette différence explique l'écart observé entre le montant total du remboursement pour ce parc éolien et celui indiqué à l'annexe 2 de l'entente administrative.

Pour les réseaux collecteurs, la contribution maximale remboursable au promoteur est le moindre de 185 \$/kW x la puissance installée ou le montant RC Max indiqué à l'article 17.2 des contrats d'approvisionnement en électricité majoré de l'inflation de 2014 à l'année de MES du parc éolien et d'un taux de 15 % pour couvrir les frais d'entretien et d'exploitation sur une période de 20 ans. Aux fins de ce calcul, un taux de 2 % a été utilisé pour l'inflation annuelle.

Source : Pièce [B-0021](#), p. 15, tableau R6.2-B.

⁵⁴ Pièces [B-0021](#), p. 14, tableau R6.2-A, et [B-0021](#), p. 10 à 14, R6.1.

⁵⁵ Soit les Tarifs et conditions en vigueur à partir du 6 juin 2012.

⁵⁶ Pièce [B-0021](#), p. 15, tableau R6.2-B.

[71] Par ailleurs, le Transporteur présente l'impact tarifaire du Projet, sur une période de 20 ans et de 40 ans, suivant la MES finale. L'impact du Projet sur les revenus requis considère notamment la puissance maximale à transporter, qui évoluera jusqu'à 446,25 MW à la fin de 2017. Pour la présentation sur 40 ans, les résultats concernant le remboursement des postes de départ et des réseaux collecteurs sont présentés sur une durée de 25 ans⁵⁷, soit la durée prévue aux contrats d'approvisionnement⁵⁸. Le Transporteur souligne que les résultats sur la période de 40 ans sont davantage comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations du Projet.

[72] Pour les périodes de 20 ans et 40 ans, le Projet amène respectivement une diminution de 0,8 % et 0,9 % du tarif de transport⁵⁹, toutes choses étant égales par ailleurs. Les analyses de sensibilité produisent les mêmes résultats, l'écart étant supporté par une hausse équivalente de la contribution estimée du Distributeur.

[73] La Régie est satisfaite des informations et justifications fournies par le Transporteur concernant les montants liés au remboursement des postes de départ. Elle considère ces informations pertinentes aux fins de son examen du Projet. **La Régie demande au Transporteur, pour les prochains projets prévoyant un remboursement pour les postes de départ, de distinguer les coûts associés au poste de transformation et ceux associés au réseau collecteur, en précisant l'ensemble des sources considérées pour l'établissement de ces coûts. La Régie demande aussi au Transporteur de préciser la version des Tarifs et conditions qu'il a considérée pour l'établissement des contributions maximales associées.**

[74] Par ailleurs, la Régie considère que la mise à jour de la contribution selon la décision finale à rendre dans la phase 2 du dossier R-3888-2014, proposée par le Transporteur, est nécessaire et en continuité avec les décisions rendues pour des projets similaires, soit les décisions D-2010-165, D-2011-166, D-2012-059, D-2014-045 Motifs et D-2015-119⁶⁰. **La Régie réserve sa décision sur l'estimation de la contribution du Distributeur, ainsi que sur les modalités de recouvrement de cette contribution, jusqu'à ce que les enjeux en lien avec ces réserves aient fait l'objet d'une détermination dans le cadre de la phase 2 du dossier R-3888-2014. Ainsi, la Régie renvoie au dossier tarifaire qui suivra cette décision, la détermination de la**

⁵⁷ Pièce [B-0023](#), p. 5, tableau 3.

⁵⁸ Pièce [B-0021](#), p. 17, R7.2.

⁵⁹ Passant de 72,25 \$/kW à 71,67 \$/kW entre 2016 et 2039 et de 72,25 \$/kW à 71,60 \$/kW entre 2016 et 2059.

⁶⁰ Dossiers R-3742-2010, décisions [D-2010-165](#) et [D-2011-166](#), p. 8 et 9, R-3777-2011, décision [D-2012-059](#), p. 79, R-3836-2013, décision [D-2014-045](#) Motifs, p. 23, et R-3926-2015, décision [D-2015-119](#), p. 21.

contribution du Distributeur en lien avec le Projet, ainsi que celle des modalités de recouvrement de cette contribution.

[75] Dans le cadre du suivi qui sera effectué dans le rapport annuel du Transporteur, la Régie lui demande d'y préciser l'impact de cette mise à jour, particulièrement sur l'allocation maximale effectivement allouée au Projet.

8. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[76] Le Transporteur présente la liste des principales autorisations exigées en vertu d'autres lois pour la réalisation du Projet. Au niveau provincial, outre l'approbation de la Régie, les autorisations suivantes devront être obtenues :

- une autorisation est requise de la Commission de protection du territoire agricole du Québec en vertu de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*⁶¹ pour utiliser à des fins autres que l'agriculture des parties d'un lot situé en zone agricole qui seront traversées par une ligne de transport;
- un certificat d'autorisation est requis du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (« MDDELCC ») en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*⁶² pour des travaux en milieu humide reliés à la construction d'une ligne de contournement temporaire;
- au soutien d'une demande de certificat d'autorisation auprès du MDDELCC, un certificat attestant que le projet ne contrevient à aucun règlement municipal est requis de la municipalité locale sur le territoire de laquelle se situe le projet en vertu du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*⁶³;
- un permis d'intervention sera requis du ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (« MFFP ») en vertu de la *Loi sur l'aménagement durable du territoire*

⁶¹ [RLRQ, c. P-41.1.](#)

⁶² [RLRQ, c. Q-2, art. 22.](#)

⁶³ [RLRQ, c. Q-2, r. 3.](#)

*forestier*⁶⁴ pour effectuer le déboisement dans les forêts du domaine de l'État nécessaire à la réalisation du projet;

- un permis d'occupation provisoire sera requis du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (« MERN ») en vertu de la *Loi sur les terres du domaine de l'État*⁶⁵ pour l'occupation du territoire public sur lequel Hydro-Québec ne détient pas déjà les droits appropriés;
- une mise à la disposition sera requise du gouvernement en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*⁶⁶ pour l'occupation du territoire public sur lequel Hydro-Québec ne détient pas déjà les droits appropriés.

[77] De l'avis du Transporteur, aucune autorisation n'est requise au niveau fédéral.

9. IMPACT SUR LA FIABILITÉ ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

[78] Le Transporteur soumet que le Projet vise à répondre à la demande du Distributeur afin de permettre à ce dernier de s'approvisionner auprès des producteurs éoliens retenus à la suite de l'appel d'offres A/O 2013-01 en vue d'alimenter la charge locale.

[79] Par ailleurs, l'ajout des parcs éoliens Nicolas-Riou et Roncevaux dans le réseau régional Matapédia nécessite des travaux de renforcement de ce dernier. D'autre part, les analyses du Transporteur ont révélé que l'intégration au réseau de transport des trois parcs de production éolienne en cause entraîne une dégradation du niveau de fiabilité du réseau de transport principal. Par conséquent, outre le besoin de raccordement des parcs éoliens comme tel, il doit s'assurer de maintenir le niveau de fiabilité du réseau de transport principal en y ajoutant les équipements requis afin d'en assurer un comportement stable.

[80] Le Transporteur indique que les critères de conception utilisés pour déterminer la nature des travaux du présent Projet visent à assurer que le réseau de transport principal ainsi que les réseaux régionaux disposent de suffisamment de souplesse et de robustesse dans leur conception. Ainsi, tant le réseau de transport principal que les réseaux régionaux

⁶⁴ [RLRQ, c. A-18.1.](#)

⁶⁵ [RLRQ, c. T-8.1.](#)

⁶⁶ [RLRQ, c. H-5, art. 32.](#)

seront en mesure de satisfaire les besoins de manière fiable, et ce, malgré les nombreuses variations dans leurs conditions de fonctionnement, et en dépit des défauts et des indisponibilités normales d'équipement avec lesquels ces réseaux doivent composer⁶⁷.

[81] Il soutient que la réalisation du Projet permet de répondre à la demande du Distributeur et de maintenir la robustesse et la fiabilité du réseau principal et des réseaux régionaux. Le Projet assure ainsi un niveau de fiabilité adéquat dans le respect des critères de conception et d'exploitation du Transporteur et du Northeast Power Coordinating Council Inc. (le NPCC).

[82] **La Régie est d'avis que le Projet est nécessaire pour répondre à la demande du Distributeur, tout en assurant un comportement fiable du réseau de transport principal et des réseaux régionaux.**

10. CONCLUSION

10.1 PROJET

[83] L'analyse de la preuve démontre que la réalisation du Projet est nécessaire pour l'intégration des parcs éoliens à la suite de la demande du Distributeur. Il permet de maintenir un niveau de fiabilité adéquat, dans le respect des critères

[86] Enfin, dans le cas de modifications au Projet, dont un dépassement des coûts ou une modification de sa rentabilité, la Régie rappelle les exigences mentionnées aux paragraphes 508 à 511⁶⁸ de sa décision D-2014-035⁶⁹ et demande au Transporteur de s'y conformer.

10.2 SUIVIS AU RAPPORT ANNUEL

[87] Suivant la pratique établie, le Transporteur propose un suivi du Projet dans le cadre du rapport annuel, présentant :

- le suivi des coûts réels du Projet selon le niveau de détail des coûts présentés au tableau 5 de la pièce B-0022⁷⁰;
- le suivi des coûts détaillés du Projet, sous pli confidentiel, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la MES finale du Projet, selon le niveau de détail des coûts présentés aux tableaux 3 et 4 de la pièce B-0008⁷¹;
- un suivi de l'échéancier du Projet et, le cas échéant, des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels et des échéances.

en distinguant les montants relatifs au poste de transformation et ceux relatifs au réseau collecteur, et ce, pour chacun des parcs éoliens.

[90] La Régie demande également au Transporteur de faire état des mises en service partielles dans son rapport annuel, en précisant le nombre de MW associé à chacune d'elle.

[91] Tel que mentionné dans les sections précédentes, la Régie demande au Transporteur un suivi dans le rapport annuel portant sur :

- **l'impact de la décision à rendre dans la phase 2 du dossier R-3888-2014 sur le Projet (section 7 de la présente décision);**
- **l'impact des résultats des études relatives au projet de ligne dans le sud du réseau sur le présent Projet (section 7 de la présente décision).**

[92] Enfin, la Régie demande au Transporteur d'indiquer au rapport annuel le traitement des quatre disjoncteurs à être remplacés au poste des Appalaches et au poste Des Cantons au

10.3.1 SCHÉMAS DE LIAISON

[94] En ce qui a trait à la pièce B-0006, qui présente des schémas de liaison concernant une partie du réseau de transport afférente au Projet, le Transporteur demande que l'ordonnance soit rendue pour une période sans restriction quant à sa durée. Au soutien de sa demande, il dépose une déclaration sous serment de monsieur Stéphane Talbot, chef Planification et stratégie du réseau principal pour la division Hydro-Québec TransÉnergie.

[95] Monsieur Talbot allègue que les schémas contiennent des renseignements d'ordre stratégique concernant les installations du Transporteur et que leur divulgation publique faciliterait la localisation des installations (lignes et postes) et permettrait d'identifier leurs caractéristiques, ce qui pourrait compromettre la sécurité du réseau de transport.

[96] **Pour les mêmes motifs que ceux énoncés dans sa décision D-2016-106⁷⁵, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel de la pièce B-0006, et ce, pour une période sans restriction quant à sa durée.**

limiterait le potentiel de création de valeur pour le Transporteur, notamment, en ne lui permettant pas d'obtenir les biens et services requis au meilleur coût possible.

[99] Par ailleurs, Monsieur Albert soumet les mêmes motifs au soutien de la demande d'ordonnance de traitement confidentiel à l'égard des renseignements relatifs au suivi des coûts du Projet qui seraient déposés dans le cadre du rapport annuel, le cas échéant, selon les exigences de la Régie.

[100] Pour des motifs similaires à ceux énoncés dans ses décisions D-2016-091⁷⁶ et D-2016-106⁷⁷, **la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel des renseignements relatifs aux coûts annuels et aux coûts détaillés du Projet, tels que déposés aux pièces B-0008, B-0009, aux annexes 2 et 3 de la pièce B-0024, et ce, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an à compter de la date de mise en service finale du Projet.**

[101] **La Régie demande au Transporteur de l'informer, par voie administrative, de la date de mise en service finale du Projet**

du tableau 4 « Coûts des divers travaux de postes et de lignes », déposés sous pli confidentiel à la pièce B-0008, dont la version caviardée est déposée sous la pièce B-0010. Dans ce dernier cas, il demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel à cet égard⁷⁹. 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.

[104] En plus des suivis requis à la section 10.2, la Régie demande également au Transporteur de déposer, au même moment, le suivi des coûts réels détaillés du Projet sous la même forme et le même niveau de détail que ceux des tableaux 3 et 4⁸⁰ de la pièce B-0008. Par ailleurs, la Régie dispose de la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur à l'égard d'un tel suivi selon les termes du paragraphe 100 de la présente décision.

[105] Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

- les pièces B-0008, B-0009, et les annexes 2 et 3 de la pièce B-0024, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de la mise en service finale du Projet,
- la pièce B-0028, en réponse à la DDR n° 4 de la Régie déposée sous pli confidentiel⁸¹ jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de la mise en service finale du Projet;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements qui seront fournis par le Transporteur dans le cadre du suivi des coûts réels du Projet, tel que précisé à la section 10.3.3 de la présente décision, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de sa mise en service finale;

DEMANDE au Transporteur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5°) de la Loi :

- un suivi du Projet, tel que précisé aux sections 10.2 et 10.3.3 de la présente décision,
- un suivi de l'échéancier du Projet