

**Demande relative à la construction
de la ligne à 120 kV
du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur**

Table des matières

1	Introduction.....	5
2	Objectifs	7
2.1	Contexte général.....	7
3	Description et justification du Projet du Transporteur en relation avec les objectifs	10
3.1	Description du Projet.....	10
3.2	Description des travaux du Projet.....	12
3.3	Justification du Projet du Transporteur en fonction des objectifs.....	13
4	Solutions envisagées	14
4.1	Solution 1 – Nouvelle ligne à 120 kV (Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur).....	14
4.2	Solution 2 – Nouvelle ligne à 120 kV (Lafontaine – dérivation Saint-Sauveur).....	15
4.3	Solution 3 – Nouvelle ligne à 120 kV (Grand-Brûlé – dérivation Saint-Donat).....	15
4.4	Estimation des coûts des solutions envisagées.....	16
5	Coûts associés au Projet du Transporteur.....	18
5.1	Coûts associés au Projet	18
5.2	Sommaire des coûts	18
5.3	Suivi des coûts du Projet	20
6	Impact tarifaire	21
7	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	22
8	Conclusion	23

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le <i>Règlement</i>	6
Tableau 2	Prévision de charge au poste Lafontaine à 315-120 kV	9
Tableau 3	Prévision de charge sur les lignes 1127-1128 et 3058-3059	9
Tableau 4	Calendrier de réalisation du Projet du Transporteur	14
Tableau 5	Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2015).....	17
Tableau 6	Coûts des travaux avant-projet et projet (en milliers de dollars de réalisation).....	18
Tableau 7	Taux d'inflation spécifiques.....	19
Tableau 8	Impact tarifaire.....	22
Tableau 9	Impact du projet - Prévision de charge sur les lignes 1127-1128, 3058-3059 et la nouvelle ligne du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur	22
Tableau 10	Prévision de charge au poste Lafontaine à 315-120 kV	23

Liste des figures

Figure 1	Localisation géographique des postes du territoire des Laurentides	8
Figure 2	Localisation géographique de la nouvelle ligne du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur.....	11

Liste des annexes

- Annexe 1 Schémas unifilaires relatifs au Projet
- Annexe 2 Liste des principales normes techniques
- Annexe 3 Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois
- Annexe 4 Analyse économique

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 une ligne à 120 kV reliant le poste du Grand-Brûlé à une ligne existante, située
4 entre les postes de Saint-Sauveur et de Sainte-Agathe (la « dérivation Saint-Sauveur ») et
5 d'ajouter deux départs de lignes à 120 kV au poste du Grand-Brûlé (le « Projet »).

6 Le Projet, dont le coût s'élève à 98,0 M\$, s'inscrit dans la catégorie « croissance des
7 besoins de la clientèle ». Il est rendu nécessaire afin de répondre à l'accroissement de la
8 charge du territoire des Laurentides en éliminant les dépassements de capacité des lignes à
9 120 kV et à 315 kV. La mise en service du Projet est prévue pour septembre 2018.

10 Le présent Projet fait suite à la demande d'autorisation pour la construction du nouveau
11 poste de Saint-Jérôme¹, dans lequel un nouveau lien d'alimentation à partir du poste du
12 Grand-Brûlé vers la dérivation Saint-Sauveur était nécessaire.

13 Le Projet constitue la meilleure solution technique et la plus économique pour maintenir la
14 fiabilité et la performance du réseau de transport, tout en respectant les critères de
15 conception, et ce en vue d'assurer la qualité d'alimentation de l'ensemble de la clientèle.

16 À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de
17 respecter l'échéancier des travaux, il doit entreprendre dès à présent certaines activités
18 d'ingénierie indispensables, notamment à la préparation des documents qui seront déposés
19 au soutien des futurs appels d'offres. Ces activités ne sont qu'un prolongement essentiel
20 d'activités similaires à celles d'avant-projet, mais se veulent plus détaillées.

21 Le tableau 1 fait état de la concordance entre la demande du Transporteur, présentée
22 conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »), et les
23 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
24 *autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »).

¹ Dossier R-3913-2014, Demande du Transporteur relative à la construction du nouveau poste de Saint-Jérôme à 120-25 kV et à son alimentation. Décision D-2015-008.

1

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

Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie				Pièce	Section
Article	Alinéa	Para- graphe	Renseignements requis		
2	1	1 ^o	Les objectifs visés par le projet	HQT-1, Document 1	2
2	1	2 ^o	La description du projet	HQT-1, Document 1	3
2	1	3 ^o	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-1, Document 1	3
2	1	4 ^o	Les coûts associés au projet	HQT-1, Document 1 HQT-1, Document 2 HQT-1, Document 2.1	5 1 et Annexe 1 1
2	1	5 ^o	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	4 et 6 Annexe 4
2	1	6 ^o	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-1, Document 1	Annexe 3
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	6
2	1	8 ^o	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-1, Document 1	7
2	1	9 ^o	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT-1, Document 1	4
3	1	1 ^o	La liste des principales normes techniques	HQT-1, Document 1	Annexe 2
3	1	3 ^o	Les engagements contractuels et les contributions financières prévues	s. o.	s. o.

2 Objectifs

- 1 Le Projet a pour objectif principal de répondre à la croissance de la demande dans les
- 2 Laurentides en éliminant les dépassements de capacité des lignes à 120 kV et à 315 kV.

2.1 Contexte général

3 Le réseau des Laurentides, qui s'étend de Mirabel à Tremblant, a d'abord été conçu pour
4 acheminer l'électricité du sud vers le nord. Avant la construction des grandes centrales de la
5 Baie James, l'électricité des centrales de la région de Montréal et de la Côte Nord était
6 transportée à 315 kV jusqu'au poste de Lafontaine pour ensuite être répartie à 120 kV dans
7 le nord des Laurentides.

8 Dans le cadre du développement de la Baie James au début des années 1980, le poste
9 source du Grand-Brûlé à 735-120 kV a été construit et a modifié ainsi le réseau de transport
10 des Laurentides en alimentant les postes à 120 kV depuis le nord. C'est ainsi qu'au fur et à
11 mesure que les lignes à 315 kV et à 120 kV alimentant les Laurentides depuis le sud ont
12 atteint leurs capacités respectives, l'alimentation de plusieurs postes a été transférée du
13 poste source de Lafontaine, situé à Mirabel, au poste du Grand-Brûlé. Présentement, le
14 poste de Sainte-Agathe est alimenté par le poste du Grand-Brûlé et les postes de Saint-
15 Sauveur et Doc-Grignon (à Sainte-Adèle) sont alimentés par le poste de Lafontaine.

16 Ces dernières années, le territoire des Laurentides a connu une forte croissance de la
17 demande en électricité, principalement due à l'arrivée de nouveaux clients et à la
18 conversion des résidences secondaires en résidences principales. Plusieurs projets ont été
19 démarrés ou sont sur le point de l'être pour répondre à cette demande. C'est le cas du
20 projet d'ajout du troisième transformateur à 735-120 kV au poste du Grand-Brûlé et de la
21 construction du nouveau poste de Saint-Jérôme² à 120-25 kV dont la mise en service est
22 prévue pour novembre 2016. Par la suite, un nouveau poste de Chertsey³ à 120-25 kV dans
23 Lanaudière est prévu être mis en service en 2019.

24 Réseau électrique du territoire

25 Deux postes sources, le poste du Grand-Brûlé à 735-120 kV et le poste de Lafontaine à
26 315-120 kV, alimentent le territoire des Laurentides. Le réseau électrique de ce territoire est
27 constitué de plusieurs postes à 120-25 kV ainsi que du poste source Paquin à 120-69 kV
28 qui alimente les postes à 69-25 kV de ce territoire.

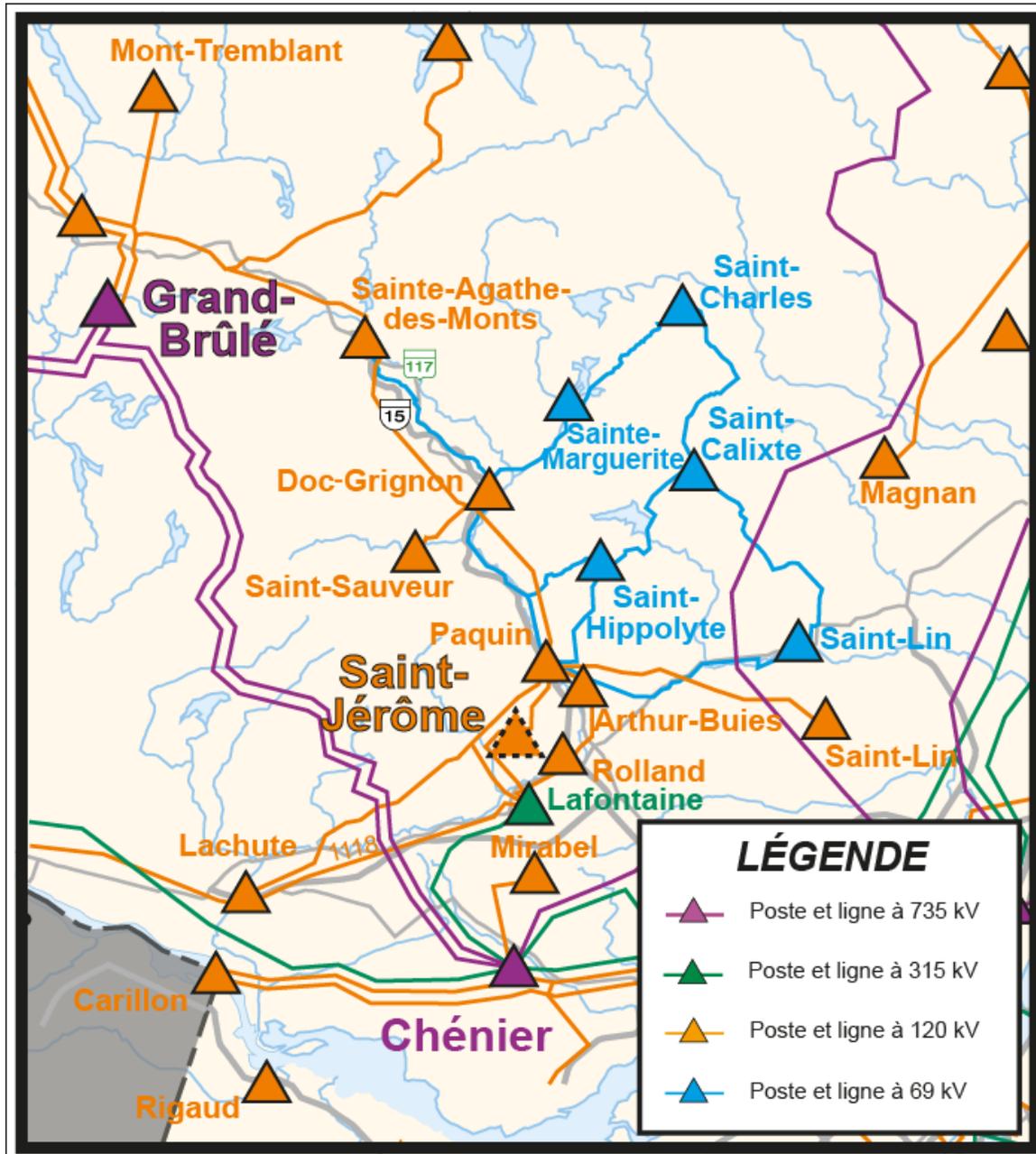
29 Le taux d'accroissement moyen de la demande en puissance pour le territoire des
30 Laurentides est de 2,4 % annuellement depuis 2004.

² Voir *supra* note 1.

³ Le projet du nouveau poste de Chertsey fera l'objet d'une demande d'autorisation distincte qui sera déposée ultérieurement à la Régie.

- 1 La figure 1 présente la localisation géographique des postes satellites et postes sources du territoire des Laurentides.
- 2

Figure 1
Localisation géographique
des postes du territoire des Laurentides



1 Postes sources

2 Le poste source de Lafontaine à 315-120 kV est alimenté par le poste Chénier à
 3 735-315 kV. Ce poste source alimente actuellement les postes satellites à 120-25 kV de
 4 Rolland, Arthur-Buies, de Saint-Sauveur, Doc-Grignon et de Saint-Lin ainsi que le poste
 5 Paquin à 120-69 kV, et éventuellement le poste de Saint-Jérôme à 120-25 kV en 2016. Ce
 6 poste source est constitué de trois transformateurs de 450 MVA chacun pour une capacité
 7 de transformation de 1206 MVA⁴. La capacité de ce poste sera dépassée à l'hiver
 8 2022-2023, comme le présente le tableau 2.

**Tableau 2
 Prévision de charge au poste Lafontaine à 315-120 kV**

	Tension (kV)	CLT (MVA)	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
Poste de Lafontaine	315-120	1 206	1 069	1 091	1 104	1 132	1 170	1 184	1 203	1 219	1 233	1 247

9 Le tableau 3 présente l'évolution de la charge prévue sur la ligne 1127-1128 à 120 kV
 10 provenant du poste Lafontaine qui alimente les postes de Saint-Sauveur et Doc-Grignon
 11 ainsi que sur la ligne 3058-3059 à 315 kV provenant du poste Chénier à 735-315 kV qui
 12 alimente le poste de Lafontaine. Il est prévu que la capacité de la ligne 1127-1128 sera en
 13 dépassement dès l'hiver 2015-2016 alors que celle de la ligne 3058-3059 le sera dès l'hiver
 14 2020-2021.

**Tableau 3
 Prévision de charge sur les lignes 1127-1128 et 3058-3059**

	Tension (kV)	Capacité (A)	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Ligne 1127-1128	120	1 491	1 493	1 952	1 988	2 010	2 028	2 066	2 105	2 136
Ligne 3058-3059	315	2 041	1 924	1 973	2 004	2 025	2 039	2 061	2 090	2 122

15 Le poste du Grand-Brûlé à 735-120 kV alimente actuellement plusieurs postes à 120 kV
 16 dans les Hautes-Laurentides⁵ ainsi que des postes de la partie nord de la région de
 17 l'Outaouais⁶. L'ajout du troisième transformateur à 735-120 kV au poste du Grand-Brûlé en

⁴ Cette capacité est définie en considérant la capacité nominale des transformateurs de 450 MVA et en tenant compte d'un facteur de surcharge en hiver.

⁵ Il s'agit des postes à 120-25 kV de Tremblant, de Sainte-Agathe, de Saint-Donat, de Ouimet, de l'Annonciation, de Joly, de Maniwaki et de Mont-Laurier.

⁶ Lac-des-Îles et Notre-Dame-du-Laus à 120-25 kV ainsi que les postes de Gracefield, de Messines et de Grand-Remous à 69-25 kV.

1 2016⁷ permet de répondre à la croissance des besoins dans les Hautes-Laurentides et dans
2 le nord de l'Outaouais.

3 Description et justification du Projet du Transporteur en relation avec les objectifs

3.1 Description du Projet

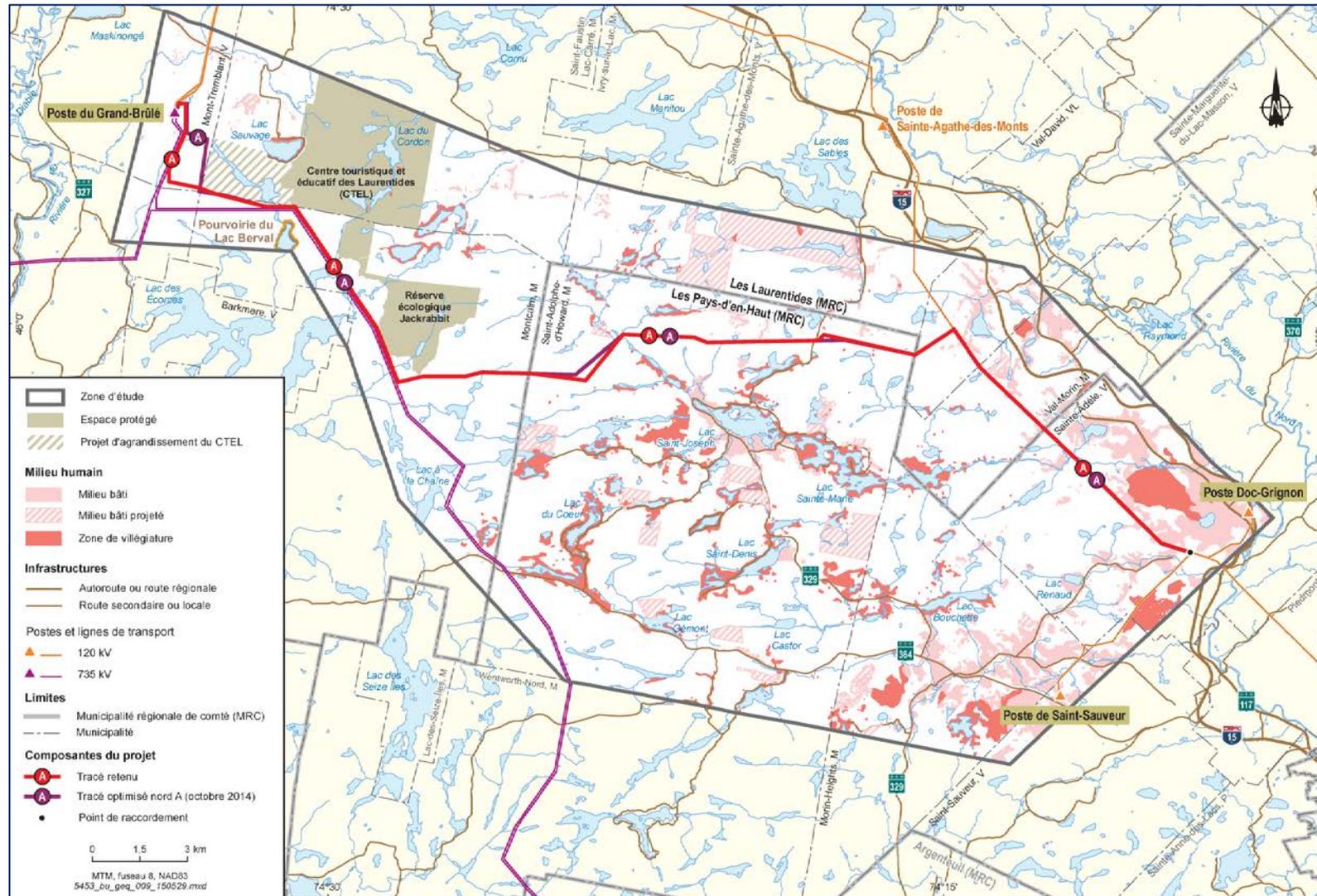
3 Le Projet consiste à construire une ligne biterne (à deux circuits) à 120 kV de 42,5 km
4 depuis le poste du Grand-Brûlé vers la dérivation Saint-Sauveur. La nouvelle ligne aura une
5 capacité suffisante pour alimenter les postes de Saint-Sauveur et Doc-Grignon existants et
6 le futur poste de Chertsey.

7 Au terme de trois années d'études techniques et environnementales rigoureuses et à la
8 suite d'une démarche complète de participation du public comprenant plus de
9 95 rencontres, un tracé de moindre impact a été retenu. Il est le seul des tracés étudiés qui
10 évite le milieu bâti et les déplacements de résidences.

11 La figure 2 présente le tracé de la nouvelle ligne du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur
12 et celui du démantèlement de la ligne 1128-1357 à réaliser dans le cadre du présent Projet.

⁷ Voir *supra* note 1.

Figure 2
Localisation géographique de la nouvelle ligne du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur



3.2 Description des travaux du Projet

1 Après avoir identifié la solution optimale, les caractéristiques de la solution retenue par le
2 Transporteur sont précisées au moment de la préparation du cahier des charges et du
3 mandat d'avant-projet. L'avant-projet vient confirmer la faisabilité de la solution retenue et
4 l'identification des contraintes techniques et économiques reliées au Projet. Les travaux
5 associés au Projet sont les suivants :

- 6 • construction d'une nouvelle ligne à 120 kV de 42,5 km entre le poste du Grand-
7 Brûlé et la dérivation Saint-Sauveur ;
- 8 • ajout de deux départs de ligne à 120 kV au poste du Grand-Brûlé.

9 Le Transporteur présente ci-après, de façon plus détaillée, chacune de ces composantes.

Construction d'une ligne à 120 kV

11 Une ligne biterne de 42,5 km sera construite, soit la construction de 30,5 km d'une nouvelle
12 ligne dans une nouvelle emprise à partir du poste du Grand-Brûlé et la reconstruction de
13 12 km jusqu'à la dérivation Saint-Sauveur de la ligne 1128-1357⁸. La ligne utilise des
14 corridors de transport existants sur plus de 55 % de sa longueur.

15 La ligne sera dotée de deux conducteurs par phase (type Bersfort) pour une capacité de
16 transit de 600 MVA. Cette ligne sera supportée par des pylônes à treillis en acier. La
17 hauteur et le nombre de pylônes varieront selon la distance entre les supports et le profil du
18 terrain. À cet effet, le Transporteur a conçu une nouvelle catégorie de pylônes, plus
19 compacts et moins hauts, a réduit la largeur des nouveaux corridors, minimisant ainsi le
20 déboisement, et a ajusté le positionnement des pylônes pour atténuer l'impact visuel de la
21 ligne sur le paysage.

Poste du Grand-Brûlé à 735-120 kV

23 Les travaux à réaliser au poste du Grand-Brûlé consistent à ajouter deux départs de ligne à
24 120 kV.

25 Des travaux de réglages des protections aux postes du Grand-Brûlé et de Lafontaine sont
26 également nécessaires pour le raccordement du nouveau poste au réseau de transport.

27 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, comme annexe 1, le schéma
28 de liaison entre les postes de la région ainsi que le schéma unifilaire du poste du Grand-
29 Brûlé à 735-120 kV.

⁸ Ligne 1128-1357 dotée actuellement d'un conducteur par phase pour une capacité de transit d'environ 300 MVA.

3.3 Justification du Projet du Transporteur en fonction des objectifs

1 Le Transporteur rappelle que l'objectif visé par le Projet consiste à répondre à la forte
2 croissance de la demande d'électricité des Laurentides. La croissance de la charge
3 provoque des dépassements de capacité sur la ligne 1127-1128 à 120 kV et sur la ligne
4 3058-3059 à 315 kV.

5 Le Transporteur rappelle que le nouveau poste de Saint-Jérôme sera raccordé en
6 novembre 2016 à la ligne 1127-1128 qui alimente actuellement les postes de Saint-Sauveur
7 et Doc-Grignon à partir du poste Lafontaine. Tel qu'il appert du tableau 3, des
8 dépassements de capacité sont à prévoir sur la ligne 1127-1128 en 2015 et sur la ligne
9 3058-3059 en 2020. Le Transporteur rappelle qu'un plan de contingence était prévu pour
10 pallier temporairement le dépassement de la ligne 1127-1128 avec le raccordement du
11 poste de Saint-Jérôme en 2016. Ces dépassements nécessiteront néanmoins le transfert de
12 l'alimentation des postes de Saint-Sauveur et Doc-Grignon du poste de Lafontaine vers le
13 poste du Grand-Brûlé au moyen d'une nouvelle ligne à 120 kV.

14 Cette nouvelle ligne permettra d'alimenter de façon fiable le nouveau poste de Saint-Jérôme
15 par la ligne 1127-1128 à partir du poste Lafontaine ainsi que les postes de Saint-Sauveur,
16 Doc-Grignon et le futur poste de Chertsey à partir du poste du Grand-Brûlé dans le respect
17 des critères de planification du Transporteur.

18 Dans ce contexte, le Transporteur est d'avis que la nouvelle ligne est nécessaire pour
19 répondre à la croissance du territoire des Laurentides et régler les dépassements de
20 capacité des lignes de transport à 120 kV et à 315 kV.

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

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

29 Le Transporteur présente, au tableau 4, le calendrier de réalisation des travaux reliés au
30 Projet.

Tableau 4
Calendrier de réalisation du Projet du Transporteur

Activité	Date début	Date fin
Avant-projet	Juin 2012	Août 2015
Autorisation de la Régie de l'énergie	Janvier 2016	Avril 2016
Projet	Mai 2016	Décembre 2018
Mise en service	Mai 2018	Septembre 2018

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

4 Solutions envisagées

4 Les analyses du Transporteur ont permis d'identifier différentes solutions pour répondre aux
5 besoins de croissance du territoire des Laurentides, tout en assurant la fiabilité
6 d'alimentation des charges du réseau de transport, et ce dans le respect des critères de
7 conception de ce réseau. Les aspects techniques, environnementaux et économiques ont
8 également été considérés pour orienter le choix de la meilleure solution.

9 Les solutions envisagées sont les suivantes :

- 10 • Solution 1 – Nouvelle ligne à 120 kV (Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur)
- 11 • Solution 2 – Nouvelle ligne à 120 kV (Lafontaine – dérivation Saint-Sauveur)
- 12 • Solution 3 – Nouvelle ligne à 120 kV (Grand-Brûlé – dérivation Saint-Donat)

4.1 Solution 1 – Nouvelle ligne à 120 kV (Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur)

13 La solution 1 constitue la solution optimale retenue par le Transporteur.

14 Cette solution, plus amplement détaillée à la section 3.2 précédente, consiste à construire
15 une nouvelle ligne à 120 kV de 42,5 km (construction de 30,5 km et reconstruction de
16 12 km) du poste du Grand-Brûlé à la dérivation Saint-Sauveur. Cette nouvelle ligne
17 permettra le transfert de l'alimentation des postes de Saint-Sauveur et Doc-Grignon du
18 poste de Lafontaine vers le poste du Grand-Brûlé à 735-120 kV.

19 Cette solution permettra ainsi de régler les dépassements de capacité des lignes 1127-1128
20 à 120 kV et des lignes 3058-3059 à 315 kV du territoire des Laurentides. De plus, cette
21 solution permet de diminuer les pertes électriques sur le réseau du Transporteur puisque les
22 postes de Saint-Sauveur et Doc-Grignon seront dorénavant alimentés par le poste du
23 Grand-Brûlé.

1 Cependant, la capacité de la ligne (1356-1357) alimentant les postes de Saint-Donat et de
2 Sainte-Agathe sera en dépassement dès 2031 nécessitant au poste de Sainte-Agathe
3 l'ajout d'un départ de ligne et d'un disjoncteur à 120 kV en 2031 et la reconstruction d'une
4 barre à 120 kV de six disjoncteurs en 2046.

5 Comme présentée au tableau 5, la solution 1 s'avère la solution dont les coûts globaux
6 actualisés sont les plus bas, en raison des considérations techniques et économiques.

4.2 Solution 2 – Nouvelle ligne à 120 kV (Lafontaine – dérivation Saint-Sauveur)

7 La solution 2 consiste à reconduire l'architecture du réseau actuel dont l'alimentation
8 principale vient du sud.

9 Cette solution consiste à construire une nouvelle ligne à 120 kV d'environ 36 km du poste
10 de Lafontaine à la dérivation Saint-Sauveur. Cette nouvelle ligne permettra d'assurer
11 l'alimentation des postes de Saint-Sauveur et Doc-Grignon à partir du poste Lafontaine.

12 Cependant, cette solution nécessite les travaux suivants :

- 13 • Construction d'une nouvelle ligne à 315 kV d'environ 24 km du poste Chénier vers
14 le poste de Lafontaine pour pallier le dépassement de la capacité de la ligne
15 3058-3059 ;
- 16 • Ajout d'un quatrième transformateur à 315-120 kV au poste Lafontaine vu le
17 dépassement de la CLT dès 2022.

18 Cette solution est désavantageuse par rapport à la solution 1 pour les raisons suivantes :

- 19 • Solution beaucoup plus chère que la solution 1 ;
- 20 • Construction de deux nouvelles lignes de transport de près de 60 km
21 comparativement à la nouvelle ligne de 42,5 km de la solution 1 ;
- 22 • Nouvelle ligne à 120 kV située en milieu urbain, ce qui s'avérerait plus complexe
23 que celle de la solution 1 ;
- 24 • Pertes électriques plus importantes que celles de la solution 1 puisque les postes
25 de Saint-Sauveur et Doc-Grignon demeurent alimentés par le poste Lafontaine, ce
26 dernier étant alimenté par le poste Chénier à 735-315 kV.

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

4.3 Solution 3 – Nouvelle ligne à 120 kV (Grand-Brûlé – dérivation Saint-Donat)

29 La solution 3 consiste à construire plus au nord une nouvelle ligne à 120 kV d'environ
30 16,3 km du poste du Grand-Brûlé à la dérivation Saint-Donat. Cette nouvelle ligne permettra
31 le transfert de l'alimentation des postes de Saint-Sauveur et Doc-Grignon du poste de
32 Lafontaine vers le poste du Grand-Brûlé à 735-120 kV.

1 Cependant, cette solution nécessite les travaux suivants :

- 2 • Reconstruction de 14,6 km de la ligne 1356-1357 de la dérivation Saint-Donat au
3 poste de Sainte-Agathe (2018) ;
- 4 • Reconstruction d'une barre à 120 kV de six disjoncteurs au poste de Sainte-Agathe
5 (2018) ;
- 6 • Reconstruction de 17,6 km de la ligne 1128-1357 du poste de Sainte-Agathe vers
7 la dérivation Saint-Sauveur (2028) ;
- 8 • Ajout d'un banc de compensation shunt de 50 Mvar au poste de Saint-Agathe
9 (2032) ;
- 10 • Construction d'un nouveau poste de sectionnement entre le poste du Grand-Brûlé
11 et le poste de Sainte-Agathe (2039).

12 Cette solution est désavantageuse par rapport à la solution 1 pour les raisons suivantes :

- 13 • Solution plus chère que la solution 1 ;
- 14 • Nouvelle ligne à 120 kV (Grand-Brûlé - dérivation Saint-Donat) en milieu résidentiel,
15 nécessitant l'acquisition et la démolition de plusieurs résidences ;
- 16 • Réseau de transport plus vulnérable et plus complexe vu l'augmentation du nombre
17 d'équipements requis au poste de Sainte-Agathe et au nouveau poste de
18 sectionnement ;
- 19 • Capacité à répondre aux besoins de croissance et perspectives de développement
20 du réseau de transport plus limitées que celles de la solution 1.

21 Pour toutes ces raisons, le Transporteur considère que la solution 3 doit être rejetée au
22 profit de la solution 1.

4.4 Estimation des coûts des solutions envisagées

23 Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en tenant compte des
24 investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de
25 la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques. L'analyse
26 économique a été réalisée sur une période de 53 ans, soit 50 ans après la mise en service
27 des équipements.

28 Les hypothèses utilisées pour l'analyse économique sont les suivantes :

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

- 1 Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle des flux d'investissement pour la
 2 portion comprise entre la fin de la durée d'analyse et la fin de la durée d'utilité spécifique de
 3 chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est fonction des
 4 catégories d'équipements établies par le Transporteur.
- 5 Par ailleurs, comme demandé par la Régie dans ses décisions D-2012-152⁹ et
 6 D-2012-160¹⁰, le Transporteur a intégré les informations relatives à l'évaluation de la valeur
 7 des pertes électriques, soit leur niveau en puissance et en énergie, ainsi que les prix de
 8 référence utilisés, dans ses tableaux présentés à l'annexe 4. Le Transporteur confirme
 9 également que, conformément au souhait exprimé par la Régie dans sa décision
 10 D-2012-160¹⁰, l'analyse économique réalisée dans le présent dossier ne tient compte des
 11 pertes électriques différentielles qu'à partir de la mise en service.
- 12 Le tableau 5 présente une comparaison économique des solutions décrites précédemment.
 13 Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2015.

**Tableau 5
 Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2015)**

	Solution 1 Grand-Brûlé – St-Sauveur	Solution 2 Lafontaine – St-Sauveur	Solution 1 Grand-Brûlé – St-Donat
Investissements	81,0	155,6	96,1
Réinvestissements	1,1	5,4	3,3
Valeurs résiduelles	(1 8)	(4,9)	(3,9)
Taxes	5,5	10,6	6,5
Pertes électriques	-	25,1	-
Coûts globaux actualisés	85,8	191,8	102,0

- 14 Les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur démontrent que les
 15 coûts globaux actualisés de la solution 1 sont les plus bas. Le Transporteur a retenu la
 16 solution 1. Le détail de l'analyse économique et les paramètres utilisés sont présentés à
 17 l'annexe 4.

⁹ Dossier R-3819-2012, Demande relative au projet Saint-Césaire – Bedford, par. 64.

¹⁰ Dossier R-3816-2012, Demande du Transporteur visant les modifications relatives au remplacement des compensateurs statiques au poste de la Nemiscau, par. 42 et 43.

5 Coûts associés au Projet du Transporteur

5.1 Coûts associés au Projet

5.2 Sommaire des coûts

- 1 Le Transporteur rappelle que le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève
- 2 à 98,0 M\$, et sont associés à la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la
- 3 clientèle ».
- 4 Le tableau 6 présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet.

**Tableau 6
Coûts des travaux avant-projet et projet
(en milliers de dollars de réalisation)**

		Total Transport (ligne et poste)
Coûts de l'avant-projet		
Sous-total		4 136,7
Coûts du projet		
Ingénierie, approvisionnement et construction		82 083,3
Client		5 866,3
Frais financiers		5 868,1
Sous-total		93 817,7
TOTAL		97 954,4

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

Tableau 7
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2016	2017	2018	2019
Lignes	3,7 %	2,3 %	2,5 %	2,1 %
Postes	2,2 %	2,0 %	2,2 %	2,3 %

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 proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Équipement et services partagés (« HQÉSP »)
4 en date du 1^{er} avril 2015.

5 Conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2012-161¹¹ quant à la
6 justification des taux d'inflation utilisés pour évaluer les coûts de travaux des divers projets
7 d'investissement qui lui sont soumis pour approbation, le Transporteur fournit ci-après les
8 informations pertinentes à l'appui des taux d'inflation utilisés à ces fins.

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

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

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

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

¹¹ Décision D-2012-0161, par. 42, pour le dossier R-3812-2012 relatif au projet Waswanipi.

- 1 ◦ Coût d'acquisition de l'acier de pylônes et de fondations ;
- 2 ◦ Coût d'acquisition de la quincaillerie et des isolateurs ;
- 3 ◦ Coût d'acquisition des conducteurs et du câble de garde à fibres optiques.

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

- 5 • Coût de main-d'œuvre :
 - 6 ◦ ingénierie interne et externe ;
 - 7 ◦ gestion de projet et de chantier.
- 8 • Coûts reliés à la construction :
 - 9 ◦ main-d'œuvre de construction ;
 - 10 ◦ équipement et matériaux de construction.
- 11 • Approvisionnement :
 - 12 ◦ transformateurs et inductances ;
 - 13 ◦ appareillage de sectionnement et de mesure ;
 - 14 ◦ armoires de branchement, charpentes, supports, câbles, jeux de barres, etc.

15 Le Transporteur souligne que c'est à la division HQÉSP que revient la responsabilité de
16 mener à bien, sans marge bénéficiaire, les projets de construction de lignes et de postes du
17 réseau de transport. HQÉSP s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de la
18 production des plans et devis. L'approvisionnement est généralement réalisé par le biais
19 d'appels d'offres et de soumissions. Par la suite, les travaux de construction sont réalisés
20 sous la responsabilité de HQÉSP par des entrepreneurs externes retenus conformément
21 aux directives corporatives d'acquisition de biens meubles et de services. Le respect des
22 directives en place en cette matière garantit à HQÉSP une gestion efficace, équitable et
23 transparente de ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice des clients
24 du Transporteur.

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

5.3 Suivi des coûts du Projet

30 Le Transporteur soutient que les coûts du Projet sont nécessaires à sa réalisation et qu'ils
31 sont raisonnables. Par ailleurs, dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la
32 réalisation de ses projets d'investissement, le Transporteur assurera un suivi étroit des

1 coûts du Projet. Enfin, suivant la pratique établie depuis la réglementation des activités du
2 Transporteur, ce dernier fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel à la
3 Régie, si celle-ci le requiert. Selon les indications de la Régie, le Transporteur présentera le
4 suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détail que ceux
5 du tableau 6, ou il présentera le suivi des coûts réels du Projet, sous pli confidentiel, selon la
6 même forme et le même niveau de détail que ceux du tableau 1 - *Coûts des travaux*
7 *avant-projet et projet par élément*, déposé sous pli confidentiel à la pièce HQT-1,
8 Document 2. Dans les deux cas, il présentera également un suivi de l'échéancier du Projet
9 et fournira, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels
10 et des échéances.

6 Impact tarifaire

11 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans la catégorie d'investissement
12 « croissance des besoins de la clientèle ». La mise en service est prévue pour septembre
13 2018.

14 Les coûts de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle » sont
15 de l'ordre de 98,0 M\$, donnant lieu à une contribution estimée du Distributeur pour
16 l'ensemble de ces coûts. En effet, le Transporteur ne considère pas de besoins de transport
17 pour ce Projet puisqu'il est en amont des postes satellites. Cependant, le montant final de la
18 contribution sera déterminé après la mise en service du Projet, conformément aux modalités
19 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (« *Tarifs et conditions* »),
20 appendice J, section C¹², quant aux ajouts pour répondre aux besoins de croissance de la
21 charge locale.

22 L'impact sur les revenus requis suite à la mise en service du Projet prend en compte les
23 coûts du Projet nets de la contribution estimée. Pour le présent projet, les coûts nets de la
24 contribution sont nuls. Par conséquent, ce projet ne cause aucun impact sur les revenus
25 requis du Transporteur tel que démontré dans le tableau 8.

¹² Cette référence vise les *Tarifs et conditions* en vigueur. Le Transporteur indique par ailleurs qu'en ce qui a trait aux ajouts requis pour la croissance de la charge locale, la Régie a demandé la modification du texte des *Tarifs et conditions* reflétant l'ensemble des conclusions émises à cet égard dans la décision D-2015-209 (dossier R-3888-2014, Demande du Transporteur relative à la politique d'ajouts au réseau de transport).

**Tableau 8
Impact tarifaire**

Impact tarifaire du Projet	Projet	Sensibilité 15 %
Coût du projet (M\$)	97,954	112,647
Contribution estimée du Distributeur (M\$)	<u>97,954</u>	<u>112,647</u>
Mise en service nette (M\$)	0,000	0,000
Impact annuel sur le tarif de transport	0,000	0,000

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

- 1 Le Transporteur rappelle que son projet a pour objectif de répondre aux besoins concernant
- 2 la croissance de la charge du territoire des Laurentides, tout en ayant des répercussions
- 3 positives sur la fiabilité du réseau de transport et la continuité de service aux clients.
- 4 La ligne à 120 kV du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur permet de régler les
- 5 dépassements de capacité des lignes 3058-3059 et 1127-1128. Le tableau 9 présente les
- 6 prévisions de charge pour ces lignes, en y incluant cette nouvelle ligne.

**Tableau 9
Impact du projet - Prévion de charge sur les lignes 1127-1128, 3058-3059
et la nouvelle ligne du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur**

	Tension (kV)	Capacité (A)	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020**	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Ligne 1127-1128	120	1 491	1 493	1 952	1 988	968	984	1 000	1 023	1 043
Ligne 3058-3059	315	2 041	1 924	1 973	2 004	1 352	1 384	1 404	1 417	1 429
Nouvelle Ligne	120	2 886	-	-	-	1 675	1 686	1 733	1 742	1 795

- 7 Cette nouvelle ligne permet une alimentation fiable des postes de Saint-Sauveur et
- 8 Doc-Grignon ainsi que le futur poste Chertsey, à partir du poste du Grand-Brûlé. Ces
- 9 transferts d'alimentation permettent aussi d'assurer une alimentation fiable du poste de
- 10 Saint-Jérôme par la ligne 1127-1128 en provenance du poste de Lafontaine. Le
- 11 Transporteur rappelle qu'un plan de contingence était prévu pour pallier temporairement le
- 12 dépassement de la ligne 1127-1128. Le tableau 10 présente la prévision des charges au
- 13 poste de Lafontaine.

Tableau 10
Prévision de charge au poste Lafontaine à 315-120 kV

	Tension (kV)	CLT (MVA)	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
Poste de Lafontaine	315-120	1 206	1 069	1 091	1 104	818	773	788	798	806	814	822

- 1 De plus, la nouvelle ligne permet de réduire les pertes électriques sur le réseau de transport
2 et un développement du réseau de transport des Laurentides à long terme.
- 3 Le Projet du Transporteur aura donc un impact positif tant sur la fiabilité du réseau de
4 transport que sur sa capacité à répondre aux besoins de croissance, le tout dans le respect
5 des critères de conception du réseau de transport.

8 Conclusion

- 6 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier pour autorisation à la Régie.
7 Ce dossier englobe toutes les informations pertinentes à l'évaluation du Projet. En effet, tel
8 qu'il appert du tableau 1, la preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement
9 de chacun des renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite
10 en vertu du premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi* et du *Règlement*.
- 11 De plus, le Transporteur démontre que le Projet est conçu et qu'il sera réalisé selon les
12 pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec. Il réitère que la solution mise de l'avant est
13 nécessaire pour répondre aux besoins de forte croissance de la charge du territoire des
14 Laurentides et qu'elle respecte les critères de conception appliqués par le Transporteur.
- 15 Ainsi, les investissements découlant de ce projet seront, une fois réalisés, utiles à
16 l'exploitation fiable du réseau de transport.