

**Demande relative au remplacement des
transformateurs de puissance à 315-120 kV
et d'équipements au poste de Saraguay**

Table des matières

1	Introduction	5
2	Objectifs	7
2.1	Mise en contexte	7
2.2	Description des installations	7
3	Description et justification du Projet en relation avec les objectifs	8
3.1	Description des travaux	8
3.1.1	Équipements d'appareillage	8
3.1.2	Systèmes d'automatismes et de protection	9
3.1.3	Travaux de télécommunication.....	9
3.2	Justification du Projet en relation avec les objectifs	10
4	Solutions envisagées	11
4.1	Solution 1 – Remplacement des huit transformateurs de puissance par trois transformateurs de 450 MVA	12
4.2	Solution 2 – Remplacement des six transformateurs de puissance de 100 MVA par six transformateurs de 113 MVA	12
4.3	Estimation des coûts des solutions envisagées	12
5	Coûts associés au Projet	14
5.1	Sommaire des coûts	14
5.2	Autres aspects	16
6	Impact tarifaire	17
7	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	18
8	Conclusion	18

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le <i>Règlement</i>	6
Tableau 2	Calendrier de réalisation	10
Tableau 3	Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2016).....	13
Tableau 4	Coûts des travaux avant-projet et projet (en milliers de dollars de réalisation).....	14
Tableau 5	Taux d'inflation spécifiques.....	14

Liste des figures

Figure 1	Emplacement géographique du poste de Saraguay	8
----------	---	---

Liste des annexes

- Annexe 1 Schéma unifilaire du poste de Saraguay (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 2 Liste des principales normes techniques appliquées au Projet
- Annexe 3 Analyse économique
- Annexe 4 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 remplacer les transformateurs de puissance à 315-120 kV et des équipements au poste de
4 Saraguay et de réaliser des travaux connexes (le « Projet »).

5 Le Projet, d'un coût de 57,4 M\$, s'inscrit dans les catégories d'investissement « maintien
6 des actifs » et « maintien et amélioration de la qualité du service ». Il vise à assurer la
7 pérennité du poste de Saraguay à 315-120 kV et à maintenir la qualité du service de
8 transport. Les mises en service sont prévues pour les mois de novembre 2017, de
9 novembre 2018 et de novembre 2019.

10 À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de
11 respecter l'échéancier des travaux, il doit entreprendre dès à présent certaines activités
12 d'ingénierie indispensables, notamment à la précision des documents qui seront déposés
13 au soutien des futurs appels d'offres visant l'approvisionnement de matériel nécessaire à la
14 réalisation du Projet. Ces activités ne sont qu'un prolongement essentiel d'activités
15 similaires à celles d'avant-projet, mais se veulent plus détaillées.

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

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

<i>Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie</i>				Pièce	Section ou annexe
Article	Alinéa	Para- graphe	Renseignements requis		
2	1	1 ^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 et Annexe 3
2	1	6 ^o	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-1, Document 1	s. o.
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	6 et Annexe 4
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 d'assurer la pérennité du poste de Saraguay en remplaçant les
2 transformateurs de puissance à 315-120 kV et d'autres équipements. Il permet aussi de
3 maintenir la fiabilité, la capacité et la qualité du service de transport offert à l'ensemble de la
4 clientèle du Transporteur.

2.1 Mise en contexte

5 Situé dans le nord-ouest de l'île de Montréal, le poste source de Saraguay est caractérisé
6 par trois paliers de tension, soit une section à 315-120 kV construit en 1956, une section à
7 315-25 kV mise en service en 2008 et une section à 12 kV inutilisée depuis 2014.

8 La section à 315-120 kV alimente plusieurs villes et arrondissements de l'ouest de l'île de
9 Montréal et l'Île-Perrot. Plusieurs équipements d'appareillage de cette section du poste ont
10 atteint la fin de leur durée de vie utile, de même que des systèmes d'automatismes et de
11 protection de la salle de commande.

2.2 Description des installations

12 Le poste de Saraguay à 315-120 kV alimente, par quatre lignes biterne à 120 kV, sept
13 postes satellites, soit à l'ouest, les postes de Salaberry (poste client), Saint-Jean¹, de Baie-
14 d'Urfé (qui alimente le poste de Dorval) et de L'Île-Perrot, au sud les postes Laurent et de
15 Mont-Royal et à l'est le poste Reed. Il est constitué de huit transformateurs de puissance à
16 315-120 kV (six de 100 MVA et deux de 113 MVA) et est à son étape ultime.

17 La section à 12 kV est inutilisée depuis la fin de 2014. Toute la charge ayant été transférée
18 sur la section à 25 kV, la section à 12 kV reste à être démantelée.

19 Par ailleurs, le poste de Saraguay, est alimenté par deux lignes biterne à 315 kV provenant
20 du poste de Duvernay à 735-315 kV. Trois des quatre circuits de ces deux lignes sont
21 raccordés au poste de Saraguay alors que le quatrième circuit (3049) reste à être raccordé
22 suite au remplacement de plusieurs disjoncteurs à 120 kV du poste au cours des dernières
23 années.

24 La figure 1 présente l'emplacement géographique du poste de Saraguay.

¹ Le poste Saint-Jean à 120-12 kV sera démantelé et remplacé par le nouveau poste Saint-Jean à 315-25 kV tel qu'autorisé par la Régie dans la décision D-2016-013

Figure 1
Emplacement géographique du poste de Saraguay



3 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs

3.1 Description des travaux

1 Le Projet consiste principalement à remplacer les transformateurs de puissance à
 2 315-120 kV et des équipements d'appareillage du poste de Saraguay ainsi que plusieurs
 3 systèmes d'automatismes et de protection de la salle de commande et à réaliser des
 4 travaux de télécommunication. Les travaux du Projet sont décrits de façon plus détaillée ci-
 5 après.

3.1.1 Équipements d'appareillage

- 6 • Remplacement des huit transformateurs de puissance à 315-120 kV par trois
- 7 transformateurs de puissance à 315-120 kV d'une capacité de 450 MVA chacun ;
- 8 • Remplacement de deux disjoncteurs à 315 kV et de trois disjoncteurs à 120 kV
- 9 ainsi que leurs sectionneurs et leurs transformateurs de mesure ;
- 10 • Remplacement des jeux de barres à 120 kV ;
- 11 • Remplacement de la majorité des chaînes d'isolateurs des jeux de barres à 315 kV
- 12 et à 120 kV ;

- 1 • Démantèlement de la section à 12 kV devenue désuète et modification de
2 l'alimentation des services auxiliaires ;
- 3 • Ajout d'un départ de ligne à 315 kV pour raccorder le circuit 3049 au poste de
4 Saraguay.

3.1.2 Systèmes d'automatismes et de protection

- 5 • Remplacement des systèmes de protection de trois lignes (vers les postes de
6 Mont-Royal, de Baie-d'Urfé et Laurent) à 120 kV au poste de Saraguay et
7 remplacement des systèmes de protection au poste Laurent ;
- 8 • Remplacement de la régulation de tension à 120 kV et des systèmes de protection
9 de trois transformateurs de puissance ;
- 10 • Intégration du système de commande ALCID (automatismes locaux et conduite par
11 intelligence distribuée) ;
- 12 • Remplacement de la Station Terminale ;
- 13 • Ajout d'un enregistreur chronologique d'événements (ECE) et remplacement de
14 l'oscilloperturbographe ;
- 15 • Addition d'unités de téléprotections du circuit 3049 au poste de Duvernay.

3.1.3 Travaux de télécommunication

- 16 • Ajout d'un câble de fibres optiques entre la salle de commande et la salle de
17 télécommunication ;
- 18 • Ajout des cartes pour la numérisation des circuits de téléprotection dans les
19 équipements de multiplexeurs existants.

20 Le Transporteur dépose sous pli confidentiel, comme annexe 1 de la présente pièce, le
21 schéma unifilaire du poste de Saraguay.

22 Le calendrier de réalisation des travaux liés au Projet est présenté au tableau 2.

**Tableau 2
Calendrier de réalisation**

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Mai 2013	Mars 2015
Autorisation de la Régie de l'énergie	Juillet 2016	Novembre 2016
Projet	Novembre 2016	Mai 2020
Mises en service		
1 ^{er} transformateur de puissance		Novembre 2017
2 ^e transformateur de puissance		Novembre 2018
3 ^e transformateur de puissance		Novembre 2019

1 Par ailleurs, le Transporteur dépose à l'annexe 2 la liste des principales normes techniques
 2 appliquées au Projet. Aucune autorisation gouvernementale n'est exigée en vertu d'autres
 3 lois qui s'appliquent au Projet.

3.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs

4 Le Transporteur rappelle que le Projet vise principalement à assurer la pérennité du poste
 5 de Saraguay. La vétusté des transformateurs de puissance et des disjoncteurs constitue le
 6 principal élément déclencheur du Projet. À cet égard, la justification du Projet s'appuie sur la
 7 grille d'analyse du risque des équipements qui permet au Transporteur de déterminer les
 8 équipements devant faire l'objet d'interventions d'après la *Stratégie de gestion de la*
 9 *pérennité des actifs*.

Maintien des actifs

Appareillage

12 Six transformateurs de puissance du poste de Saraguay à 315-120 kV de 100 MVA ont
 13 dépassé ou atteint la durée d'utilité des transformateurs de puissance alors que deux
 14 transformateurs de 113 MVA ont 32 ans. Le Transporteur rappelle que la durée d'utilité
 15 moyenne des transformateurs de puissance à 315-120 kV est d'environ 50 ans.

16 Deux disjoncteurs à 315 kV ont 41 ans et trois disjoncteurs à 120 kV ont 46 ans alors que la
 17 durée d'utilité moyenne des disjoncteurs à 315 kV et à 120 kV est d'environ 30 ans.

18 Les capacités des jeux de barres à 120 kV sont insuffisantes suite au remplacement des
 19 transformateurs de 100 MVA par des 450 MVA.

20 La majorité des chaînes d'isolateurs des jeux de barres à 315 kV et à 120 kV sont vétustes
 21 pour des raisons de vieillissement et d'effritement du ciment.

22 La section à 12 kV étant désuète depuis la fin de 2014, cette section est démantelée.

1 *Automatismes*

2 Les protections de trois transformateurs de puissance, la station terminale,
3 l'oscilloperturbographe, les protections de trois lignes à 120 kV au poste Saraguay ainsi que
4 les protections au poste Laurent sont considérés à risque élevé selon la grille d'analyse du
5 risque qui permet au Transporteur de déterminer les équipements devant faire l'objet
6 d'interventions d'après la *Stratégie de gestion de la pérennité des actifs*.

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

8 Compte tenu que le circuit 3049 reste à être raccordé suite au remplacement de plusieurs
9 disjoncteurs à 120 kV au cours des dernières années, le Transporteur raccorde le circuit
10 3049 pour permettre de diminuer les pertes électriques tout en diversifiant et améliorant la
11 flexibilité d'exploitation du réseau.

12 Le Transporteur considère que son Projet est réalisable tant sur le plan technique que du
13 point de vue de l'échéancier. L'avant-projet réalisé à ce jour par le Transporteur a permis de
14 confirmer cette faisabilité et de préciser les contraintes inhérentes à son Projet.

15 Par ailleurs, le Projet est prévu au *Plan d'évolution de l'île de Montréal*². Le poste source de
16 Saraguay à 315-120 kV alimente sept postes satellites faisant de l'ouest de l'île de Montréal
17 un réseau électrique constitué en majeure partie de lignes à 120 kV. Afin d'assurer
18 l'alimentation des postes satellites, le Transporteur a évalué qu'il était nécessaire de
19 d'investir dans la pérennité de la section à 315-120 kV du poste source de Saraguay.

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

4 Solutions envisagées

24 Le Transporteur a étudié deux solutions afin d'atteindre ses objectifs décrits à la section
25 précédente :

- 26 • Solution 1 : remplacement des huit transformateurs de puissance par trois
27 transformateurs de 450 MVA ;
- 28 • Solution 2 : remplacement des six transformateurs de puissance de 100 MVA par
29 six transformateurs de 113 MVA.

² Le Transporteur a déposé ce plan sous pli confidentiel à l'annexe 1 de la pièce HQT-1, Document 1 du dossier R-3750-2010 - Demande du Transporteur et du Distributeur relative au poste Bélanger

4.1 Solution 1 – Remplacement des huit transformateurs de puissance par trois transformateurs de 450 MVA

1 La solution 1 retenue consiste à remplacer les huit transformateurs à 315-120 kV (six de
2 100 MVA et deux de 113 MVA) du poste de Saraguay par trois transformateurs à
3 315-120 kV de 450 MVA. Cette solution permet de normaliser la configuration du poste de
4 Saraguay à 315-120 kV avec des transformateurs de puissance de 450 MVA normalisés
5 dans le cadre de la réingénierie de la chaîne d’approvisionnement du Transporteur. Cette
6 solution permet au Transporteur d’avoir un poste source semblable à la majorité des postes
7 sources du réseau d’Hydro-Québec et une meilleure disponibilité des équipements de
8 rechange lors de bris de transformateur, permettant ainsi un retour plus rapide du poste
9 vers une situation normale. De plus, la solution 1 requiert moins d’équipement pour
10 alimenter les besoins de la charge.

11 Comme présentée au tableau 3, la solution 1 s’avère la solution dont les coûts globaux
12 actualisés sont les plus bas.

4.2 Solution 2 – Remplacement des six transformateurs de puissance de 100 MVA par six transformateurs de 113 MVA

13 La solution 2 consiste à remplacer les six transformateurs de puissance à 315-120 kV de
14 100 MVA par six transformateurs de 113 MVA. Cette solution consiste à maintenir, au poste
15 de Saraguay, huit transformateurs de puissance à 315-120 kV de 113 MVA non normalisés,
16 soit une configuration non préconisée par le Transporteur.

17 De plus, il appert du tableau 3 que le coût de la solution 2 et ses pertes électriques sont
18 supérieurs à ceux de la solution 1. La solution 2 est donc écartée au profit de la solution 1.

4.3 Estimation des coûts des solutions envisagées

19 Le Transporteur a réalisé une comparaison des coûts des solutions envisagées en tenant
20 entre autres compte des investissements requis pour la construction, des valeurs
21 résiduelles des investissements, de la taxe sur les services publics, du coût du capital et
22 des pertes électriques. L’analyse économique a été réalisée sur une période de 44³ ans
23 d’après les hypothèses suivantes :

- 24 • taux d’actualisation de long terme du Transporteur de 5,021 % ;
- 25 • taux d’inflation générale de 2,0 % ;
- 26 • taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

³ 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

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 déterminée en
4 fonction des catégories d'équipement établies par le Transporteur.

5 Par ailleurs, comme demandé par la Régie dans ses décisions D-2012-152⁴ et
6 D-2012-160⁵, 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 1. Le Transporteur confirme
9 également que, conformément au souhait exprimé par la Régie dans sa décision
10 D-2012-160⁸, 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 3 présente une comparaison économique des solutions décrites précédemment.
13 Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2016.

Tableau 3
Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2016)

	Solution 1 Remplacement des 8 transformateurs de puissance par 3 transformateurs de 450 MVA	Solution 2 Remplacement des 6 transformateurs de puissance de 100 MVA par 6 transformateurs de 113 MVA
HQT		
• Investissements	49,2	61,3
• Valeurs résiduelles	0,0	0,0
• Taxes	3,3	4,0
• Pertes électriques	-	6,4
Coûts globaux actualisés	52,5	71,7

14 Les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur démontrent que les
15 coûts globaux actualisés de la solution 1 sont inférieurs à ceux de la solution 2 Le détail de
16 l'analyse économique et les paramètres utilisés sont présentés à l'annexe 3.

⁴ Dossier R-3819-2012, Demande relative au projet Saint-Césaire - Bedford, par. 64.

⁵ 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

5.1 Sommaire des coûts

- 1 Le Transporteur rappelle que le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à
- 2 57,4 M\$ et sont associés aux catégories d'investissement « maintien des actifs » et
- 3 « maintien et amélioration de la qualité du service ».
- 4 Le tableau 4 présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet.

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

	Total, postes et télécommunications
Coûts de l'avant-projet	
Sous-total	1 074,5
Coûts du projet	
Ingénierie, approvisionnement et construction	50 410,5
Client	3 473,2
Frais financiers	2 435,0
Sous-total	56 318,7
TOTAL	57 393,2

- 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 5.

Tableau 5
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2016	2017	2018	2019	2020
Postes	2,2 %	2,0 %	2,2 %	2,3 %	2,2 %
Télécommunications	1,8 %	0,8 %	s. o.	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-2012-161⁶ 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 :
 - 25 ◦ transformateurs et inductances ;
 - 26 ◦ appareillage de sectionnement et de mesure ;
 - 27 ◦ armoires de branchement, charpentes, supports, câbles, jeux de barres, etc.

28 Le Transporteur souligne que c'est à la division HQÉSP que revient la responsabilité de
29 mener à bien, sans marge bénéficiaire, les projets de construction de lignes et de postes du
30 réseau de transport. HQÉSP s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de la
31 production des plans et devis. L'approvisionnement est généralement réalisé par le biais

⁶ Décision D-2012-0161, par. 42, pour le dossier R-3812-2012 relatif au projet Waswanipi.

1 d'appels d'offres et de soumissions. Par la suite, les travaux de construction sont réalisés
2 sous la responsabilité de HQÉSP par des entrepreneurs externes retenus conformément
3 aux directives corporatives d'acquisition de biens meubles et de services. Le respect des
4 directives en place en cette matière garantit à HQÉSP une gestion efficace, équitable et
5 transparente de ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice des clients
6 du Transporteur.

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

5.2 Autres aspects

Coûts associés aux différentes catégories d'investissement

13 Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « maintien des actifs » et « maintien
14 et amélioration de la qualité du service ».

15 Ainsi, les coûts associés à la catégorie d'investissement « maintien des actifs » sont de
16 l'ordre de 55,1 M\$, soit 95,9 % du coût total du Projet de 57,4 M\$. Ces investissements
17 visent le remplacement des transformateurs de puissance à 315-120 kV et d'autres
18 équipements d'appareillage du poste de Saraguay ainsi que plusieurs systèmes
19 d'automatismes et de protection de la salle de commande, et la réalisation des travaux de
20 télécommunication.

21 Les coûts associés à la catégorie d'investissement « Maintien et amélioration de la qualité
22 du service » sont de l'ordre de 2,3 M\$, soit 4,1 % du coût total du Projet de 57,4 M\$. Ces
23 investissements visent le raccordement du circuit 3049 au poste de Saraguay.

Suivi des coûts du Projet

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

- 31 • le suivi des coûts réels du Projet, selon le niveau de détail des coûts présentés au
32 tableau 4, et des coûts totaux par équipement ainsi que le suivi des coûts totaux
33 relatifs à chacune des catégories d'investissement ;

- 1 • le suivi des coûts réels détaillés du Projet, sous pli confidentiel, jusqu'à l'expiration
2 d'un délai d'un an de la mise en service final du Projet⁷ selon le niveau de détail
3 des coûts présentés au tableau 1, à la pièce HQT-1, Document 2.

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

6 Impact tarifaire

7 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement
8 « maintien des actifs » et « maintien et amélioration de la qualité du service ». Les mises en
9 service sont prévues pour novembre 2017, novembre 2018 et novembre 2019.

10 Les ajouts au réseau de transport provenant de la catégorie d'investissement « maintien
11 des actifs » de l'ordre de 55,1 M\$ assurent la pérennité des installations du Transporteur,
12 alors que ceux de l'ordre de 2,3 M\$ provenant de la catégorie d'investissement « maintien
13 et amélioration de la qualité du service » visent la qualité du service rendu par le
14 Transporteur. Les ajouts au réseau provenant de ces deux catégories permettent de
15 maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon
16 sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. La Régie a
17 indiqué dans sa décision D-2002-95, page 297, qu'il est équitable que tous les clients
18 contribuent au paiement de ces ajouts au réseau.

19 L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte
20 les coûts de celui-ci, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur
21 les services publics et aux frais d'entretien et d'exploitation.

22 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 40 ans,
23 conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats pour la période
24 de 40 ans sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations
25 visées par le Projet.

26 L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 3,9 M\$ sur une période de
27 20 ans et de 2,9 M\$ sur une période de 40 ans, ce qui représente un faible impact à la
28 marge de 0,1% sur une période de 20 ans et sur une période de 40 ans par rapport aux
29 revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2016.

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

⁷ Décisions D-2016-086, paragraphe 105 et D-2016-091, paragraphe 75.

- 1 Une analyse de sensibilité est également présentée sous l'hypothèse d'une variation à la
2 hausse de 15 % du coût du Projet et du coût du capital prospectif.
- 3 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité figurent à
4 l'annexe 4.

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

5 Comme mentionné précédemment, l'objectif du Projet est d'assurer la pérennité des
6 équipements à 315-120 kV du poste de Saraguay et par le fait même d'assurer la fiabilité du
7 réseau de transport et la continuité de service aux clients.

8 Le remplacement des transformateurs de puissance par des transformateurs normalisés
9 ainsi que le remplacement d'autres équipements du poste de Saraguay améliorera la
10 fiabilité et l'exploitabilité de ce poste. De plus, le Projet aura un effet bénéfique sur la fiabilité
11 d'alimentation des postes satellites de Salaberry (poste client), Saint-Jean, de Baie-d'Urfé,
12 de Dorval, de L'Île-Perrot, Reed, Laurent et de Mont-Royal. Enfin, le raccordement du circuit
13 3049 au poste source de Saraguay diminuera les pertes électriques tout en améliorant la
14 flexibilité d'exploitation du réseau.

8 Conclusion

15 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier à la Régie pour autorisation.
16 Celui-ci englobe toutes les informations pertinentes à l'évaluation du Projet. En effet, tel qu'il
17 appert du tableau 1, la preuve du présent dossier traite spécifiquement de chacun des
18 renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du
19 premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi* et du *Règlement*.

20 De plus, le Transporteur démontre que le Projet est conçu et qu'il sera réalisé selon les
21 pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec. Il réitère que la solution mise de l'avant est
22 la plus avantageuse tant du point de vue technique et que du point de vue économique. En
23 outre, cette solution lui permet d'assurer la pérennité du poste de Saraguay. Ainsi, les
24 investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable
25 du réseau de transport.