

**Demande relative à la construction
du poste de Gracefield à 120-25 kV et
sa ligne d'alimentation, et à la reconstruction
de la ligne Paugan - Maniwaki à 120 kV**

Table des matières

1	Introduction.....	5
2	Objectifs	6
3	Description et justification du Projet en relation avec les objectifs.....	11
3.1	Description du Projet.....	11
3.2	Description des travaux du Projet.....	13
3.3	Description des travaux sur le réseau de télécommunication.....	15
3.4	Justification du Projet en fonction des objectifs	15
4	Solutions envisagées	17
4.1	Solution 1 – Nouveau poste à 120-25 kV et nouvelle ligne à 120 kV de 70 km	17
4.2	Solution 2 – Nouveau poste à 120-25 kV et nouvelle ligne à 120 kV de 36 km	18
4.3	Solution 3 – Nouveau poste à 120-69 kV et nouvelle ligne à 120 kV de 70 km	19
4.4	Solution 4 – Nouveau poste à 120-69 kV et nouvelle ligne à 120 kV de 16 km	20
4.5	Estimation des coûts des solutions envisagées.....	20
5	Coûts associés au Projet	22
5.1	Sommaire des coûts	22
5.2	Autres aspects	26
6	Impact tarifaire	28
7	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	29
8	Conclusion	30

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le <i>Règlement</i>	6
Tableau 2	Prévisions de charge des postes à 69-25 kV et du poste de Maniwaki à 120-25 kV	8
Tableau 3	Calendrier de réalisation du Projet.....	16
Tableau 4	Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2016)	22
Tableau 5	Coûts des travaux avant-projet et projet (en milliers de dollars de réalisation)	23
Tableau 6	Taux d'inflation spécifiques	24
Tableau 7	Prévisions de la charge de la région (considérant la solution retenue)	29

Liste des figures

Figure 1	Localisation géographique des postes satellites à 69-25 kV en dépassement de leur CLT.....	10
Figure 2	Emplacement géographique du nouveau poste de Gracefield et des lignes à 120 kV	12

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
- Annexe 5 Impact tarifaire

1 Introduction

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le
2 « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de
3 construire le poste de Gracefield à 120-25 kV et sa ligne d'alimentation, et de reconstruire la
4 ligne à 120 kV entre les postes de Paugan et de Maniwaki (le « Projet »).

5 Le Projet, dont le coût s'élève à 115,0 M\$, s'inscrit dans les catégories « croissance des
6 besoins de la clientèle », « maintien et amélioration de la qualité du service » et « maintien
7 des actifs ». Il est rendu nécessaire afin de répondre à la croissance de la demande de la
8 municipalité régionale de comté (« MRC ») de la Vallée-de-la-Gatineau et de renforcer le
9 réseau de transport à 120 kV, tout en tenant compte des besoins de pérennité du réseau de
10 transport. Les mises en service du Projet sont prévues pour les mois de novembre 2017,
11 juin 2018 et novembre 2018.

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

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

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

**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 / Annexe
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 HQT-1, Document 2.1	5 Annexe 1
2	1	5 ^o	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	4 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 Annexe 5
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 de répondre aux besoins liés à la croissance de la demande
- 2 d'électricité, à l'amélioration de la fiabilité du réseau de transport à 120 kV et à la pérennité
- 3 des installations.

1 **Contexte général**

2 Le réseau de transport de l'Outaouais rural dispose d'un réseau de transport à 120 kV et
3 d'un réseau de transport à 69 kV. Ce réseau est constitué de douze postes satellites, soit
4 sept à 120-25 kV, quatre à 69-25 kV et un à 13,8-25 kV (La Lièvre) ainsi que de trois postes
5 sources, soit Grand-Brûlé à 735-120 kV, Maniwaki à 120-69 kV et Paugan à 6,6-69 kV.

6 Réseau de transport à 120 kV

7 Le réseau de transport à 120 kV est constitué d'un réseau de lignes à 120 kV dont un axe
8 de plus de 240 km reliant le poste du Grand-Brûlé au poste de Paugan et un axe d'environ
9 88 km reliant le poste de Mont-Laurier au poste de High Falls (poste privé). Ce réseau
10 comprend sept postes satellites à 120-25 kV alimentés par le poste source du Grand-Brûlé
11 à 735-120 kV. Le réseau de transport à 120 kV ne répond plus aux critères de conception
12 du Transporteur. La perte de certaines lignes à 120 kV provoque, dans certaines conditions
13 d'exploitation, des baisses de tension très importantes voire des effondrements de tension
14 du réseau. C'est notamment le cas de la perte de la ligne Paugan – Maniwaki, qui constitue
15 la contingence la plus sévère. De plus, une section de 65 km de cette ligne monoterne,
16 construite sur portiques de bois et mise en service (MES) en 1971, nécessitera des
17 investissements en pérennité.

18 Par ailleurs, les tensions à 120 kV de l'axe reliant les postes de Mont-Laurier au poste de
19 High Falls¹ ne respectent actuellement pas les critères de conception du Transporteur, et
20 encore moins lors de la perte de la ligne Mont-Laurier – Maniwaki. Cette ligne est
21 constituée, pour ses 44 premiers kilomètres, de deux ternes mis en parallèle. Par contre,
22 pour ses 4,5 derniers kilomètres, la ligne Mont-Laurier – Maniwaki est constituée d'un seul
23 terne et forme avec la ligne Paugan – Maniwaki, constituée aussi d'un seul terne, une ligne
24 biterne² entre le point de dérivation vers le poste de Mont-Laurier (le « point de dérivation
25 Mont-Laurier ») et le poste de Maniwaki.

26 Le poste de Maniwaki à 120-69 kV alimente actuellement les postes à 69-25 kV de la
27 région. Ce poste source est présentement équipé de deux départs de ligne à 120 kV, mais a
28 été conçu pour quatre départs à l'ultime pour y recevoir deux lignes biternes, soit une
29 provenant du poste de Paugan et une autre provenant du poste de Mont-Laurier.

30 Enfin, certaines sections de la ligne biterne Grand-Brûlé – Mont-Laurier sont constituées de
31 conducteurs de calibre 504 MCM et devront être remplacées dès le dépassement de leur
32 capacité (230 MVA).

1 La ligne est exploitée normalement ouverte entre le poste de départ de High Falls et le poste Notre-Dame-du-Laus.

2 Une ligne biterne est une ligne aérienne comprenant deux ensembles triphasés à courant alternatif sur un même support.

1 Réseau de transport à 69 kV

2 Le réseau de transport à 69 kV s'étend sur 132 km, de la centrale Mercier jusqu'au poste de
 3 départ de Paugan, et comprend quatre postes satellites à 69-25 kV : de Grand-Remous, de
 4 Messines, de Gracefield, et de Kazabazua, tous alimentés par les postes sources de
 5 Maniwaki à 120-69 kV et de Paugan à 6,6-69 kV.

6 Le tableau 2 présente les prévisions des charges pour les postes satellites à 69-25 kV et le
 7 poste de Maniwaki à 120-25 kV, sur un horizon de 15 ans. Le Transporteur mentionne que
 8 les projets sous étude tiennent compte des plus récentes prévisions de la charge du
 9 Distributeur (comme demandé par la Régie dans sa décision D-2010-161).

Tableau 2
Prévisions de charge des postes à 69-25 kV et du poste de Maniwaki à 120-25 kV

Poste	CLT(MVA)	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30
Messines	11,3	14,7	14,8	14,9	15,0	15,0	15,1	15,2	15,3	15,3	15,4	15,4	15,5	15,5	15,5	15,6
Gracefield	18,8	18,9	19,1	19,2	19,4	19,5	19,6	19,7	19,8	19,9	20,0	20,1	20,1	20,2	20,3	20,3
Kazabazua	16,8	17,2	17,3	17,4	17,5	17,6	17,7	17,8	17,8	17,9	18,0	18,0	18,0	18,1	18,1	18,2
Grand-Remous	9,7	8,1	8,2	8,2	9,0	9,0	9,1	9,1	9,1	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,3
Maniwaki	58,8	49,1	49,3	49,5	49,6	49,8	49,9	50,0	50,2	50,3	50,4	50,5	50,6	50,7	50,8	50,9

10 Tel qu'il appert du tableau 2, les postes de Messines, de Gracefield et de Kazabazua à
 11 69-25 kV sont en dépassement de leur capacité limite de transformation (CLT) alors que le
 12 poste de Grand-Remous à 69-25 kV a une faible marge de manœuvre. Le transfert des
 13 charges excédentaires de ces postes satellites vers le poste de Maniwaki à 120-25 kV est
 14 difficile en raison de la distance qui les sépare.

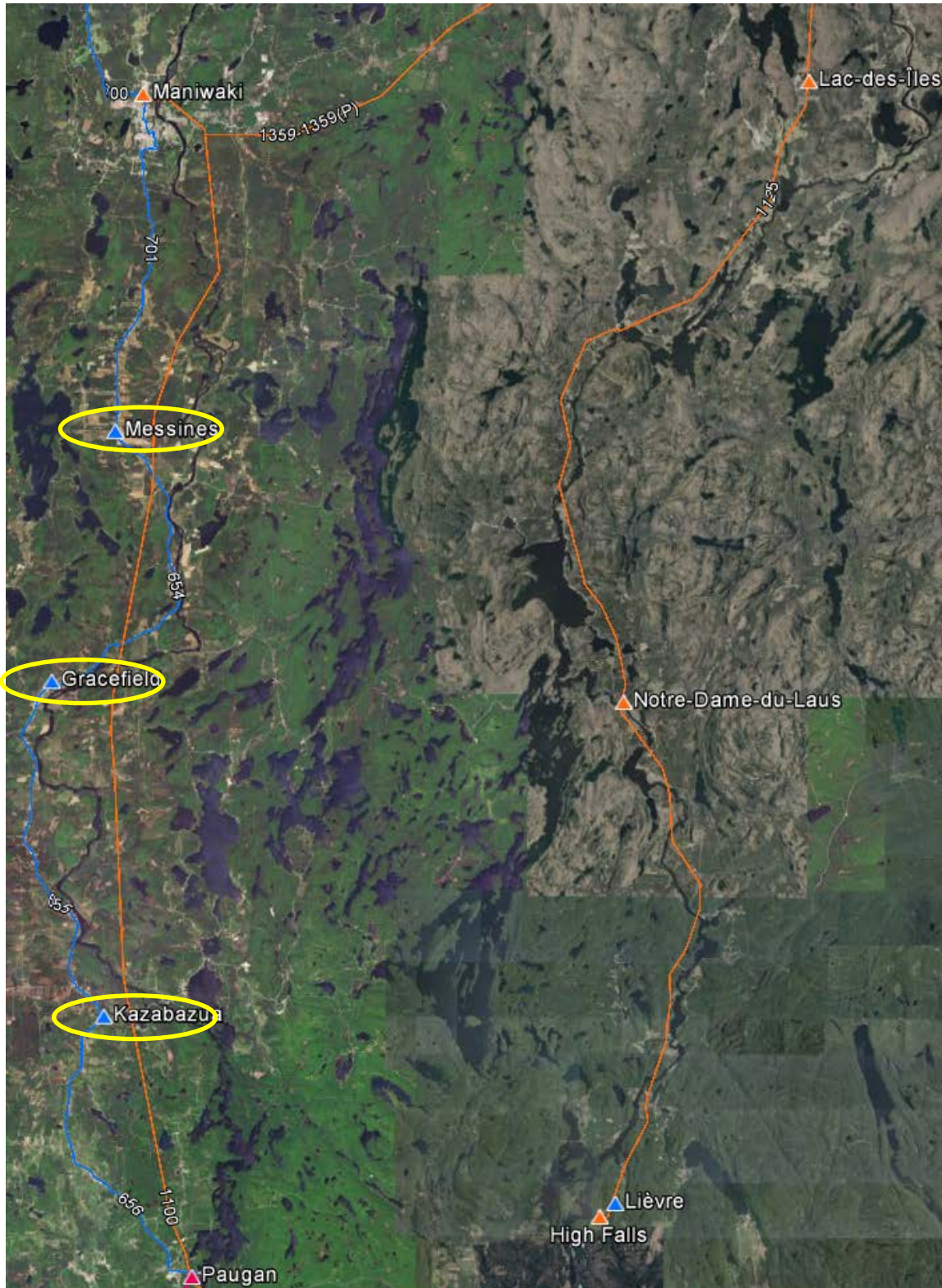
15 Le poste de Messines, mis en service en 1966 et rénové en 1987, est constitué de deux
 16 transformateurs de puissance à 69-25 kV (un de 8 MVA et un de 10 MVA). Plusieurs
 17 automatismes (systèmes de protection et automatismes locaux, systèmes de commande,
 18 systèmes de mesure et de surveillance) ainsi que les deux transformateurs de puissance
 19 devront être remplacés à court et moyen termes.

20 Le poste de Gracefield, mis en service en 1987, est constitué de deux transformateurs de
 21 puissance de 12,5 MVA à 69-25 kV. Plusieurs automatismes (systèmes de protection et
 22 automatismes locaux, systèmes de commande, systèmes de mesure et de surveillance)
 23 ainsi que les batteries des services auxiliaires devront être remplacés à court et moyen
 24 termes.

25 Le poste de Kazabazua, mis en service en 1966 et rénové en 1987, est constitué de deux
 26 transformateurs de puissance à 69-25 kV (un de 12,5 MVA et un de 13,4 MVA). Plusieurs
 27 automatismes (systèmes de protection et automatismes locaux, systèmes de commande,
 28 systèmes de mesure et de surveillance), deux disjoncteurs à 69 kV ainsi que deux
 29 transformateurs de mesure devront être remplacés à court et moyen termes.

- 1 Par ailleurs, les postes de Messines, de Gracefield et de Kazabazua sont alimentés par une
2 ligne à 69 kV d'environ 85 km sur poteaux de bois (MES en 1966) qui servent également de
3 support aux circuits à 25 kV et aux circuits de télécommunication. De plus, le réseau de
4 transport à 69 kV ne permet plus d'assurer la relève de ces trois postes satellites à la suite
5 notamment de la perte de la ligne Maniwaki – Messines ou de la ligne Paugan – Kazabazua
6 à 69 kV. Dans le premier cas, la capacité du poste de Paugan (transformateurs élévateurs à
7 6,9-69 kV) est largement dépassée et la tension au poste de Messines est inférieure aux
8 limites acceptables. Dans le second cas, la tension au poste de Kazabazua est inférieure
9 aux limites acceptables.
- 10 La figure 1 présente la localisation géographique de ces postes à 69-25 kV situés dans l'axe
11 Paugan – Maniwaki.

Figure 1
Localisation géographique des postes satellites à 69-25 kV en dépassement de leur CLT



1 Compte tenu des dépassements de capacité et des besoins de pérennité du réseau à
2 69 kV, le Transporteur prévoit la conversion à 120 kV du réseau à 69 kV, par la
3 reconstruction des postes de Gracefield et de Kazabazua³ à 120-25 kV et le démantèlement
4 du poste de Messines à 69-25 kV.

5 Le poste de Gracefield à 120-25 kV est requis pour répondre aux besoins liés à la
6 croissance de la demande d'électricité et à la pérennité des installations. La reconstruction
7 du poste de Gracefield permettra de régler le dépassement de capacité des trois postes à
8 69-25 kV. Ce nouveau poste sera alimenté par une dérivation à partir de la nouvelle ligne
9 biterne à 120 kV entre les postes de Paugan et de Maniwaki. Cette nouvelle ligne biterne
10 remplacera la ligne monoterne et permettra d'améliorer la fiabilité du réseau de transport en
11 cas de perte d'une ligne à 120 kV.

12 Ce projet est conforme aux orientations de l'entreprise qui sont d'assurer la qualité du
13 service de transport d'électricité et d'accroître la capacité du réseau pour répondre aux
14 besoins des clients et permettra la mise en place d'actifs répondant mieux à l'ensemble des
15 préoccupations techniques et économiques actuelles.

3 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs

3.1 Description du Projet

16 Le Projet consiste à construire un nouveau poste satellite à 120-25 kV et sa ligne
17 d'alimentation ainsi qu'une ligne biterne à 120 kV d'environ 70 km entre les postes de
18 Paugan et de Maniwaki.

19 Le tracé de la ligne d'alimentation du nouveau poste à 120-25 kV et l'entrée de la ligne au
20 poste de Maniwaki tiennent compte des préoccupations des représentants du milieu et
21 permet, avec les optimisations apportées par le Transporteur, de limiter les impacts.

22 La figure 2 présente le nouveau poste Gracefield et les nouvelles lignes à 120 kV à
23 construire dans le cadre du présent Projet.

³ Ce projet fera l'objet d'une demande d'autorisation ultérieure à la Régie de l'énergie.

Figure 2
Emplacement géographique du nouveau poste de Gracefield et des lignes à 120 kV



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 qui y sont reliées. Les travaux
5 associés au Projet sont les suivants :

- 6 • construction du nouveau poste à 120-25 kV et de sa ligne d'alimentation pour une
7 mise en service en juin 2018 ;
- 8 • construction d'une nouvelle ligne biterne à 120 kV entre les postes de Paugan et
9 Maniwaki pour une mise en service en novembre 2017 et novembre 2018 ;
- 10 • agrandissement de la section à 120 kV du poste de Paugan et ajout d'un départ de
11 ligne pour une mise en service en novembre 2018 ;
- 12 • ajout d'un départ de ligne au poste de Maniwaki pour une mise en service en
13 novembre 2018 ;
- 14 • démantèlement du poste de Gracefield à 69-25 kV en novembre 2018.

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

Poste de Gracefield à 120-25 kV et sa ligne d'alimentation

17 Le nouveau poste à 120-25 kV sera adjacent au poste actuel à 69-25 kV, près de la
18 route 105. L'emplacement du nouveau poste se trouve à proximité du centre de
19 consommation du réseau de distribution à 25 kV et permet l'utilisation du chemin d'accès et
20 des fossés de drainage existants. Le nouveau poste nécessite toutefois l'acquisition d'une
21 portion de terrain adjacent pour intégrer l'ensemble des équipements.

22 À l'étape initiale, le poste de Gracefield sera équipé de deux transformateurs de puissance
23 de 47 MVA pour une CLT de 65 MVA ainsi que de six (neuf à l'ultime) départs de ligne à
24 25 kV dont un départ servira à alimenter deux batteries de condensateurs de 6 Mvar
25 chacune.

26 Le poste Gracefield comprendra un bâtiment abritant les équipements de commande, de
27 protection et de télécommunications.

28 Le Transporteur dépose sous pli confidentiel, comme annexe 1 du présent document, le
29 schéma unifilaire du nouveau poste de Gracefield à 120-25 kV, de Maniwaki et de Paugan
30 ainsi que les schémas de liaison à 120 kV et à 69 kV.

31 Le nouveau poste sera alimenté par une ligne de dérivation de 5,3 km à partir de la nouvelle
32 ligne biterne à 120 kV qui aura été construite entre les postes de Paugan et de Maniwaki.

1 Cette ligne de dérivation sera dotée de deux circuits chacun ayant un conducteur par phase
2 (type CON-PAF) pour une capacité de transit de 353 MVA à -20 °C par circuit. Cette ligne
3 sera supportée en zone forestière par des pylônes à treillis métallique haubanés et, en
4 milieu agricole, par des pylônes à encombrement réduit. L'emprise de la ligne aura une
5 largeur totale de 39 m.

6 ***Nouvelle ligne biterne entre les postes de Paugan et de de Maniwaki***

7 Le Transporteur prévoit construire une nouvelle ligne biterne à 120 kV d'environ 70 km
8 environ entre les postes de Paugan et de Maniwaki en remplacement de la ligne monoterne
9 sur portiques de bois qui aura été démantelée préalablement. Cette nouvelle ligne sera
10 dotée de deux circuits ayant chacun un conducteur par phase (type Curlew) pour une
11 capacité de transit de 363 MVA à -20 °C par circuit.

12 Le premier tronçon entre le poste de Paugan et le point de dérivation Mont-Laurier sera
13 supporté par des pylônes à treillis métallique haubanés en zone forestière et par des
14 pylônes à encombrement réduit en milieu agricole. Ce tronçon de 65 km sera constitué du
15 circuit actuel reconstruit et d'un nouveau circuit et nécessitera, par conséquent,
16 l'élargissement de 4,3 m de part et d'autre de l'emprise actuelle, pour une largeur totale de
17 39 m.

18 Le deuxième tronçon, entre le point de dérivation Mont-Laurier et le poste de Maniwaki, sera
19 supporté par des pylônes à treillis métallique à quatre pieds et des pylônes à treillis
20 métallique à encombrement réduit. Ce nouveau tronçon de 4,5 km sera constitué du circuit
21 actuel reconstruit et d'un nouveau circuit. Ce tronçon sera juxtaposé à la ligne biterne entre
22 le point de dérivation Mont-Laurier et le poste de Maniwaki, dont les deux ternes seront mis
23 en parallèle afin de compléter la mise en parallèle des deux ternes de la ligne Mont-Laurier
24 – Maniwaki. Ces ternes pourront éventuellement être séparés pour en faire deux lignes
25 distinctes afin de répondre à une croissance future de la charge. Ce tronçon nécessitera,
26 par conséquent, une largeur additionnelle d'emprise de 26,3 m.

27 Le Transporteur prévoit réaliser les travaux en deux phases. La première phase consiste à
28 reconstruire 36 km de ligne entre le poste de Paugan et le point de dérivation vers le poste
29 de Gracefield pour une mise en service en novembre 2017. La deuxième phase consiste à
30 reconstruire 28,8 km de ligne jusqu'au point de dérivation Mont-Laurier et construire le
31 nouveau tronçon de ligne de 4,5 km pour une mise en service en novembre 2018.

32 ***Ajout de départs de ligne aux postes de Paugan et de Maniwaki***

33 Les travaux consistent à ajouter un départ de ligne à 120 kV à chacun des postes de
34 Maniwaki et de Paugan, nécessitant des travaux d'agrandissement de la section à 120 kV
35 de ce dernier.

1 ***Démantèlement du poste de Gracefield à 69-25 kV***

2 À la suite de la mise en service du nouveau poste à 120-25 kV prévue en juin 2018, le
3 Transporteur prévoit démanteler le poste de Gracefield à 69-25 kV, une fois que les
4 transferts de charges de ce dernier au nouveau poste auront été complétés par le
5 Distributeur.

6 **3.3 Description des travaux sur le réseau de télécommunication**

7 Afin de permettre la mise en place des circuits de télécommunication au nouveau poste
8 Gracefield, les travaux suivants sont requis :

- 9 • installation d'un câble à fibres optiques ;
- 10 • installation de bancs d'accumulateur, de chargeur et d'un aiguilleur (routeur).

11 **3.4 Justification du Projet en fonction des objectifs**

12 Le Projet a comme objectif de répondre aux besoins de croissance de la région de
13 l'Outaouais rural et d'améliorer la fiabilité du réseau de transport à 120 kV, tout en tenant
14 compte des besoins de pérennité des installations.

15 ***Croissance de la charge***

16 Les postes de Messines, de Gracefield et de Kazabazua à 69-25 kV ont déjà dépassé leur
17 capacité limite de transformation en raison de la croissance de la demande dans la région.

18 La construction du nouveau poste de Gracefield à 120-25 kV sur le site adjacent au poste
19 actuel permettra de régler ces dépassements de capacité en transférant les charges du
20 poste de Gracefield actuel ainsi qu'une partie des charges des postes de Messines et de
21 Kazabazua à 69-25 kV sur ce nouveau poste. Ce nouveau poste satellite à 120-25 kV
22 permettra de soulager le réseau de transport à 69 kV qui pourra dorénavant assurer la
23 relève des postes de Messines et de Kazabazua à 69-25 kV suivant la perte de la ligne
24 Maniwaki - Messines ou de la ligne Paugan – Kazabazua.

25 ***Maintien et amélioration de la qualité du service***

26 Le réseau de transport à 120 kV actuel ne répond plus aux critères de conception du
27 Transporteur. La perte de certaines lignes à 120 kV provoque, dans certaines conditions
28 d'exploitation, des baisses de tension très importantes voire des effondrements de tension
29 du réseau.

30 La construction d'une ligne biterne à 120 kV en remplacement de la ligne monoterne
31 permettra d'améliorer la fiabilité du réseau de transport, notamment les niveaux de tension à
32 120 kV lors de la perte d'un circuit.

1 **Maintien des actifs**

2 Outre les besoins de croissance de la demande dans la région de l'Outaouais rural et les
3 besoins d'amélioration du réseau de transport à 120 kV, la vétusté de la ligne Paugan -
4 Maniwaki et les besoins de pérennité du poste de Messines et de Gracefield à 69-25 kV
5 constituent des éléments déclencheurs du Projet. À cet égard, la justification du Projet
6 s'appuie sur la grille d'analyse du risque des équipements qui permet au Transporteur de
7 déterminer les équipements devant faire l'objet d'interventions d'après la *Stratégie de*
8 *gestion de la pérennité des actifs*.

9 En effet, plusieurs automatismes (systèmes de protection et automatismes locaux,
10 systèmes de commande, systèmes de mesure et de surveillance) ainsi que les deux
11 transformateurs de puissance doivent être remplacés à court et moyen termes au poste de
12 Messines (MES en 1966 et rénové en 1987).

13 Également, plusieurs automatismes (systèmes de protection et automatismes locaux,
14 systèmes de commande, systèmes de mesure et de surveillance) doivent être remplacés à
15 court et moyen termes au poste de Gracefield (MES en 1987).

16 Par ailleurs, la ligne monoterne sur portiques de bois a été mise en service en 1971. Elle
17 devra être reconstruite à moyen terme car elle approche la fin de sa vie utile. En effet, 68
18 portiques et traverses ont été remplacés et 243 portiques et traverses de bois sont à
19 remplacer par des portiques et traverses en acier.

20 Le Transporteur présente, au tableau 3, le calendrier de réalisation des travaux reliés à
21 son projet.

Tableau 3
Calendrier de réalisation du Projet

Activité	Date début	Date fin
Mandat d'avant-projet	-	Novembre 2013
Avant-projet	Novembre 2013	Février 2016
Autorisation Régie de l'énergie	Juin 2016	Octobre 2016
Mise en service	Novembre 2017	Novembre 2018
Démantèlement	-	Novembre 2018

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

4 Solutions envisagées

4 Diverses solutions ont été examinées pour régler les dépassements de capacité des postes
5 satellites à 69-25 kV et améliorer la fiabilité du réseau à 120 kV lors de la perte de circuit à
6 120 kV, en tenant en compte des besoins de pérennité du réseau de transport.

7 Ces solutions permettent d'assurer la fiabilité de l'alimentation des charges des réseaux de
8 transport et de distribution, dans le respect des critères de conception du réseau de
9 transport et des normes en vigueur. Les aspects techniques, environnementaux et
10 économiques ont également été considérés pour orienter le choix de la meilleure solution.

11 Ces solutions sont les suivantes :

- 12 • solution 1 : nouveau poste à 120-25 kV et nouvelle ligne biterne à 120 kV de 70 km
- 13 • solution 2 : nouveau poste à 120-25 kV et nouvelle ligne biterne à 120 kV de 36 km
- 14 • solution 3 : nouveau poste à 120-69 kV et nouvelle ligne biterne à 120 kV de 70 km
- 15 • solution 4 : nouveau poste à 120-69 kV et nouvelle ligne biterne à 120 kV de 16 km

4.1 Solution 1 – Nouveau poste à 120-25 kV et nouvelle ligne à 120 kV de 70 km

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

17 Cette solution consiste à construire un nouveau poste satellite à 120-25 kV sur le site
18 adjacent au poste actuel à 69-25 kV. Ce nouveau poste sera équipé de deux
19 transformateurs de puissance de 47 MVA pour une CLT de 65 MVA ainsi que de six départs
20 de ligne à 25 kV.

21 Le nouveau poste sera alimenté par deux circuits à 120 kV formant la ligne de dérivation de
22 5,3 km à partir de la nouvelle ligne biterne à 120 kV de 70 km qui aura été construite entre
23 les postes de Paugan et de Maniwaki en remplacement de la ligne monoterne.

24 Le Projet prévoit le transfert des charges du poste de Gracefield ainsi qu'une partie des
25 charges des postes de Messines et de Kazabazua à 69-25 kV au nouveau poste Gracefield
26 à 120-25 kV.

27 Cette solution nécessite toutefois les travaux suivants :

- 28 • l'ajout de deux bancs de condensateurs de 25 Mvar au poste de Mont-Laurier pour
29 soutenir la tension du réseau de transport à 120 kV (2017) ;
- 30 • la reconstruction du poste de Kazabazua à 120-25 kV qui sera alimenté par une
31 courte dérivation de la nouvelle ligne biterne Paugan - Maniwaki à 120 kV (2025) ;

- 1 • le démantèlement du poste de Messines dont les charges seraient transférées aux
2 postes de Maniwaki et de Gracefield (2026) ;
- 3 • le démantèlement de la section à 69 kV du poste de Paugan (2026)⁴ ;
- 4 • le transfert des charges du poste de Kazabazua à 69-25 kV au nouveau poste
5 Kazabazua à 120-25 kV (2025) et celles du poste de Messines à 69-25 kV au
6 nouveau poste de Gracefield à 120-25 kV et au poste de Maniwaki à 120-25 kV
7 (2026) ;
- 8 • le remplacement d'une partie des conducteurs de la ligne biterne Grand-Brûlé –
9 Mont-Laurier pour régler les dépassements thermiques (2032).

10 Cette solution permet d'une part, de répondre aux besoins de croissance de la région de
11 l'Outaouais rural, en réglant les dépassements de capacité des postes de Gracefield, de
12 Messines et de Kazabazua à 69-25 kV et d'autre part, d'améliorer la fiabilité du réseau de
13 transport à 120 kV, tout en considérant les besoins de pérennité des installations.

14 Comme présentés au tableau 4, les coûts globaux actualisés de la solution 1 s'avèrent les
15 plus bas.

4.2 Solution 2 – Nouveau poste à 120-25 kV et nouvelle ligne à 120 kV de 36 km

16 La solution 2 consiste à construire un nouveau poste identique à celui de la solution 1.

17 Le Transporteur prévoit la construction d'une nouvelle ligne biterne à 120 kV de 36 km
18 (comparativement à 70 km pour la solution 1) qui aura été construite entre les postes de
19 Paugan et de Gracefield en remplacement de la ligne monoterne et l'ajout de quatre
20 compensateurs synchrones (comparativement à deux bancs condensateurs pour la
21 solution 1) de 25 Mvar au poste de Mont-Laurier pour soutenir la tension du réseau de
22 transport à 120 kV.

23 Les transferts de charges et les travaux additionnels requis par le Transporteur sont
24 identiques à ceux de la solution 1, à l'exception du remplacement d'une partie des
25 conducteurs de la ligne biterne Grand-Brûlé – Mont-Laurier qui serait réalisé en 2023 plutôt
26 qu'en 2032.

27 Cette solution est désavantageuse pour les raisons suivantes :

- 28 • coût plus élevé que celui de la solution 1 ;
- 29 • pertes électriques plus élevées que celles de la solution 1 ;

⁴ Les lignes à 69 kV seront exploitées par le Distributeur (2026).

- 1 • l'ajout de compensateurs synchrones nécessite l'agrandissement du poste de
2 Mont-Laurier lequel est construit en surplomb d'une zone déjà occupée par les
3 lignes à 120 kV ;
4 Pour toutes ces raisons, la solution 2 doit être rejetée au profit de la solution 1.

4.3 Solution 3 – Nouveau poste à 120-69 kV et nouvelle ligne à 120 kV de 70 km

5 La solution 3 consiste à construire un nouveau poste source à 120-69 kV à la hauteur du
6 poste de Kazabazua à 69-25 kV. Ce nouveau poste sera équipé de deux transformateurs de
7 puissance de 40 MVA pour une CLT de 56 MVA ainsi que de trois départs de ligne à 69 kV.

8 Le nouveau poste sera alimenté par deux circuits à 120 kV formant la ligne de dérivation de
9 1,5 km à partir de la nouvelle ligne biterne à 120 kV de 70 km qui aura été construite entre
10 les postes de Paugan et de Maniwaki en remplacement de la ligne monoterne.

11 Ce nouveau poste nécessite toutefois le remplacement des transformateurs des postes de
12 Gracefield et de Messines par des transformateurs de 22,5 MVA portant leurs CLT à
13 31 MVA tout en ajoutant trois départs de ligne à 25 kV sur ces postes, et le démantèlement
14 de la section à 69 kV du poste de Paugan à la suite de la MES du nouveau poste source à
15 120-69 kV.

16 Un transfert de charges du poste de Kazabazua au poste de Gracefield à 69-25 kV est
17 prévu.

18 Cette solution nécessite toutefois les travaux suivants :

- 19 • l'ajout de deux bancs de condensateurs de 25 Mvar au poste de Mont-Laurier pour
20 soutenir la tension du réseau de transport à 120 kV (2017) ;
21 • le remplacement des transformateurs du poste de Kazabazua par des
22 transformateurs de 22,5 MVA (2031) ;
23 • le remplacement d'une partie des conducteurs de la ligne biterne Grand-Brûlé –
24 Mont-Laurier pour régler les dépassements thermiques (2032).

25 Cette solution est désavantageuse pour les raisons suivantes :

- 26 • coût plus élevé que celui de la solution 1 ;
27 • pertes électriques plus élevées que celles de la solution 1 ;
28 • maintien du réseau à 69 kV avec les trois postes satellites à 69-25 kV et ajout d'un
29 poste source à 120-69 kV ;
30 • CLT totale des postes (79 MVA) entre Paugan et Maniwaki moindre que celle de la
31 solution 1 (96 MVA) ;

- 1 • maintien d'une ligne monoterne à 69 kV d'environ 85 km sur poteaux de bois
2 servant également de support aux circuits à 25 kV.

3 Pour toutes ces raisons, la solution 3 doit être rejetée au profit de la solution 1.

4.4 Solution 4 – Nouveau poste à 120-69 kV et nouvelle ligne à 120 kV de 16 km

4 La solution 4 est identique à la solution 3, avec les particularités suivantes.

5 Le Transporteur prévoit la construction d'un nouveau poste à 120-69 kV alimenté par une
6 nouvelle ligne biterne à 120 kV de 16 km (comparativement à 70 km pour la solution 3) en
7 provenance du poste de Paugan et l'ajout de quatre compensateurs synchrones
8 (comparativement à deux bancs condensateurs pour la solution 3) de 25 Mvar au poste de
9 Mont-Laurier pour soutenir la tension du réseau de transport à 120 kV.

10 Les transferts de charges et les travaux additionnels requis par le Transporteur sont
11 identiques à ceux de la solution 3, à l'exception du remplacement d'une partie des
12 conducteurs de la ligne biterne Grand-Brûlé – Mont-Laurier qui serait réalisé en 2023 plutôt
13 qu'en 2032.

14 Cette solution est désavantageuse pour les raisons suivantes :

- 15 • coût plus élevé que celui de la solution 1 ;
16 • pertes électriques plus élevées que celles de la solution 1 ;
17 • l'ajout de compensateurs synchrones nécessite l'agrandissement du poste de
18 Mont-Laurier lequel est construit en surplomb d'une zone déjà occupée par les
19 lignes à 120 kV ;
20 • maintien du réseau à 69 kV avec les trois postes satellites à 69-25 kV et ajout d'un
21 poste source à 120-69 kV ;
22 • CLT totale des postes (79 MVA) entre Paugan et Maniwaki moindre que celle de la
23 solution 1 (96 MVA) ;
24 • maintien d'une ligne monoterne à 69 kV d'environ 85 km sur poteaux de bois
25 servant également de support aux circuits à 25 kV.

26 Pour toutes ces raisons, la solution 4 doit être rejetée au profit de la solution 1.

4.5 Estimation des coûts des solutions envisagées

27 Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en tenant compte des
28 investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de

1 la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques. L'analyse
2 économique a été réalisée sur une période de 60 ans⁵ d'après les hypothèses suivantes :

- 3 • taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,021% ;
- 4 • taux d'actualisation de long terme du Distributeur de 5,248 % ;
- 5 • taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- 6 • taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

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

11 Par ailleurs, comme demandé par la Régie dans ses décisions D-2012-152⁶ et
12 D-2012-160⁷, le Transporteur a intégré les informations relatives à l'évaluation de la valeur
13 des pertes électriques, soit leur niveau en puissance et en énergie, ainsi que les prix de
14 référence utilisés, dans ses tableaux présentés à l'annexe 4. Le Transporteur confirme
15 également que, conformément au souhait exprimé par la Régie dans sa décision
16 D-2012-160⁶, l'analyse économique réalisée dans le présent dossier ne tient compte des
17 pertes électriques différentielles qu'à partir de la mise en service.

18 Le tableau 4 présente une comparaison économique des solutions décrites précédemment.
19 Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2016.

⁵ Durée de vie moyenne pondérée de l'ensemble des immobilisations du Projet, conformément à la décision D-2015-189 du 23 novembre 2015, page 26.

⁶ Dossier R-3819-2012, Demande relative au projet Saint-Césaire – Bedford, paragr. 64.

⁷ Dossier R-3816-2012, Demande du Transporteur visant les modifications relatives au remplacement des compensateurs statiques au poste de la Nemiscau, paragr. 42 et 43.

**Tableau 4
Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2016)**

	Solution 1 Poste 120-25 kV et ligne 70 km	Solution 2 Poste 120-25 kV et ligne 36 km	Solution 3 Poste 120-69 kV et ligne 70 km	Solution 4 Poste 120-69 kV et ligne 16 km
HQT				
Investissements	133 773	136 165	147 478	148 708
Réinvestissements	12 934	20 674	19 227	15 674
Valeurs résiduelles	(5 438)	(7 120)	(7 115)	(8 833)
Taxes	10 212	10 455	11 338	10 730
Pertes électriques	-	16 875	5 715	29 850
Coûts globaux actualisés HQT	151 481	177 049	176 643	196 129
HQD				
Investissements	3 427	3 427	3 767	3 767
Valeurs résiduelles	(203)	(203)	(130)	(130)
Taxes	211	211	236	236
Coûts globaux actualisés HQD	3 435	3 435	3 873	3 873
Total Coûts globaux actualisés	154 916	180 484	180 516	200 002

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

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

5 Coûts associés au Projet

5.1 Sommaire des coûts

- 4 Le Transporteur rappelle que le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève
- 5 à 115,0 M\$ et est relié aux catégories d'investissement « croissance des besoins de la
- 6 clientèle », « maintien et amélioration de la qualité du service » et « maintien des actifs ».
- 7 Le tableau 5 présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet.

Tableau 5
Coûts des travaux avant-projet et projet
(en milliers de dollars de réalisation)

	Total lignes, postes et télécommunications
Coûts de l'avant-projet	
Sous-total	4 439,5
Coûts du projet	
Ingénierie, approvisionnement et construction	96 229,8
Client	7 467,8
Frais financiers	6 856,2
Sous-total	110 553,8
TOTAL	114 993,3

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

Tableau 6
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 %
Télécommunications	1,8 %	0,8 %	s. o.	s. o.

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-2012-161⁸ 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 « Postes » 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 :

⁸ Décision D-2012-0161, par. 42, pour le dossier R-3812-2012 relatif au projet Waswanipi.

- 1 ◦ transformateurs et inductances ;
- 2 ◦ appareillage de sectionnement et de mesure ;
- 3 ◦ armoires de branchement, charpentes, supports, câbles, jeux de barres, etc.

4 La liste des principales composantes pour la rubrique « Lignes » 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 ◦ Coût d'acquisition de l'acier de pylônes et de fondations ;
 - 13 ◦ Coût d'acquisition de la quincaillerie et des isolateurs ;
 - 14 ◦ Coût d'acquisition des conducteurs et du câble de garde à fibres optiques.

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.

5.2 Autres aspects

1 **Coûts associés aux différentes catégories d'investissement**

2 Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « croissance des besoins de la
3 clientèle », « maintien et amélioration de la qualité du service » et « maintien des actifs ».

4 La croissance de la demande dans la région de l'Outaouais rural nécessite de la capacité
5 additionnelle dans cette région. Trois des quatre postes à 69-25 kV sont en dépassement de
6 leur CLT alors que le quatrième possède une faible marge de manœuvre. De plus, les
7 besoins en pérennité des postes de Messines et de Gracefield à 69-25 kV et la vétusté de la
8 ligne monoterne Paugan - Maniwaki demandent une attention particulière. Ainsi, la
9 construction d'un nouveau poste à 120-25 kV et la reconstruction de la ligne Paugan -
10 Maniwaki permettent de répondre à la croissance de la charge et d'améliorer la fiabilité du
11 réseau de transport à 120 kV, tout en tenant compte des besoins de pérennité des
12 installations, d'où le partage des coûts du Projet entre les catégories d'investissement
13 précitées.

14 Pour le volet poste, les coûts en maintien des actifs ont été établis en considérant les
15 besoins de pérennité des postes de Messines et de Gracefield à 69-25 kV. Les coûts en
16 croissance des besoins de la clientèle sont évalués par différence, en déduisant du coût
17 *Total Postes* les coûts en maintien des actifs. Le partage des coûts entre les deux
18 catégories découle des proportions obtenues lors des estimations paramétriques initiales.

19 Pour le volet lignes, les coûts ont été attribués aux catégories concernées en considérant
20 distinctement les trois composantes suivantes :

- 21 • la reconstruction de la ligne Paugan - Maniwaki de 65 km,
- 22 • l'ajout d'un tronçon de 4,5 km entre le point de dérivation Mont-Laurier et le poste
23 Maniwaki, incluant l'ajout de départs de ligne à chacun des postes de Paugan et de
24 Maniwaki,
- 25 • la construction de la ligne de 5,3 km à 120 kV pour l'alimentation du nouveau poste
26 de Gracefield.

27 Pour la reconstruction de la ligne Paugan - Maniwaki de 65 km, les coûts en maintien des
28 actifs ont été établis en considérant les besoins de pérennité de la ligne. Les coûts en
29 maintien et amélioration de la qualité du service ont été évalués par différence, en déduisant
30 du coût total relatif à la reconstruction de la ligne Paugan - Maniwaki les coûts en maintien
31 des actifs. Le partage des coûts entre les deux catégories découle des proportions obtenues
32 lors des estimations paramétriques initiales.

33 Les coûts de l'ajout d'un tronçon de 4,5 km entre le point de dérivation Mont-Laurier et le
34 poste Maniwaki, ainsi que les coûts de l'ajout de départs de ligne à chacun des postes de

1 Paugan et de Maniwaki, ont été attribués entièrement à la catégorie « maintien et
2 amélioration de la qualité du service ».

3 Les coûts de construction de la ligne de 5,3 km à 120 kV pour l'alimentation du nouveau
4 poste de Gracefield ont été attribués entièrement à la catégorie « croissance des besoins de
5 la clientèle ».

6 Ainsi, les coûts associés à la catégorie d'investissement « maintien des actifs » sont de
7 l'ordre de 34,5 M\$, soit 30,0 % du coût total du Projet de 115,0 M\$. Ces investissements
8 visent une partie de la reconstruction de la ligne biterne en acier à 120 kV (65 km) et le
9 démantèlement de la ligne monoterne sur portiques de bois (65 km), une partie du nouveau
10 poste de Gracefield et le démantèlement du poste actuel.

11 Les coûts associés à la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la
12 clientèle » sont de l'ordre de 19,5 M\$, soit 16,9 % du coût total du Projet de 115,0 M\$. Ces
13 investissements visent l'autre partie du nouveau poste de Gracefield et sa ligne
14 d'alimentation (5,3 km) ainsi que les télécommunications.

15 Les coûts associés à la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité
16 du service » sont de l'ordre de 61,0 M\$, soit 53,1 % du coût total du Projet de 115,0 M\$.
17 Ces investissements visent l'autre partie de la reconstruction de la ligne biterne en acier
18 (65 km), l'ajout du tronçon de 4,5 km, et l'ajout d'un départ de ligne à chacun des postes de
19 Paugan et de Maniwaki.

20 ***Suivi des coûts du Projet***

21 Le Transporteur soutient que les coûts du Projet sont nécessaires à sa réalisation et qu'ils
22 sont raisonnables. Par ailleurs, dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la
23 réalisation de ses projets d'investissement, le Transporteur assurera un suivi étroit des
24 coûts du Projet. Enfin, suivant la pratique établie depuis la réglementation des activités du
25 Transporteur, ce dernier fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel à la
26 Régie, si celle-ci le requiert. Selon les indications de la Régie, le Transporteur présentera le
27 suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détail que ceux
28 du tableau 5, ou il présentera le suivi des coûts réels du Projet, sous pli confidentiel, selon la
29 même forme et le même niveau de détail que ceux du tableau 1, à la pièce HQT-1,
30 Document 2, déposée sous pli confidentiel. Dans les deux cas, il présentera également un
31 suivi de l'échéancier du Projet et fournira, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs
32 entre les coûts projetés et réels et des échéances.

6 Impact tarifaire

1 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement
2 « maintien des actifs », « maintien et amélioration de la qualité du service » et « croissance
3 des besoins de la clientèle ». Les mises en service sont prévues pour les mois de
4 novembre 2017, juin 2018 et novembre 2018.

5 Les ajouts au réseau de transport provenant de la catégorie d'investissement « maintien des
6 actifs » de l'ordre de 34,5 M\$ assurent la pérennité des installations du Transporteur, alors
7 que ceux de l'ordre de 61,0 M\$ provenant de la catégorie d'investissement « maintien et
8 amélioration de la qualité du service » visent la qualité du service rendu par le Transporteur.
9 Les ajouts au réseau provenant de ces deux catégories permettent de maintenir le bon
10 fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable
11 au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. La Régie a indiqué dans sa décision
12 D-2002-95, page 29, qu'il est équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces
13 ajouts au réseau.

14 Les coûts de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle » sont
15 de l'ordre de 19,5 M\$, donnant lieu à une contribution estimée du Distributeur de l'ordre
16 de 14,6 M\$. Ce montant correspond à l'excédent par rapport au montant maximal que peut
17 assumer le Transporteur pour les ajouts au réseau, estimé en tenant compte de l'allocation
18 maximale de 597 \$/kW et des besoins de croissance estimés de 8,2 MW en 2038. Le
19 montant final de la contribution du Distributeur sera déterminé suite à la mise en service du
20 Projet, conformément aux modalités des *Tarifs et conditions des tarifs de transport*
21 *d'Hydro-Québec* (« *Tarifs et conditions* »), appendice J, section C⁹, quant aux ajouts pour
22 répondre aux besoins de croissance de la charge locale.

23 L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte
24 les coûts de celui-ci, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur
25 les services publics et aux frais d'entretien et d'exploitation, ainsi que les besoins de
26 transport qui augmenteront graduellement à partir de la mise en service.

27 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 60 ans,
28 conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats pour la période
29 de 60 ans sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations
30 visées par le Projet.

31 L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 8,1 M\$ sur une période
32 de 20 ans et de 5 M\$ sur une période de 60 ans, ce qui représente un faible impact à la

⁹ Cette référence vise les *Tarifs et conditions* en vigueur. Le Transporteur mentionne qu'en ce qui a trait aux ajouts requis pour la croissance de la charge locale, des modifications pourraient être apportées au texte des *Tarifs et conditions*, dans le cadre de la demande du Transporteur relative à la politique d'ajouts au réseau de transport (dossier R-3888-2014 – Phase 2, que la Régie a suspendu *sine die* par la décision D-2016-055).

1 marge de 0,3 % sur une période de 20 ans et de 0,2 % sur une période de 60 ans par
2 rapport aux revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2016.

3 Le Transporteur présente aussi l'impact du Projet sur le tarif de transport à titre indicatif, en
4 mentionnant que ce calcul ne tient pas compte de l'effet de la dépense d'amortissement des
5 autres actifs qui permet d'amoindrir l'impact sur les revenus requis.

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

8 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité figurent à
9 l'annexe 5.

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

10 Le Transporteur rappelle que le Projet vise à répondre aux besoins liés à la croissance de la
11 demande d'électricité, à l'amélioration de la fiabilité du réseau de transport à 120 kV, tout en
12 considérant la pérennité des installations.

13 D'abord, la construction d'un nouveau poste Gracefield à 120-25 kV permettra de régler les
14 dépassements de capacité en transférant les charges du poste de Gracefield actuel ainsi
15 qu'une partie des charges des postes de Messines et de Kazabazua à 69-25 kV sur ce
16 nouveau poste. De plus, ce nouveau poste sera en mesure d'absorber, à long terme, la
17 croissance prévue dans cette région. Ce nouveau poste satellite à 120-25 kV permettra de
18 soulager le réseau de transport à 69 kV qui pourra dorénavant assurer la relève des postes
19 de Messines et Kazabazua à 69-25 kV suivant la perte de la ligne Maniwaki – Messines ou
20 de la ligne Paugan – Kazabazua. Le tableau 7 présente les prévisions de charge pour les
21 postes desservant la région en y incluant le nouveau poste de Gracefield à 120-25 kV.

Tableau 7
Prévisions de la charge de la région
(considérant la solution retenue)

Poste	CLT(MVA)	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30
Messines	11,3	14,7	14,8	14,9	7,0	7,0	7,1	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,3	7,3
Gracefield 69-25 kV	18,8	18,9	19,1	19,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kazabazua	16,8	17,2	17,3	17,4	15,0	15,1	15,1	15,2	15,3	15,3	15,4	15,4	15,4	15,5	15,5	15,5
Grand-Remous	9,7	8,1	8,2	8,2	9,0	9,0	9,1	9,1	9,1	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,3
Maniwaki	58,8	49,1	49,3	49,5	49,6	49,8	49,9	50,0	50,2	50,3	50,4	50,5	50,6	50,7	50,8	50,9
Gracefield 120-25 kV	65,0	0,0	0,0	0,0	29,8	30,0	30,2	30,3	30,5	30,6	30,7	30,8	30,9	31,0	31,1	31,1

22 La construction d'une ligne biterne à 120 kV en remplacement de la ligne monoterne
23 permettra d'améliorer la fiabilité du réseau de transport, notamment les niveaux de tension à
24 120 kV lors de la perte d'un circuit.

25 Le Projet du Transporteur aura donc un impact positif, tant sur sa capacité à répondre aux
26 besoins de croissance de la région de l'Outaouais rural que sur la fiabilité du réseau de

1 transport et la continuité de service aux clients, le tout dans le respect des critères de
2 conception du réseau de transport.

8 Conclusion

3 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier pour autorisation à la Régie.
4 Ce dossier englobe toutes les informations pertinentes à l'évaluation du Projet. En effet, tel
5 qu'il appert du tableau 1, la preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement
6 de chacun des renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite
7 en vertu du premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi* et du *Règlement*.

8 De plus, le Transporteur démontre que le Projet est conçu et qu'il sera réalisé selon les
9 pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec. Il réitère que la solution mise de l'avant est
10 nécessaire pour répondre aux besoins de croissance de la charge de l'Outaouais rural et
11 qu'elle respecte les critères de conception appliqués par le Transporteur.

12 Ainsi, les investissements découlant de ce projet seront, une fois réalisés, utiles à
13 l'exploitation fiable du réseau de transport.