

Demande relative au projet d'intégration du parc éolien Apuiat

Table des matières

1	Introduction.....	5
2	Contexte de la demande et description des installations actuelles.....	7
3	Objectifs	9
4	Description et justification du Projet en relation avec les objectifs.....	9
4.1	Description des travaux	9
4.1.1	Construction d'une ligne monoterne de 10,3 km à 161 kV	11
4.1.2	Construction du nouveau poste Missikapit à 161-25 kV	14
4.1.3	Travaux de rehaussement thermique et de transposition sur la L1681	14
4.1.4	Ajout de systèmes de protection.....	14
4.1.5	Travaux en télécommunication.....	14
4.2	Justification du Projet en relation avec les objectifs.....	15
5	Solutions envisagées	17
6	Coûts associés au Projet.....	18
6.1	Sommaire des coûts	18
6.2	Coûts associés aux différentes catégories d'investissement.....	22
6.3	Suivi des coûts du Projet	22
7	Impact tarifaire	23
8	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	24
9	Conclusion	25

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le <i>Règlement</i>	6
Tableau 2	Calendrier de réalisation	16
Tableau 3	Synthèse des coûts globaux (en milliers de dollars)	18
Tableau 4	Coûts des travaux avant-projet et projet (en milliers de dollars de réalisation)	19
Tableau 5	Taux d'inflation spécifiques	19

Liste des figures

Figure 1	Localisation géographique du réseau de transport régional à 161 kV Baie-Comeau – Sept-Îles	8
Figure 2	Schéma du réseau de transport régional de la Côte-Nord projeté	10
Figure 3	Travaux prévus sur le réseau de transport régional à 161 kV Baie-Comeau – Sept-Îles	11
Figure 4	Tracé de la ligne monoterne à 161 kV	13

Liste des annexes

Annexe 1	Entente de raccordement pour l'intégration d'une centrale au réseau d'Hydro-Québec (pièce déposée sous pli confidentiel)	
Annexe 1.1	Entente de raccordement pour l'intégration d'une centrale au réseau d'Hydro-Québec (version caviardée)	
Annexe 1.2	Distinctions de l'entente de raccordement par rapport à l'Entente-type de raccordement	
Annexe 2	Engagement d'achat de services de transport	
Annexe 3	Schémas unifilaires (pièce déposée sous pli confidentiel)	
Annexe 4	Liste des principales normes techniques appliquées au projet	
Annexe 5	Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	
Annexe 6	Liste des activités d'information et de consultation	
Annexe 7	Taux d'inflation spécifiques ventilés par composantes (pièce déposée sous pli confidentiel)	
Annexe 7.1	Taux d'inflation spécifiques ventilés par composantes (version caviardée)	
Annexe 8	Impact tarifaire	

1 Introduction

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le
2 « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de
3 construire et installer les actifs requis pour l'intégration du parc éolien Apuiat¹ (le « Parc
4 éolien ») au réseau de transport et pour assurer la pérennité du poste de la Pentecôte à
5 161-25 kV (le « Projet »).

6 Le Projet vise à répondre à une demande du promoteur *Parc Éolien Apuiat S.E.C.*
7 (le « Producteur ») pour raccorder le Parc éolien au réseau de transport d'Hydro-Québec.
8 Le raccordement prévoit intégrer au réseau 200 MW de puissance.

9 Le coût total du Projet s'élève à 173,6 M\$ et vise les catégories d'investissement
10 « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien des actifs ». Les mises en service
11 sont prévues pour les mois d'octobre, de novembre et de décembre 2024.

12 À cette étape du dépôt à la Régie de l'ensemble des renseignements exigés par le
13 *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*
14 (le « Règlement »), le Transporteur précise qu'il doit engager un montant de 18 M\$ pour
15 entreprendre certaines activités nécessaires afin de respecter l'échéancier des travaux et de
16 mises en service. En effet, le Transporteur doit s'assurer que tous les travaux sous sa
17 responsabilité soient complétés en temps opportun afin de respecter la date prévue de mise
18 sous tension initiale du Parc éolien.

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

¹ Signifie « rame » en langue Innue.

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

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

2 Contexte de la demande et description des installations actuelles

1 Parc éolien Apuiat

2 Le Projet répond à une demande formulée par Parc Éolien Apuiat S.E.C. (le « Producteur »)
3 pour le raccordement du Parc éolien au réseau de transport d'Hydro-Québec. La puissance
4 maximale à transporter est de 200 MW. Le Producteur a demandé une mise sous tension
5 initiale en septembre 2024 et une mise en service commerciale en décembre 2024, ce qui
6 comprime l'échéancier pour réaliser les travaux relatifs à l'intégration du Parc éolien.

7 Le Parc éolien projeté se situe dans le secteur de Rivière-Pentecôte sur le territoire
8 non-organisé de la municipalité de Port-Cartier, dans la municipalité régionale de comté
9 (« MRC ») des Sept-Rivières sur la Côte-Nord.

10 Le Parc éolien prévoit, entre autres, la construction et l'installation d'un réseau collecteur et
11 d'un poste de départ.

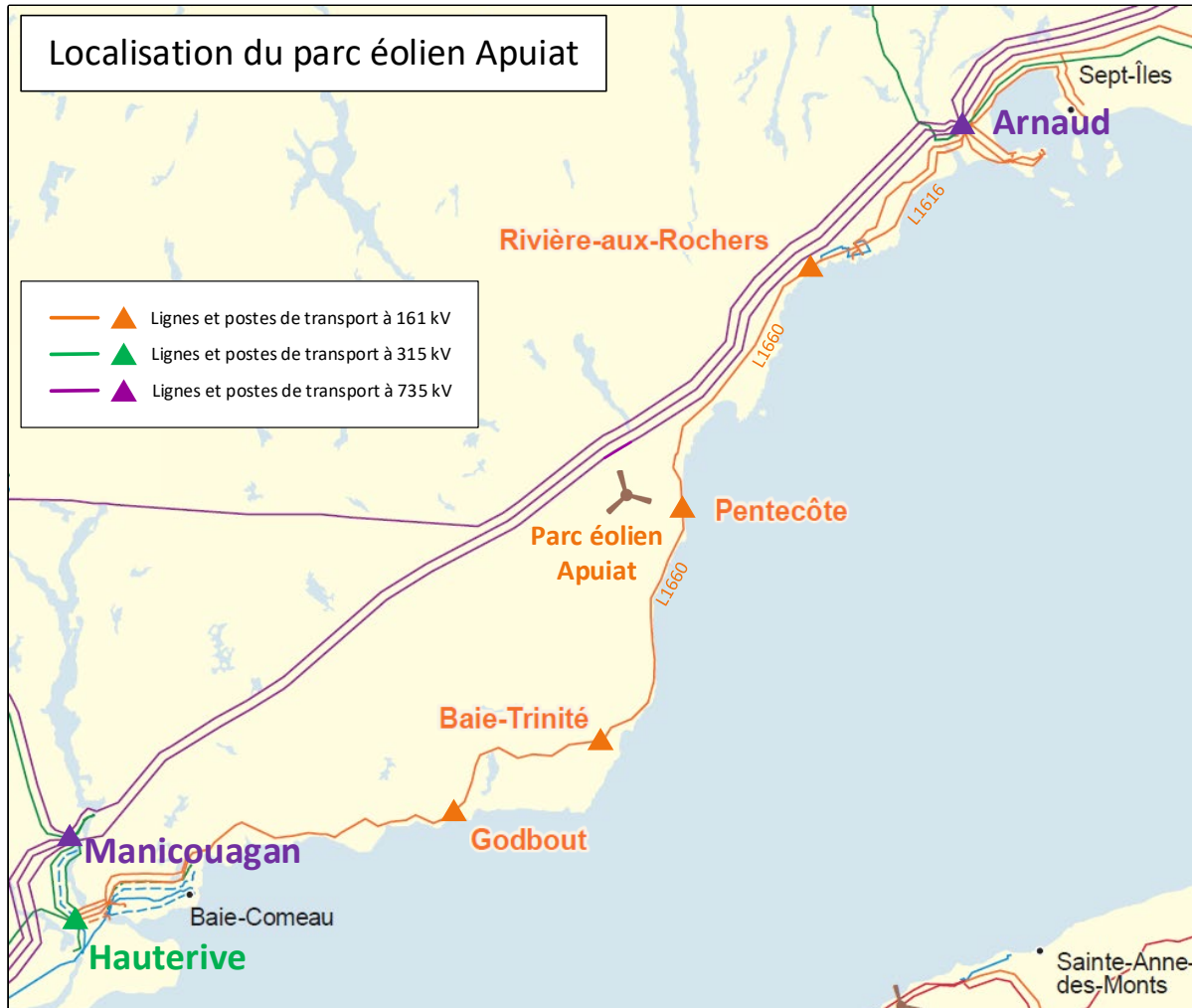
12 Le Transporteur dépose à l'annexe 1 l'entente de raccordement ainsi que l'engagement
13 d'achat de services de transport à l'annexe 2.

14 Réseau de transport régional à 161 kV Baie-Comeau – Sept-Îles

15 Le réseau de transport régional à 161 kV Baie-Comeau – Sept-Îles s'étend le long de la
16 route 138 entre le poste source de Hauterive à 315-161 kV, localisé à Baie-Comeau, et le
17 poste stratégique Arnaud à 735-315-161 kV, localisé à Sept-Îles. Il s'agit du seul réseau de
18 transport disponible à proximité pour l'intégration du Parc éolien.

19 La figure 1 présente la localisation géographique du Parc éolien et du réseau de transport
20 régional de la Côte-Nord entre Baie-Comeau et Sept-Îles.

Figure 1
Localisation géographique du réseau de transport régional à 161 kV
Baie-Comeau – Sept-Îles



1 **La ligne L1660 à 161 kV**

2 La ligne L1660 relie les postes de Baie-Trinité à 161-25 kV et de la Rivière-aux-Rochers à
 3 161-25 kV sur une distance de 84 km. Elle est normalement alimentée par le poste Arnaud
 4 à 735-315-161 kV. Par ailleurs, elle possède une capacité de transit de 107 MVA à une
 5 température ambiante de 30°C.

6 **Le poste de la Pentecôte**

7 Le poste satellite de la Pentecôte à 161-25 kV a pour fonction d'alimenter la charge locale à
 8 25 kV du secteur.

9 Le poste satellite de la Pentecôte est constitué de 2 transformateurs de puissance. Le T1
 10 est un transformateur à 161-25 kV de 5 MVA ayant été mis en service en 1956. Il a dépassé

1 sa durée de vie utile de 50 ans et doit être remplacé. Le T2, quant à lui, est un
2 transformateur à 161-25 kV de 16 MVA fabriqué en 2003. Il fût installé en urgence en 2010
3 à la suite du bris de l'ancien T2, qui était alors identique au T1, en raison d'un défaut non
4 détecté par le système de protection minimaliste du poste. Le reste de l'appareillage du
5 poste consiste en 2 sectionneurs à 161 kV, 2 sectionneurs de mise à la terre à 161 kV et
6 7 sectionneurs à 25 kV. À l'exception de 2 sectionneurs à 25 kV, tous ont dépassé leur
7 durée de vie utile et doivent être remplacés. Le disjoncteur à 25 kV présent dans le poste ne
8 nécessite pas de remplacement.

9 Le système de protection de ce poste est de conception désuète, ce qui affecte la qualité de
10 service globale du réseau à 161 kV. En effet, ce poste ne possède aucun disjoncteur à
11 161 kV, mais plutôt des sectionneurs de mise à la terre rapide, ce qui a pour effet de mettre
12 hors tension non seulement le poste de la Pentecôte lui-même lors de la détection d'un
13 défaut dans le poste, mais aussi les postes Godbout et de Baie-Trinité.

14 Les systèmes de commande et de protection, le bâtiment et les systèmes d'accumulateurs
15 et de chargeur ont tous dépassé leur durée de vie utile et doivent être remplacés.

3 Objectifs

16 Le Projet a comme objectif d'intégrer la production du Parc éolien au réseau de transport
17 d'Hydro-Québec et d'assurer la pérennité du poste de la Pentecôte à 161-25 kV.

18 Plus particulièrement, le Projet consiste à construire un nouveau poste Missikapit² à
19 161-25 kV, une nouvelle ligne de raccordement à 161 kV entre ce dernier et le poste de
20 départ du Parc éolien ainsi qu'à rehausser la capacité thermique sur 32 km de ligne
21 existante à 161 kV.

4 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs

4.1 Description des travaux

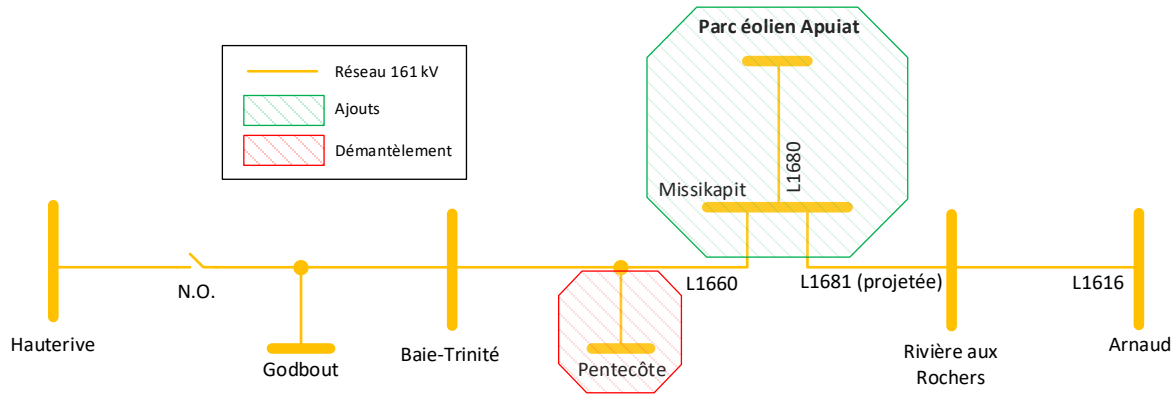
22 Les travaux associés au Projet sont les suivants :

- 23 • construction d'une ligne monoterne de 10,3 km à 161 kV entre le poste de départ du
24 Parc éolien et le nouveau poste Missikapit à 161-25 kV ;
- 25 • construction du nouveau poste Missikapit à 161-25 kV ;
- 26 • rehaussement thermique et transposition de la ligne L1681, soit la L1660 actuelle sur
27 32 km entre le nouveau poste Missikapit et le poste de la Rivière-aux-Rochers ;
- 28 • ajout de systèmes de protections aux postes de la Rivière-aux-Rochers et Arnaud ;

² Signifie « Pentecôte » en langue Innue.

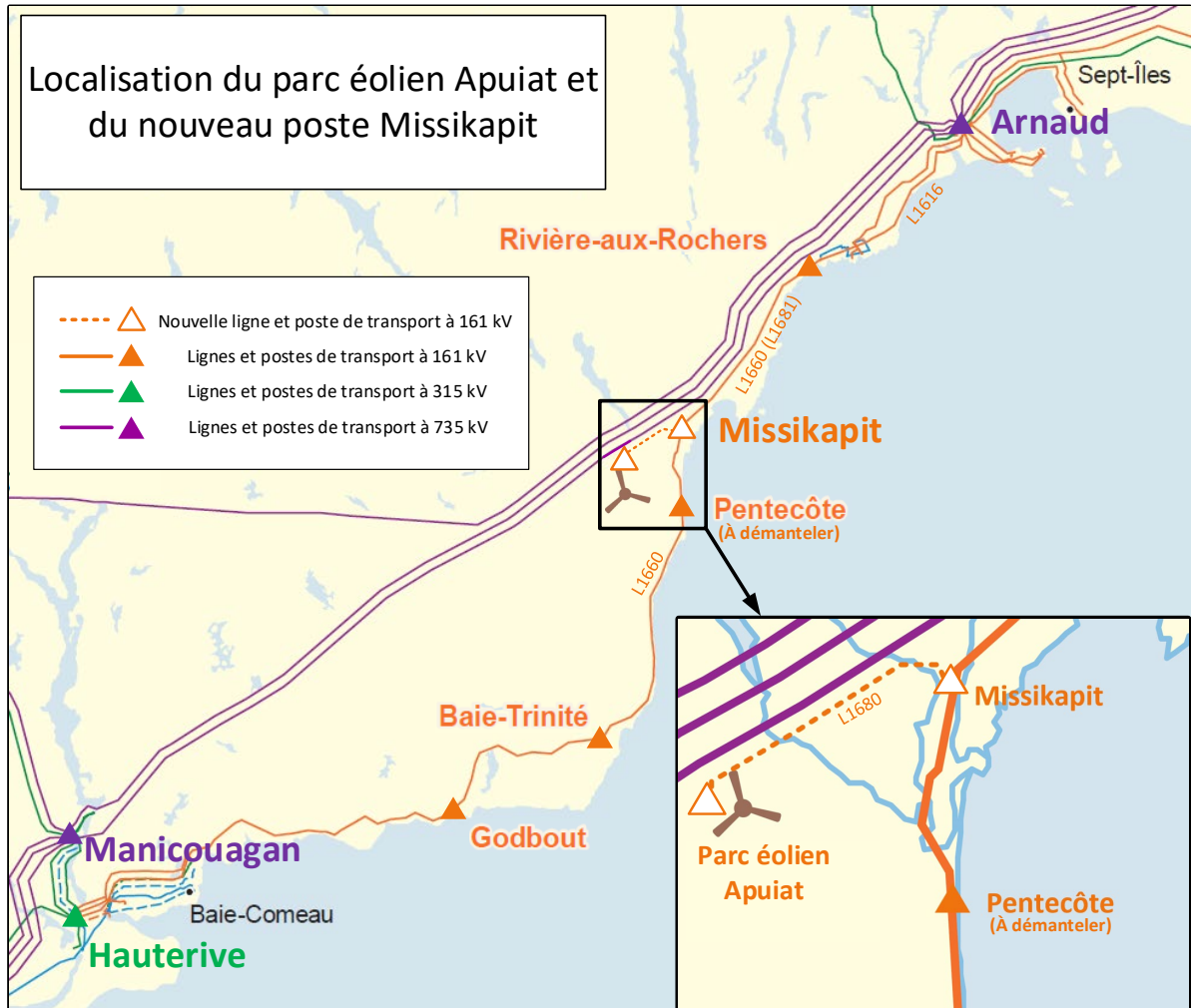
- 1 • réalisation de travaux de télécommunications entre le poste Missikapit et les postes
- 2 de la Rivière-aux-Rochers et Arnaud.
- 3 La figure 2 présente le schéma du réseau de transport régional à 161 kV
- 4 Baie-Comeau – Sept-Îles incluant les travaux du Projet.

Figure 2
Schéma du réseau de transport régional de la Côte-Nord projeté



- 5 La figure 3 présente la localisation des travaux prévus sur le réseau régional à 161 kV
- 6 Baie-Comeau – Sept-Îles incluant les travaux du Projet.

Figure 3
Travaux prévus sur le réseau de transport régional à 161 kV
Baie-Comeau – Sept-Îles



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

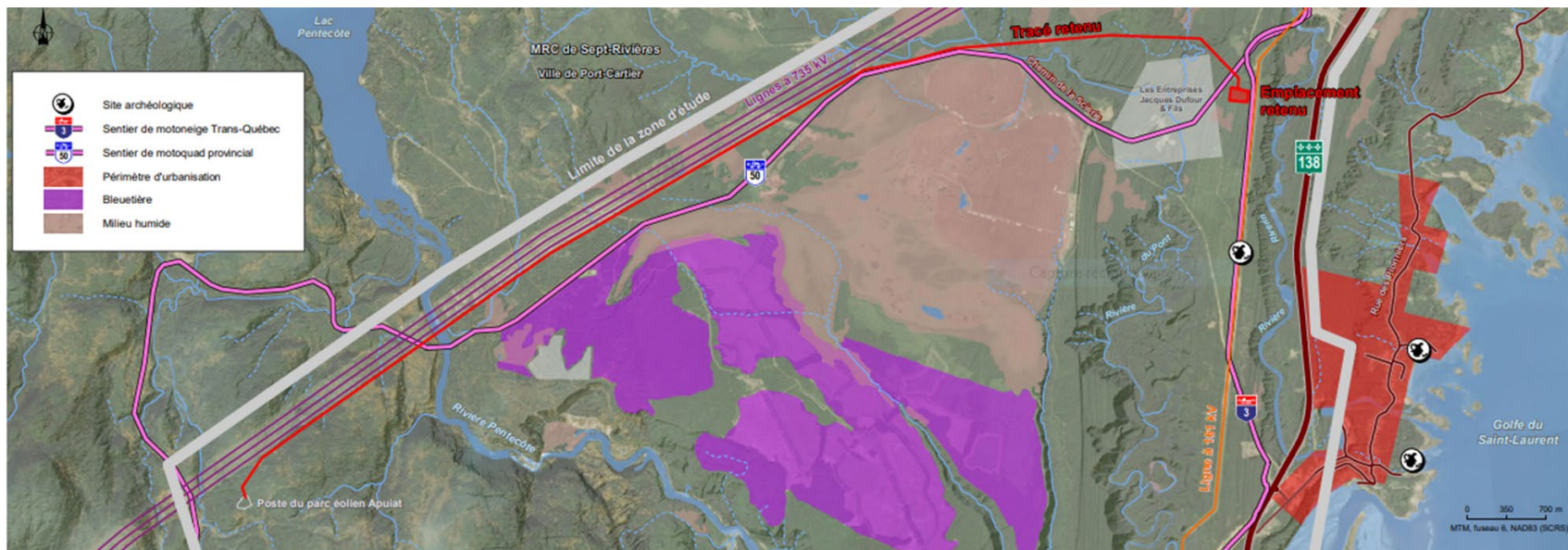
4.1.1 Construction d'une ligne monoterne de 10,3 km à 161 kV

2 Le Transporteur prévoit construire la ligne L1680, une ligne monoterne à 161 kV d'environ
 3 10,3 km entre le poste de départ du Parc éolien et le nouveau poste Missikapit à 161-25 kV.
 4 La ligne projetée sera supportée par des pylônes à treillis en acier et permettra de transiter
 5 la puissance totale du Parc éolien en toute période de l'année.

6 À la suite de la période de consultations réalisées à l'automne 2021, notamment auprès de
 7 la communauté de Uashat Mak Mani-Utenam, et des relevés de terrain, Hydro-Québec a
 8 proposé un tracé qui répond aux préoccupations du milieu. Le tracé retenu est en terres

- 1 publiques. L'emprise de la nouvelle ligne sera juxtaposée à l'emprise de lignes existantes à
- 2 735 kV sur environ les trois quarts de sa longueur. Ainsi, la ligne s'intègre bien dans le
- 3 paysage et l'emprise nécessitera peu de déboisement.
- 4 La figure 4 présente le tracé retenu de la ligne monoterne.

Figure 4
Tracé de la ligne monoterne à 161 kV



4.1.2 Construction du nouveau poste Missikapit à 161-25 kV

1 Le nouveau poste Missikapit à 161-25 kV sera localisé à proximité de l'emprise de la ligne
2 L1660 à l'endroit où la nouvelle ligne de raccordement du Parc éolien, la L1680, vient
3 joindre le réseau à 161 kV existant. Le raccordement de la nouvelle L1680 directement en
4 dérivation de la L1660 étant impossible pour des considérations de protection de ligne, le
5 sectionnement de la L1660 actuelle au point de dérivation vers le Parc éolien est requis.

6 D'une part, pour l'intégration du Parc éolien, le poste Missikapit sera doté de 3 départs de
7 ligne à 161 kV afin d'y raccorder la nouvelle ligne de raccordement du Parc éolien, la L1680,
8 ainsi que les 2 lignes résultantes du sectionnement de la L1660 en deux parties, la L1660
9 (ancienne L1660 vers l'ouest) et la L1681 (ancienne L1660 vers l'est). Le poste sera aussi
10 équipé d'un nouveau bâtiment de commande qui intégrera le système de commande et de
11 protection.

12 D'autre part, pour le remplacement du poste de la Pentecôte, le poste sera muni de
13 2 transformateurs à 161-25 kV et de deux départs de lignes à 25 kV afin d'alimenter la
14 charge locale du secteur à 25 kV. Un transformateur à 161-25 kV de 22,5 MVA sera
15 approvisionné tandis que le deuxième transformateur du poste sera le transformateur T2 à
16 161-25 kV de 16 MVA du poste de la Pentecôte déménagé au poste Missikapit.

4.1.3 Travaux de rehaussement thermique et de transposition sur la L1681

17 Le Transporteur prévoit remplacer 27 supports de la ligne L1681 afin d'augmenter sa
18 capacité thermique de 49°C à 95°C pour permettre le transit de la puissance totale du Parc
19 éolien. De plus, trois autres supports seront remplacés afin d'assurer sa transposition.

4.1.4 Ajout de systèmes de protection

20 Des modifications aux protections du circuit L1681 au poste de la Rivière-aux-Rochers et du
21 circuit L1616 au poste Arnaud sont nécessaires pour intégrer le nouveau parc éolien. Des
22 téléprotections, soit un téledéclenchement entre chacun de ces postes et le nouveau poste
23 Missikapit, seront également ajoutés.

4.1.5 Travaux en télécommunication

24 Les besoins de téléprotections pour l'intégration du parc éolien nécessitent l'ajout de liens
25 de télécommunication entre le poste Missikapit et les postes de la Rivière-aux-Rochers
26 et Arnaud.

4.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs

1 Intégration du Parc éolien

2 La puissance maximale à transporter du Parc éolien sera de 200 MW. Seule la L1660 à
3 161 kV étant disponible à proximité afin d'intégrer cette puissance au réseau de transport
4 d'Hydro-Québec, la construction d'une nouvelle ligne de raccordement de 10,3 km, la L1680
5 à 161 kV, est requise afin de joindre le poste électrique du Parc éolien à ce réseau.

6 Par ailleurs, le raccordement d'une production de 200 MW dans le secteur du poste de la
7 Pentecôte, à mi-parcours de la L1660 entre les postes de Baie-Trinité et de la Rivière-aux-
8 Rochers, nécessite l'ajout d'un poste de sectionnement à 161 kV, soit le poste Missikapit.
9 Ce dernier a comme fonction de sectionner la ligne L1660 en deux nouvelles lignes, la
10 L1660 (Baie-Trinité – Missikapit) et la L1681 (Missikapit – Rivière-aux-Rochers) en plus d'y
11 raccorder la ligne d'intégration du parc éolien, la nouvelle L1680.

12 La L1681, soit l'ancienne L1660 vers l'est, ne possède pas la capacité thermique requise
13 pour acheminer la puissance du Parc éolien du poste Missikapit jusqu'au poste de la
14 Rivière-aux-Rochers. En effet, la capacité thermique de cette ligne permet un transit de
15 107 MVA à une température extérieure de 30°C alors que le transit du Parc éolien peut
16 représenter jusqu'à 214 MVA. Un rehaussement thermique est donc requis afin de hausser
17 sa température maximale d'exploitation de 49°C à 95°C, ce qui permettra le transit de la
18 puissance du Parc éolien à une température ambiante de 30°C.

19 L'augmentation du transit jusqu'au-delà de 200 MVA sur cette ligne nécessite qu'elle soit
20 transposée afin de préserver la qualité de l'onde de tension.

21 Remplacement du poste de la Pentecôte

22 Outre les besoins d'intégration de puissance, la désuétude et la vétusté du poste de la
23 Pentecôte à 161-25 kV requièrent son remplacement. À cet égard, la justification de ce volet
24 du Projet s'appuie sur la grille d'analyse du risque des équipements qui permet au
25 Transporteur de déterminer les équipements devant faire l'objet d'interventions d'après *la*
26 *Stratégie de gestion de la pérennité des actifs*.

27 Étant donné la proximité géographique du Parc éolien et du poste de la Pentecôte, la
28 construction du nouveau Poste Missikapit permet à la fois d'installer les équipements à
29 161 kV requis pour l'intégration du Parc éolien, tout en ajoutant une section à 25 kV pour le
30 remplacement du poste de la Pentecôte.

31 En effet, le poste de la Pentecôte sera remplacé par une section de transformation à
32 161-25 kV ainsi qu'une section à 25 kV au nouveau poste Missikapit. Celui-ci est localisé à
33 proximité de la charge à 25 kV actuellement alimentée par le poste de la Pentecôte.

34 Le nouveau transformateur T1 à 161-25 kV du poste Missikapit remplacera le
35 transformateur T1 du poste de la Pentecôte qui a dépassé sa durée de vie utile et qui doit

1 être remplacé. Le transformateur T2 du poste de la Pentecôte, qui ne nécessite pas de
2 remplacement, sera relocalisé au poste Missikapit et installé en position T2.

3 En plus des 3 disjoncteurs à 161 kV prévus au poste Missikapit afin de protéger les départs
4 de ligne à 161 kV, un disjoncteur supplémentaire sera ajouté afin de protéger adéquatement
5 les transformateurs sans affecter la qualité de service du réseau de transport en amont
6 comme au poste de la Pentecôte actuel. Ce disjoncteur ainsi que ses sectionneurs
7 d'isolation seront associés au projet classé en « Maintien des actifs ».

8 Le système de commande et de protection du poste de la Pentecôte ainsi que le bâtiment et
9 les accumulateurs ont tous atteint leur durée de vie utile et doivent être remplacés. Ces
10 éléments seront remplacés par des éléments requis pour le volet « Croissance des besoins
11 de la clientèle» au poste Missikapit, soit le bâtiment, le système de commande et les
12 accumulateurs. Les protections de la section de transformation à 161-25 kV et de la section
13 à 25 kV qui remplacent les protections désuètes actuelles, seront installées dans le
14 bâtiment de commande du poste Missikapit.

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

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

23 Le tableau 2 présente le calendrier de réalisation des travaux liés au Projet.

**Tableau 2
Calendrier de réalisation**

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Avril 2021	Septembre 2022
Autorisation de la Régie de l'énergie	Novembre 2022	Mai 2023
Projet	Septembre 2022	Juin 2026
Mises en service	-	Octobre 2024
– Section 25 kV et un transformateur 161-25 kV du poste Missikapit		Novembre 2024
– Deuxième transformateur 161-25 kV du poste Missikapit		Décembre 2024
– Ligne L1680, rehaussement thermique L1681 et section 161 kV du poste Missikapit		

1 Considérant l'échéancier comprimé demandé par le Producteur, le Transporteur a dû
2 débiter certains travaux, notamment l'ingénierie de détail des volets poste et lignes,
3 amorcer la fabrication du bâtiment de commande, réaliser des sondages géotechniques et
4 réaliser les travaux de déboisement du site du poste Missikapit.

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

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

5 Solutions envisagées

9 Dans le cadre de son processus de planification, le Transporteur estime que le projet retenu
10 constitue l'unique solution des points de vue technique, économique et environnemental
11 permettant d'atteindre les objectifs du projet.

12 Le volet du projet associé au remplacement du poste de la Pentecôte constitue également
13 la solution minimale afin d'assurer la pérennité du poste de la Pentecôte à 161-25 kV. En
14 effet, le remplacement des équipements d'appareillage vétustes du poste et l'ajout d'un
15 disjoncteur à 161 kV en remplacement du sectionneur de mise à la terre rapide ne peuvent
16 être envisagés en considérant l'utilisation des infrastructures civiles telles qu'implantées
17 actuellement. La reconstruction totale du poste est donc requise afin d'atteindre les objectifs
18 de pérennité.

19 Le Transporteur a exploré la possibilité de reconstruire un nouveau poste de la Pentecôte
20 indépendant du poste Missikapit pour remplacer le poste de la Pentecôte actuel. Cette
21 solution n'est pas envisagée puisque l'appareillage requis à 161 kV et à 25 kV serait le
22 même, mais la combinaison de ces projets évite l'aménagement d'un terrain indépendant, la
23 mise en place d'infrastructures civiles à 161 kV, une nouvelle ligne de raccordement à
24 161 kV ainsi qu'un bâtiment de commande, tout en évitant des coûts de gestion du projet et
25 des coûts de mobilisation d'un entrepreneur sur un autre site. Ainsi, le Projet proposé
26 consiste à une fraction des interventions requises comparativement à la construction d'un
27 nouveau poste de la Pentecôte. Le Projet du poste Missikapit à 161-25 kV est donc la seule
28 solution envisagée.

6 Coûts associés au Projet

6.1 Sommaire des coûts

1 Le coût total du Projet s'élève à 173,6 M\$. Le tableau 3 présente une synthèse des coûts
 2 globaux du Projet et inclut le remboursement du poste de départ
 3 (209 \$/kW x 200 MW = 41,8 M\$) et du réseau collecteur (192 \$/kW x 200 MW = 38,4 M\$)
 4 au Producteur ainsi que le montant maximal (610 \$/kW x 200 MW = 122,0 M\$)³. Le calcul
 5 de la contribution du Producteur (26,2 M\$) exclut les coûts d'entretien et d'exploitation et
 6 correspond à la différence entre les coûts à considérer et le montant maximal.
 7 La contribution est ensuite majorée des coûts d'exploitation et d'entretien, afin d'obtenir la
 8 contribution totale (31,2 M\$).

Tableau 3⁴
Synthèse des coûts globaux
(en milliers de dollars)

Coût du Projet	173 582,5
• Coûts de la catégorie « Maintien des actifs »	12 529,7
• Coûts de la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle »	161 052,8
○ Travaux d'intégration	80 852,8
○ Remboursement du poste de départ ⁵	41 800,0
○ Remboursement du réseau collecteur ⁵	38 400,0
Estimation de la contribution du Producteur	
• Puissance maximale à transporter (MW)	200 MW
• Coûts à considérer	148 247,8
• Allocation maximale	610 \$/kW
• Montant maximal	122 000,0
• Contribution	26 247,8
• Coûts d'exploitation et d'entretien	4 987,1
• Contribution totale	31 234,8

9

³ Les contributions maximales utilisées pour le calcul du remboursement du poste de départ et du réseau collecteur sont tirées des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* pour l'année 2022, appendice J, section B, et l'allocation maximale provient de la section E, dans la version du 8 décembre 2022.

⁴ Suivi de la décision [D-2017-025](#), par. 73.

⁵ Inclut les coûts d'exploitation et d'entretien de 19 %.

- 1 Le tableau 4 présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet et
- 2 exclut le remboursement au Producteur.

Tableau 4
Coûts des travaux avant-projet et projet
(en milliers de dollars de réalisation)

		Total lignes, poste et télécommunications
Coûts de l'avant-projet		
Sous-total		3 505,5
Coûts du projet		
Ingénierie, approvisionnement et construction		79 532,2
Client		6 134,2
Frais financiers		4 210,6
Sous-total		89 877,0
TOTAL		93 382,5

- 3 Les coûts détaillés sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2, déposée sous pli
- 4 confidentiel. La pièce HQT-1, Document 2.1 constitue la version caviardée de cette pièce.
- 5 Les coûts annuels sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2, Annexe 1, également
- 6 déposée sous pli confidentiel.
- 7 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au
- 8 tableau 5. Les taux d'inflation spécifiques, ventilés par composantes, sont présentés à
- 9 l'annexe 7⁶.

Tableau 5
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2022	2023	2024	2025	2026
Lignes	16,1%	5,0%	4,0%	4,0%	3,0%
Postes	12,4%	5,0%	4,0%	4,0%	3,0%
Télécommunications	5,0%	5,0%	4,0%	4,0%	3,0%

⁶ [D-2022-003](#), par. 166.

1 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de
2 l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet
3 sont établis par Hydro-Québec en date de juin 2022.

4 Conformément à la demande de la Régie⁷ quant à la justification des taux d'inflation utilisés
5 pour évaluer les coûts de travaux des divers projets d'investissement qui lui sont soumis
6 pour approbation, le Transporteur fournit ci-après les informations pertinentes à l'appui des
7 taux d'inflation utilisés à ces fins.

8 Le Transporteur tient d'abord à rappeler que la variation des taux d'inflation est liée aux
9 prévisions de l'évolution de la valeur des indices composant ces taux d'inflation.

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

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

- 17 • Coût de main-d'œuvre :
 - 18 ◦ ingénierie interne et externe ;
 - 19 ◦ gestion de projet et de chantier.
- 20 • Coûts reliés à la construction :
 - 21 ◦ main-d'œuvre de construction ;
 - 22 ◦ équipement et matériaux de construction.
- 23 • Approvisionnement :
 - 24 ◦ transformateurs de mesure de courant et tension ;
 - 25 ◦ disjoncteurs, sectionneurs, mise à la terre, câbles d'alimentation et de
 - 26 commande ;
 - 27 ◦ appareillage de sectionnement et de mesure ;
 - 28 ◦ caniveaux et tranchées pour câbles ;
 - 29 ◦ fondations pour charpentes, charpentes métalliques, superstructure ;

⁷ [D-2012-161](#), par. 42.

- 1 ◦ drainage, route, chemins, rues, trottoirs, clôtures et barrières, parc de
- 2 stationnement, voie ferrée et d'évitement ;
- 3 ◦ câbles, jeux de barres ;
- 4 ◦ unité de protection, unité de commande; système de protection d'incendie ;
- 5 ◦ aménagement du site; enveloppe extérieure (fenêtres, portes etc.), électricité;
- 6 chauffage, éclairage, ventilation et air conditionné, toiture, parafoudre, finition
- 7 intérieure.

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

- 9 • Coût de main-d'œuvre :
 - 10 ◦ ingénierie interne et externe ;
 - 11 ◦ gestion de projet et de chantier.
- 12 • Coûts reliés à la construction :
 - 13 ◦ main-d'œuvre de construction ;
 - 14 ◦ équipement et matériaux de construction.
- 15 • Approvisionnement :
 - 16 ◦ Fondations ;
 - 17 ◦ pylônes;
 - 18 ◦ poteaux acier;
 - 19 ◦ traverses et croisillons;
 - 20 ◦ câbles de garde ;
 - 21 ◦ isolateurs ;
 - 22 ◦ mise à la terre ;
 - 23 ◦ servitude.

24 Le Transporteur souligne que l'approvisionnement est généralement réalisé par le biais
25 d'appels d'offres et de soumissions. Le respect des directives en place en cette matière
26 garantit une gestion efficace, équitable et transparente de ses relations avec l'ensemble de
27 ses fournisseurs au bénéfice des clients du Transporteur. Finalement, il souligne en outre
28 qu'Hydro-Québec déploie tous les efforts requis et agit avec la plus grande diligence afin de
29 réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts.

30 Par ailleurs, tout dépassement du coût total du Projet de plus de 15 % est assujéti à
31 l'obligation pour le Transporteur d'obtenir une autorisation du Conseil d'administration
32 d'Hydro-Québec. Le cas échéant, il s'engage à en informer la Régie en temps opportun. Le

1 Transporteur souligne qu'il continuera de s'efforcer de contenir les coûts du Projet à
2 l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

6.2 Coûts associés aux différentes catégories d'investissement

3 Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « Croissance des besoins de la
4 clientèle » et « Maintien des actifs ».

5 Le Transporteur indique qu'il est en mesure de valoriser objectivement le coût à associer à
6 chacun des objectifs visés par le Projet, puisque ses composantes et ses équipements
7 contribuent distinctement à ne satisfaire qu'un seul objectif. Ainsi, le Transporteur peut
8 attribuer directement les coûts aux catégories concernées comme décrit ci-après⁸.

9 Les coûts de la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle » de l'ordre de 161,1 M\$
10 soit 92,8 % du coût total du Projet permettent l'intégration du Parc éolien au réseau de
11 transport d'Hydro-Québec par la construction d'un nouveau poste Missikapit à 161-25 kV,
12 une nouvelle ligne de raccordement à 161 kV, la L1680, entre ce dernier et le poste de
13 départ du Parc éolien ainsi que le rehaussement de la capacité thermique sur 32 km de
14 ligne existante à 161 kV afin d'acheminer la puissance vers le poste Arnaud. De plus, ces
15 coûts incluent le remboursement du poste de départ et du réseau collecteur du Parc éolien
16 au montant de 80,2 M. Par ailleurs, le coût des équipements de la section à 161 kV du
17 poste Missikapit qui équipent les 3 départs des lignes L1680, L1681 et L1660 est associé à
18 la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle ».

19 Les coûts de la catégorie « Maintien des actifs » de l'ordre de 12,5 M\$ soit 7,2 % du coût
20 total du Projet sont requis pour assurer la pérennité du poste de la Pentecôte. Seul le coût
21 d'un disjoncteur et ses sectionneurs à 161 kV ainsi que de la section du nouveau poste
22 Missikapit et des équipements permettant d'abaisser la tension et d'acheminer le transit
23 vers le réseau de distribution est associé à la catégorie « Maintien des actifs ».

6.3 Suivi des coûts du Projet

24 Le Transporteur soutient que les coûts de son projet sont nécessaires à sa réalisation et
25 qu'ils sont raisonnables. Par ailleurs, dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la
26 réalisation de ses projets d'investissement, il assurera un suivi étroit des coûts du Projet.
27 Enfin, suivant la pratique établie depuis la réglementation des activités du Transporteur, ce
28 dernier fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel à la Régie, si celle-ci
29 le requiert. Selon les indications de la Régie, il présentera :

⁸ Voir R-4167-2021, [B-0068](#), HQT-6, document 1 révisé, section 5, p.19, conformément à la décision [D-2022-139](#), par. 74.

- 1 • le suivi des coûts réels de son projet, sous la même forme et le même niveau de détail
2 que ceux du tableau 4⁹ ;
- 3 • le suivi des coûts réels détaillés de son projet, sous pli confidentiel jusqu'à l'expiration
4 d'un délai d'un an de sa mise en service finale¹⁰, selon le niveau de détail des coûts
5 présentés au Tableau 3 – *Coûts des travaux avant-projet et projet par élément* de la
6 pièce HQT-1, Document 2¹¹.
- 7 Dans les deux cas, il présentera également un suivi de l'échéancier du Projet du
8 Transporteur et fournira, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts
9 projetés et réels et des échéances.

7 Impact tarifaire

10 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement
11 « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien des actifs ». Les mises en service
12 sont prévues pour les mois d'octobre, novembre et décembre 2024.

13 Les coûts de la catégorie d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle »,
14 excluant les coûts d'exploitation et d'entretien du poste de départ et du réseau collecteur,
15 sont de l'ordre de 148,2 M\$ et liés à une demande de raccordement du parc éolien Apuiat,
16 d'une puissance maximale à transporter de 200 MW, au réseau de transport
17 d'Hydro-Québec. Ces coûts sont supérieurs au montant maximal de 122,0 M\$, lequel
18 représente l'allocation maximale de 610 \$/kW multipliée par 200 MW. Par conséquent, une
19 contribution du Producteur de l'ordre de 26,2 M\$ est requise pour couvrir l'excédent.
20 Le montant final de la contribution sera déterminé en fonction des coûts réels à la mise en
21 service du Projet.

22 Les coûts attribués à la catégorie d'investissement « Maintien des actifs » sont de l'ordre de
23 12,5 M\$. Les travaux liés à la catégorie « Maintien des actifs » assurent la pérennité des
24 installations du Transporteur, en permettant de maintenir le bon fonctionnement du réseau
25 et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les
26 clients du réseau de transport. La Régie a indiqué¹² qu'il est équitable que tous les clients
27 contribuent au paiement de ces travaux.

28 L'impact sur les revenus requis suite à la mise en service du Projet prend en compte les
29 coûts du Projet nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à l'amortissement, au

⁹ [D-2016-086](#), par. 104 et [D-2016-091](#), par. 74.

¹⁰ [D-2016-086](#), par 105 et [D-2016-091](#), par. 75.

¹¹ [D-2016-093](#), par. 71.

¹² [D-2002-95](#), p. 297.

1 financement, à la taxe sur les services publics, aux coûts d'exploitation et d'entretien ainsi
2 que de la puissance maximale à transporter relative au Projet de 200 MW.

3 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et sur une période mixte de 20 ans
4 pour le remboursement du poste de départ et du réseau collecteur, ainsi que de 50 ans pour
5 les autres actifs, conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les
6 résultats présentés sur la période mixte de 20 et 50 ans sont plus représentatifs de l'impact
7 sur les revenus requis puisqu'ils sont plus comparables à la durée d'utilité moyenne des
8 immobilisations du Projet. Pour l'ensemble de ces périodes, le Projet ne génère pas
9 d'impact à la hausse sur le tarif de transport.

10 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité, cette dernière
11 étant présentée sous l'hypothèse d'une variation à la hausse de 15 % du coût du Projet et
12 du coût du capital prospectif, figurent à l'annexe 8.

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

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

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

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

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

31 La réalisation du Projet et de l'ensemble des travaux afin de réaliser la pérennité du poste
32 de la Pentecôte à 161 kV auront quant à eux un impact favorable sur la fiabilité et sur la
33 qualité de service. En effet, son remplacement par une section de transformation à
34 161-25 kV et une section 25 kV au poste Missikapit, lequel est muni de disjoncteurs à

1 161 kV, permet d'éviter la mise hors tension des postes satellites de Godbout et de
2 Baie-Trinité lors d'un quelconque défaut au poste Missikapit. De plus, le remplacement de
3 l'appareillage, dont la majorité a dépassé leur durée de vie, aura un impact à la hausse sur
4 la fiabilité des équipements.

5 Enfin, la réalisation du Projet permet de répondre aux engagements du Transporteur tout en
6 ayant un impact positif sur la fiabilité et la qualité de prestation du service de transport, et
7 ce, dans le respect des critères de conception et d'exploitation du Transporteur et du NPCC.

9 Conclusion

8 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier à la Régie pour autorisation.
9 Le Transporteur est d'avis que la Régie dispose de toutes les informations pertinentes à
10 l'évaluation du Projet d'intégration du Parc éolien Apuiat au réseau de transport. En effet, la
11 preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement de chacun des
12 renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du
13 premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et du
14 Règlement comme indiqué au tableau 1.

15 De plus, le Transporteur a démontré que ces investissements sont nécessaires afin de
16 répondre à la demande de raccordement du Parc éolien formulée par le Producteur et à
17 assurer la pérennité et la fiabilité du poste de la Pentecôte. La solution mise de l'avant est
18 optimale et respecte les critères de conception appliqués par le Transporteur

19 Enfin, les investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à
20 l'exploitation fiable du réseau de transport.