

Demande relative à l'intégration des Parcs éoliens Des Neiges – Secteurs Charlevoix, Ouest-A et Ouest-B au réseau de transport

Table des matières

1	Introduction.....	5
2	Contexte de la demande et description des installations actuelles.....	6
3	Objectifs	10
4	Description et justification du Projet en relation avec les objectifs.....	10
4.1	Description des travaux	10
4.2	Justification du Projet en relation avec les objectifs.....	15
4.3	Description des facteurs de risque	21
4.4	Échéancier des travaux	22
5	Solutions envisagées	23
5.1	Raccordement local	23
5.2	Renforcement du réseau de transport principal	24
5.3	Estimation des coûts des solutions envisagées.....	25
6	Coûts associés au Projet.....	27
6.1	Sommaire des coûts	27
6.2	Coûts associés aux différentes catégories d'investissement.....	31
6.3	Suivi des coûts du Projet	32
7	Impact tarifaire	33
8	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	34
9	Conclusion	35

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le Règlement	6
Tableau 2	Calendrier de réalisation	22
Tableau 3	Comparaison économique des solutions de raccordement local (M\$ actualisés 2025).....	26
Tableau 4	Comparaison économique des solutions de renforcement du réseau de transport principal (M\$ actualisés 2025).....	26
Tableau 5	Synthèse des coûts globaux (en millions de dollars)	28
Tableau 6	Coûts des travaux de l'avant-projet et du projet (en millions de dollars de réalisation).....	29
Tableau 7	Taux d'inflation spécifiques	29

Liste des figures

Figure 1	Réseau de transport du Transporteur en date du 31 décembre 2024	8
Figure 2	Localisation géographique des Parcs éoliens	9
Figure 3	Tracé de la ligne de raccordement à 315 kV du parc DNC.....	11
Figure 4	Tracé de la ligne de raccordement à 315 kV du parc DNO-A	12
Figure 5	Tracé de la ligne de raccordement à 315 kV du parc DNO-B	13

Liste des annexes

Annexe 1	Entente de raccordement pour l'intégration d'une centrale au réseau d'Hydro-Québec (Parc éolien Des Neiges – Secteur Charlevoix)
Annexe 1.1	Distinctions de l'entente de raccordement par rapport à l'Entente-type de raccordement (Parc éolien des Neiges – Secteur Charlevoix)
Annexe 2	Entente de raccordement pour l'intégration d'une centrale au réseau d'Hydro-Québec (Parcs éoliens Des Neiges – Secteurs Ouest-A et Ouest B)
Annexe 2.1	Distinctions de l'entente de raccordement par rapport à l'Entente-type de raccordement (Parcs éoliens Des Neiges – Secteurs Ouest-A et Ouest-B)
Annexe 3	Engagement d'achat de services de transport (Parc éolien Des Neiges – Secteur Charlevoix)
Annexe 4	Engagement d'achat de services de transport (Parcs éoliens Des Neiges – Secteurs Ouest-A et Ouest-B)
Annexe 5	Schémas de liaisons et unifilaires relatifs au Projet (pièce déposée sous pli confidentiel)
Annexe 6	Étude d'impact 233R (pièce déposée sous pli confidentiel)
Annexe 6.1	Étude d'impact 233R (version caviardée)
Annexe 7	Liste des principales normes techniques appliquées au Projet
Annexe 8	Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois
Annexe 9	Liste des activités d'information et de consultation
Annexe 10	Analyse économique du Projet
Annexe 11	Taux d'inflation spécifiques ventilés par composantes (pièce déposée sous pli confidentiel)
Annexe 11.1	Taux d'inflation spécifiques ventilés par composantes (version caviardée)
Annexe 12	Impact tarifaire

1 Introduction

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité
2 (le « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin
3 de construire et d'installer les actifs requis pour l'intégration des trois (3) Parcs éoliens
4 Des Neiges – Secteurs Charlevoix (« DNC »), Ouest-A (« DNO-A ») et Ouest-B (« DNO-B »)
5 (les « Parcs éoliens ») à son réseau de transport (le « Projet »).

6 Le Projet vise à répondre à une demande des promoteurs *Société de projet BVH2, s.e.n.c.*
7 et *Société de projet BVH3, s.e.n.c.* (solidairement les « Producteurs »), agissant par leur
8 gestionnaire, Boralex Inc., pour raccorder les Parcs éoliens au réseau de transport
9 d'Hydro-Québec. Le raccordement permettra d'intégrer un total de 798 MW de puissance
10 au réseau.

11 Le coût total du Projet s'élève à 542,1 M\$ et vise les catégories d'investissement « Croissance
12 des besoins de la clientèle » et « Maintien des actifs ». Le Projet comprend à la fois les
13 travaux liés au raccordement des Parcs éoliens au réseau de transport et les travaux de
14 renforcement de ce réseau qui sont requis pour assurer l'intégration de la production éolienne.
15 Le Projet comprend également le remboursement des postes de départ et des réseaux
16 collecteurs, dont la construction et la conception sont encadrés par les *Exigences techniques*
17 *de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec*, sous la responsabilité
18 des Producteurs. Les mises en service sont prévues pour les mois de décembre 2027 (DNC)
19 et de décembre 2028 (DNO-A et DNO-B).

20 À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de
21 respecter l'échéancier des travaux, certaines activités d'ingénierie indispensables se
22 poursuivent, notamment pour la sécurisation de l'approvisionnement de certains matériels
23 nécessaires à la réalisation du Projet. Par ailleurs, le Transporteur indique qu'il doit débiter
24 certains travaux au poste des Laurentides dès avril 2026 afin de respecter les dates de mises
25 sous tension initiales (MSTI) demandées par les Producteurs.

26 Le Tableau 1 indique la concordance entre les pièces de la demande du Transporteur,
27 présentée conformément à l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la « Loi »), et les
28 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
29 *autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »).

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 HQT-1, Document 2.1 HQT-1, Document 2	6 Annexe 1
2	1	5°	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	5 et Annexe 10
2	1	6°	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-1, Document 1	Annexe 8
2	1	7°	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	7 et Annexe 12
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 7
3	1	3°	Les engagements contractuels et les contributions financières prévues	HQT-1, Document 1	Annexe 1, Annexe 2, Annexe 3 et Annexe 4

2 Contexte de la demande et description des installations actuelles

Demande des Producteurs

- 1 Le Projet répond à une demande formulée par les Producteurs pour le raccordement des
- 2 Parcs éoliens au réseau de transport d'Hydro-Québec. La puissance maximale à transporter
- 3 est de 399 MW (DNC), 301 MW (DNO-A) et 98 MW (DNO-B), pour un total de 798 MW
- 4 correspondant au multiple du nombre d'éoliennes par la puissance assignée des éoliennes
- 5 choisies par les Producteurs au cours de la phase d'avant-projet. Les Producteurs ont
- 6 demandé des mises sous tension initiales en août 2027 (DNC) et août 2028 (DNO-A et
- 7 DNO-B), et des mises en service commerciales en décembre 2027 (DNC) et décembre 2028
- 8 (DNO-A et DNO-B).

1 Les Parcs éoliens projetés se situent sur les terres de la Seigneurie de Beauré, dans les
2 MRC de La Côte-de-Beauré et de Charlevoix. Les parcs comprendront respectivement 57,
3 43 et 14 éoliennes Nordex N163 (Type III) de 7,0 MW chacune totalisant 798 MW de
4 puissance installée.

5 Le Projet fait l'objet de deux ententes de raccordement, chaque entente étant associée à un
6 contrat d'approvisionnement en électricité distinct avec Hydro-Québec, dans ses activités de
7 production. La *Société de projet BVH2, s.e.n.c.* est ainsi signataire de l'entente couvrant le
8 parc éolien DNC, alors que la *Société de projet BVH3, s.e.n.c.* est signataire pour l'entente
9 couvrant les parcs éoliens DNO-A et DNO-B. Le Transporteur dépose les ententes de
10 raccordement aux annexes 1 et 2, ainsi que les engagements d'achat de services de transport
11 aux annexes 3 et 4 de la présente pièce.

Réseau de transport régional à 315 kV

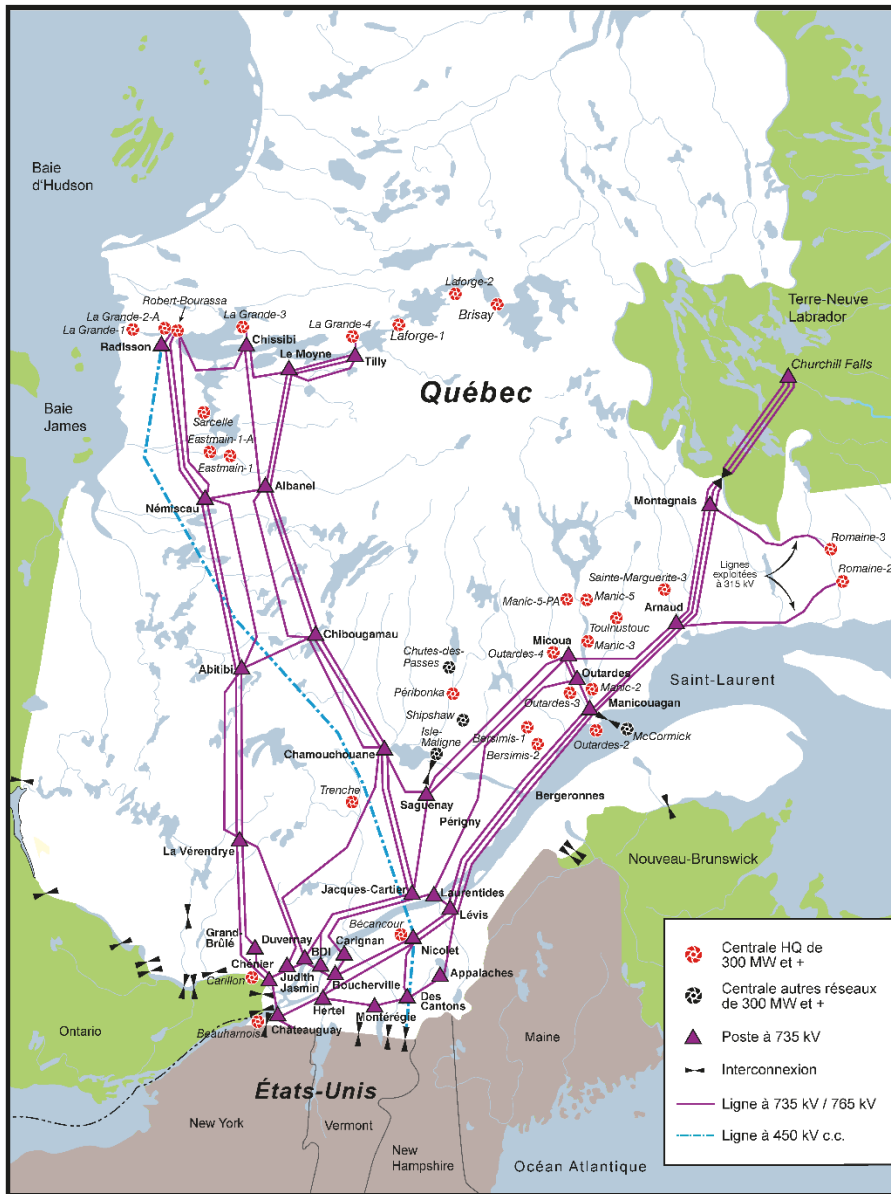
12 Le réseau de transport régional à 315 kV Bersimis – Laurentides s'étend sur une distance de
13 378 km entre les postes Bersimis-1 et Bersimis-2 à 315 kV, et le poste des Laurentides
14 à 735-315-230-25 kV. Ce réseau est constitué de trois (3) lignes biternes à 315 kV (six (6)
15 circuits), dont une (deux (2) circuits) servant notamment à l'alimentation de la charge le long
16 de cet axe. Ce réseau permet d'acheminer la puissance produite par les centrales Bersimis-1
17 et Bersimis-2 vers les centres de consommation. Une ligne de transport à 315 kV de 213 km,
18 reliant le poste des Laurentides au poste Delisle de Rio Tinto, passe également à proximité
19 du secteur Ouest-A.

20 Avec les informations disponibles, tant lors de l'étude d'avant-projet qu'à ce jour, concernant
21 l'état de la ligne biterne 3001-3002 et de la ligne 3095, le Transporteur ne prévoit pas
22 d'interventions majeures (remplacement de pylônes ou de conducteurs) sur ces lignes pour
23 la durée de l'engagement d'achat de services de transport. En effet, les pylônes et leurs
24 fondations sont en bon état, les conducteurs ne montrent pas de signe de faiblesse et les
25 analyses en thermographie des manchons n'identifient pas de point chaud. Les isolateurs,
26 qui constituaient la catégorie de composantes la plus à risque pour ces lignes, ont presque
27 tous été remplacés dans les cinq (5) dernières années. Ces isolateurs ont une durée de vie
28 utile de 60 ans. Par ailleurs, la portion de la ligne 3187 à laquelle se raccordera le parc
29 Des Neiges – secteur Ouest-B a été mis en service en 2013 et raccorde les parcs éoliens de
30 la Seigneurie-de-Beauré.

31 Le poste des Laurentides à 315-230-25 kV (Laurentides-1) a été construit avec la venue des
32 centrales Bersimis au début des années 1950. Une section 735-315 kV (Laurentides-2) a été
33 ajoutée au cours de la décennie suivante avec le développement du réseau à 735 kV et du
34 complexe de production hydroélectrique Manicouagan – Outardes. Cette caractéristique
35 résulte en une topologie particulière du poste des Laurentides, puisque les deux sections du
36 poste à 315 kV (Laurentides-1 et Laurentides-2) sont séparées par seulement deux

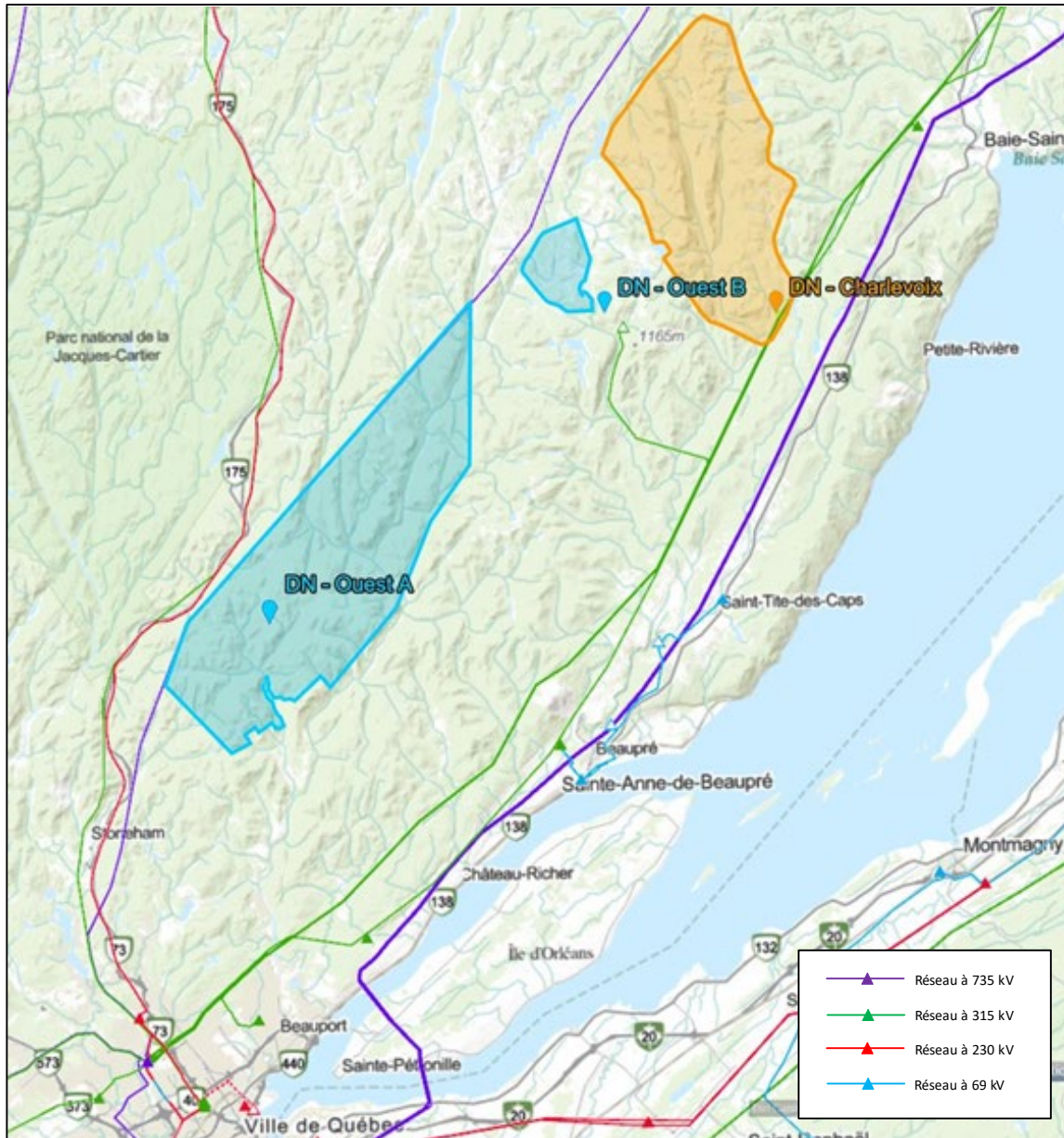
- 1 disjoncteurs. Par ailleurs, les jeux de barres à 315 kV ont été conçus avec des conducteurs
- 2 de 1 796 MCM d'une capacité de 1 420 A à 30°C. Pour comparaison, les barres des sections
- 3 à 315 kV des postes à 735-315 kV sont généralement conçues avec deux conducteurs de
- 4 4 000 MCM d'une capacité de 4 000 A afin qu'ils ne deviennent pas l'élément limitatif.
- 5 La carte du réseau de transport principal est présentée à la figure suivante.

Figure 1
Réseau de transport du Transporteur en date du 31 décembre 2024



- 1 La Figure 2 présente la localisation géographique des Parcs éoliens et du réseau de transport
- 2 régional.

Figure 2
Localisation géographique des Parcs éoliens



3 Objectifs

- 1 Le Projet a comme objectif principal d'intégrer la production des Parcs éoliens au réseau de
- 2 transport d'Hydro-Québec tout en assurant la fiabilité du réseau.
- 3 De plus, dans une perspective de planification intégrée du réseau de transport,
- 4 le Transporteur prévoit également effectuer certains travaux visant à assurer la pérennité
- 5 d'équipements touchés par le Projet.

4 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs

4.1 Description des travaux

6 Les travaux associés au Projet sont les suivants :

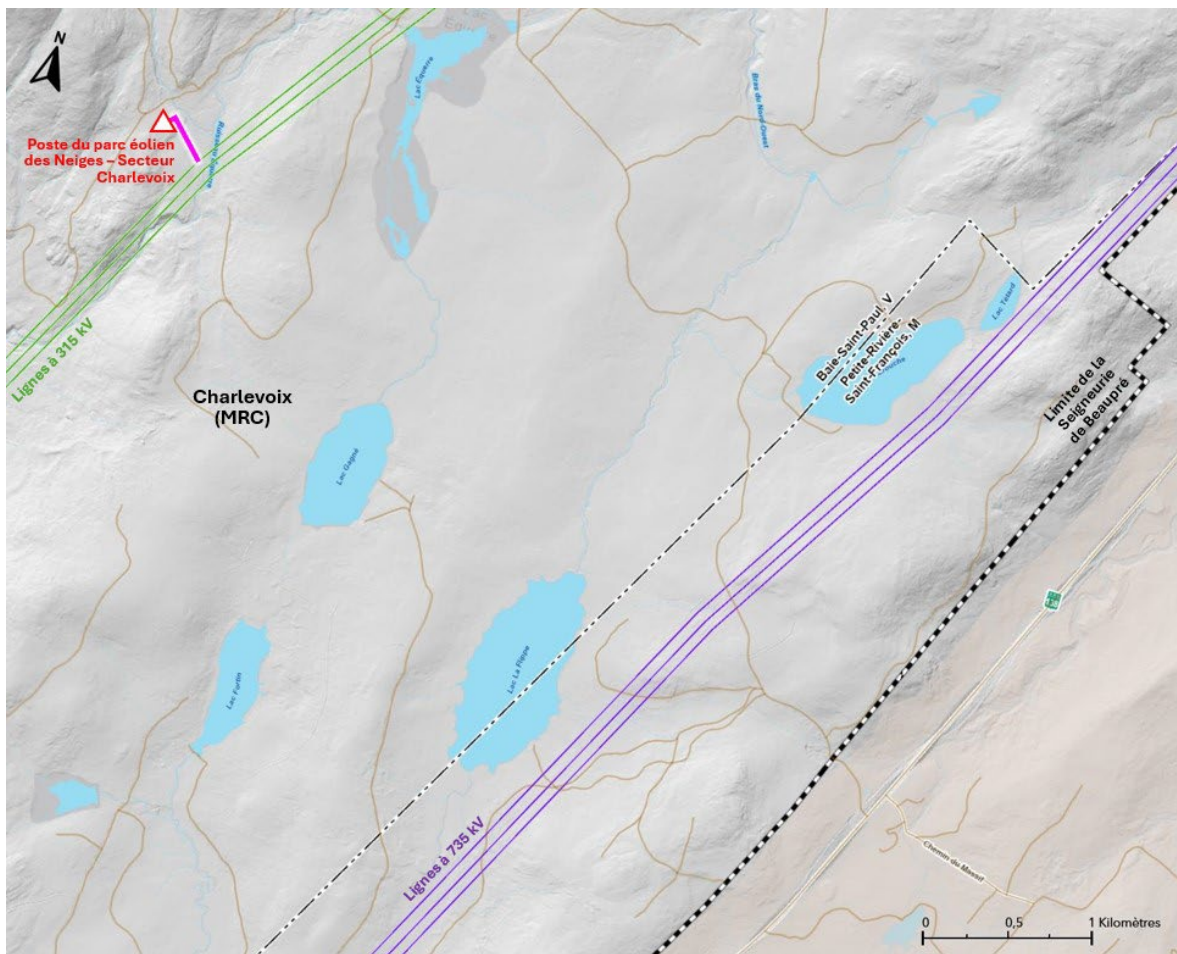
- 7 1. construction d'une ligne monoterne de 0,4 km à 315 kV entre le poste de départ du
- 8 parc éolien Des Neiges – secteur Charlevoix et un nouveau point de dérivation sur
- 9 le circuit 3002 ;
- 10 2. construction d'une ligne monoterne de 4,9 km à 315 kV entre le poste de départ du
- 11 parc éolien Des Neiges – secteur Ouest-A et un nouveau point de dérivation sur le
- 12 circuit 3095 ;
- 13 3. construction d'une ligne monoterne de 1,7 km à 315 kV entre le poste de départ du
- 14 parc éolien Des Neiges – secteur Ouest-B et un nouveau point de dérivation sur le
- 15 circuit 3187 ;
- 16 4. ajout de compensation réactive shunt au poste des Laurentides à 315 kV ;
- 17 5. réalisation de travaux de rehaussement de la capacité des jeux de barres du poste
- 18 des Laurentides à 315 kV ;
- 19 6. ajout de compensation réactive shunt au poste de Lévis à 315 kV ;
- 20 7. remplacement de sept (7) disjoncteurs au poste de Lévis à 230 kV ;
- 21 8. ajout de compensation réactive shunt au poste des Appalaches à 230 kV ;
- 22 9. ajout de compensation réactive shunt au poste de la Montérégie à 120 kV ;
- 23 10. mise en œuvre du système de Contrôle de la Consigne de Tension par le Générateur
- 24 (CCTG) aux centrales Saint-Marguerite-3, Romaine-1 et Romaine-2 ;
- 25 11. modification des protections de lignes 3002, 3095 et 3187 ;
- 26 12. réalisation de travaux de télécommunications.

- 1 Le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à l'annexe 5, les schémas de liaisons et
- 2 unifilaires relatifs au Projet.
- 3 Ces travaux sont décrits de façon plus détaillée ci-après.

4.1.1 Construction d'une ligne monoterne de 0,4 km à 315 kV

- 4 Le Transporteur prévoit construire une ligne monoterne à 315 kV de 0,4 km en dérivation du
- 5 circuit 3002 pour raccorder le poste de départ du parc Des Neiges – secteur Charlevoix.
- 6 La ligne projetée sera supportée par des pylônes en acier et permettra de transiter la
- 7 puissance totale du parc éolien en toute période de l'année.
- 8 La figure 3 présente le tracé projeté de la ligne monoterne.

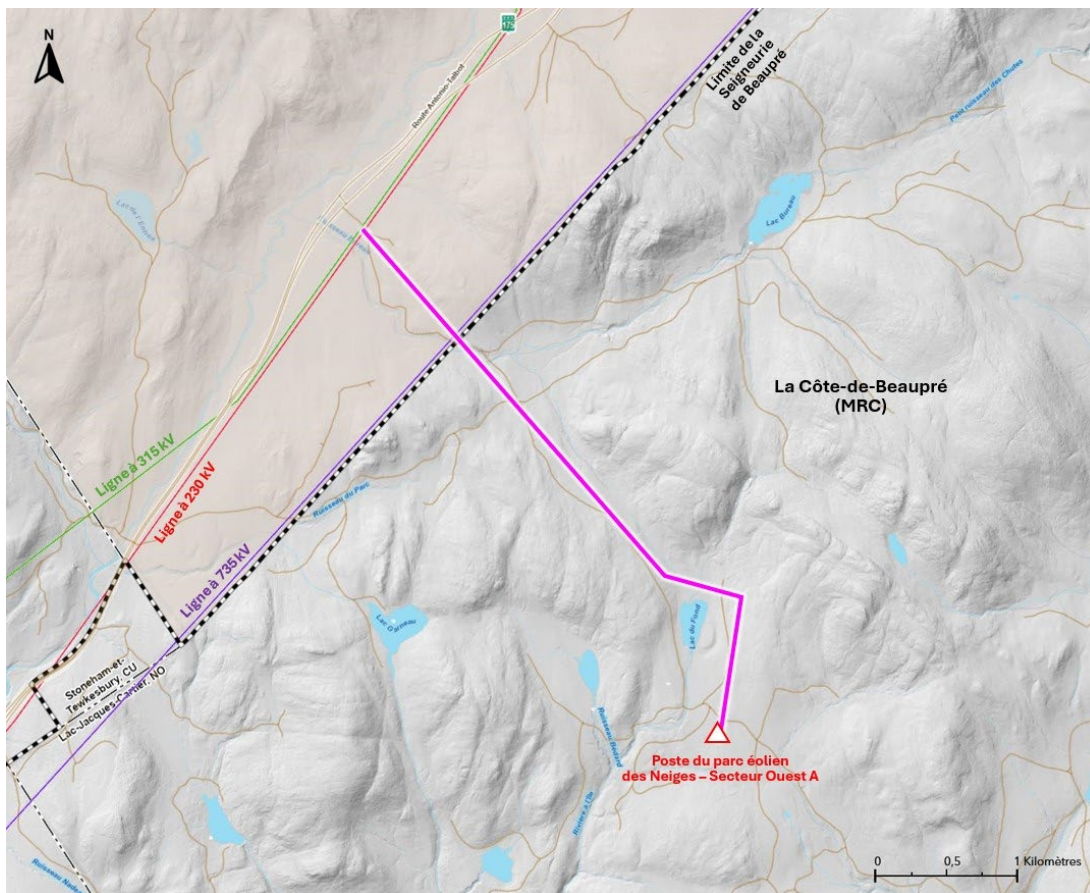
**Figure 3
Tracé de la ligne de raccordement à 315 kV du parc DNC**



4.1.2 Construction d'une ligne monoterne de 4,9 km à 315 kV

- 1 Le Transporteur prévoit construire une ligne monoterne à 315 kV de 4,9 km en dérivation du
- 2 circuit 3095 pour raccorder le poste de départ du parc Des Neiges – secteur Ouest-A. La ligne
- 3 projetée sera supportée par des pylônes en acier et permettra de transiter la puissance totale
- 4 du parc éolien en toute période de l'année.
- 5 La figure 4 présente le tracé projeté de la ligne monoterne.

**Figure 4
Tracé de la ligne de raccordement à 315 kV du parc DNO-A**

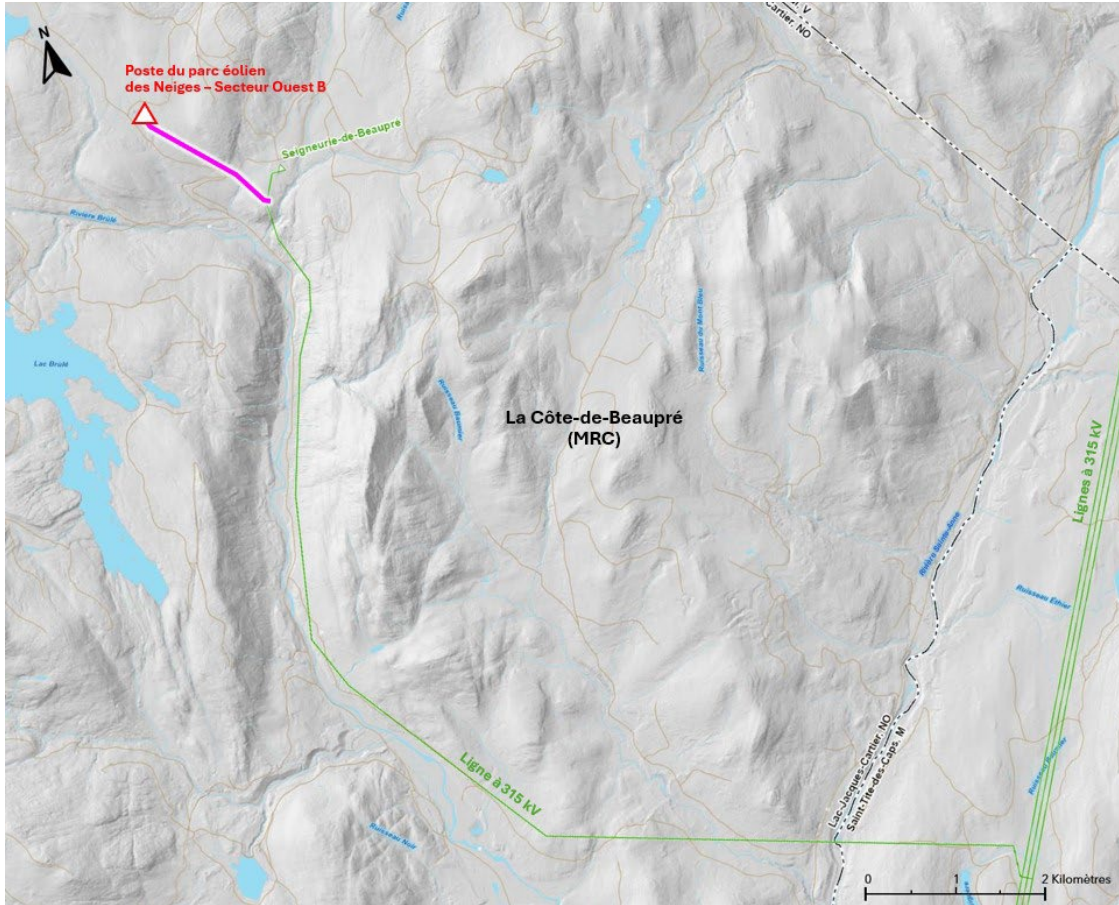


4.1.3 Construction d'une ligne monoterne de 1,7 km à 315 kV

- 6 Le Transporteur prévoit construire une ligne monoterne à 315 kV de 1,7 km en dérivation du
- 7 circuit 3187 pour raccorder le poste de départ du parc Des Neiges – secteur Ouest-B. La ligne
- 8 projetée sera supportée par des pylônes en acier et permettra de transiter la puissance totale
- 9 du parc éolien en toute période de l'année.

- 1 La figure 5 présente le tracé projeté de la ligne monoterne.

Figure 5
Tracé de la ligne de raccordement à 315 kV du parc DNO-B



4.1.4 Ajout de compensation réactive shunt au poste des Laurentides

- 2 Le Transporteur prévoit ajouter deux batteries de condensateurs shunt de 345 Mvar au poste
- 3 des Laurentides à 315 kV. L'ajout d'un disjoncteur par batterie est également nécessaire afin
- 4 de les manoeuvrer. Enfin, un disjoncteur de barre doit également être ajouté au point
- 5 d'insertion de l'une des batteries pour l'isoler d'un départ de ligne existant.

4.1.5 Travaux de rehaussement de la capacité des jeux de barres du poste des Laurentides à 315 kV

- 6 Le Transporteur prévoit des travaux visant à rehausser la capacité de certains jeux de barres
- 7 à 315 kV du poste des Laurentides et à redistribuer le courant dans ceux-ci afin de permettre
- 8 d'intégrer la puissance des Parcs éoliens. Les travaux consistent principalement à :

- 1 • Reconstruire les départs de ligne L17 et L18 ;
- 2 • Déplacer le point de raccordement du secondaire du transformateur T1 nécessitant :
 - 3 ○ la construction d'une nouvelle section de barres ;
 - 4 ○ l'ajout d'un disjoncteur de barre ;
 - 5 ○ le déplacement des départs de lignes L25 et L26 pour permettre le passage
 - 6 de la nouvelle section de barres.

4.1.6 Ajout de compensation réactive shunt au poste de Lévis

7 Le Transporteur prévoit ajouter une batterie de condensateurs shunt de 345 Mvar au poste
8 de Lévis à 315 kV. L'ajout d'un disjoncteur associé à la batterie est également nécessaire afin
9 de la manœuvrer.

4.1.7 Remplacement de sept disjoncteurs au poste de Lévis

10 Le Transporteur prévoit remplacer sept (7) disjoncteurs au poste de Lévis à 230 kV afin
11 d'augmenter leur pouvoir de coupure et d'en assurer la pérennité.

4.1.8 Ajout de compensation réactive shunt au poste des Appalaches

12 Le Transporteur prévoit ajouter deux batteries de condensateurs shunt (dont un filtre amorti
13 de type C) de 184 Mvar au poste des Appalaches à 230 kV. Le filtre consiste en une batterie
14 de condensateurs shunt avec un circuit d'amortissement visant à atténuer ou prévenir les
15 résonances harmoniques résultant de l'interaction entre les équipements à réactance
16 capacitive et le réseau électrique. L'ajout d'un disjoncteur par batterie est également
17 nécessaire afin de les manœuvrer.

4.1.9 Ajout de compensation réactive shunt au poste de la Montérégie

18 Le Transporteur prévoit ajouter un filtre amorti de type C de 108 Mvar au poste de la
19 Montérégie à 120 kV. Le filtre consiste en une batterie de condensateurs shunt avec un circuit
20 d'amortissement visant à atténuer ou prévenir les résonances harmoniques résultant de
21 l'interaction entre les équipements à réactance capacitive et le réseau électrique. L'ajout d'un
22 disjoncteur associé à la batterie est également nécessaire afin de la manœuvrer.

4.1.10 Mise en œuvre du système CCTG aux centrales Saint-Marguerite-3, Romaine-1 et Romaine-2

1 La mise en œuvre de l'automatisme CCTG aux centrales de la Sainte-Marguerite-3,
2 de la Romaine-1 et de la Romaine-2 consiste essentiellement en des modifications logicielles
3 aux systèmes d'excitation ainsi qu'en l'ajout de câbles de commande.

4.1.11 Modification des protections de lignes

4 Le raccordement des Parcs éoliens en dérivation des circuits 3002, 3095 et 3187 nécessite
5 des modifications aux protections de ces circuits.

4.1.12 Travaux en télécommunication

6 Les besoins de téléprotections pour l'intégration des Parcs éoliens nécessitent l'ajout de liens
7 de télécommunication entre les postes de départ des Parcs éoliens et les postes des
8 Laurentides et Bersimis-1.

4.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs

4.2.1 Raccordement local des Parcs éoliens

9 Le Transporteur précise que l'emplacement des postes de départ a fait l'objet d'échanges
10 entre les Producteurs et le Transporteur en cours d'avant-projet afin d'assurer la faisabilité et
11 la fiabilité des raccordements. En effet, la demande initiale des Producteurs prévoyait
12 l'emplacement des postes de départ près des centres géographiques des Parcs éoliens.
13 Ces emplacements présentaient plusieurs enjeux pour les lignes à construire, notamment en
14 ce qui a trait à la topologie du secteur et l'existence de zones d'amplification du givre.
15 L'optimisation des emplacements et du scénario de raccordement permet de réduire d'environ
16 30 km les lignes à construire¹, et ainsi de minimiser les impacts sur le milieu.

Des Neiges – secteur Charlevoix (DNC)

17 La puissance maximale à transporter du parc DNC sera de 399 MW. Plusieurs circuits
18 existants à 315 kV passent à proximité du poste de départ projeté. Le circuit 3001 étant déjà
19 utilisé pour le raccordement du parc éolien Des Neiges – Sud (DNS), le raccordement au
20 circuit 3002 est privilégié puisqu'il permet également de minimiser la longueur de la ligne de
21 raccordement à construire. La construction d'une nouvelle ligne monoterne à 315 kV de
22 0,4 km et l'insertion d'un pylône de dérivation sont requis afin de raccorder le poste de départ
23 en dérivation du circuit 3002.

¹ [D-2023-057](#), par. 89.

1 Le circuit 3002 possède actuellement une capacité de transit de 352 MVA à une température
2 ambiante de 30°C. Ce circuit n'a donc pas la capacité pour intégrer la puissance du parc DNC.
3 En plus de cette nouvelle puissance, ce circuit transporte également une portion de la
4 puissance de la centrale Bersimis-1. En condition de pointe estivale et en considérant
5 l'indisponibilité d'une ligne de transport adjacente, la puissance à transporter totale en aval
6 du point de dérivation projeté peut atteindre plus de 600 MVA. Le rehaussement de la
7 capacité thermique du circuit 3002 serait donc nécessaire sur la portion entre le point de
8 dérivation du parc DNC et le poste des Laurentides. Cependant, dans le cadre du projet
9 d'intégration du parc éolien Des Neiges - Sud² (DNS), le rehaussement thermique prévu de
10 la ligne biterne 3001-3002 sur la section entre le point de dérivation de DNS et le poste des
11 Laurentides augmente suffisamment la capacité du circuit 3002 pour permettre l'intégration
12 du parc DNC. En effet, au terme de l'étude de l'avant-projet, il s'avère que la portion de la
13 ligne biterne entre le point de dérivation de DNS et de DNC ne nécessite aucune intervention,
14 puisque les portées qui limitaient la capacité des circuits 3001 et 3002 seront rehaussées
15 dans le cadre de l'intégration du parc DNS. Ainsi, aucun rehaussement thermique additionnel
16 n'est requis dans le cadre du présent Projet. Le Transporteur précise que l'injection de la
17 puissance maximale du parc DNC ne peut se faire que vers le poste des Laurentides. En effet,
18 en raison de la grande distance d'environ 307 km séparant le parc DNC et le poste Bersimis-1,
19 le niveau de court-circuit disponible au poste de départ ne permet pas l'exploitation de
20 l'ensemble des éoliennes du parc lors de l'ouverture prolongée de l'extrémité du circuit au
21 poste des Laurentides en cas de travaux, par exemple.

22 Par ailleurs, les protections de lignes du circuit 3002 doivent être modifiées aux postes des
23 Laurentides et Bersimis-1 afin qu'elles soient compatibles avec les nouveaux relais du poste
24 du parc éolien.

25 Enfin, des liens de télécommunications doivent être ajoutés entre le poste du parc éolien et
26 les postes des Laurentides et Bersimis-1 afin d'assurer le bon fonctionnement des
27 protections.

Des Neiges – secteur Ouest-A (DNO-A)

28 La puissance maximale à transporter du parc DNO-A sera de 301 MW. L'étude d'intégration
29 prévoyait le raccordement du parc en dérivation du circuit 3003 situé à environ 22 km de
30 l'emplacement du poste de départ initialement projeté. Le scénario de raccordement au circuit
31 3095 situé à proximité du parc n'avait alors pas été approfondi, puisque le niveau d'analyse
32 requis pour assurer un raccordement fiable et donner un signal de coût adéquat au client
33 dépassait le cadre de l'étude d'intégration. En effet, selon l'étude d'intégration,
34 le raccordement au circuit 3095 aurait nécessité la construction d'un poste de sectionnement

² R-4272-2024.

1 à 315 kV pour le bon fonctionnement des systèmes de protection en présence du parc éolien
2 Rivière-du-Moulin déjà raccordé en dérivation. Par ailleurs, ce raccordement était considéré
3 avoir « des impacts importants sur le réseau du Lac-Saint-Jean pour maintenir les conditions
4 d'échanges possibles entre le réseau de Rio Tinto et du Transporteur »³.

5 Les analyses effectuées en cours d'avant-projet par le Transporteur ont toutefois permis de
6 déterminer qu'un raccordement fiable en dérivation du circuit 3095 était possible et
7 avantageux, tant du point de vue économique qu'aux points de vue environnementaux et
8 sociaux, en réduisant significativement la longueur de la ligne à construire (4,9 km au lieu de
9 22 km). En effet, les études de protection réalisées ont permis de confirmer que le parc
10 DNO-A pouvait être raccordé en dérivation de la ligne 3095 même si le parc éolien
11 Rivière-du-Moulin y est déjà raccordé en dérivation. Par ailleurs, ce raccordement n'impacte
12 pas les engagements contractuels du Transporteur envers le client Rio Tinto.

13 Le raccordement à la ligne 3095 permet également d'éliminer les besoins de rehaussement
14 thermique qui avaient été identifiés pour les lignes 3003 et 3010 dans l'étude d'intégration.
15 D'une part, la ligne 3095 offre suffisamment de capacité pour l'intégration du parc DNO-A,
16 contrairement au circuit 3003. D'autre part, ce changement de raccordement permet
17 également d'éviter les dépassements de capacité qui étaient observés sur la ligne 3010
18 suivant des événements de perte de ligne entre les postes Bersimis-1 et des Laurentides.

19 Par ailleurs, les protections de lignes du circuit 3095 doivent être modifiées aux postes des
20 Laurentides ainsi qu'aux postes clients Delisle (Rio Tinto) et Rivière-du-Moulin (EDF) afin
21 qu'elles soient compatibles avec les nouveaux relais du poste du parc éolien.

22 Enfin, des liens de télécommunications doivent être ajoutés entre le poste du parc éolien et
23 les postes des Laurentides et Delisle afin d'assurer le bon fonctionnement des protections.

Des Neiges – secteur Ouest-B (DNO-B)

24 La puissance maximale à transporter du parc DNO-B sera de 99 MW. Le circuit 3187,
25 raccordant actuellement les parcs éoliens de la Seigneurie-de-Beaupré, présente la meilleure
26 solution de raccordement puisqu'elle est la plus près du poste de départ projeté par les
27 Producteurs. La construction d'une ligne d'environ 1,7 km est requise afin de raccorder le
28 parc DNO-B en dérivation du circuit 3187. Selon l'étude d'intégration, le raccordement au
29 circuit 3187 aurait nécessité la construction d'une ligne de 10 km et d'un poste de
30 sectionnement à 315 kV pour le bon fonctionnement des systèmes de protection en présence
31 des Parcs éoliens de la Seigneurie-de-Beaupré. Cependant, les analyses effectuées en cours
32 d'avant-projet par le Transporteur ont permis de déterminer qu'un raccordement en dérivation
33 pouvait être réalisé de façon fiable en modifiant le type des protections de lignes aux postes

³ En suivi du paragraphe 83 de la décision [D-2025-076](#), le Transporteur dépose sous pli confidentiel à l'annexe 6 de la présente pièce le rapport d'étude d'intégration de la demande 233R.

1 de Beauré, de Charlevoix et du poste client Seigneurie-de-Beauré. De plus, tel qu'indiqué
2 précédemment, l'optimisation de l'emplacement du poste de départ en collaboration avec les
3 Producteurs aura permis de réduire la ligne à construire d'environ 8 km.

4 Par ailleurs, les protections de lignes du circuit 3187 doivent être modifiées aux postes de
5 Beauré, de Charlevoix ainsi qu'au poste client Seigneurie-de-Beauré (Boralex) afin qu'elles
6 soient compatibles avec les nouveaux relais du poste du parc éolien.

7 Enfin, des liens de télécommunications doivent être ajoutés entre le poste du parc éolien,
8 les postes de Beauré et de Charlevoix, et le poste client Seigneurie-de-Beauré afin
9 d'assurer le bon fonctionnement des protections.

Rehaussement de la capacité de barres au poste des Laurentides

10 L'intégration de 798 MW de puissance additionnelle au poste des Laurentides a un impact
11 significatif sur les courants circulant dans les jeux de barres à 315 kV. Les barres des postes
12 à 735-315 kV sont généralement composées de conducteurs 4 000 MCM, simples ou
13 doubles, selon la position de la barre (barre principale ou barre secondaire). Cette conception
14 faisant en sorte que les barres ne deviennent pas l'élément limitatif est essentielle, puisque la
15 puissance circulant dans les barres n'est pas surveillée par l'exploitant, contrairement aux
16 lignes et aux transformateurs. Or, le poste des Laurentides ayant originalement été conçu
17 comme un poste à 315-230 kV dans les années 50, les barres à 315 kV sont composées en
18 majorité de conducteurs de 1 796 MCM offrant une capacité bien inférieure à celle des
19 transformateurs à 735-315 kV qui ont été ajoutés lors du développement du réseau à 735 kV.
20 Il en résulte que les barres deviennent l'élément limitant dans le poste des Laurentides à
21 315 kV et l'injection additionnelle de courant par les Parcs éoliens peut provoquer un
22 dépassement de la capacité des barres dans certaines conditions d'exploitation.

23 La solution développée en phase d'avant-projet comprend deux facettes : le rehaussement
24 de la capacité du départ de ligne 3002 et le déplacement du point de raccordement du
25 secondaire du transformateur T1 à l'autre extrémité du jeu de barres principal ayant pour effet
26 de redistribuer les courants et d'éviter des dépassements de capacité.

27 Le déplacement du point de raccordement du secondaire du transformateur T1 par la
28 construction d'une nouvelle section de barre offre une alternative avantageuse au
29 rehaussement complet de la capacité des barres principales de la section à 315 kV. En effet,
30 le déplacement du raccordement à l'autre extrémité du poste permet de régler les potentiels
31 dépassements de capacité provoqués par l'intégration de la puissance des Parcs éoliens,
32 mais permet également d'améliorer l'exploitabilité du poste en éliminant les risques de
33 séparation de la section à 315 kV et d'ilotage d'une portion de la charge de la région de
34 Québec sur les centrales Bersimis. En effet, la configuration actuelle de la section à 315 kV

1 rend difficile l'obtention des retraits pour l'entretien du poste des Laurentides en raison de
2 cette vulnérabilité.

3 Le prolongement de la barre du transformateur T1 implique le déplacement des départs de
4 lignes L25 et L26 que la nouvelle barre doit croiser.

5 Par ailleurs, dans une perspective de planification intégrée du réseau de transport,
6 les éléments constituant le départ de ligne 3001 (barres, sectionneurs et disjoncteur) seraient
7 également remplacés pour en assurer la pérennité. En effet, bien que ce départ de ligne ne
8 soit pas sujet à des dépassements de capacité dans l'horizon de planification, les éléments
9 le constituant ont tous atteint la fin de leur durée de vie utile et présentent un niveau de risque
10 élevé. Puisqu'un retrait de la ligne biterne 3001-3002 est nécessaire pour effectuer les travaux
11 sur le départ de ligne 3002, le Transporteur optimise ainsi ses interventions. Par ailleurs,
12 les fondations de la section de barre raccordant le secondaire du transformateur T1
13 présentent des signes d'affaiblissement importants depuis plusieurs années. Le Transporteur
14 assurera donc la pérennité de cette section de barre dans le cadre du Projet.
15 Enfin, les sectionneurs et transformateurs de tension des départs de ligne L25 et L26 qui
16 doivent être déplacés ont également atteint la fin de leur durée de vie utile. Le Transporteur
17 vise donc à les remplacer dans le cadre du Projet pour en assurer la pérennité.

4.2.2 Renforcement du réseau de transport principal

18 L'ajout des Parcs éoliens a un impact direct sur le transit des lignes à 735 kV du réseau.
19 Tous les événements impliquant la perte d'une des lignes au sud du poste Jacques-Cartier
20 (L7002 et L7017), dans une situation où l'autre ligne est déjà hors service, provoquent des
21 sous-tensions en régime permanent qui sont en dehors des plages permises par les critères
22 de conception du réseau. En effet, cet état de réseau résulte en un transit plus élevé sur l'axe
23 Québec-Montréal provoquant des tensions inférieures à 0,95 p.u. (par unité, soit une tension
24 de 95 % ou moins de sa valeur nominale) dans les postes du réseau de transport principal de
25 cet axe. L'ajout de compensation réactive à des endroits stratégiques sur le réseau,
26 déclenché par l'intégration des Parcs éoliens, est donc nécessaire. Ainsi, le scénario retenu
27 consistant en l'ajout de compensation réactive shunt aux postes Laurentides, Lévis,
28 Appalaches et Montérégie permet de corriger les problèmes de sous-tension relevés et
29 d'assurer l'intégration fiable de la puissance des Parcs éoliens.

30 L'ajout de batteries de condensateurs dans ces postes implique des études de résonance
31 harmonique qui ont été effectuées lors de l'avant-projet. Ces études ont permis de déceler
32 une amplification excessive des tensions harmoniques aux postes des Appalaches et de la
33 Montérégie suivant l'ajout des batteries de condensateurs. Pour ces postes, une batterie de
34 condensateurs doit donc être munie d'un circuit d'amortissement visant à atténuer ou prévenir

1 ces résonances harmoniques résultant de l'interaction entre les équipements à réactance
2 capacitive et le réseau électrique.

3 L'ajout des Parcs éoliens a également un impact sur le comportement transitoire du réseau,
4 particulièrement suivant des événements au poste Arnaud. Notamment, les événements
5 provoquant la perte simultanée de deux (2) lignes parallèles au sud du poste Arnaud
6 provoquent des oscillations de tension inférieures aux limites permises par les critères de
7 conception du réseau. La mise en œuvre du système CCTG aux centrales de la
8 Sainte-Marguerite-3, de la Romaine-1 et de la Romaine-2 corrige ce problème en permettant
9 aux groupes de production de ces centrales de contribuer de façon plus importante à
10 l'atténuation des oscillations transitoires. Cet automatisme, relativement peu coûteux et de
11 mise en œuvre simple, consiste à compenser l'impédance des transformateurs élévateurs
12 des groupes de production ciblés permettant de rapprocher électriquement ceux-ci du réseau
13 de transport résultant en une réponse dynamique plus marquée.

14 Enfin, les analyses du Transporteur ont permis de déceler des dépassements du pouvoir de
15 coupure de sept (7) disjoncteurs au poste de Lévis à 230 kV suivant l'ajout des Parcs éoliens.
16 Ces disjoncteurs ont tous atteint la fin de leur durée de vie utile et présentent un niveau de
17 risque élevé. Leur remplacement vise donc à en assurer la pérennité.

18 La valeur des retraits d'actifs⁴ prévue entre 2026 et 2028 pour le Projet s'élève à 1,2 M\$ et se
19 détaille comme suit : 1 M\$ pour des disjoncteurs et 0,2 M\$ principalement pour des
20 sectionneurs.

21 Le Transporteur considère que le Projet est réalisable sur le plan technique, tant du point de
22 vue de l'échéancier que du point de vue de l'exécution. L'avant-projet qu'il a réalisé à ce jour
23 a permis de confirmer la faisabilité du Projet et d'en préciser les contraintes de réalisation.

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

⁴ [D-2024-068](#), par. 154.

4.3 Description des facteurs de risque

1 Les principaux facteurs de risque propres au Projet⁵ sont les suivants :

2 • Approvisionnement

3 Certains équipements pourraient être livrés en retard en raison de la demande élevée
4 et de la capacité de l'écosystème d'approvisionnement :

- 5 ○ Disjoncteurs ;
- 6 ○ Batterie de condensateurs ;
- 7 ○ Acier de poste ;
- 8 ○ Pylônes.

9 • Disponibilité de la main-d'œuvre

10 Le manque de main d'œuvre est un enjeu provincial qui affecte tous les projets :

- 11 ○ Capacité de réalisation des équipes à l'interne ;
- 12 ○ Disponibilité des entrepreneurs ;
- 13 ○ Disponibilité des firmes d'ingénierie.

14 • Environnement

15 Certaines contraintes pourraient créer des retards dans l'échéancier ou affecter les
16 tracés des nouvelles lignes.

17 • Obtention des mises hors tension

18 Interventions dans les postes et sur les lignes conditionnelles à l'état du réseau au
19 moment des travaux.

20 Plusieurs moyens de mitigation sont prévus au Projet. Ils ont pour but de minimiser l'impact
21 des risques énumérés ci-dessus, notamment le devancement de l'approvisionnement dès la
22 phase d'avant-projet, l'élaboration des méthodes de construction détaillées en avant-projet et
23 l'optimisation des mises hors tension nécessaires aux travaux.

⁵ [D-2025-027](#), par. 41.

4.4 Échéancier des travaux

1 Le Tableau 2 présente le calendrier de réalisation des travaux liés au Projet.

Tableau 2
Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Novembre 2022	Décembre 2025
Autorisation de la Régie de l'énergie	Décembre 2025	Juin 2026
Projet	Décembre 2025	Décembre 2028
Mises en service		
Travaux en « Maintien des actifs »		2026, 2027, 2028
Travaux en « Croissance des besoins de la clientèle » :		
Charlevoix		Décembre 2027
Ouest-A et Ouest-B		Décembre 2028

2 Le Transporteur doit s'assurer que tous les travaux soient complétés en temps opportun afin
 3 de respecter la date prévue de mise sous tension initiale du parc éolien DNC. De fait, pour des
 4 raisons de séquençage des travaux, de disponibilité de la main d'œuvre et d'optimisation
 5 des mises hors tension, il doit entamer dès avril 2026 les travaux suivants au poste des
 6 Laurentides :

- 7 ▪ Reconstruction des départs des lignes 3001 et 3002 ;
- 8 ▪ Reconfiguration des départs des lignes L25 et L26 ;
- 9 ▪ Remplacement des protections des lignes 3001 et 3002.

10 Ces travaux sont estimés à 17 M\$ au 30 juin 2026⁶.

11 De plus, afin d'optimiser les mises hors tension prévues dans le cadre de l'intégration du parc
 12 éolien Des Neiges – Sud, le Transporteur prévoit réaliser les travaux nécessaires à l'insertion
 13 du pylône de dérivation du Parc DNC sur la ligne biterne 3001-3002 en juillet 2026.

14 Par ailleurs, le Transporteur dépose, à l'annexe 7 de la présente pièce, la liste des principales
 15 normes techniques appliquées au Projet. De plus, les exigences techniques de raccordement
 16 applicables aux Parcs éoliens sont indiquées aux ententes de raccordement déposées aux
 17 annexes 1 et 2 de la présente pièce⁷.

⁶ Ces travaux sont couverts par des garanties financières spécifiées aux ententes de raccordement.

⁷ Voir à l'annexe II des ententes de raccordement.

1 Enfin, le Transporteur présente à l'annexe 8 de la même pièce, la liste des autorisations
2 exigées en vertu d'autres lois qui s'appliquent aussi au Projet, ainsi qu'à l'annexe 9, la liste
3 des activités d'information et de consultation.

5 Solutions envisagées

4 Les analyses du Transporteur ont permis d'identifier deux (2) solutions pour le raccordement
5 local des Parcs éoliens ainsi que trois (3) solutions de renforcement du réseau de transport
6 principal. Les aspects techniques, environnementaux et économiques ont également été
7 considérés pour orienter le choix des solutions retenues. Le Transporteur précise que les
8 solutions de raccordement local des parcs sont indépendantes de celles de renforcement du
9 réseau de transport principal. En effet, les problèmes relevés au niveau du réseau de
10 transport principal sont les mêmes pour les deux solutions de raccordement local.
11 Par conséquent, les solutions font l'objet d'analyses distinctes et sont présentées
12 séparément.

5.1 Raccordement local

13 Les solutions envisagées sont les suivantes :

- 14 ▪ Solution 1 – Raccordement en dérivation de circuits existants à 315 kV ;
- 15 ▪ Solution 2 – Raccordement à 315 kV à un nouveau poste à 735-315 kV.

5.1.1 Raccordement en dérivation de circuits existants à 315 kV

16 La solution de raccordement en dérivation de circuits existants à 315 kV constitue la solution
17 optimale retenue par le Transporteur.

18 Cette solution, détaillée à la section 4.2, est avantageuse économiquement et permet de
19 limiter au maximum les impacts sur le milieu en réduisant la longueur des lignes à construire.
20 Elle permet également d'éviter la construction d'un nouveau poste.

5.1.2 Raccordement à 315 kV à un nouveau poste à 735-315 kV

21 La deuxième solution de raccordement local des Parcs envisagée consiste à raccorder les
22 Parcs éoliens à un nouveau poste à 735-315 kV. Ce poste viendrait sectionner la ligne 7004
23 à une distance d'environ 67 km du poste des Laurentides. Il comprendrait deux (2)
24 transformateurs à 735-315 kV de 1 650 MVA, une inductance shunt à 735 kV et trois (3)
25 départs de ligne à 315 kV.

26 Cette solution implique la construction d'un total d'environ 57 km de lignes de raccordement
27 à 315 kV.

1 Cette solution n'a pas été retenue par le Transporteur puisqu'elle est significativement plus
2 coûteuse et a un impact environnemental et social plus important en raison de la longueur
3 des lignes à construire et de l'ajout d'un poste de transport à 735 kV.

5.2 Renforcement du réseau de transport principal

4 Les solutions envisagées sont les suivantes :

- 5 ▪ Solution 1 – Ajout de batteries de condensateurs shunt ;
- 6 ▪ Solution 2 – Ajout d'un compensateur statique au poste de la Nicolet ;
- 7 ▪ Solution 3 – Ajout d'une plateforme de compensation série au poste de la
8 Chamouchouane sur la ligne 7103.

5.2.1 Ajout de batteries de condensateurs shunt

9 La solution consistant en l'ajout de batteries de condensateurs shunt à des postes
10 stratégiques sur le réseau de transport principal constitue la solution de renforcement
11 optimale retenue par le Transporteur. Cette solution est présentée en détail à la section 4.2.

12 Cette solution permet de compenser adéquatement le réseau à des postes stratégiques pour
13 l'intégration fiable de la puissance des Parcs éoliens en corrigeant les problèmes de
14 sous-tension observés. Elle présente les investissements les moins importants, en plus de
15 générer moins de pertes que les autres solutions.

16

5.2.2 Ajout d'un compensateur statique au poste de la Nicolet

17 L'ajout d'un compensateur statique au poste de la Nicolet permet de corriger les problèmes
18 de sous-tension suivant les événements de pertes de ligne au sud du poste Jacques-Cartier.
19 Cependant, le coût de cette solution est considérablement plus élevé que la solution retenue.
20 De plus, l'ajout d'un compensateur en présence des groupes convertisseurs du réseau
21 multi-terminal à courant continu (RMCC) présente des défis techniques particuliers, dont la
22 faisabilité n'a pas été validée. En effet, le poste de la Nicolet comprend un automatisme de
23 commande de la puissance réactive (automatisme CPR) permettant de contrôler les
24 équipements réactifs (batteries de condensateurs, filtres et inductances) en fonction des
25 modes de fonctionnement du RMCC. L'ajout d'un compensateur statique à ce poste pourrait
26 donc demander une refonte complète de cet automatisme.

5.2.3 Ajout d'une plateforme de compensation série au poste de la Chamouchouane sur la ligne 7103

1 L'ajout d'une plateforme de compensation série sur la ligne 7103 au poste de la
2 Chamouchouane permet également de corriger les problèmes de sous-tension suivant les
3 événements de pertes de ligne au sud du poste Jacques-Cartier. Cependant, le coût de cette
4 solution est lui aussi considérablement plus élevé que la solution retenue. Elle n'a donc pas
5 été retenue.

5.3 Estimation des coûts des solutions envisagées

6 Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en tenant compte des
7 investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements,
8 de la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques.
9 L'analyse économique a été réalisée sur une période de 43 ans pour la comparaison des
10 solutions de raccordement local et de 39 ans pour la comparaison des solutions de
11 renforcement du réseau de transport principal. Les hypothèses suivantes ont été utilisées :

- 12 ▪ Taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,602 %⁸ ;
- 13 ▪ Taux d'inflation spécifiques du tableau 7 pour les années 2025 à 2028 et les taux
14 d'inflation générale de 2,0 % pour les années ultérieures ;
- 15 ▪ Taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

16 Ces analyses économiques ont été effectuées en 2025 et reflètent les paramètres
17 économiques et financiers les plus récents. Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur
18 actuelle des flux d'investissement pour la portion comprise entre la fin de la durée visée par
19 l'analyse et la fin de la durée de vie spécifique de chaque flux d'investissement. La durée d'un
20 flux d'investissement est fonction des catégories d'équipement établies par le Transporteur.

21 Par ailleurs, le Transporteur a intégré les informations relatives à l'évaluation de la valeur des
22 pertes électriques, soit leur niveau en puissance et en énergie, ainsi que les prix de référence
23 utilisés, dans ses tableaux présentés à l'annexe 10⁹. Le Transporteur souligne également que
24 les analyses économiques réalisées dans le présent dossier ne tiennent compte des pertes
25 électriques différentielles qu'à partir de la mise en service. Il a également intégré les coûts
26 d'exploitation et d'entretien¹⁰.

⁸ Taux du coût en capital prospectif pour 2025, tel qu'approuvé par la Régie dans la décision [D-2025-022](#).

⁹ [D-2012-152](#), par. 64 et [D-2012-160](#), par. 42 et 43.

¹⁰ [D-2020-083](#), par. 105.

- 1 Les tableaux 3 et 4 suivants présentent les comparaisons économiques des solutions décrites
- 2 précédemment. Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2025.

Tableau 3
Comparaison économique des solutions de raccordement local
(M\$ actualisés 2025)

	Solution 1 (retenue) Raccordement en dérivation de circuits existants à 315 kV	Solution 2 Raccordement à 315 kV à un nouveau poste à 735-315 kV
Investissements	150,9	296,9
Réinvestissements	15,3	3,6
Valeurs résiduelles	(15,9)	(37,9)
Taxes	9,9	20,4
Coûts d'exploitation et d'entretien	0,5	5,7
Pertes électriques différentielles	40,4	-
Coûts globaux actualisés	201,1	288,7

Les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur pour le raccordement local des Parcs éoliens démontrent que les coûts globaux actualisés de la solution 1 sont les plus bas. Le détail de l'analyse économique et les paramètres utilisés pour l'analyse sont présentés à l'annexe 10.

Tableau 4
Comparaison économique des solutions de renforcement du réseau de transport principal
(M\$ actualisés 2025)

	Solution 1 (retenue) Ajout de batteries de condensateurs shunt	Solution 2 Ajout d'un compensateur statique au poste de la Nicolet	Solution 3 Ajout d'une plateforme de compensation série au poste de la Chamouchouane
Investissements	76,5	136,8	102,7
Réinvestissements	2,9	0,0	0,0
Valeurs résiduelles	(1,1)	(15,2)	(11,2)
Taxes	4,1	8,1	6,0
Coûts d'exploitation et d'entretien	0,2	4,4	0,5
Pertes électriques différentielles	-	3,2	44,5
Coûts globaux actualisés	82,6	137,3	142,5

1 Les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur pour les renforcements
2 du réseau de transport principal démontrent que les coûts globaux actualisés de la solution 1
3 sont les plus bas. Le détail de l'analyse économique et les paramètres utilisés pour l'analyse
4 sont présentés à l'annexe 10.

6 Coûts associés au Projet

6.1 Sommaire des coûts

5 Le coût total du Projet s'élève à 542,1 M\$. Considérant que le Projet fait l'objet de deux
6 ententes de raccordement, les coûts pour la catégorie « Croissance des besoins de la
7 clientèle » sont présentés respectivement pour DNC ainsi que pour DNO-A et DNO-B.

8 Pour le secteur Charlevoix, le tableau 5 présente une synthèse des coûts globaux et inclut
9 le remboursement du poste de départ ($99 \text{ \$/kW} \times 399 \text{ MW} = 39,5 \text{ M\$}$) et du réseau
10 collecteur ($192 \text{ \$/kW} \times 399 \text{ MW} = 76,6 \text{ M\$}$) aux Producteurs ainsi que le montant maximal
11 ($612 \text{ \$/kW} \times 399 \text{ MW} = 244,2 \text{ M\$}$)¹¹. Le calcul de la contribution des Producteurs (31,3 M\\$)
12 exclut les coûts d'entretien et d'exploitation et correspond à la différence entre les coûts à
13 considérer et le montant maximal. La contribution est ensuite majorée des coûts d'exploitation
14 et d'entretien, afin d'obtenir la contribution totale (37,2 M\$).

15 Pour le secteur Ouest, le tableau 5 présente également une synthèse et inclut le
16 remboursement des postes de départ ($99 \text{ \$/kW} \times 301 \text{ MW} = 29,8 \text{ M\$}$ pour le secteur A
17 et $244 \text{ \$/kW} \times 98 \text{ MW} = 23,9 \text{ M\$}$ pour le secteur B) et des réseaux collecteurs
18 ($192 \text{ \$/kW} \times 399 \text{ MW} = 76,6 \text{ M\$}$) aux Producteurs ainsi que le montant maximal
19 ($612 \text{ \$/kW} \times 399 \text{ MW} = 244,2 \text{ M\$}$). Le coût total pour ce secteur étant inférieur au montant
20 maximal, aucune contribution des Producteurs n'est requise.

¹¹ 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 2025, appendice J, section B, et l'allocation maximale provient de la section E, dans la version du 5 mars 2025, R-4270-2024, phase 2, [B-0406](#).

Tableau 5¹²
Synthèse des coûts globaux
(en millions de dollars)

	DNC	DNO	Total
Coût du Projet	-	-	542,1
Coûts de la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle »	294,0	204,1	498,1
o Travaux d'intégration	177,8	73,8	251,7
o Remboursement des postes de départ ¹³	39,5	53,7	93,2
o Remboursement des réseaux collecteurs ¹³	76,6	76,6	153,2
Coûts de la catégorie « Maintien des actifs »	-	-	44,0

Estimation de la contribution des Producteurs	DNC	DNO-A et B
Puissance maximale à transporter (MW)	399 MW	399 MW
Coûts à considérer	275,5	183,3
Allocation maximale	612 \$/kW	612 \$/kW
Montant maximal	244,2	244,2
Contribution ¹⁴	31,3	0
Coûts d'exploitation et d'entretien	5,9	0
Contribution totale	37,2	0

- 1 Le Tableau 6 présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet et
- 2 exclut le remboursement aux Producteurs.

¹² Suivi de la décision [D-2017-025](#), par. 73.

¹³ Inclut les coûts d'exploitation et d'entretien de 19 %.

¹⁴ Certains ajustements mineurs ont été pris en compte pour le secteur Charlevoix aux fins de l'estimation de la contribution à la suite de la signature de l'entente de raccordement. La valeur finale de la contribution sera calculée à la fin du projet sur la base des données réelles.

Tableau 6
Coûts des travaux de l'avant-projet et du projet
(en millions de dollars de réalisation)

		Total Lignes, Postes et Télécommunications
Coûts de l'avant-projet		
Sous-total		4,1
Coûts du projet		
Ingénierie, approvisionnement et construction		267,7
Client		10,3
Frais financiers		13,6
Sous-total		291,6
TOTAL		295,7

* Note : Les totaux ont été calculés à partir de données non arrondies.

- 1 La pièce HQT-1, Document 2.1 constitue la version caviardée de cette pièce. Les coûts
 2 annuels sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2, annexe 1, déposée sous pli
 3 confidentiel.
- 4 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au Tableau
 5 7 7. Les taux d'inflation spécifiques, ventilés par composantes, sont présentés aux annexes
 6 11 et 11.1.¹⁵

Tableau 7
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2025	2026	2027	2028	2029
Ligne	2,0 %	2,0 %	2,1 %	2,0 %	2,0 %
Poste	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %
Télécom.	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %

- 7 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de l'année
 8 de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet sont établis
 9 par Hydro-Québec en date de mai 2024.

¹⁵ [D-2022-003](#), par. 166.

1 La variation des taux d'inflation est liée aux prévisions de l'évolution de la valeur des indices
2 composant ces taux d'inflation. Les taux d'inflation sont établis d'après des modèles types des
3 projets de postes, lignes et télécommunications du Transporteur. Dans chaque modèle,
4 une liste des principales composantes est établie et un poids exprimé en pourcentage leur
5 est attribué. Pour chaque composante, un indice a été appliqué. Les modèles sont mis à jour
6 périodiquement en fonction de l'évolution des prix reliés aux éléments des projets. Les taux
7 d'inflation produits à partir de ces modèles sont mis à jour annuellement.

8 La liste des principales composantes pour la rubrique « Postes » 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 ◦ batterie de condensateurs;
- 17 ◦ fondations pour charpentes, charpentes métalliques, superstructure ;
- 18 ◦ transformateurs de mesure de courant et tension ;
- 19 ◦ disjoncteurs, sectionneurs, mise à la terre, câbles d'alimentation et de
20 commande ;
- 21 ◦ unité de protection (nouvelles technologies), etc.

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

23 • Coût de main-d'œuvre :

- 24 ◦ ingénierie interne et externe ;
- 25 ◦ gestion de projet et de chantier.

26 • Coûts reliés à la construction :

- 27 ◦ main-d'œuvre de construction ;
- 28 ◦ équipement et matériaux de construction.

- 1 • Approvisionnement :
- 2 ◦ pylônes ;
- 3 ◦ fondations ;
- 4 ◦ conducteurs ;
- 5 ◦ servitudes ;
- 6 ◦ hauban et ancrage ;
- 7 ◦ câble de garde ;
- 8 ◦ isolateurs ;
- 9 ◦ mise à la terre ;
- 10 ◦ poteaux.

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

17 Par ailleurs, tout dépassement du coût total du Projet de plus de 15 % est assujéti à
18 l'obligation pour le Transporteur d'obtenir une nouvelle autorisation du Conseil
19 d'administration d'Hydro-Québec. Le cas échéant, il s'engage à en informer la Régie en temps
20 opportun. Le Transporteur souligne qu'il continuera de s'efforcer de contenir les coûts du
21 Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

6.2 Coûts associés aux différentes catégories d'investissement

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

24 Le Transporteur indique qu'il est en mesure de valoriser objectivement le coût à associer à
25 chacun des objectifs visés par le Projet, puisque ses composantes et ses équipements
26 contribuent distinctement à ne satisfaire qu'un seul objectif. Ainsi, le Transporteur peut
27 attribuer directement les coûts aux catégories concernées comme décrit ci-après¹⁶.

¹⁶ 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 Les coûts de la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle », de l'ordre de 498,1 M\$
2 soit 91,9 % du coût total du Projet, permettent l'intégration des Parcs éoliens au réseau de
3 transport d'Hydro-Québec par la construction de lignes de raccordement à 315 kV entre les
4 postes de départ des Producteurs et des points de dérivation sur les circuits 3002, 3095 et
5 3187. De plus, ces coûts incluent l'ajout de la compensation réactive sur le réseau de
6 transport, et les travaux de rehaussement de capacité des barres du poste des Laurentides
7 afin de permettre de transiter la puissance des Parcs éoliens de manière fiable.
8 Enfin, ces coûts incluent le remboursement des postes de départ et des réseaux collecteurs
9 des Parcs éoliens au montant de 246,4 M\$.

10 Les coûts de la catégorie « Maintien des actifs », de l'ordre de 44,0 M\$ soit 8,1 % du coût
11 total du Projet, permettent d'assurer la pérennité de certains équipements (disjoncteurs,
12 sectionneurs, transformateurs de mesure et sections de barres) des postes des Laurentides
13 et de Lévis dans une optique de planification intégrée du réseau de transport.

6.3 Suivi des coûts du Projet

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

20 Le suivi des coûts réels de son projet, sous la même forme et le même niveau de détail que
21 ceux du

- 22 • Tableau 6¹⁷ ;
- 23 • Le suivi des coûts réels détaillés de son projet, sous pli confidentiel jusqu'à l'expiration
24 d'un délai d'un an de sa mise en service finale¹⁸, selon le niveau de détail des coûts
25 présentés au Tableau 2 – *Coûts des travaux avant-projet et projet par élément* de la pièce
26 HQT-1, Document 2¹⁹.

27 Dans les deux cas, il présentera également un suivi de l'échéancier du Projet du Transporteur
28 et fournira, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels et
29 des échéances.

¹⁷ [D-2016-086](#), par. 104 et [D-2016-091](#), par. 74.

¹⁸ [D-2016-086](#), par 105 et [D-2016-091](#), par. 75.

¹⁹ [D-2016-093](#), par. 71.

7 Impact tarifaire

1 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement
2 « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien des actifs ». Les mises en service
3 sont prévues en novembre 2026, juillet, novembre et décembre 2027 et juillet et
4 décembre 2028.

5 Pour la portion Des Neiges – Secteur Charlevoix, les coûts de la catégorie d'investissement
6 « Croissance des besoins de la clientèle », excluant les coûts d'exploitation et d'entretien du
7 poste de départ et du réseau collecteur, sont de l'ordre de 275,5 M\$ et liés à une demande
8 de raccordement du parc éolien Des Neiges – Secteur Charlevoix, d'une puissance maximale
9 à transporter de 399 MW, au réseau de transport d'Hydro-Québec. Ces coûts sont supérieurs
10 au montant maximal de 244,2 M\$, lequel représente l'allocation maximale de 612 \$/kW
11 multipliée par 399 MW. Par conséquent, une contribution des Producteurs de 31,3 M\$ est
12 requise. Le montant final de la contribution sera déterminé en fonction des coûts réels à la
13 mise en service du Projet.

14 Pour la portion Des Neiges – Secteurs Ouest-A et Ouest-B, les coûts de la catégorie
15 d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle », excluant les coûts d'exploitation
16 et d'entretien du poste de départ et du réseau collecteur, sont de l'ordre de 183,3 M\$ et liés
17 à une demande de raccordement du parc éolien Des Neiges – Secteurs Ouest-A et Ouest-B,
18 d'une puissance maximale à transporter de 399 MW, au réseau de transport d'Hydro-Québec.
19 Ces coûts sont inférieurs au montant maximal de 244,2 M\$, lequel représente l'allocation
20 maximale de 612 \$/kW multipliée par 399 MW. Par conséquent, aucune contribution des
21 Producteurs n'est requise. Le montant final de la contribution sera déterminé en fonction des
22 coûts réels à la mise en service du Projet.

23 Les ajouts au réseau de transport provenant de la catégorie d'investissement « Maintien des
24 actifs » assurent la pérennité des installations du Transporteur. Les coûts attribués à la
25 catégorie d'investissement « Maintien des actifs » sont de l'ordre de 44,0 M\$. Les travaux liés
26 à cette catégorie assurent la pérennité des installations du Transporteur, en permettant de
27 maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon
28 sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. La Régie a
29 indiqué²⁰ qu'il est équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces travaux.

30 L'impact sur les revenus requis à la suite des mises en service du Projet prend en compte les
31 coûts du Projet nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à l'amortissement,
32 au financement, à la taxe sur les services publics, aux coûts d'exploitation et d'entretien,
33 ainsi que de la puissance maximale à transporter relative au Projet de 798 MW.

²⁰ [D-2002-95](#), p. 297.

1 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et sur une période mixte de 20 ans
2 pour le remboursement du poste de départ et du réseau collecteur, ainsi que de 45 ans pour
3 les autres actifs²¹. Cependant, les résultats présentés sur la période mixte de 20 et 45 ans
4 sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis puisqu'ils sont plus comparables à
5 la durée d'utilité moyenne des immobilisations du Projet.

6 L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 39,1 M\$ sur une période de
7 20 ans et de 23,9 M\$ sur une période de 45 ans, ce qui représente un faible impact à la marge
8 de 1,1 % sur une période de 20 ans et de 0,7 % pour 45 ans, par rapport aux revenus requis
9 approuvés par la Régie pour l'année 2025 selon la décision D-2025-032.

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 du
12 coût du capital prospectif, figurent à l'annexe 12.

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.
15 De plus, toute exigence ou pratique que se donne l'entreprise doit être compatible avec les
16 critères du Northeast Power Coordinating Council, Inc. (« NPCC ») et de la North American
17 Electric Reliability Corporation (« 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 exigences
20 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 disposent de
23 suffisamment de souplesse et de robustesse dans leur conception pour être en mesure de
24 satisfaire les besoins de manière fiable et sécuritaire et ce, malgré les nombreuses variations
25 dans leurs conditions de fonctionnement et en dépit des défauts et des indisponibilités
26 normales d'équipement avec lesquels ils doivent composer.

27 En ce qui concerne les postes de départ des Producteurs, en tout respect de l'application des
28 exigences précitées au point de raccordement, la configuration retenue pour les postes de
29 départ n'a pas d'impact sur la solution de raccordement.

²¹ [D-2003-68](#), p. 27.

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

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 ce
7 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 Il est d'avis que la Régie dispose de toutes les informations pertinentes à l'évaluation de
10 l'intégration du Parc éolien Des Neiges – Secteur sud au réseau de transport. En effet,
11 la 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 les Producteurs, tout en
17 permettant d'assurer la pérennité d'équipements touchés par le Projet et d'assurer le maintien
18 et l'amélioration de la qualité du service à la clientèle. La solution mise de l'avant est optimale
19 et respecte les critères de conception appliqués par le Transporteur.

20 Enfin, le Transporteur sera en mesure de fournir les services de transport liés aux Parcs
21 éoliens et visés par les engagements d'achat de services de transport de 20 ans, déposés aux
22 annexes 3 et 4 sous réserve de la réalisation de l'ensemble des travaux associés au Projet
23 décrits précédemment. Les investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés,
24 utiles à l'exploitation fiable du réseau de transport.