DEMANDE RELATIVE AU PROJET DE CONSTRUCTION DU NOUVEAU POSTE DE LACHENAIE À 315-25 KV

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION 5

2. OBJECTIFS VISÉS 7

2.1. OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET 7

3. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS 9

3.1. DESCRIPTION DES TRAVAUX 9

3.1.1. Nouveau poste de Lachenaie à 315-25 kV 10

3.1.2. Travaux requis en télécommunications 11

3.2. JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS 11

4. SOLUTIONS ENVISAGÉES 12

4.1. SOLUTION 1 – CONSTRUCTION D'UN NOUVEAU POSTE À 315-25 KV À LACHENAIE 13

4.2. SOLUTION 2 – CONSTRUCTION D'UN NOUVEAU POSTE À 120-25 KV À LACHENAIE 14

4.3. SOLUTION 3 – AJOUT D'UN CINQUIÈME TRANSFORMATEUR AU POSTE DE SAINT-SULPICE À 120-25 KV 14

4.4. SOLUTION 4 – AJOUT D'UN CINQUIÈME TRANSFORMATEUR AU POSTE DE REPENTIGNY À 120-25 KV 15

4.5 ESTIMATION DES COÛTS DES SOLUTIONS ENVISAGÉES 16

5. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET 18

5.1. SOMMAIRE DES COÛTS 18

5.2. PRINCIPALES COMPOSANTES DU COÛT DES TRAVAUX 19

5.3. COÛTS DE TÉLÉCOMMUNICATION 25

6. IMPACT TARIFAIRE 26

7. IMPACT SUR LA FIABILITÉ ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ 27

8. CONCLUSION 28

Tableaux

Tableau 1 Concordance entre la demande du Transporteur et le *Règlement* 6
Tableau 2 Prévision de la charge du Distributeur 2010-2024 9
Tableau 3 Calendrier de réalisation 12
Tableau 4 Comparaison économique des solutions 17
Tableau 5 Coût des travaux d'avant-projet et de projet par élément 18
Tableau 6 Taux d'inflation spécifiques 19
Tableau 7 Coûts du «Client» 22
Tableau 8 Prévision de la charge de la zone Mille-Îles-Est considérant le projet retenu 28

Figures

Figure 1 Emplacement des postes du réseau de transport régional dans la zone d'étude .. 8
Figure 2 Répartition des coûts d'HQÉ pour la phase projet 20
Figure 3 Répartition des coûts du Projet en % 21
Figure 4 Répartition des coûts de télécommunication par activité 25

Annexes

Annexe 1 Plan d'évolution de la zone Mille-Îles Est
Annexe 2 Schémas unifilaires et schémas de liaison – Poste de Lachenaie à 315-25 kV
Annexe 3 Liste des principales normes appliquées au Projet
Annexe 4 Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois
Annexe 5 Analyse économique
Annexe 6 Coûts annuels
Annexe 7 Impact tarifaire

1. INTRODUCTION

Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de construire les immeubles et les actifs requis pour la construction du nouveau poste satellite, le poste de Lachenaie à 315-25 kV, de son raccordement temporaire par le bouclage de la ligne L3016 à 315 kV (Bout-de-l'Île - Lanaudière) et des travaux connexes (le « Projet »).

Le Projet, dont le coût total s'élève à 50,8 M$, s'inscrit dans la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle » et est rendu nécessaire afin de répondre à l'accroissement de la charge des clients d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »). La mise en service du Projet est prévue pour octobre 2013.

Pour l'essentiel, le Projet consiste à :

- construire un nouveau poste à 315-25 kV, le poste de Lachenaie, situé au nord-est de l'île de Laval, aux environs du secteur de Lachenaie dans la municipalité de Terrebonne ;
- construire une courte dérivation de ligne à 315 kV de moins d'un kilomètre ;
- déplacer la ligne existante L3016 à 315 kV d'environ 1,8 kilomètre.

La présente demande découle du *Plan d'évolution de la zone Mille-Îles Est* (le « Plan ») qui est le produit d'une planification intégrée du réseau de transport dans cette région. Le Transporteur dépose le Plan sous pli confidentiel à l'annexe 1 de la présente pièce.

De l'avis du Transporteur, le Plan permet à la Régie de bien situer le Projet dans le cadre des orientations plus globales d'interventions prévues dans la zone Mille-Îles Est-Lanaudière.

À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de respecter l'échéancier des travaux, l'entreprise doit entreprendre dès à présent certaines activités d'ingénierie indispensables, notamment à la préparation des documents qui seront déposés au soutien des futurs appels d'offres. Ces activités ne sont qu'un

prolongement essentiel d'activités similaires à celles d'avant-projet, mais se veulent plus détaillées.

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

Tableau 1

Concordance entre la demande du Transporteur et le *Règlement*

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

2. OBJECTIFS VISÉS

2.1. Objectifs visés par le Projet

Le Projet vise à répondre à la croissance soutenue de la demande dans la zone Mille-Îles Est-Lanaudière (la « zone d'étude »). Il permettra en l'occurrence de soulager les postes à 120-25 kV alimentant les municipalités de Repentigny, de Saint-Sulpice et de Terrebonne. De plus, il assurera de façon optimale l'alimentation électrique des secteurs de Lachenaie et de Le Gardeur.

Mise en contexte

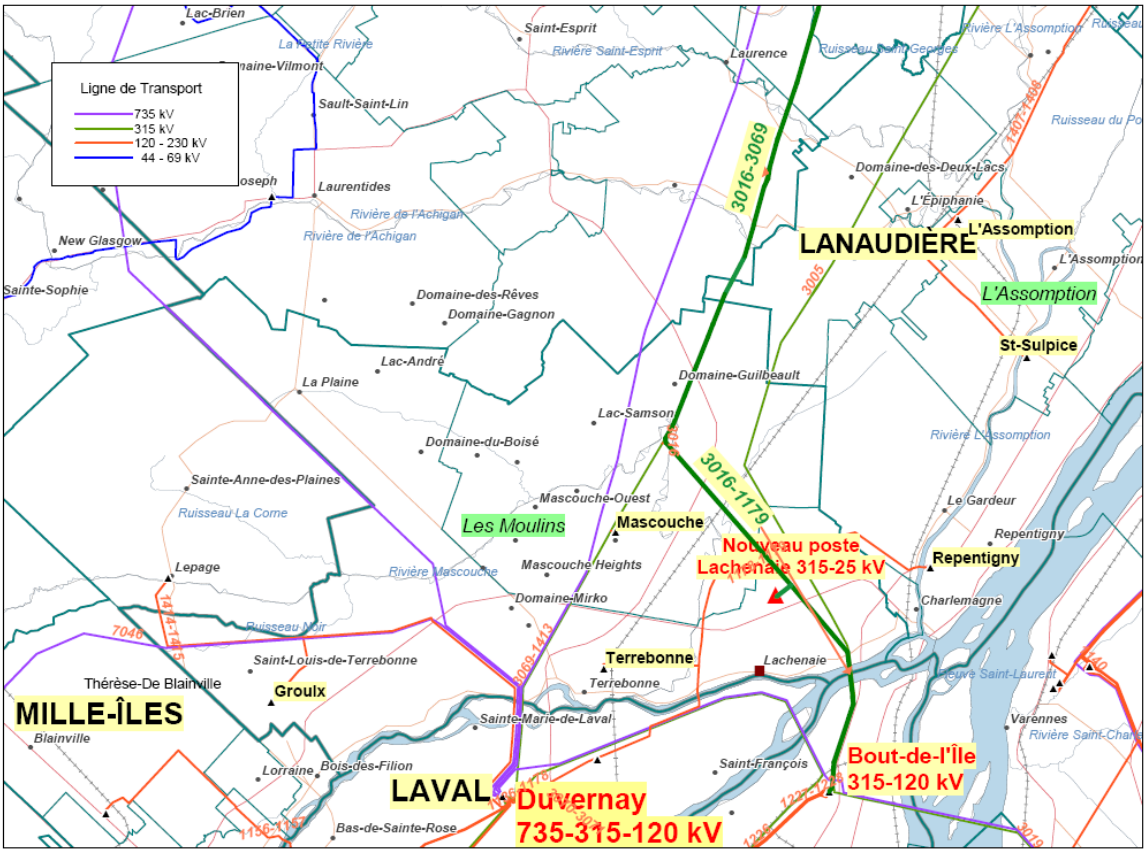
Situées dans la couronne nord des municipalités de Montréal et Laval, et faisant partie de la zone de Lanaudière, les Municipalités Régionales de Comté (« MRC»») Les Moulins et L'Assomption sont présentement alimentées par six postes satellites à 120-25 kV. Ces derniers sont desservis par deux postes sources, soit les postes de Duvernay à 735-315-120 kV situé à Laval et de Lanaudière à 315-120 kV situé dans la municipalité de Joliette.

Le poste source de Duvernay alimente quatre de ces six postes satellites, soit les postes Groulx, de Mascouche, de Terrebonne (MRC Les Moulins) et de Repentigny (MRC L'Assomption). Le poste source de Lanaudière alimente les deux autres postes satellites, soit les postes de L'Assomption et de Saint-Sulpice (MRC L'Assomption).

La figure 1 présente l'emplacement des postes du réseau de transport régional dans la zone d'étude.

Figure 1

Emplacement des postes du réseau de transport régional dans la zone d'étude



À l'heure actuelle, les postes satellites de la zone d'étude ont atteint leur configuration ultime. Le déploiement du Plan élaboré par le Transporteur lui permettra de lever cette contrainte et, de façon optimale et au meilleur coût, de rencontrer la demande à long terme.

Le tableau 2 suivant présente la prévision de la charge du Distributeur pour la période 2010-2024 et indique, en jaune, les dépassements de capacité des postes de la zone d'étude.

Tableau 2

Prévision de la demande d'électricité 2010-2024

Postes	CLT	Prévision de la charge 2010 du distributeur (MVA)														
		09-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
Mascouche	193,0	187	194	179	182	184	187	190	192	195	198	200	203	205	207	209
L'Assomption	60,7	57	57	44	45	45	46	47	48	48	49	50	50	51	51	52
Repentigny	195,7	202	205	207	170	210	212	213	214	216	217	218	219	220	221	222
St-Sulpice	187,7	194	197	186	175	190	193	195	197	199	201	204	206	207	209	211
Terrebonne	196,2	200	212	227	207	229	231	232	234	235	237	238	239	241	242	243
Total	833,3	839	864	843	779	860	868	876	885	893	901	909	917	924	930	937

Les postes de Repentigny, de Terrebonne et de Saint-Sulpice voient leur capacité limite de transit (« CLT ») dépassée à court terme, et ce, malgré les ajouts de transformation réalisés aux postes avoisinants, notamment ceux de Groulx, Mascouche, Saint-Sulpice, ainsi que Renaud et Landry situés à Montréal. De plus, le poste Groulx étant situé plus à l'ouest de la zone d'étude, il ne permet pas de soulager la surcharge des postes de Repentigny, de Terrebonne et de Saint-Sulpice. La capacité de ces postes est atteinte et dépassée en première contingence, particulièrement à partir de la pointe 2013-2014. À défaut de réaliser le Projet, elle le demeurera.

Globalement, le Plan prévoit l'installation d'un nouveau poste à 315-25 kV, le poste de Lachenaie afin de soulager les postes de Repentigny, de Saint-Sulpice et de Terrebonne. Par ailleurs, la surcharge au poste de Mascouche sera soulagée par un transfert au poste de Saint-Lin à 120-25 kV prévu en 2012-13. Quant au poste de l'Assomption, la surcharge observée en 2009-2010 a été éliminée par des transferts de charge vers les postes avoisinants. D'autres transferts de charge pourront s'avérer nécessaires dans le futur.

Le nouveau poste de Lachenaie à 315-25 kV permet ainsi d'augmenter la capacité d'alimentation de la zone d'étude. La figure 1 présente l'emplacement de ce nouveau poste et son raccordement à la ligne L3016 à 315 kV (Bout-de-l'Ile - Lanaudière).

3. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS

3.1. Description des travaux

Les caractéristiques de la solution retenue par le Transporteur sont précisées au moment de la préparation du cahier des charges. Le mandat d'avant-projet vient ensuite confirmer

la faisabilité de cette solution et circonscrire les contraintes techniques et économiques liées au Projet. La description du Projet présentée aux sections 3.1.1 et 3.1.2 suivantes tient compte des précisions qui découlent de l'avant-projet.

3.1.1. Nouveau poste de Lachenaie à 315-25 kV

Le Projet consiste à construire un nouveau poste à 315-25 kV, le poste de Lachenaie. Ce nouveau poste sera situé au nord de l'autoroute 640 et à l'ouest de la ligne L3016 existante, soit à proximité de la zone pour laquelle une expansion urbaine est anticipée.

Ce nouveau poste de type I-B, sera équipé, à l'étape initiale, de deux transformateurs de 66 MVA, huit départs de lignes à 25 kV et deux départs pour les batteries de condensateurs composées chacune de deux unités de 9 Mvars.

Les travaux à effectuer pour la construction de ce poste sont essentiellement les suivants :

- consolidation du sol, aménagement du terrain incluant le drainage, le terrassement et le remblai, ainsi que construction du chemin d'accès ;
- construction des fondations, bassins de récupération d'huile des transformateurs et du bâtiment de commande ;
- montage des structures d'acier pour les sections à 315 kV et à 25 kV ;
- installation des transformateurs de puissance, de tension et de courant ;
- installation des disjoncteurs, des sectionneurs pour les sections à 315 kV et à 25 kV;
- installation des services auxiliaires, des batteries de condensateurs ;
- installation des panneaux de commande et de protection dans le bâtiment de commande incluant le système d'*Automatisme Locaux et Conduite par Intelligence Distribuée* (ALCID) ;
- bouclage de la ligne L3016.

Le nouveau poste sera d'abord alimenté temporairement par le bouclage de la ligne L3016 existante à 315 kV (Bout-de-l'Île – Lanaudière) jusqu'à son raccordement final au

poste de Boucherville par les lignes L3019–L3098 suite à l'intégration du nouveau poste source Pierre-Le Gardeur prévu en 2014.

Le raccordement temporaire du nouveau poste nécessite la construction d'une dérivation de la ligne à 315 kV de moins d'un km. Une partie de la ligne L3016 sera relocalisée sur une distance d'environ 1,8 km pour respecter les normes environnementales. De plus, le raccordement de ce nouveau poste sera également construit selon les normes en vigueur pour la traversée de l'autoroute 640.

À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel au soutien de la présente demande, comme annexe 2, les schémas unifilaires du nouveau poste de Lachenaie à 315-25 kV et les schémas de liaison montrant son raccordement temporaire en 2013 par le bouclage de la ligne L3016 (Bout-de-l'Île – Lanaudière) ainsi que son raccordement final par les lignes L3019-L3098 (Boucherville) prévu en 2014.

3.1.2. Travaux requis en télécommunication

Afin de permettre la mise en place des nouveaux circuits de télécommunication requis par les systèmes d'automatismes et de protection, les travaux suivants sont nécessaires :

- fourniture et installation d'équipements de télécommunication au nouveau poste de Lachenaie (batteries, chargeurs, équipements de transmission opto-électroniques et multiplexage) ;
- ajouts et modifications aux composantes de télécommunication au poste de Boucherville (câble à fibre optique et multiplexage).

3.2. Justification du Projet en relation avec les objectifs

La solution recommandée par le Transporteur permet d'augmenter la capacité du réseau de la zone d'étude pour ainsi satisfaire les besoins de charges des clients du Distributeur et découle du Plan.

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

Calendrier de réalisation

Le Transporteur présente au tableau 3 le calendrier de réalisation des travaux reliés au Projet.

Tableau 3

Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Mars 2009	Août 2010
Autorisation de la Régie de l'énergie	Décembre 2010	Mars 2011
Autorisations gouvernementales	-	Mars 2012
Projet et raccordement final	Août 2010	Avril 2014 (Raccordement final)
Mise en service du Projet	Octobre 2013	Octobre 2013 (Poste de Lachenaie)

Par ailleurs, le Transporteur fournit, à l'annexe 3 de la présente pièce, la liste des principales normes techniques appliquées au Projet. De plus, il fournit à l'annexe 4 la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois qui s'appliquent au Projet.

4. SOLUTIONS ENVISAGÉES

Dans le cadre de son processus de planification du réseau de transport, le Transporteur a identifié la solution la plus optimale, des points de vue technique, économique et environnemental, afin d'atteindre les objectifs visés par le Projet. Selon les pratiques usuelles, le processus d'analyse a permis de dégager divers scénarios pour ensuite proposer la solution la plus optimale et la plus efficiente.

Le Transporteur a examiné quatre solutions possibles. Ces solutions tiennent compte de la construction d'un nouveau poste source (poste Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV) prévu en 2014. Ce nouveau poste fera sous peu l'objet d'une demande distincte à la Régie, conformément aux dispositions de la Loi et du Règlement. Les quatre solutions envisagées par le Transporteur sont :

- solution 1 : construction d'un nouveau poste à 315-25 kV à Lachenaie ;
- solution 2 : construction d'un nouveau poste à 120-25 kV à Lachenaie ;

- solution 3 : ajout d'un cinquième transformateur au poste de Saint-Sulpice à 120-25 kV ;
- solution 4 : ajout d'un cinquième transformateur au poste de Repentigny à 120-25 kV.

4.1. Solution 1 – construction d'un nouveau poste à 315-25 kV à Lachenaie

Tel que brièvement présenté à la section 3.1 précédente, la solution 1, retenue par le Transporteur, consiste donc à construire en 2013 un nouveau poste satellite à 315-25 kV aux environs de Lachenaie situé au nord de l'autoroute 640 et à l'ouest de la ligne L3016 existante (Bout-de-l'Île – Lanaudière). Ce poste de type I-B sera équipé initialement de deux transformateurs de 66 MVA pour une CLT de 90 MVA. Il sera alimenté temporairement par le bouclage de la ligne L3016 à 315 kV (Bout-de-l'Île – Lanaudière).

Le poste sera finalement alimenté par les lignes L3019 et L3098 (Boucherville) suite à la construction du nouveau poste source Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV prévue en 2014. Considérant la croissance anticipée de la charge de la zone d'étude, un troisième transformateur à 315-25 kV de 66 MVA serait requis au poste de Lachenaie à 315-25 kV vers 2019.

Le nouveau poste de Lachenaie permettra de soulager les postes dans les secteurs de Lachenaie et Le Gardeur. Il sera situé à un endroit stratégique où les réseaux de distribution des postes de Repentigny et de Terrebonne se rejoignent, soit au cœur de la charge à alimenter.

Par ailleurs, la solution 1 procure des avantages par rapport à ceux des autres solutions envisagées.

D'une part, le nouveau poste avec quatre transformateurs de 66 MVA à l'étape ultime, procure la plus grande capacité d'alimentation additionnelle totale de la zone d'étude (272 MVA par rapport à 194 MVA pour la solution 2 et 100 MVA pour chacune des solutions 3 et 4). De plus, le nouveau poste de Lachenaie offre un plus grand potentiel de développement pour alimenter la croissance de charge de la zone d'étude à long terme. D'autre part, ce poste à 315-25 kV offre un niveau de fiabilité supérieur aux postes à 120-25 kV. Ce poste de type I offre la meilleure fiabilité aux clients. En effet, la perte d'un

circuit d'alimentation ou la perte d'un transformateur n'entraîne aucune perte d'alimentation des clients à 25 kV.

Enfin, tel qu'il appert du tableau 4 suivant, la solution 1 présente les coûts les plus faibles comparativement aux coûts des autres solutions présentées ci-après.

4.2. Solution 2 – construction d'un nouveau poste à 120-25 kV à Lachenaie

La solution 2 consiste à construire en 2013 un nouveau poste satellite à 120-25 kV. Le poste serait également situé au même endroit. Ce poste de type II-A serait équipé initialement de trois transformateurs de 47 MVA pour une CLT de 133 MVA. Il serait alimenté temporairement par une double dérivation à 120 kV de 2,5 km le reliant aux lignes L1178-1179 (Terrebonne - Repentigny).

Le nouveau poste de Lachenaie à 120-25 kV serait finalement alimenté par le nouveau poste source Pierre-Le Gardeur à 315-25 kV prévu en 2014. L'ajout d'un troisième transformateur de 450 MVA serait requis en 2022 en raison de l'accroissement de charge sur le réseau de ce nouveau poste source.

Cependant, ce nouveau poste avec quatre transformateurs de 47 MVA à l'étape ultime, procure une capacité d'alimentation additionnelle totale de la zone d'étude plus faible, soit de 194 MVA, comparativement à 272 MVA pour la solution 1.

Cette solution présente un coût plus élevé, tel qu'il appert du tableau 4 et n'est pas retenue par le Transporteur.

4.3. Solution 3 – ajout d'un cinquième transformateur au poste de Saint-Sulpice à 120-25 kV

La solution 3 consiste à ajouter en 2012 un cinquième transformateur de 47 MVA au poste de Saint-Sulpice à 120-25 kV. Cette solution comporte toutefois des inconvénients importants.

Anticipant des transferts de charge soutenus, un sixième transformateur de 47 MVA serait requis au poste de Saint-Sulpice à 120-25 kV vers 2019.

La solution 3 nécessite plusieurs rehaussements sur le réseau à 120 kV, dont la reconstruction de la ligne L1407-1408 (Saint-Sulpice) sur environ 5,3 km en 2014 et éventuellement la construction d'une ligne à 120 kV d'environ 14 km entre le nouveau

poste source Pierre-Le Gardeur et le poste de Saint-Sulpice. Cette dernière intervention permettrait de rééquilibrer les charges de la zone d'étude.

L'ajout d'un troisième transformateur de 450 MVA serait requis en 2020 en raison de l'accroissement de charge sur le réseau de ce nouveau poste source.

Par ailleurs, l'ajout de transformation au poste de Saint-Sulpice à 120-25 kV nécessiterait l'acquisition de terre agricole pour agrandir le poste. Le développement futur de ce poste serait de plus limité.

La solution 3 permettrait de soulager le poste de Saint-Sulpice. Cependant, étant situé un peu à l'écart et loin de la zone de croissance de la charge, il ne peut soulager adéquatement la surcharge des postes de Repentigny et Terrebonne.

Cette solution présente un coût plus élevé, tel qu'il appert du tableau 4 présenté à la section 5 et n'est pas retenue par le Transporteur.

4.4. Solution 4 – ajout d'un cinquième transformateur au poste de Repentigny à 120-25 kV

La solution 4 consiste à ajouter en 2012 un cinquième transformateur de 47 MVA au poste de Repentigny à 120-25 kV. Cette solution comporte toutefois des inconvénients importants.

Anticipant des transferts de charge soutenus, un sixième transformateur de 47 MVA serait requis au poste de Repentigny à 120-25 kV vers 2019.

Par ailleurs, l'ajout de transformation au poste Repentigny à 120-25 kV nécessiterait l'agrandissement du poste et du terrain en milieu résidentiel. Le développement futur de ce poste serait de plus limité.

Le poste de Repentigny à 120-25 kV serait finalement alimenté par le nouveau poste source Pierre-Le Gardeur à 315-25 kV prévu en 2014. L'ajout d'un troisième transformateur de 450 MVA serait requis en 2022 en raison de l'accroissement de charge sur le réseau de ce nouveau poste source.

La solution 4 nécessiterait plusieurs rehaussements sur le réseau à 120 kV, dont la reconstruction de la ligne d'alimentation L1178-L1179 (Repentigny) sur environ 6 km en 2026 et éventuellement la construction d'une ligne à 120 kV d'environ 14 km entre le

nouveau poste source Pierre-Le Gardeur et le poste de Saint-Sulpice. Cette dernière intervention permettrait de rééquilibrer les charges de la zone d'étude.

Cette solution présente un coût plus élevé, tel qu'il appert du tableau 4 présenté à la section 5 et n'est pas retenue par le Transporteur.

4.5 Estimation des coûts des solutions envisagées

Le Transporteur a réalisé une comparaison des coûts des solutions envisagées en tenant compte des investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, des taxes sur les services publics, des pertes électriques et du coût du capital. L'analyse économique a été réalisée sur une période de 43 ans, soit 40 ans après la mise en service du Projet.

Les hypothèses utilisées pour l'analyse économique sont les suivants :

- taux d'actualisation de long terme de 5,685 % ;
- taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle du flux d'investissement pour la portion comprise entre la fin de la durée de l'analyse et la fin de la durée de vie spécifique de chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est fonction des catégories d'équipements établis par le Transporteur.

Le tableau 4 présente une comparaison économique des quatre solutions décrites précédemment. Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2010.

Tableau 4

Comparaison économique des solutions (M$ actualisés 2010)

	Solution 1 Construction d'un nouveau poste 315-25 kV	**Solution 2** Construction d'un nouveau poste 120-25 kV	**Solution 3** Ajout de transformation au poste de Saint-Sulpice	**Solution 4** Ajout de transformation au poste de Repentigny
HQT				
Investissements	79,0	93,5	98,1	96,5
Valeurs résiduelles	-5,9	-8,1	-5,6	-7,1
Taxes sur les services publics	5,2	6,0	7,4	6,4
Pertes électriques	9,1	3,8	0,5	7,5
Coûts globaux actualisés HQT	**87,4**	**95,2**	**100,4**	**103,3**
HQD				
Investissements	5,6	5,6	22,2	8,8
Réinvestissements	2,0	2,0	7,6	3,0
Valeurs résiduelles	-1,0	-1,0	-4,7	-1,9
Coûts globaux actualisés HQD	**6,6**	**6,6**	**25,1**	**9,9**
Total coûts globaux actualisés	**94,0**	**101,8**	**125,5**	**113,2**
Écart	**Référence**	**+7,8**	**+31,5**	**+19,2**

Comme mentionné précédemment, les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur démontrent que les coûts globaux actualisés de la première solution qu'il retient sont inférieurs à ceux des autres solutions. Le détail de l'analyse économique et les paramètres utilisés sont présentés à l'annexe 5 du présent document.

5. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

5.1. Sommaire des coûts

Le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à 50,8 M$. Cette somme inclut un montant de 1,2 M$ pour les installations de télécommunication.

Le tableau 5 présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet. Les tableaux détaillés des coûts annuels sont présentés à l'annexe 6 de la présente pièce.

Tableau 5

Coûts des travaux d'avant-projet et de projet par élément
(en milliers de dollars de réalisation)

	Total Lignes	Total Postes	Total Transport (lignes et postes)	Télécommunication	Total lignes, postes et télécomm.
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	271,4	366,2	637,6	81,9	**719,5**
Autres coûts	3,9	5,8	9,7		**9,7**
Frais financiers	7,3	13,6	20,9	1,5	**22,5**
Sous-total	**282,6**	**385,6**	**668,2**	**83,4**	**751,6**
Coûts du projet					
Ingénierie interne	190,2	808,4	998,6	45,9	**1 044,5**
Ingénierie externe	149,7	679,0	828,7	107,2	**935,9**
Client	699,4	4 011,4	4 710,8	200,6	**4 911,4**
Approvisionnement	2 328,7	13 933,2	16 261,9	279,4	**16 541,3**
Construction	3 097,6	11 028,0	14 125,6	218,4	**14 344,0**
Gérance interne	760,9	1 952,1	2 713,0	100,7	**2 813,7**
Gérance externe	59,4	460,4	519,8		**519,8**
Provision	703,4	4 149,3	4 852,7	100,2	**4 952,9**
Autres coûts	164,3	781,8	946,1		**946,1**
Frais financiers	490,9	2 484,8	2 975,7	20,3	**2 996,0**
Sous-total	**8 644,5**	**40 288,4**	**48 932,9**	**1 072,6**	**50 005,5**
TOTAL	**8 927,1**	**40 674,0**	**49 601,1**	**1 156,0**	**50 757,1**

Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au tableau 6.

Tableau 6

Taux d'inflation spécifiques

Produit	2011	2012	2013	2014
Lignes	2,2 %	4,3 %	2,9 %	4,2 %
Postes	2,0 %	2,0 %	2,2 %	2,7 %
Télécommunication	1,8 %	1,8 %	2,1 %	2,2 %

Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Équipement (« HQÉ »).

Afin d'établir les indices d'inflation, chaque produit a été découpé selon ses principales composantes types, soit :

- main-d'œuvre ;
- machinerie lourde nécessaire aux travaux ;
- matériel stratégique permanent ; et
- matériaux fournis par les entrepreneurs (p. ex. béton, bâtiments).

Les indices d'inflation utilisés afin de prévoir les coûts en dollars courants résultent essentiellement de l'application du pourcentage des principales composantes types de chacun des produits à leurs indices propres.

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

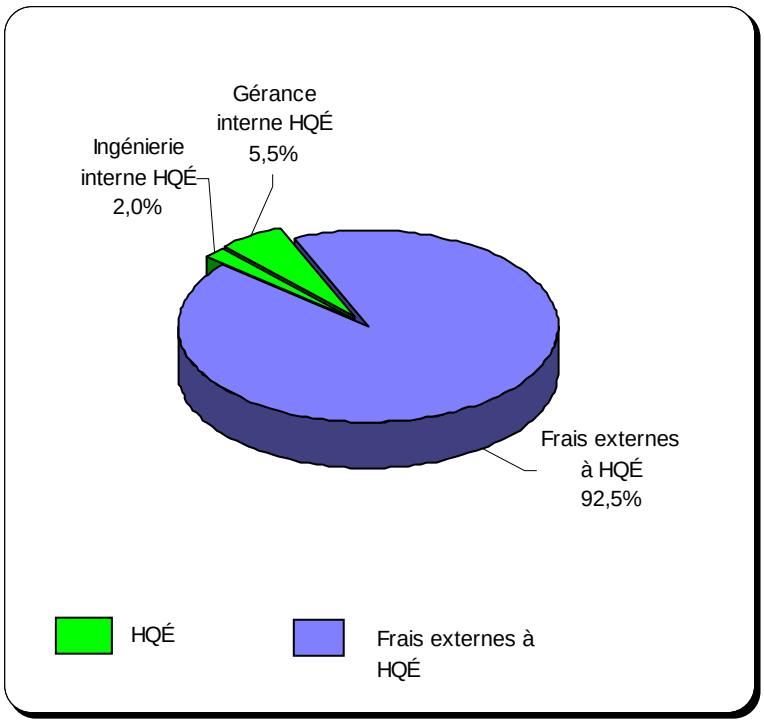
5.2. Principales composantes du coût des travaux

Comme présenté à la figure 2 suivante, les coûts externes à HQÉ pour la phase projet sont de 45,9 M$, soit 92,5 % du coût du Projet de 49,6 M$[1].

[1] Excluant les coûts de télécommunication d'une valeur de 1,2 M$.

Figure 2

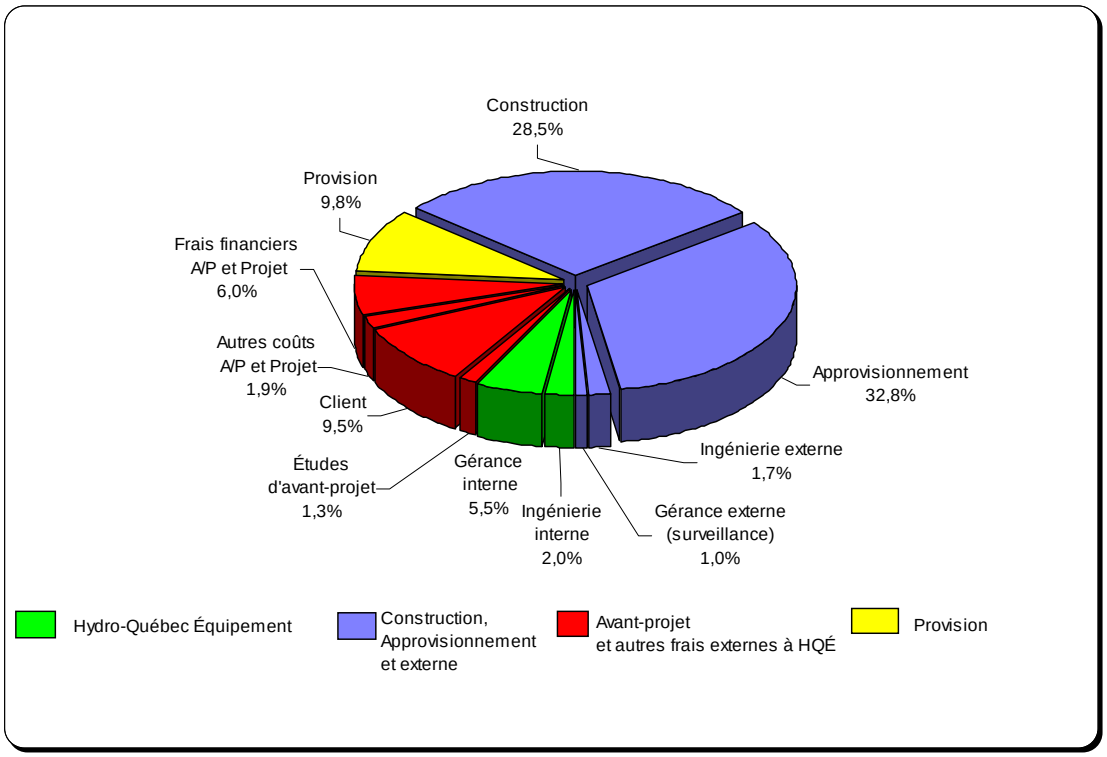
Répartition des coûts d'HQÉ pour la phase projet



La figure 3 présente la répartition des coûts entre les diverses activités requises pour la réalisation du Projet.

Figure 3

Répartition des coûts du Projet en %



Approvisionnement et construction

Le coût des activités reliées à l'approvisionnement et à la construction du Projet s'élève à 30,4 M$, soit 61,3 % du coût du Projet de 49,6 M$.

Les travaux seront adjugés par appels d'offres. Le respect des directives en place en cette matière garantit à HQÉ une gestion efficace, équitable et transparente de ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice des clients du Transporteur.

Ingénierie, frais de gérance et études d'avant-projet

Les frais d'ingénierie, les frais de gérance et les frais des études d'avant-projet s'élèvent à 5,7 M$, soit 11,5 % du coût du Projet de 49,6 M$.

Les coûts des travaux d'ingénierie sous-traités à l'externe, qui représentent 1,7 % du coût du Projet, sont imputés au Transporteur au prix coûtant. Par ailleurs, les services d'ingénierie interne sont facturés par le mécanisme de facturation interne. Quant aux coûts de 3,2 M$ pour la gérance de projet, soit 6,5 % du coût du Projet de 49,6 M$, ils

représentent tous les frais relatifs à la gestion de projet et à la gérance de chantier. Ces coûts incluent les activités de surveillance de chantier dont un montant d'environ 0,5 M$ sera confié à une firme externe. Les frais de gérance sont mesurés en pourcentage du coût des projets. Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de gérance interne propres à HQÉ s'élève à 5,5 % du coût du Projet de 49,6 M$.

Par ailleurs, Hydro-Québec surveille étroitement les frais de gérance de ses projets afin que ceux-ci demeurent concurrentiels.

Coûts du client

Le Transporteur présente au tableau 7 une ventilation et une brève description de la nature des coûts de la rubrique « Client » du tableau 5 précédent. Ces coûts s'élèvent à 4,7 M$, soit 9,5 % du coût du Projet.

Tableau 7

Coûts du « Client »

Sommaire (ligne et poste)	en milliers de dollars				
Description	**Total**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Expertise technique	94,3	20,8	34,8	12,1	26,6
Inspection finale et mise en route	2026,6			345,1	1681,5
Communications et relations publiques	298,1	5,5	286,7	5,9	
Mise en valeur	539,6				539,6
Expertise immobilière	1752,2	271,4	728,8	726,0	26,0
Total	**4710,8**	**297,7**	**1050,3**	**1089,1**	**2273,7**

- Expertise technique : activités réalisées par certaines unités du Transporteur ;
- Inspection finale et mise en route *:* activités réalisées par le Transporteur associées aux essais techniques et spécialisés pour s'assurer du bon fonctionnement des équipements installés avant la mise en service commerciale ;
- Communications et relations publiques : activités réalisées par l'unité régionale qui assure les communications avec le public, les municipalités et les différents organismes régionaux ;
- Mise en valeur : crédit consacré à la mise en valeur de l'environnement et à l'appui au développement régional afin d'amortir les impacts du Projet dans le

milieu. La mise en valeur est établie à 1 % des crédits d'engagement incluant les intérêts ;

- Expertise immobilière : activités réalisées par l'unité Immobilier de la direction principale – Centre de services partagés pour, entre autres, l'obtention des droits de servitude, l'acquisition de terrains, l'évaluation des indemnités immobilières, agricoles et forestières et la préparation des actes notariés et autres.

Frais financiers

Les frais financiers totaux s'élèvent à 3,0 M$, soit 6,0 % du coût du Projet. Conformément à la décision D-2002-95[2] de la Régie, la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours est réalisée au taux du coût en capital de l'année témoin projetée 2010, soit 7,439 %[3].

De plus, conformément aux décisions D-2003-68[4] et D-2005-63[5], le Transporteur précise que la capitalisation des frais financiers selon le coût en capital prospectif de 5,685 %[6] procure une réduction de 0,7 M$ pour un investissement total de 48,9 M$.

Autres coûts

Les autres coûts regroupent notamment les éléments suivants :

- gestion des matières dangereuses ;
- fourniture de matériel (différent de l'entrepôt du Bout-de-l'Île) ;
- matériel à projets et guichet unique (entrepôt du Bout-de-l'Île) ;
- revalorisation des biens meubles excédentaires ;
- frais d'acquisition des biens et services ;
- gestion des données et des documents (originaux et géomatique).

Ils s'élèvent à 1,0 M$ et représentent 1,9 % du coût du Projet de 49,6 M$.

---

2 Décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 91.
3 Décision D-2010-032, 26 mars 2010, page 89.
4 Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 26.
5 Décision D-2005-63, 15 avril 2005, page 4, faisant suite à la décision D-2005-50.
6 Décision D-2010-032, 26 mars 2010, page 89.

Ces autres coûts sont estimés en fonction des besoins réels du Projet et correspondent à des activités nécessaires au bon déroulement de celui-ci. Ils seront facturés par la suite au Projet en fonction des coûts réels. Ils représentent des services fournis par d'autres unités, principalement par la direction principale - Centre de services partagés.

Provision

La valeur de la provision s'élève à 4,9 M$, soit 9,8 % du coût du Projet de 49,6 M$. Toutefois, conformément à la demande de la Régie précisée à sa décision D-2003-68[7], la provision s'élève à 10,6 % lorsque l'on retranche du coût du Projet les autres coûts et les frais financiers.

La provision est un montant inclus dans une estimation pour couvrir les incertitudes imputables aux risques associés notamment aux durées, aux quantités, au contenu technique, au mode d'approvisionnement, à la concurrence sur le marché (fournisseurs, entrepreneurs), aux conditions climatiques et géographiques, et au contexte social, économique ou politique.

Conformément à la pratique généralement suivie dans l'industrie, la méthodologie de calcul de la provision est basée sur la fiabilité de la source de données, le degré de détail du contenu, les facteurs de risque inhérents à chaque étape de réalisation du Projet ainsi que le degré de risque que l'organisation est prête à accepter.

Le Transporteur rappelle aussi que les provisions prévues sont déterminées en fonction des risques propres à chaque projet et peuvent donc varier grandement d'un projet à l'autre. Ces provisions ne sont « facturées » à un projet que dans la mesure où des risques se matérialisent et deviennent des coûts réels engagés pour la réalisation du projet. De la même façon qu'aucune marge bénéficiaire n'est facturée par HQÉ, le Transporteur rappelle qu'aucune provision n'est calculée sur les autres coûts et les frais financiers.

Le Transporteur souligne qu'HQÉ déploie tous les efforts requis et agit avec la plus grande diligence afin de réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts. Tout montant engagé et non utilisé sera retourné au Transporteur.

[7] Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 18.

5.3. Coûts de télécommunication

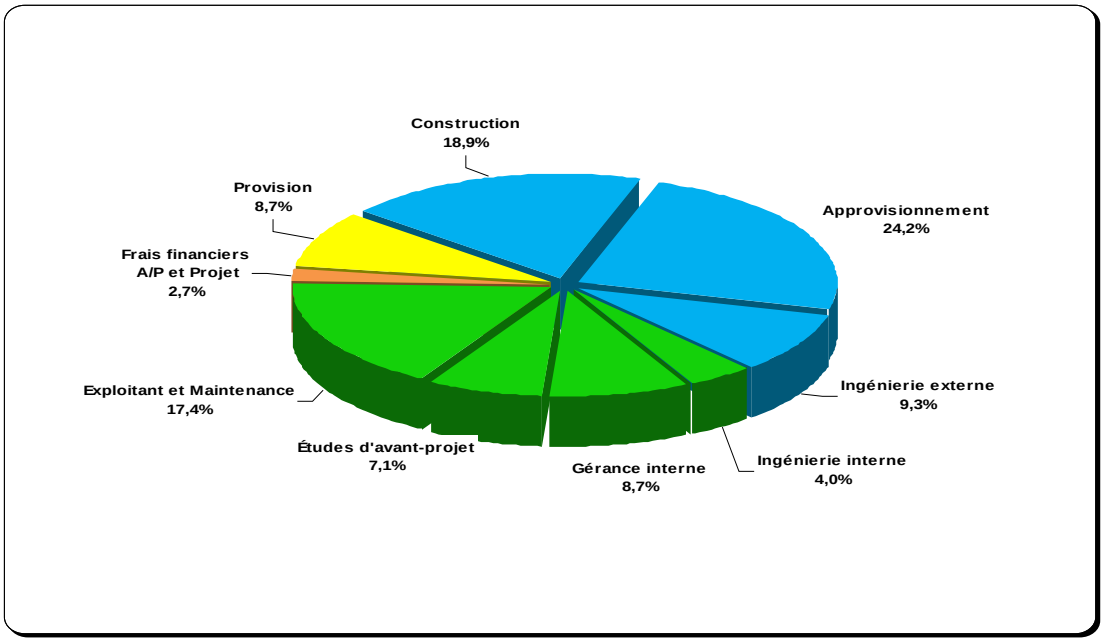
Le Transporteur inclut au coût du Projet à faire autoriser, le coût de 1,2 M$ pour les actifs de télécommunication qui lui sont associés.

Le Transporteur précise que les travaux de télécommunication qui ont été décrits précédemment représentent 2,3 % du coût total des travaux associés au Projet de 50,8 M$.

La figure 4 présente la répartition des coûts de télécommunication entre les diverses activités requises pour la réalisation du Projet.

Figure 4

Répartition des coûts de télécommunication par activité



Suivi des coûts du Projet

Le Transporteur soumet en premier lieu que les coûts détaillés plus avant sont nécessaires à la réalisation du Projet et conséquemment, qu'ils sont raisonnables. Dans un souci constant de contrôler les coûts de ses projets d'investissements, le Transporteur assurera par surcroît un suivi étroit des coûts du Projet. Enfin, suivant la pratique établie

depuis la réglementation des activités du Transporteur, ce dernier fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel auprès de la Régie, si celle-ci le requiert.

Cependant, comme il l'explique dans ses demandes tarifaires 2009[8] et 2010[9], le Transporteur a observé que de nombreuses décisions rendues par la Régie lors de l'autorisation de projets majeurs (projets d'investissements de 25 M$ et plus) comportent pour lui l'insurmontable difficulté de présenter, lors d'ajouts à sa base de tarification projetée, les coûts réels de ces projets d'investissements, dans leur ensemble ou à l'égard de ceux propres à HQÉ, de même que la preuve de la garantie financière rattachée à certains de ceux-ci. En effet, comme ces données doivent reposer sur des coûts réels, connus après la réalisation des projets, il est impossible au Transporteur de les décrire et de les justifier aussi tôt, soit lors de l'établissement d'une base de tarification projetée. À ce moment, le recours aux coûts projetés, plutôt que réels, est conforme au principe réglementaire de l'année témoin projetée établi par la Régie par sa décision D-99-120.

En conséquence, le Transporteur demande respectueusement à la Régie de ne pas lui imposer de telles obligations dans sa décision concernant la présente demande d'autorisation. Le Transporteur fournira de l'information sur les coûts, sur la base de données réelles, dans ses rapports annuels à la Régie, si celle-ci le requiert. Cette information constitue d'ailleurs la base des données de l'année historique que le Transporteur utilisera par la suite dans ses demandes tarifaires.

6. IMPACT TARIFAIRE

Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la clientèle ». La mise en service est prévue pour octobre 2013.

Les coûts prévus du Projet sont de 50,8 M$, ne donnant lieu à aucune contribution estimée du Distributeur. Suite à la mise en service du Projet, le calcul sera mis à jour en fonction des coûts réels, afin de déterminer si une contribution est applicable

[8] R-3669-2008, pièce HQT-7, Document 1, pages 5-11.
[9] R-3706-3009, pièce HQT-7, Document 1, pages 6-12.

conformément aux modalités des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec,* appendice J, section C, quant aux ajouts au réseau de transport.

L'impact sur les revenus requis, à la suite de la mise en service du Projet prend en compte les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics et aux frais d'entretien et d'exploitation ainsi qu'aux besoins de croissance de la charge locale qui augmenteront graduellement à partir de la mise en service jusqu'à atteindre la capacité du poste de 90 MW en 2022.

Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 40 ans, conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats pour la période de 40 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis puisqu'ils sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations du Projet. Pour l'ensemble de ces périodes, le Projet ne génère pas d'impact sur le tarif de transport.

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

L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité sont présentés à l'annexe 7 de la présente pièce.

7. IMPACT SUR LA FIABILITÉ ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Le Projet vise à répondre à la croissance de la demande d'énergie électrique du réseau du Transporteur dans la zone Mille-Îles Est-Lanaudière. Plus précisément, il permettra d'assurer de façon optimale l'alimentation électrique des secteurs de Lachenaie et Le Gardeur, ainsi que de soulager en l'occurrence les postes à 120-25 kV de Repentigny, de Saint-Sulpice et de Terrebonne.

Le Transporteur estime que le Projet est nécessaire afin de répondre à l'accroissement de la charge du Distributeur. Les impacts du Projet se manifestent au niveau de la capacité d'alimentation additionnelle dans la zone d'étude, ce qui se répercute positivement sur la fiabilité et la qualité d'alimentation de l'ensemble des postes du secteur.

À l'heure actuelle, l'ensemble des six postes satellites de la zone visée ont atteint le stade ultime de leur développement. Tel qu'il appert de la section 4, aucun transformateur ne peut y être ajouté de façon adéquate, alors que la croissance de la charge continue à un rythme soutenu. Le nouveau poste de Lachenaie à 315-25 kV procurera à la zone, à sa phase initiale avec deux transformateurs, une capacité additionnelle de 90 MVA. À l'étape ultime avec quatre transformateurs, la capacité d'alimentation du poste sera de 272 MVA. Ce poste permettra au Transporteur de répondre à la croissance de la charge dans la zone et favorisera le transfert de charge pour soulager les postes en dépassement de capacité de la zone d'étude. Il contribuera à améliorer les conditions d'exploitation et à réduire les risques de panne des postes dans les secteurs desservis.

Le tableau 8 présente les prévisions de la charge du Distributeur de la zone Mille-Îles Est-Lanaudière à l'horizon 2024 considérant la solution retenue par le Transporteur.

Tableau 8

Prévisions de la charge de la zone Mille-Îles-Est
(Considérant la solution retenue)

Postes	CLT	Prévision de la charge 2010 du distributeur (MVA)													
		10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
Mascouche	193,0	187	194	179	182	184	187	190	192	195	198	200	203	205	207
L'Assomption	60,7	57	57	44	45	45	46	47	48	48	49	50	50	51	51
Repentigny	195,7	202	205	207	170	171	173	174	175	177	178	179	180	181	182
St-Sulpice	187,7	194	197	186	175	177	180	182	184	186	188	191	193	194	196
Terrebonne	196,2	200	212	227	207	208	210	211	213	214	216	217	218	220	221
NPLachenaie 315-25 kV	90,0				75	78	80	82	85	87	90	92	95	97	99
Total jusqu'en 2020	923,3	839	864	843	854	865	874	886	897	908	918	929	939	948	956

8. CONCLUSION

Le Transporteur soumet respectueusement que la Régie dispose de toutes les informations pertinentes à l'évaluation de son projet relatif à la construction du nouveau poste satellite de Lachenaie à 315-25 kV et de son raccordement à la ligne L3016 à 315 kV.

En effet, la preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement de chacun des renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi* et du *Règlement*. De plus, le Transporteur a démontré que son Projet est rendu nécessaire afin d'assurer la croissance de la charge qu'il dessert, tout en assurant la fiabilité et la qualité de service de transport.

Finalement, le Transporteur soumet que la solution mise de l'avant est optimale et qu'elle respecte les critères de conception qu'il applique. Aussi, les investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable du réseau de transport.

PIÈCE DÉPOSÉE SOUS PLI CONFIDENTIEL

Annexe 1

PLAN D'ÉVOLUTION
DE LA ZONE MILLE-ÎLES EST

PIÈCE DÉPOSÉE SOUS PLI CONFIDENTIEL

Annexe 2

SCHÉMAS UNIFILAIRES ET SCHÉMAS DE LIAISON DU POSTE DE LACHENAIE À 315-25 KV

Annexe 3

LISTE DES PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES APPLIQUÉES AU PROJET

1 EXIGENCES GÉNÉRALES DE CONCEPTION

EXIGENCES GÉNÉRALES DE CONCEPTION		
Numéro	Titre	Date
EGC-AUT-3.01	Exigences générales de conception des systèmes numériques en commande	2006-12
EGC-AUT-4.01	Exigences générales de conception – régulation de tension des transformateurs	2009-08
EGC-AUT-7.01	Exigences générales de conception – systèmes d'alimentation c.a.	2009-06
EGCS-25190-001 REV 6	Exigences générales de conception – sectionneurs	2009-08
0000-25150-001 REV 1	Exigences générales de conception – disjoncteurs	2007-12

2 EXIGENCES PARTICULIÈRES DE CONCEPTION

Numéro	Titre
7090-25000-001 rev 0	EPC – Liste des documents – Poste de Lachenaie 315-25kV
Correspondances du 4 et 12 novembre 2009	EPC – Appareillage –Conception et maintenance
Correspondance du 6 janvier 2010	EPC – Parafoudres
Correspondance du 12 mai 2009	EPC – Sectionneur (voir EGC 25190-001 rev 6)
PI 933-6210	EPC Comportement – Nouveau poste Lachenaie 315-25kV
EGC – Env 9 décembre 2009	EGC Environnement partie nouveau Poste 315kV
EGC – AUT-3.01 version décembre 2006	EGC Commande
TET-AUT-EPC-LACH-901-0	EPC Protection Nouveau poste Lachenaie 315-25kv
TET-AUT-EPC-0084-1001-0	EPC 2013 Protection Poste Bout-de-l'ile (alimentation temporaire du poste de Lachenaie)
TET-AUT-EPC-1524-1002-0	EPC 2013 Protection poste Lanaudière (alimentation temporaire du poste de Lachenaie)
TET-AUT-EPC-0069-1001-0	EPC 2014 Protection Poste Boucherville (alimentation finale du poste de Lachenaie)
TET-AUT-EPC-7091-1001-0	EPC 2014 Protection poste Pierre Le Gardeur (alimentation finale du poste de Lachenaie)
0891-25000-001 rev 0	EPC – Liste des documents – Lignes aériennes 315kV, L-3016 Reconstruction et sections de lignes à 315kV pour l'intégration du poste De Lachenaie

EPC version 9 décembre 2009	EPC Environnement – Nouvelle ligne 315kV
0891-25400-001 rev 0	EPC Lignes aériennes – Dérivation vers poste de Lachenaie

3 CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES GÉNÉRALES

Numéro d'identification	**Caractéristique électrique générale**
7091-20620-001-01/02-A-PL-A	Poste De Lachenaie 315-120kV Étape initiale du nouveau poste
TT-315-01-95	Transformateur de tension 330kV
JB-315-2000-50-02	Jeu de barres 330kV, 2000A, 50kA
SE-315-2000-50-01	Sectionneur 330kV, 2000A, 50kA
ST-315-50-01	Sectionneur de terre, 330kV, 50kA
ST-315-50-IB-01	Sectionneur de terre, 330kV, 50kA
DI-315-4000-50-01	Disjoncteur 330kV, 4000A, 50kA
TC-315-01-95	Transformateur de courant 330kV, 4000A, 50kA
PA-315-01	Parafoudre ZnO 206kV
TP-315-25-66-08	transformateur 315-26,4kV, 66MVA
PA-25-01	Parafoudre ZnO 19kV
TM-25-01-95	Transformateur de mise à la terre 26,4kV, 7,5 ohms
TT-25-01-93	Transformateur de tension 26,4kV
ST-25-25-01	Sectionneur de terre, 26,4kV, 25kA
SE-25-2000-25-01	Sectionneur 26,4kV, 2000A, 25kA
SE-25-2000-25-TB-01	Sectionneur de transfert de barre 26,4kV, 2000A, 25kA
JB-25-2000-25-02	Jeu de barres 26,4kV,2000A, 25kA
DI-25-2000-25-01	Disjoncteur 26,4kV, 2000A, 25kA
TC-25-02-93	Transformateur de courant 26,4kV, 2000A, 25kA
7090-20600-001-A-PL-A	Câble 26,4kV, 2000A, 25kA
JB-25-800-25-02	Jeu de barres 26,4kV,800A, 25kA

Numéro d'identification	Caractéristique électrique générale
SE-25-800-25-01	Sectionneur 26,4kV, 800A, 25kA
IN-25-01-93	Inductance série 28,4kV,800A, 3,5mH
JB-25-800-12-02	Jeu de barres 26,4kV,800A, 12,5kA
SE-25-800-12-01	Sectionneur 26,4kV, 800A, 12,5kA
DI-25-800-12-01	Disjoncteur 26,4kV, 800A, 12,5kA
TC-25-04-93	Transformateur de courant 26,4kV, 1200A, 12,5kA
JB-25-800-25-02	Jeu de barres 26,4kV,800A, 25kA
SE-25-800-25-01	Sectionneur 26,4kV, 800A, 25kA
DI-25-800-12-CO-01	Disjoncteur de batterie de condensateurs 26,4kV, 800A, 12,5kA
CA-25-02-93	Câble 28,4kV, 600A, 12,5kA
JB-25-600-12-02	Jeu de barres 26,4kV,600A, 12,5kA
IN-25-03-93	Inductance série 28,4kV,400A, 0,07mH
ST-25-12-01	Sectionneur de terre, 26,4kV, 12,5kA
7090-20600-002-01-A-PL-A	Batterie de condensateurs shunt à fusibles internes 28,4kV, 9MVARS
7090-20600-003-01/02-0-PL-A	Courants de défaut relatifs à l'élévation du potentiel de terre
7090-20600-004-01/08-A-PL-A	Nouveau poste Automatisme et protection Alimentation temporaire 2013 – Alimentation permanente 2014
0084-20600-033-01-0-PL-A	Bout-de l'Ile Alimentation temporaire 2013 du poste Lachenaie
1524-20600-019-01-0-PL-A	Lanaudière Alimentation temporaire 2013 du poste Lachenaie
0891-20600-001-01/03-A-PL-A	Ligne biterne 315kV Reconstruction et nouvelles sections de ligne biterne à 315kV pour l'intégration des nouveaux postes de Lachenaie et à

Numéro d'identification	Caractéristique électrique générale
	315/25kV et Pierre Le Gardeur à 315/120kV (L3016)
2800-20600-001-01/03-0-PA-L	Ligne biterne 120kV Nouvelle section de ligne biterne à 120kV pour alimenter le poste de Repentigny à partir du nouveau poste de Lachenaie
5241-20600-001-01/03-0-PA-L	Ligne biterne 120kV Nouvelle section de ligne biterne à 120kV pour alimenter les postes de Terrebonne et de Mascouche (en relève seulement) à partir du nouveau poste de Lachenaie

Annexe 4

LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

Le Transporteur présente ci-après la liste des principales autorisations exigées en vertu d'autres lois pour la réalisation du Projet.

Le Transporteur mentionne que d'autres autorisations de nature sectorielle pourraient se révéler requises au fil de l'avancement du Projet.

Volet provincial

- un certificat d'autorisation, délivré au terme de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, est requis du gouvernement du Québec en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*[1] pour la construction d'une ligne de transport d'énergie électrique de tension égale ou supérieure à 315 kV sur une distance de plus de 2 km, et pour la construction d'un poste de transformation de 315 kV et plus, conformément au *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*[2] ;

- un certificat d'autorisation est requis du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs («MDDEP») en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*[3] pour la construction d'une ligne de transport d'énergie électrique de tension égale ou supérieure à 120 kV sur une distance de plus de 2 km et pour la construction d'un poste de transformation de 120 kV et plus, conformément au *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*[4] ;

- au soutien d'une demande de certificat d'autorisation auprès du MDDEP, un certificat attestant que le Projet ne contrevient à aucun règlement municipal est requis de la municipalité locale sur le territoire où se situe le Projet en vertu du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*[5] ;

- une résolution formulant un avis sur la conformité du Projet aux objectifs du schéma d'aménagement et de développement est requis de la municipalité

---

[1] L.R.Q., c. Q-2, art. 31.1 et suiv.
[2] L.R.Q., c. Q-2, r. 9, art. 2(k).
[3] L.R.Q., c. Q-2, art. 22.
[4] L.R.Q., c. Q-2, r. 1.001, art. 2(11).
[5] *Id.*, art. 8.

régionale de comté sur le territoire de laquelle se situe le projet en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*[6] ;

- une autorisation est requise de la Commission de protection du territoire agricole du Québec en vertu de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*[7] pour utiliser à des fins autres que l'agriculture des parties de lots situés en zone agricole sur lesquelles sera construit le poste de Lachenaie à 315-25 kV et qui seront traversés par la ligne à 315 kV.

Volet fédéral

Aucune autorisation fédérale n'est requise pour la réalisation du Projet.

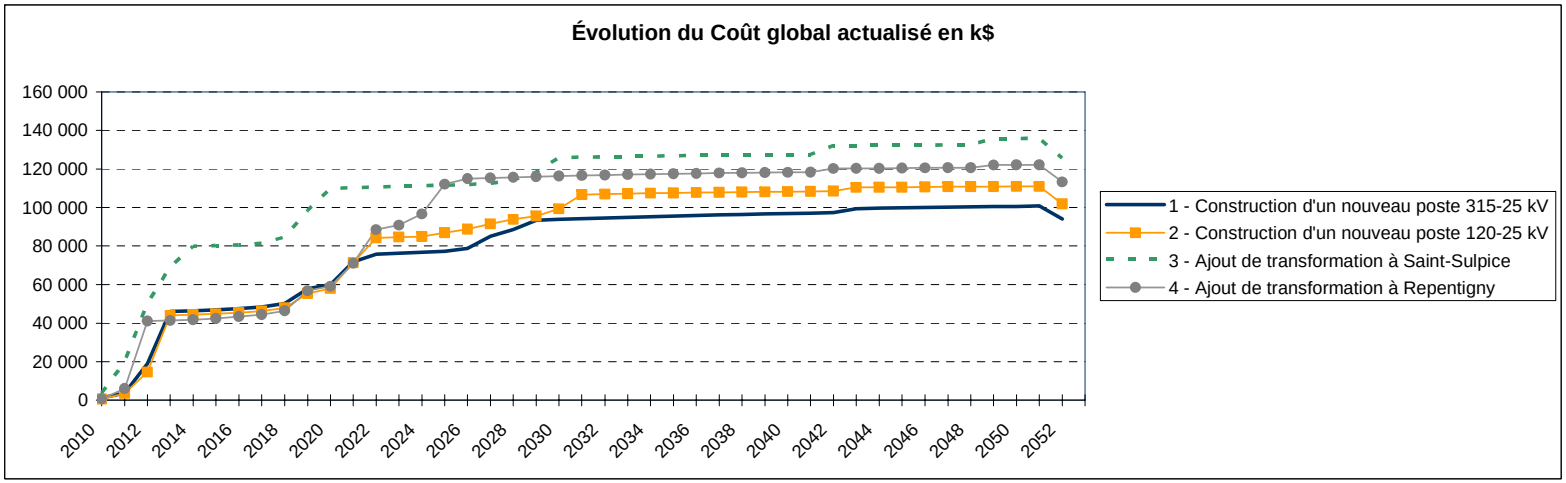
[6] L.R.Q., c. A-19, art. 149 et suiv.
[7] L.R.Q., c. P-41.1, art. 58.

Annexe 5

ANALYSE ÉCONOMIQUE

Nouveau poste Lachenaie

k$ actualisés	1 - Construction d'un nouveau poste 315-25 kV	2 - Construction d'un nouveau poste 120-25 kV	3 - Ajout de transformation à Saint-Sulpice	4 - Ajout de transformation à Repentigny
Investissements (-)	86 567	101 103	127 930	108 315
Valeurs résiduelles (+)	6 857	9 118	10 278	9 027
Revenus (+)	0	0	0	0
Charge d'exploitation (-)	9 071	3 817	511	7 513
Taxe sur le capital (-)	2	1	5	1
Taxe sur les services publics (-)	5 212	6 019	7 429	6 418
Flux monétaire net	**-93 994**	**-101 822**	**-125 597**	**-113 220**
Coût global actualisé (CGA)	**93 994**	**101 822**	**125 597**	**113 220**



Nouveau poste Lachenaie	TOTAL	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1 - Construction d'un nouveau poste 315-25 kV	k$ act.*	k$ courants*																	
Investissements	**84 639**	1 264	2 597	17 122	31 948	40	11	0	237	1 926	11 418	2 441	20 125	6 298	0	0	228	2 331	15 270
HQT	**79 048**	1 264	2 597	17 122	25 348	40	11	0	237	1 926	11 418	2 441	20 125	6 298	0	0	228	2 331	15 270
HQD	**5 591**	0	0	0	6 600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	**1 928**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**1 928**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	**6 857**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**5 865**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**992**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :																			
Pertes électriques (HQT)	**9 071**	0	0	0	0	0	320	657	671	684	698	1 096	1 118	1 141	569	580	592	604	616
Taxe sur les services publics	**5 212**	0	0	0	0	310	302	294	287	280	281	331	322	348	481	468	454	441	428
Taxe sur le capital	**2**	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	**14 285**	2	0	0	0	310	622	952	957	964	979	1 427	1 440	1 488	1 050	1 048	1 046	1 045	1 044
Flux monétaire net	**-93 994**	**-1 266**	**-2 597**	**-17 122**	**-31 948**	**-350**	**-634**	**-952**	**-1 194**	**-2 890**	**-12 397**	**-3 868**	**-21 565**	**-7 786**	**-1 050**	**-1 048**	**-1 274**	**-3 376**	**-16 314**

** Total : k$ actualisés*

Données annuelles : k$ courants

Flux monétaire net actualisé	**-93 994**	**-1 266**	**-2 457**	**-15 329**	**-27 065**	**-280**	**-481**	**-683**	**-811**	**-1 857**	**-7 537**	**-2 225**	**-11 738**	**-4 010**	**-512**	**-483**	**-556**	**-1 394**	**-6 373**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-1 266**	**-3 723**	**-19 052**	**-46 117**	**-46 398**	**-46 878**	**-47 561**	**-48 372**	**-50 229**	**-57 766**	**-59 991**	**-71 729**	**-75 740**	**-76 251**	**-76 734**	**-77 291**	**-78 684**	**-85 057**
Coût global actualisé (CGA)	**93 994**																		

2 - Construction d'un nouveau poste 120-25 kV	k$ act.*	k$ courants*																	
Investissements	**99 175**	524	3 212	12 377	34 697	0	0	0	237	1 926	11 419	2 842	22 986	23 810	0	76	4 181	3 665	6 457
HQT	**93 584**	524	3 212	12 377	28 097	0	0	0	237	1 926	11 419	2 842	22 986	23 810	0	76	4 181	3 665	6 457
HQD	**5 591**	0	0	0	6 600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	**1 928**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**1 928**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	**9 118**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**8 126**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**992**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :																			
Pertes électriques (HQT)	**3 817**	0	0	0	0	194	270	558	569	580	592	1 162	1 186	1 209	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	**6 019**	0	0	0	0	296	288	281	273	266	259	322	315	357	586	570	554	539	568
Taxe sur le capital	**1**	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	**9 836**	1	0	0	0	490	558	839	842	846	851	1 484	1 501	1 567	586	570	554	539	568
Flux monétaire net	**-101 822**	**-525**	**-3 212**	**-12 377**	**-34 697**	**-490**	**-558**	**-839**	**-1 079**	**-2 772**	**-12 270**	**-4 326**	**-24 487**	**-25 377**	**-586**	**-646**	**-4 735**	**-4 204**	**-7 025**

** Total : k$ actualisés*

Données annuelles : k$ courants

Flux monétaire net actualisé	**-101 822**	**-525**	**-3 039**	**-11 082**	**-29 393**	**-393**	**-423**	**-602**	**-733**	**-1 781**	**-7 460**	**-2 489**	**-13 329**	**-13 070**	**-286**	**-298**	**-2 066**	**-1 736**	**-2 744**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-525**	**-3 564**	**-14 645**	**-44 039**	**-44 432**	**-44 855**	**-45 457**	**-46 189**	**-47 970**	**-55 430**	**-57 919**	**-71 248**	**-84 318**	**-84 603**	**-84 901**	**-86 967**	**-88 702**	**-91 447**
Coût global actualisé (CGA)	**101 822**																		

3 - Ajout de transformation à Saint-Sulpice	k$ act.*	k$ courants*																	
Investissements	**120 291**	3 717	17 084	33 891	22 075	12 646	0	0	862	4 399	22 130	19 435	0	0	0	0	0	360	734
HQT	**98 136**	3 717	17 084	19 278	22 075	12 646	0	0	862	4 399	7 210	19 435	0	0	0	0	0	360	734
HQD	**22 155**	0	0	14 613	0	0	0	0	0	0	14 920	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	**7 639**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**7 639**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	**10 278**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**5 604**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**4 674**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :																			
Pertes électriques (HQT)	**511**	0	0	0	0	372	0	0	0	0	0	0	0	0	23	24	24	25	25
Taxe sur les services publics	**7 429**	0	0	0	299	297	512	499	487	478	487	581	696	675	655	635	615	594	574
Taxe sur le capital	**5**	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	**7 944**	5	0	0	299	669	512	499	487	478	487	581	696	675	678	659	639	619	599
Flux monétaire net	**-125 597**	**-3 722**	**-17 084**	**-33 891**	**-22 374**	**-13 315**	**-512**	**-499**	**-1 348**	**-4 878**	**-22 617**	**-20 016**	**-696**	**-675**	**-678**	**-659**	**-639**	**-979**	**-1 334**

** Total : k$ actualisés*

Données annuelles : k$ courants

Flux monétaire net actualisé	**-125 597**	**-3 722**	**-16 165**	**-30 343**	**-18 954**	**-10 673**	**-389**	**-358**	**-915**	**-3 134**	**-13 750**	**-11 514**	**-379**	**-348**	**-331**	**-304**	**-279**	**-404**	**-521**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-3 722**	**-19 887**	**-50 230**	**-69 184**	**-79 857**	**-80 246**	**-80 604**	**-81 520**	**-84 654**	**-98 404**	**-109 918**	**-110 297**	**-110 645**	**-110 975**	**-111 279**	**-111 558**	**-111 962**	**-112 483**
Coût global actualisé (CGA)	**125 597**																		

Nouveau poste Lachenaie	TOTAL	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
4 - Ajout de transformation à Repentigny	k$ act.*	k$ courants*																	
Investissements	**105 289**	773	5 520	39 199	0	0	0	0	183	1 541	15 419	2 265	19 951	31 838	3 951	11 932	34 876	6 063	0
HQT	**96 512**	773	5 520	33 787	0	0	0	0	183	1 541	8 953	2 265	19 951	31 838	3 951	11 932	34 876	6 063	0
HQD	**8 777**	0	0	5 412	0	0	0	0	0	0	6 466	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	**3 026**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**3 026**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	**9 027**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**7 136**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**1 891**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :																			
Pertes électriques (HQT)	**7 513**	0	0	0	0	318	573	1 184	1 208	1 232	1 257	1 638	1 671	1 704	95	97	99	101	103
Taxe sur les services publics	**6 418**	0	0	0	261	254	247	241	234	228	229	302	294	290	594	579	567	754	866
Taxe sur le capital	**1**	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	**13 932**	1	0	0	261	573	821	1 425	1 442	1 460	1 485	1 940	1 965	1 994	689	675	665	854	968
Flux monétaire net	**-113 220**	**-774**	**-5 520**	**-39 199**	**-261**	**-573**	**-821**	**-1 425**	**-1 625**	**-3 001**	**-16 904**	**-4 205**	**-21 916**	**-33 832**	**-4 640**	**-12 608**	**-35 541**	**-6 917**	**-968**

** Total : k$ actualisés*

Données annuelles : k$ courants

Flux monétaire net actualisé	**-113 220**	**-774**	**-5 223**	**-35 095**	**-221**	**-459**	**-623**	**-1 023**	**-1 103**	**-1 928**	**-10 277**	**-2 419**	**-11 929**	**-17 425**	**-2 261**	**-5 814**	**-15 507**	**-2 856**	**-378**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-774**	**-5 997**	**-41 093**	**-41 314**	**-41 773**	**-42 396**	**-43 418**	**-44 521**	**-46 450**	**-56 727**	**-59 146**	**-71 075**	**-88 500**	**-90 762**	**-96 575**	**-112 082**	**-114 938**	**-115 316**
Coût global actualisé (CGA)	**113 220**																		

Nouveau poste Lachenaie	TOTAL	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
1 - Construction d'un nouveau poste 315-25 kV	k$ act.*																	
Investissements	**84 639**	8 372	12 633	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**79 048**	8 372	12 633	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**5 591**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	**1 928**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11 955	0
HQT	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**1 928**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11 955	0
Valeurs résiduelles	**6 857**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**5 865**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**992**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :																		
Pertes électriques (HQT)	**9 071**	628	641	654	667	680	694	708	722	736	751	766	781	797	813	829	846	862
Taxe sur les services publics	**5 212**	419	545	615	596	578	560	541	523	505	486	468	450	431	413	395	376	424
Taxe sur le capital	**2**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	**14 285**	1 047	1 186	1 268	1 263	1 258	1 253	1 249	1 245	1 241	1 237	1 234	1 231	1 228	1 226	1 224	1 222	1 286
Flux monétaire net	**-93 994**	**-9 419**	**-13 819**	**-1 268**	**-1 263**	**-1 258**	**-1 253**	**-1 249**	**-1 245**	**-1 241**	**-1 237**	**-1 234**	**-1 231**	**-1 228**	**-1 226**	**-1 224**	**-13 177**	**-1 286**

** Total : k$ actualisés*

Données annuelles : k$ courants

Flux monétaire net actualisé	**-93 994**	**-3 482**	**-4 833**	**-420**	**-396**	**-373**	**-351**	**-331**	**-312**	**-295**	**-278**	**-262**	**-248**	**-234**	**-221**	**-209**	**-2 125**	**-196**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-88 539**	**-93 372**	**-93 792**	**-94 187**	**-94 560**	**-94 912**	**-95 243**	**-95 555**	**-95 850**	**-96 128**	**-96 390**	**-96 638**	**-96 872**	**-97 092**	**-97 301**	**-99 426**	**-99 622**
Coût global actualisé (CGA)	**93 994**																	

2 - Construction d'un nouveau poste 120-25 kV	k$ act.*																	
Investissements	**99 175**	5 924	4 203	10 914	23 060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**93 584**	5 924	4 203	10 914	23 060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**5 591**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	**1 928**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11 955	0
HQT	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**1 928**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11 955	0
Valeurs résiduelles	**9 118**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**8 126**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**992**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :																		
Pertes électriques (HQT)	**3 817**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	**6 019**	553	602	585	572	778	754	730	706	682	658	634	610	586	562	538	514	556
Taxe sur le capital	**1**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	**9 836**	553	602	585	572	778	754	730	706	682	658	634	610	586	562	538	514	556
Flux monétaire net	**-101 822**	**-6 477**	**-4 805**	**-11 499**	**-23 631**	**-778**	**-754**	**-730**	**-706**	**-682**	**-658**	**-634**	**-610**	**-586**	**-562**	**-538**	**-12 469**	**-556**

** Total : k$ actualisés*

Données annuelles : k$ courants

Flux monétaire net actualisé	**-101 822**	**-2 394**	**-1 681**	**-3 805**	**-7 400**	**-231**	**-211**	**-194**	**-177**	**-162**	**-148**	**-135**	**-123**	**-112**	**-101**	**-92**	**-2 011**	**-85**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-93 841**	**-95 521**	**-99 327**	**-106 726**	**-106 957**	**-107 168**	**-107 362**	**-107 539**	**-107 701**	**-107 849**	**-107 984**	**-108 107**	**-108 219**	**-108 320**	**-108 411**	**-110 422**	**-110 507**
Coût global actualisé (CGA)	**101 822**																	

3 - Ajout de transformation à Saint-Sulpice	k$ act.*																	
Investissements	**120 291**	4 121	10 701	22 607	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**98 136**	4 121	10 701	22 607	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**22 155**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	**7 639**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26 469	0	0
HQT	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**7 639**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26 469	0	0
Valeurs résiduelles	**10 278**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**5 604**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**4 674**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :																		
Pertes électriques (HQT)	**511**	26	26	27	27	28	28	29	29	30	31	31	32	33	33	34	35	35
Taxe sur les services publics	**7 429**	554	535	519	720	694	668	642	616	590	564	538	512	486	460	434	553	525
Taxe sur le capital	**5**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	**7 944**	580	561	546	747	721	696	671	645	620	594	569	544	518	493	468	588	560
Flux monétaire net	**-125 597**	**-4 700**	**-11 262**	**-23 153**	**-747**	**-721**	**-696**	**-671**	**-645**	**-620**	**-594**	**-569**	**-544**	**-518**	**-493**	**-26 937**	**-588**	**-560**

** Total : k$ actualisés*

Données annuelles : k$ courants

Flux monétaire net actualisé	**-125 597**	**-1 737**	**-3 939**	**-7 662**	**-234**	**-214**	**-195**	**-178**	**-162**	**-147**	**-134**	**-121**	**-109**	**-99**	**-89**	**-4 591**	**-95**	**-86**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-114 220**	**-118 159**	**-125 821**	**-126 055**	**-126 269**	**-126 464**	**-126 642**	**-126 804**	**-126 951**	**-127 084**	**-127 205**	**-127 315**	**-127 413**	**-127 502**	**-132 093**	**-132 188**	**-132 274**
Coût global actualisé (CGA)	**125 597**																	

Nouveau poste Lachenaie	TOTAL	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
4 - Ajout de transformation à Repentigny	k$ act.*																	
Investissements	**105 289**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**96 512**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**8 777**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	**3 026**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9 803	0	0
HQT	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**3 026**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9 803	0	0
Valeurs résiduelles	**9 027**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**7 136**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**1 891**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :																		
Pertes électriques (HQT)	**7 513**	105	107	109	111	113	116	118	120	123	125	128	130	133	135	138	141	144
Taxe sur les services publics	**6 418**	841	817	792	768	743	719	694	670	645	621	596	572	547	523	498	527	502
Taxe sur le capital	**1**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	**13 932**	946	923	901	879	856	834	812	790	768	746	724	702	680	658	636	668	646
Flux monétaire net	**-113 220**	**-946**	**-923**	**-901**	**-879**	**-856**	**-834**	**-812**	**-790**	**-768**	**-746**	**-724**	**-702**	**-680**	**-658**	**-10 440**	**-668**	**-646**

** Total : k$ actualisés*

Données annuelles : k$ courants

Flux monétaire net actualisé	**-113 220**	**-350**	**-323**	**-298**	**-275**	**-254**	**-234**	**-215**	**-198**	**-182**	**-168**	**-154**	**-141**	**-129**	**-119**	**-1 779**	**-108**	**-99**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-115 666**	**-115 989**	**-116 287**	**-116 562**	**-116 816**	**-117 050**	**-117 265**	**-117 463**	**-117 646**	**-117 813**	**-117 967**	**-118 108**	**-118 238**	**-118 356**	**-120 136**	**-120 243**	**-120 342**
Coût global actualisé (CGA)	**113 220**																	

Nouveau poste Lachenaie	TOTAL	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
1 - Construction d'un nouveau poste 315-25 kV	k$ act.*								
Investissements	**84 639**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**79 048**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**5 591**	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	**1 928**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**1 928**	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	**6 857**	0	0	0	0	0	0	0	69 937
HQT	**5 865**	0	0	0	0	0	0	0	59 816
HQD	**992**	0	0	0	0	0	0	0	10 121
Dépenses :									
Pertes électriques (HQT)	**9 071**	880	897	915	934	952	971	991	1 011
Taxe sur les services publics	**5 212**	404	385	366	346	327	308	289	269
Taxe sur le capital	**2**	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	**14 285**	1 284	1 282	1 281	1 280	1 279	1 279	1 279	1 280
Flux monétaire net	**-93 994**	**-1 284**	**-1 282**	**-1 281**	**-1 280**	**-1 279**	**-1 279**	**-1 279**	**68 657**

** Total : k$ actualisés*

Données annuelles : k$ courants

Flux monétaire net actualisé	**-93 994**	**-185**	**-175**	**-166**	**-157**	**-148**	**-140**	**-133**	**6 732**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-99 808**	**-99 983**	**-100 148**	**-100 305**	**-100 453**	**-100 593**	**-100 726**	**-93 994**
Coût global actualisé (CGA)	**93 994**								

2 - Construction d'un nouveau poste 120-25 kV	k$ act.*								
Investissements	**99 175**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**93 584**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**5 591**	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	**1 928**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**1 928**	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	**9 118**	0	0	0	0	0	0	0	92 992
HQT	**8 126**	0	0	0	0	0	0	0	82 871
HQD	**992**	0	0	0	0	0	0	0	10 121
Dépenses :									
Pertes électriques (HQT)	**3 817**	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	**6 019**	531	506	481	456	431	406	381	356
Taxe sur le capital	**1**	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	**9 836**	531	506	481	456	431	406	381	356
Flux monétaire net	**-101 822**	**-531**	**-506**	**-481**	**-456**	**-431**	**-406**	**-381**	**92 636**

** Total : k$ actualisés*

Données annuelles : k$ courants

Flux monétaire net actualisé	**-101 822**	**-77**	**-69**	**-62**	**-56**	**-50**	**-44**	**-39**	**9 083**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-110 584**	**-110 653**	**-110 715**	**-110 771**	**-110 821**	**-110 865**	**-110 905**	**-101 822**
Coût global actualisé (CGA)	**101 822**								

3 - Ajout de transformation à Saint-Sulpice	k$ act.*								
Investissements	**120 291**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**98 136**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**22 155**	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	**7 639**	0	0	0	0	27 026	0	0	0
HQT	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**7 639**	0	0	0	0	27 026	0	0	0
Valeurs résiduelles	**10 278**	0	0	0	0	0	0	0	104 825
HQT	**5 604**	0	0	0	0	0	0	0	57 156
HQD	**4 674**	0	0	0	0	0	0	0	47 669
Dépenses :									
Pertes électriques (HQT)	**511**	36	37	37	38	39	40	40	41
Taxe sur les services publics	**7 429**	497	469	441	413	385	505	475	445
Taxe sur le capital	**5**	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	**7 944**	533	506	478	451	424	545	516	486
Flux monétaire net	**-125 597**	**-533**	**-506**	**-478**	**-451**	**-27 450**	**-545**	**-516**	**104 339**

** Total : k$ actualisés*

Données annuelles : k$ courants

Flux monétaire net actualisé	**-125 597**	**-77**	**-69**	**-62**	**-55**	**-3 177**	**-60**	**-53**	**10 230**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-132 351**	**-132 420**	**-132 482**	**-132 537**	**-135 714**	**-135 774**	**-135 827**	**-125 597**
Coût global actualisé (CGA)	**125 597**								

Nouveau poste Lachenaie	TOTAL	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
4 - Ajout de transformation à Repentigny	k$ act.*								
Investissements	**105 289**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQT	**96 512**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**8 777**	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	**3 026**	0	0	0	0	11 711	0	0	0
HQT	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0
HQD	**3 026**	0	0	0	0	11 711	0	0	0
Valeurs résiduelles	**9 027**	0	0	0	0	0	0	0	92 068
HQT	**7 136**	0	0	0	0	0	0	0	72 785
HQD	**1 891**	0	0	0	0	0	0	0	19 283
Dépenses :									
Pertes électriques (HQT)	**7 513**	147	149	152	156	159	162	165	168
Taxe sur les services publics	**6 418**	477	452	426	401	376	415	389	362
Taxe sur le capital	**1**	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses totales	**13 932**	623	601	579	557	534	577	554	531
Flux monétaire net	**-113 220**	**-623**	**-601**	**-579**	**-557**	**-12 246**	**-577**	**-554**	**91 537**

** Total : k$ actualisés*

Données annuelles : k$ courants

Flux monétaire net actualisé	**-113 220**	**-90**	**-82**	**-75**	**-68**	**-1 417**	**-63**	**-57**	**8 975**
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		**-120 432**	**-120 514**	**-120 589**	**-120 657**	**-122 074**	**-122 138**	**-122 195**	**-113 220**
Coût global actualisé (CGA)	**113 220**								

Paramètres du projet

Paramètres	Particuliers
Type d'amortissement	linéaire
Taux des frais de garantie	0,50%
Taux d'actualisation de long terme	5,685%

HQ TransÉnergie

Structure de capital	Part	Coût de long terme
Dette	70,00%	4,870%
Avoir propre	30,00%	7,587%

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Taux de taxe sur le capital	0,120%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Taux de taxe sur les services publics	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%
Taux pour frais d'emprunts à capitaliser	7,439%	7,439%	7,439%	7,439%	7,439%	7,439%
Taux pour la charge d'intérêt (excluant frais de garantie)	4,370%	4,370%	4,370%	4,370%	4,370%	4,370%

Annexe 6

COÛTS ANNUELS

Coûts annuels associés au projet du nouveau poste Lachenaie à 315-25 kV et ses projets connexes

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Installation	Avant	2010	2011	2012	2013	2014	Total
Lignes							
Dérivation de ligne biterne 315 kV	84,4	273,2	476,2	1 838,5	6 241,3	13,5	8 927,1
Postes							
Nouveau poste Lachenaie 315-25 kV	150,9	1 046,6	2 358,5	15 875,8	21 204,1	38,1	40 674,0
Total Transport (lignes, postes)	**235,3**	**1 319,8**	**2 834,7**	**17 714,3**	**27 445,4**	**51,6**	49 601,1
Réseau de Télécommunications (Coûts paramétriques)	-	-	-	937,4	218,6	-	1 156,0
Global	**235,3**	**1 319,8**	**2 834,7**	**18 651,7**	**27 664,0**	**51,6**	**50 757,1**

Coûts annuels associés au projet du nouveau poste Lachenaie à 315-25 kV et ses projets connexes

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année						Total
	Avant	2010	2011	2012	2013	2014	
Global - Postes, Ligne et Télécommunications							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet	229,9	407,7		81,9			719,5
Autres coûts	1,5	8,2					9,7
Frais financiers	3,9	17,0		1,5			22,5
Sous-total	**235,3**	**432,9**		**83,4**			**751,6**
Coûts du projet							
Ingénierie interne		226,5	491,8	234,3	80,3	11,6	1 044,5
Ingénierie externe		206,1	435,8	257,3	28,4	8,3	935,9
Client		297,7	1 050,3	1 170,2	2 393,2		4 911,4
Approvisionnement			142,1	6 385,6	10 013,6		16 541,3
Construction			20,4	8 245,9	6 046,6	31,1	14 344,0
Gérance interne		91,9	275,3	1 019,9	1 426,5		2 813,7
Gérance externe				193,8	326,0		519,8
Provision				28,6	4 924,3		4 952,9
Autres coûts		15,6	181,4	427,3	321,2	0,6	946,1
Frais financiers		49,1	237,6	605,4	2 103,9		2 996,0
Sous-total		**886,9**	**2 834,7**	**18 568,3**	**27 664,0**	**51,6**	**50 005,5**
TOTAL	**235,3**	**1 319,8**	**2 834,7**	**18 651,7**	**27 664,0**	**51,6**	**50 757,1**

Coûts annuels associés au projet du nouveau poste Lachenaie à 315-25 kV et ses projets connexes

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année						Total
	Avant	2010	2011	2012	2013	2014	
Dérivation de ligne biterne 315 kV							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet	83,9	187,5					271,4
Autres coûts	0,1	3,8					3,9
Frais financiers	0,4	6,9					7,3
Sous-total	**84,4**	**198,2**					**282,6**
Coûts du projet							
Ingénierie interne		3,6	45,6	108,8	32,2		190,2
Ingénierie externe		6,7	43,3	99,7			149,7
Client		26,9	265,7	261,5	145,3		699,4
Approvisionnement				1 002,0	1 326,7		2 328,7
Construction				70,8	3 013,5	13,3	3 097,6
Gérance interne		20,9	75,9	115,1	549,0		760,9
Gérance externe					59,4		59,4
Provision					703,4		703,4
Autres coûts		3,2	5,4	83,9	71,6	0,2	164,3
Frais financiers		13,7	40,3	96,7	340,2		490,9
Sous-total		**75,0**	**476,2**	**1 838,5**	**6 241,3**	**13,5**	**8 644,5**
TOTAL	**84,4**	**273,2**	**476,2**	**1 838,5**	**6 241,3**	**13,5**	**8 927,1**

Coûts annuels associés au projet du nouveau poste Lachenaie à 315-25 kV et ses projets connexes

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année						Total
	Avant	2010	2011	2012	2013	2014	
Nouveau poste Lachenaie 315-25 kV							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet	146,0	220,2					366,2
Autres coûts	1,4	4,4					5,8
Frais financiers	3,5	10,1					13,6
Sous-total	**150,9**	**234,7**					**385,6**
Coûts du projet							
Ingénierie interne		222,9	446,2	79,6	48,1	11,6	808,4
Ingénierie externe		199,4	392,5	50,4	28,4	8,3	679,0
Client		270,8	784,6	827,6	2 128,4		4 011,4
Approvisionnement			142,1	5 104,2	8 686,9		13 933,2
Construction			20,4	7 956,7	3 033,1	17,8	11 028,0
Clé en main							
Gérance interne		71,0	199,4	825,1	856,6		1 952,1
Gérance externe				193,8	266,6		460,4
Provision					4 149,3		4 149,3
Autres coûts		12,4	176,0	343,4	249,6	0,4	781,8
Frais financiers		35,4	197,3	495,0	1 757,1		2 484,8
Sous-total		**811,9**	**2 358,5**	**15 875,8**	**21 204,1**	**38,1**	**40 288,4**
TOTAL	**150,9**	**1 046,6**	**2 358,5**	**15 875,8**	**21 204,1**	**38,1**	**40 674,0**

Coûts annuels associés au projet du nouveau poste Lachenaie à 315-25 kV et ses projets connexes

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année						Total
	Avant	2010	2011	2012	2013	2014	
Réseau de Télécommunications (Coûts paramétriques)							
Coûts de l'avant-projet							
Études d'avant-projet				81,9			81,9
Autres coûts							
Frais financiers				1,5			1,5
Sous-total				**83,4**			**83,4**
Coûts du projet							
Ingénierie interne				45,9			45,9
Ingénierie externe				107,2			107,2
Exploitant et Maintenance				81,1	119,5		200,6
Approvisionnement				279,4			279,4
Construction				218,4			218,4
Gérance interne				79,7	20,9		100,7
Gérance externe							
Provision				28,6	71,6		100,2
Autres coûts							
Frais financiers				13,7	6,6		20,3
Sous-total				**854,0**	**218,6**		**1072,6**
TOTAL				**937,4**	**218,6**		**1156,0**

Coûts détaillés d'approvisionnement et de construction associés au projet

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

	Année					
Description	**Avant**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**Total**
Dérivation de ligne biterne 315 kV						
Coûts d'approvisionnement						
Ouvrages civils (fondations)			738,4			738,4
Supports (pylônes)				1056,0		1056,0
Câbles et accessoires			263,6	270,7		534,3
Total Approvisionnement			1002,0	1326,7		2328,7
Coûts de construction						
Ouvrages civils (fondations)				1429,4		1429,4
Supports (pylônes)				805,0		805,0
Câbles et accessoires				627,7		627,7
Déboisement			70,8			70,8
Démantèlement				151,5		151,5
Traitement de la végétation					13,3	13,3
Total Construction			**70,8**	**3013,5**	**13,3**	**3097,6**

Coûts détaillés d'approvisionnement et de construction associés au projet

EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION

Description	Année					
	Avant	2011	2012	2013	2014	Total
Nouveau poste Lachenaie 315-25 kV						
Coûts d'approvisionnement						
Ouvrages civils (fondations)			516,7			**516,7**
Appareillage électrique		142,1	3 226,9	8 338,4		**11 707,4**
Commande, protection et automatisme			1 360,6	348,5		**1 709,**
Téléphonie						
Architecture (Bâtiments)						
Total Approvisionnement		**142,1**	**5 104,2**	**8 686,9**		**13 933,2**
Coûts de construction						
Ouvrages civils (fondations)			5 506,0	1 311,9	17,8	**6 835,2**
Appareillage électrique			885,1	1 298,9		**2 184,0**
Commande, protection et automatisme			256,3	314,0		**570,3**
Téléphonie		20,4	64,8	108,3		**193,5**
Architecture (Bâtiments)			1 244,5			**1 244,5**
Total Construction		**20,4**	**7 956,7**	**3 033,1**	**17,8**	**11 028,0**

Annexe 7

IMPACT TARIFAIRE

Tableau 1 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans

Coût du projet (M$)		50,757
Contribution estimée du Distributeur (M$)		0,000
Mise en service nette (M$)		50,757
Année et mois de mise en service nette (M$)	2013-10	50,757
Amortissement linéaire[1]		
Coût moyen pondéré du capital prospectif [2]		5,685%
Entretien et exploitation[3]		1,3%
Taxe sur les services publics (TSP) [4]		0,55%
Nombre d'années		20

Années	Amortissement	Amortissement cumulé	Base de tarification : solde de fin	Base de tarification : moyenne 13 soldes	Coût du capital	Entretien et exploitation	Taxe sur les services publics	Total	Revenus requis	Besoins de transport	Tarif annuel
	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(MW)	($/kW)
2010									2 995,860	39 805	75,26
2013	0,423	0,423	50,334	11,664	0,663	0,162	0,000	1,248	2 997,108	39 805	75,30
2014	2,538	2,961	47,796	49,065	2,789	0,647	0,277	6,251	3 002,111	39 816	75,40
2015	2,538	5,499	45,258	46,527	2,645	0,647	0,263	6,093	3 001,953	39 827	75,38
2016	2,538	8,037	42,720	43,989	2,501	0,647	0,249	5,934	3 001,794	39 836	75,35
2017	2,538	10,574	40,183	41,452	2,357	0,647	0,235	5,776	3 001,636	39 848	75,33
2018	2,538	13,112	37,645	38,914	2,212	0,647	0,221	5,618	3 001,478	39 859	75,30
2019	2,538	15,650	35,107	36,376	2,068	0,647	0,207	5,460	3 001,320	39 870	75,28
2020	2,538	18,188	32,569	33,838	1,924	0,647	0,193	5,302	3 001,162	39 880	75,26
2021	2,538	20,726	30,031	31,300	1,779	0,647	0,179	5,143	3 001,003	39 891	75,23
2022	2,538	23,264	27,493	28,762	1,635	0,647	0,165	4,985	3 000,845	39 895	75,22
2023	2,538	25,801	24,956	26,224	1,491	0,647	0,151	4,827	3 000,687	39 895	75,22
2024	2,538	28,339	22,418	23,687	1,347	0,647	0,137	4,669	3 000,529	39 895	75,21
2025	2,538	30,877	19,880	21,149	1,202	0,647	0,123	4,510	3 000,370	39 895	75,21
2026	2,538	33,415	17,342	18,611	1,058	0,647	0,109	4,352	3 000,212	39 895	75,20
2027	2,538	35,953	14,804	16,073	0,914	0,647	0,095	4,194	3 000,054	39 895	75,20
2028	2,538	38,491	12,266	13,535	0,769	0,647	0,081	4,036	2 999,896	39 895	75,20
2029	2,538	41,029	9,728	10,997	0,625	0,647	0,067	3,877	2 999,737	39 895	75,19
2030	2,538	43,566	7,191	8,460	0,481	0,647	0,054	3,719	2 999,579	39 895	75,19
2031	2,538	46,104	4,653	5,922	0,337	0,647	0,040	3,561	2 999,421	39 895	75,18
2032	2,538	48,642	2,115	3,384	0,192	0,647	0,026	3,403	2 999,263	39 895	75,18
2033	2,115	50,757	0,000	0,895	0,051	0,485	0,012	2,663	2 998,523	39 895	75,16
Ensemble de la période 2013 à 2033											**75,25**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,685 %, selon la décision D-2010-032 pour la demande R-3706-2009.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.
[4] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau 2 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans – analyse de sensibilité

			Analyse de sensibilité
Coût du projet (M$)		+ 15 %	58,371
Contribution estimée du Distributeur (M$)			4,731
Mise en service nette (M$)			53,640
Année et mois de mise en service nette (M$)	2013-10		53,640
Amortissement linéaire[1]			
Coût moyen pondéré du capital prospectif [2]		+ 15 %	6,538%
Entretien et exploitation[3]			1,4%
Taxe sur les services publics (TSP) [4]			0,55%
Nombre d'années			20

Années	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Entretien et exploitation (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Revenus requis (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2010									2 995,860	39 805	75,26
2013	0,447	0,447	53,193	12,327	0,806	0,183	0,000	1,436	2 997,296	39 805	75,30
2014	2,682	3,129	50,511	51,852	3,390	0,732	0,293	7,097	3 002,957	39 816	75,42
2015	2,682	5,811	47,829	49,170	3,215	0,732	0,278	6,907	3 002,767	39 827	75,40
2016	2,682	8,493	45,147	46,488	3,039	0,732	0,263	6,717	3 002,577	39 836	75,37
2017	2,682	11,175	42,465	43,806	2,864	0,732	0,248	6,527	3 002,387	39 848	75,35
2018	2,682	13,857	39,783	41,124	2,689	0,732	0,234	6,337	3 002,197	39 859	75,32
2019	2,682	16,539	37,101	38,442	2,513	0,732	0,219	6,146	3 002,006	39 870	75,30
2020	2,682	19,221	34,419	35,760	2,338	0,732	0,204	5,956	3 001,816	39 880	75,27
2021	2,682	21,903	31,737	33,078	2,163	0,732	0,189	5,766	3 001,626	39 891	75,25
2022	2,682	24,585	29,055	30,396	1,987	0,732	0,175	5,576	3 001,436	39 895	75,23
2023	2,682	27,267	26,373	27,714	1,812	0,732	0,160	5,386	3 001,246	39 895	75,23
2024	2,682	29,949	23,691	25,032	1,637	0,732	0,145	5,196	3 001,056	39 895	75,22
2025	2,682	32,631	21,009	22,350	1,461	0,732	0,130	5,006	3 000,866	39 895	75,22
2026	2,682	35,313	18,327	19,668	1,286	0,732	0,116	4,816	3 000,676	39 895	75,22
2027	2,682	37,995	15,645	16,986	1,111	0,732	0,101	4,626	3 000,486	39 895	75,21
2028	2,682	40,677	12,963	14,304	0,935	0,732	0,086	4,436	3 000,296	39 895	75,21
2029	2,682	43,359	10,281	11,622	0,760	0,732	0,071	4,246	3 000,106	39 895	75,20
2030	2,682	46,041	7,599	8,940	0,584	0,732	0,057	4,055	2 999,915	39 895	75,20
2031	2,682	48,723	4,917	6,258	0,409	0,732	0,042	3,865	2 999,725	39 895	75,19
2032	2,682	51,405	2,235	3,576	0,234	0,732	0,027	3,675	2 999,535	39 895	75,19
2033	2,235	53,640	0,000	0,946	0,062	0,549	0,012	2,858	2 998,718	39 895	75,17
Ensemble de la période 2013 à 2033											**75,26**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,685 %, selon la décision D-2010-032 pour la demande R-3706-2009.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.
[4] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau 3 : Impact tarifaire du Projet sur 40 ans

Coût du projet (M$)		50,757
Contribution estimée du Distributeur (M$)		0,000
Mise en service nette (M$)		50,757
Année et mois de mise en service nette (M$)	2013-10	50,757
Amortissement linéaire[1]		
Coût moyen pondéré du capital prospectif [2]		5,685%
Entretien et exploitation[3]		1,0%
Taxe sur les services publics (TSP) [4]		0,55%
Nombre d'années		40

Années	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Entretien et exploitation (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Revenus requis (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2010									2 995,860	39 805	75,26
2013	0,211	0,211	50,546	11,689	0,665	0,122	0,000	0,998	2 996,858	39 805	75,29
2014	1,269	1,480	49,277	49,911	2,837	0,486	0,278	4,870	3 000,730	39 816	75,37
2015	1,269	2,749	48,008	48,642	2,765	0,486	0,271	4,791	3 000,651	39 827	75,34
2016	1,269	4,018	46,739	47,373	2,693	0,486	0,264	4,712	3 000,572	39 836	75,32
2017	1,269	5,287	45,470	46,104	2,621	0,486	0,257	4,633	3 000,493	39 848	75,30
2018	1,269	6,556	44,201	44,835	2,549	0,486	0,250	4,554	3 000,414	39 859	75,28
2019	1,269	7,825	42,932	43,566	2,477	0,486	0,243	4,475	3 000,335	39 870	75,25
2020	1,269	9,094	41,663	42,298	2,405	0,486	0,236	4,396	3 000,256	39 880	75,23
2021	1,269	10,363	40,394	41,029	2,332	0,486	0,229	4,317	3 000,177	39 891	75,21
2022	1,269	11,632	39,125	39,760	2,260	0,486	0,222	4,237	3 000,097	39 895	75,20
2023	1,269	12,901	37,856	38,491	2,188	0,486	0,215	4,158	3 000,018	39 895	75,20
2024	1,269	14,170	36,587	37,222	2,116	0,486	0,208	4,079	2 999,939	39 895	75,20
2025	1,269	15,439	35,318	35,953	2,044	0,486	0,201	4,000	2 999,860	39 895	75,19
2026	1,269	16,708	34,049	34,684	1,972	0,486	0,194	3,921	2 999,781	39 895	75,19
2027	1,269	17,976	32,781	33,415	1,900	0,486	0,187	3,842	2 999,702	39 895	75,19
2028	1,269	19,245	31,512	32,146	1,828	0,486	0,180	3,763	2 999,623	39 895	75,19
2029	1,269	20,514	30,243	30,877	1,755	0,486	0,173	3,684	2 999,544	39 895	75,19
2030	1,269	21,783	28,974	29,608	1,683	0,486	0,166	3,605	2 999,465	39 895	75,18
2031	1,269	23,052	27,705	28,339	1,611	0,486	0,159	3,525	2 999,385	39 895	75,18
2032	1,269	24,321	26,436	27,070	1,539	0,486	0,152	3,446	2 999,306	39 895	75,18
2033	1,269	25,590	25,167	25,801	1,467	0,486	0,145	3,367	2 999,227	39 895	75,18
2034	1,269	26,859	23,898	24,533	1,395	0,486	0,138	3,288	2 999,148	39 895	75,18
2035	1,269	28,128	22,629	23,264	1,323	0,486	0,131	3,209	2 999,069	39 895	75,17
2036	1,269	29,397	21,360	21,995	1,250	0,486	0,124	3,130	2 998,990	39 895	75,17
2037	1,269	30,666	20,091	20,726	1,178	0,486	0,117	3,051	2 998,911	39 895	75,17
2038	1,269	31,935	18,822	19,457	1,106	0,486	0,111	2,972	2 998,832	39 895	75,17
2039	1,269	33,204	17,553	18,188	1,034	0,486	0,104	2,892	2 998,752	39 895	75,17
2040	1,269	34,472	16,285	16,919	0,962	0,486	0,097	2,813	2 998,673	39 895	75,16
2041	1,269	35,741	15,016	15,650	0,890	0,486	0,090	2,734	2 998,594	39 895	75,16
2042	1,269	37,010	13,747	14,381	0,818	0,486	0,083	2,655	2 998,515	39 895	75,16
2043	1,269	38,279	12,478	13,112	0,745	0,486	0,076	2,576	2 998,436	39 895	75,16
2044	1,269	39,548	11,209	11,843	0,673	0,486	0,069	2,497	2 998,357	39 895	75,16
2045	1,269	40,817	9,940	10,574	0,601	0,486	0,062	2,418	2 998,278	39 895	75,15
2046	1,269	42,086	8,671	9,305	0,529	0,486	0,055	2,339	2 998,199	39 895	75,15
2047	1,269	43,355	7,402	8,037	0,457	0,486	0,048	2,260	2 998,120	39 895	75,15
2048	1,269	44,624	6,133	6,768	0,385	0,486	0,041	2,180	2 998,040	39 895	75,15
2049	1,269	45,893	4,864	5,499	0,313	0,486	0,034	2,101	2 997,961	39 895	75,15
2050	1,269	47,162	3,595	4,230	0,240	0,486	0,027	2,022	2 997,882	39 895	75,15
2051	1,269	48,431	2,326	2,961	0,168	0,486	0,020	1,943	2 997,803	39 895	75,14
2052	1,269	49,700	1,057	1,692	0,096	0,486	0,013	1,864	2 997,724	39 895	75,14
2053	1,057	50,757	0,000	0,447	0,025	0,365	0,006	1,453	2 997,313	39 895	75,13
Ensemble de la période 2013 à 2053											**75,20**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,685 %, selon la décision D-2010-032 pour la demande R-3706-2009.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.
[4] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Tableau 4 : Impact tarifaire du Projet sur 40 ans – analyse de sensibilité

			Analyse de sensibilité
Coût du projet (M$)		+ 15 %	58,371
Contribution estimée du Distributeur (M$)			4,731
Mise en service nette (M$)			53,640
Année et mois de mise en service nette (M$)	2013-10		53,640
Amortissement linéaire[1]			
Coût moyen pondéré du capital prospectif [2]		+ 15 %	6,538%
Entretien et exploitation[3]			1,1%
Taxe sur les services publics (TSP) [4]			0,55%
Nombre d'années			40

Années	Amortissement (M$)	Amortissement cumulé (M$)	Base de tarification : solde de fin (M$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M$)	Coût du capital (M$)	Entretien et exploitation (M$)	Taxe sur les services publics (M$)	Total (M$)	Revenus requis (M$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel ($/kW)
2010									2 995,860	39 805	75,26
2013	0,224	0,224	53,417	12,353	0,808	0,143	0,000	1,174	2 997,034	39 805	75,29
2014	1,341	1,565	52,076	52,746	3,448	0,571	0,294	5,655	3 001,515	39 816	75,39
2015	1,341	2,906	50,735	51,405	3,361	0,571	0,286	5,560	3 001,420	39 827	75,36
2016	1,341	4,247	49,394	50,064	3,273	0,571	0,279	5,465	3 001,325	39 836	75,34
2017	1,341	5,588	48,053	48,723	3,185	0,571	0,272	5,369	3 001,229	39 848	75,32
2018	1,341	6,929	46,712	47,382	3,098	0,571	0,264	5,274	3 001,134	39 859	75,29
2019	1,341	8,270	45,371	46,041	3,010	0,571	0,257	5,179	3 001,039	39 870	75,27
2020	1,341	9,611	44,030	44,700	2,922	0,571	0,250	5,084	3 000,944	39 880	75,25
2021	1,341	10,952	42,689	43,359	2,835	0,571	0,242	4,989	3 000,849	39 891	75,23
2022	1,341	12,293	41,348	42,018	2,747	0,571	0,235	4,894	3 000,754	39 895	75,22
2023	1,341	13,634	40,007	40,677	2,659	0,571	0,227	4,799	3 000,659	39 895	75,21
2024	1,341	14,975	38,666	39,336	2,572	0,571	0,220	4,704	3 000,564	39 895	75,21
2025	1,341	16,316	37,325	37,995	2,484	0,571	0,213	4,609	3 000,469	39 895	75,21
2026	1,341	17,657	35,984	36,654	2,396	0,571	0,205	4,514	3 000,374	39 895	75,21
2027	1,341	18,998	34,643	35,313	2,309	0,571	0,198	4,419	3 000,279	39 895	75,21
2028	1,341	20,339	33,302	33,972	2,221	0,571	0,191	4,324	3 000,184	39 895	75,20
2029	1,341	21,680	31,961	32,631	2,133	0,571	0,183	4,229	3 000,089	39 895	75,20
2030	1,341	23,021	30,620	31,290	2,046	0,571	0,176	4,134	2 999,994	39 895	75,20
2031	1,341	24,362	29,279	29,949	1,958	0,571	0,168	4,039	2 999,899	39 895	75,20
2032	1,341	25,703	27,938	28,608	1,870	0,571	0,161	3,944	2 999,804	39 895	75,19
2033	1,341	27,044	26,597	27,267	1,783	0,571	0,154	3,849	2 999,709	39 895	75,19
2034	1,341	28,385	25,256	25,926	1,695	0,571	0,146	3,754	2 999,614	39 895	75,19
2035	1,341	29,726	23,915	24,585	1,607	0,571	0,139	3,659	2 999,519	39 895	75,19
2036	1,341	31,067	22,574	23,244	1,520	0,571	0,132	3,564	2 999,424	39 895	75,18
2037	1,341	32,408	21,233	21,903	1,432	0,571	0,124	3,469	2 999,329	39 895	75,18
2038	1,341	33,749	19,892	20,562	1,344	0,571	0,117	3,373	2 999,233	39 895	75,18
2039	1,341	35,090	18,551	19,221	1,257	0,571	0,109	3,278	2 999,138	39 895	75,18
2040	1,341	36,431	17,210	17,880	1,169	0,571	0,102	3,183	2 999,043	39 895	75,17
2041	1,341	37,772	15,869	16,539	1,081	0,571	0,095	3,088	2 998,948	39 895	75,17
2042	1,341	39,113	14,528	15,198	0,994	0,571	0,087	2,993	2 998,853	39 895	75,17
2043	1,341	40,454	13,187	13,857	0,906	0,571	0,080	2,898	2 998,758	39 895	75,17
2044	1,341	41,795	11,846	12,516	0,818	0,571	0,073	2,803	2 998,663	39 895	75,16
2045	1,341	43,136	10,505	11,175	0,731	0,571	0,065	2,708	2 998,568	39 895	75,16
2046	1,341	44,477	9,163	9,834	0,643	0,571	0,058	2,613	2 998,473	39 895	75,16
2047	1,341	45,818	7,822	8,493	0,555	0,571	0,050	2,518	2 998,378	39 895	75,16
2048	1,341	47,159	6,481	7,152	0,468	0,571	0,043	2,423	2 998,283	39 895	75,16
2049	1,341	48,500	5,140	5,811	0,380	0,571	0,036	2,328	2 998,188	39 895	75,15
2050	1,341	49,841	3,799	4,470	0,292	0,571	0,028	2,233	2 998,093	39 895	75,15
2051	1,341	51,182	2,458	3,129	0,205	0,571	0,021	2,138	2 997,998	39 895	75,15
2052	1,341	52,523	1,117	1,788	0,117	0,571	0,014	2,043	2 997,903	39 895	75,15
2053	1,118	53,640	0,000	0,473	0,031	0,429	0,006	1,583	2 997,443	39 895	75,13
Ensemble de la période 2013 à 2053											**75,21**

[1] Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009
[2] Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,685 %, selon la décision D-2010-032 pour la demande R-3706-2009.
[3] Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement.
[4] Taxe sur les services publics de 0,55% imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.