

**INTÉGRATION DE QUATRE NOUVELLES LIGNES
À 25 KV SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION
À LA SUITE DE L'AJOUT DE CAPACITÉ
AU POSTE DE SAINT-GEORGES**

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	5
2. CONTEXTE.....	6
2.1. Croissance de la charge.....	8
3. OBJECTIF VISÉ PAR LE PROJET	8
4. SOLUTIONS ENVISAGÉES	9
4.1. Solutions envisagées	9
4.1.1. <i>Solution 1 - Ajout d'un quatrième transformateur au poste de Saint-Georges...</i>	9
4.1.2. <i>Solution 2 - Ajout d'un troisième transformateur au poste de Beauceville-Est ..</i>	9
4.1.3. <i>Solution 3 - Nouveau poste de Saint-Georges à 120-25 kV.....</i>	9
4.2. Estimation des coûts des solutions envisagées.....	10
5. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS	11
5.1. Description des travaux de distribution	11
5.2. Échéancier des travaux.....	14
6. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	15
6.1. Sommaire des coûts.....	15
6.2. Réserve pour imprévus	15
7. IMPACT SUR LE REVENU REQUIS DU DISTRIBUTEUR.....	19
7.1. Paramètres.....	19
7.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur	19
8. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION	20
9. MODE DE SUIVI PROPOSÉ	20
ANNEXE A : DÉTAIL DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE ET PARAMÈTRES UTILISÉS	21
ANNEXE B : LISTE DES NORMES ET ENCADREMENTS APPLICABLES.....	31

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Localisation des postes d'alimentation de la zone d'étude.....	7
Figure 2 : Tracés des lignes	12
Figure 3 : Schéma de distribution de la charge.....	13

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Concordance entre la demande du Distributeur et le Règlement	5
Tableau 2 : Prévion de la charge de la zone d'étude (MVA).....	8
Tableau 3 : Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés de 2015)	11
Tableau 4 : Bilan des transferts de charges par postes à la fin du projet du Distributeur	14
Tableau 5 : Étapes des travaux du Distributeur	14
Tableau 6 : Coûts annuels du projet (en k\$)	15
Tableau 7 : Principaux risques associés au projet.....	16
Tableau 8 : Paramètres	19
Tableau 9 : Impact sur les revenus requis (en k\$)	19

Tableau 10 : Impact sur les revenus requis avec une majoration de 10 % des coûts du projet (en k\$)	20
Tableau A-1 : Analyse économique détaillée 2015-2030.....	23
Tableau A-2 : Analyse économique détaillée 2031-2045.....	25
Tableau A-3 : Analyse économique détaillée 2046-2058.....	27
Tableau A-4 : Principaux paramètres économiques	29
Tableau B-1 : Liste des normes et encadrements applicables.....	33

1. INTRODUCTION

1 En vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « LRÉ »), Hydro-Québec
 2 Distribution (le « Distributeur ») demande à la Régie de l'énergie (la « Régie ») l'autorisation
 3 de réaliser les travaux nécessaires à la construction de quatre nouveaux départs souterrains
 4 de ligne et au réaménagement du réseau de distribution de la ville de Saint-Georges. Le
 5 projet du Distributeur découle d'une solution conjointe avec le Transporteur à la suite de
 6 l'ajout, par celui-ci, d'un quatrième transformateur de puissance au poste de Saint-Georges¹.
 7 Le coût des travaux du Distributeur, qui s'échelonnent sur une période de quatre ans, est
 8 évalué à 25,5 M\$.

9 Le tableau 1 indique la concordance entre les sections de la présente pièce et les
 10 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*
 11 *autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »).

**Tableau 1 :
 Concordance entre la demande du Distributeur et le Règlement**

Règlement				Pièce HQD1, document 1
Article	Alinéa	Paragr.	Renseignements requis	Section
2	1	1 ^o	Les objectifs visés par le projet	3
2	1	2	La description du projet	5
2	1	3 ^o	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	5
2	1	4 ^o	Les coûts associés au projet	6
2	1	5 ^o	L'étude de faisabilité économique du projet	4 et Annexe A
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	7
2	1	8 ^o	L'impact sur la qualité de service de distribution	8
2	1	9 ^o	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	4
3	1	1 ^o	La liste des principales normes techniques	Annexe B

¹ R-3904-2014, HQT-1, document 1, annexe 2, p.43, tableau A2-1 Prévisions de dépassement de capacité dans les postes satellites pour lesquels des interventions de moins de 25 M\$ sont prévues de 2015 à 2018 et décision sur le fond D-2015-015 du 3 mars 2015.

2. CONTEXTE

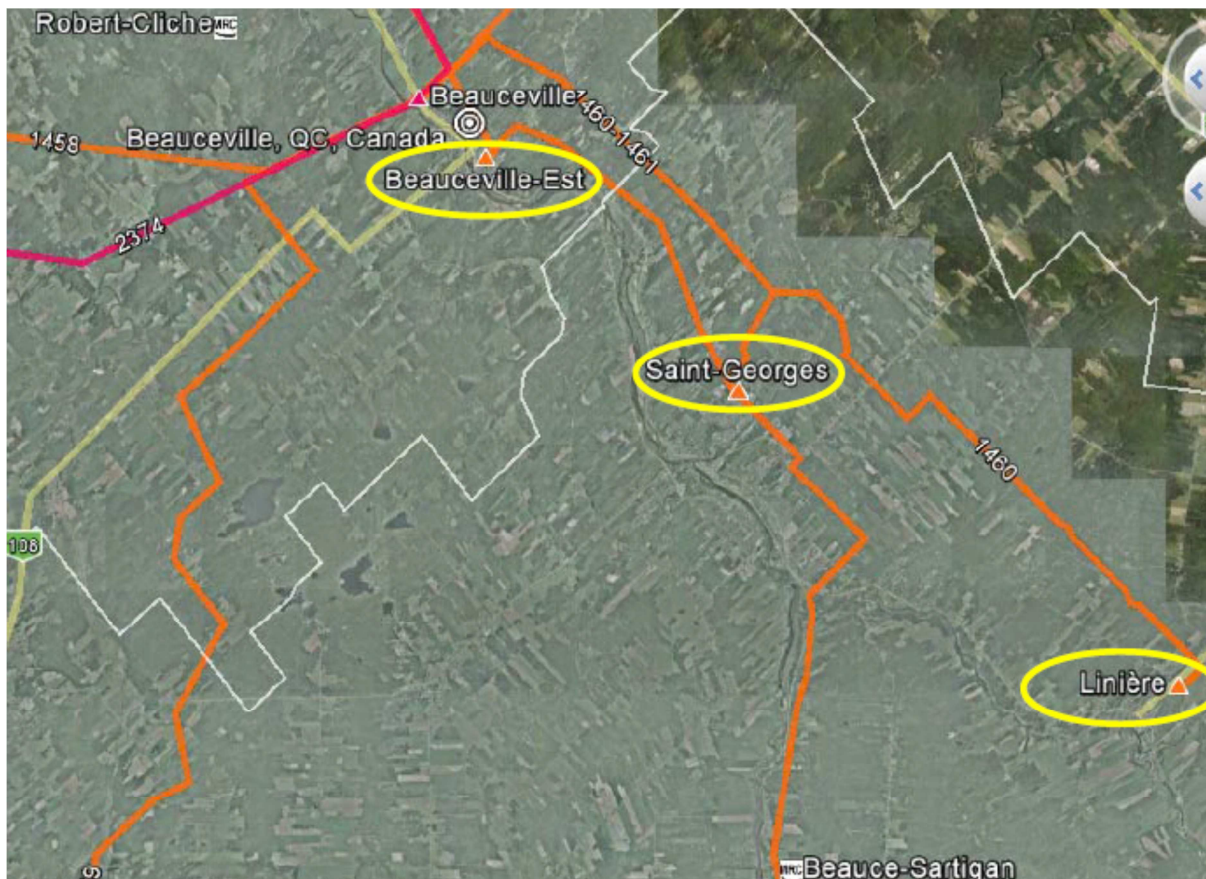
1 La présente demande découle de la solution optimale retenue afin de résoudre le problème
2 de surcharge du poste de Saint-Georges ainsi que des lignes de distribution. Elle constitue
3 donc le produit d'une planification intégrée ayant comme but de répondre aux besoins de
4 croissance à court et à long terme de la zone d'étude.

5 L'économie de la région de la Beauce est variée. Les secteurs agricole, industriel et de
6 l'exportation y sont présents. La ville de Saint-Georges est issue, depuis 2001, d'un
7 regroupement de quatre municipalités. Elle est constituée d'un centre urbain, de deux
8 banlieues semi-urbanisées et d'une partie rurale. Elle compte 32 000 habitants et assume le
9 rôle de métropole régionale pour une trentaine de petites municipalités qui, à elles seules,
10 totalisent une centaine de milliers de personnes.

11 Au cours des dernières années, l'augmentation de la charge de cette ville a été plus élevée
12 que celle de l'ensemble de la zone d'étude. La capacité limite de transformation (CLT) du
13 poste de Saint-Georges qui l'alimente est dépassée depuis la pointe 2012-2013. Le
14 Distributeur a pallié aux augmentations de charges en transférant les charges les plus
15 éloignées sur les postes avoisinants.

16 La figure 1 présente les postes d'alimentation de la charge de la zone d'étude.

Figure 1 :
Localisation des postes d'alimentation de la zone d'étude



1 La zone d'étude est constituée des postes de Saint-Georges, de Beauceville-Est et de
2 Linière. Ces postes ont été retenus principalement pour leur localisation par rapport au
3 secteur en croissance de charge et en fonction de l'architecture du réseau de distribution. Le
4 poste de Saint-Georges est en dépassement de sa CLT de 129 MVA depuis
5 l'hiver 2012-2013 et, à l'horizon de 15 ans, sa charge atteindra près de 143 MVA.

6 Bien que la charge continue de croître, les transferts ne sont pratiquement plus possibles. La
7 sécurité des installations devra être assurée par des plans de contingence d'ici l'ajout de
8 capacité.

9 La solution retenue consiste à ajouter un quatrième transformateur de puissance au poste de
10 Saint-Georges. Cet ajout, effectué par le Transporteur, est prévu pour 2017. Cette puissance
11 transitera vers la clientèle par quatre nouvelles lignes moyenne tension à 25 kV.

12 Le projet du Distributeur consiste donc à réaménager le réseau de distribution afin de
13 pouvoir intégrer les quatre nouveaux départs de ligne à 25 kV et effectuer les transferts de
14 charges nécessaires.

15 Le coût total du projet du Distributeur s'élève à 25,5 M\$. Les travaux devraient se terminer
16 en 2018.

2.1. Croissance de la charge

- 1 Le tableau 2 présente la prévision de la charge des postes de la zone d'étude. Cette
- 2 prévision correspond à la plus récente prévision de la charge du Distributeur (tel que la
- 3 Régie l'a demandé dans sa décision D-2010-161).

**Tableau 2 :
Prévision de la charge de la zone d'étude (MVA)**

Postes d'alimentation	CLT	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
BEAUCEVILLE-EST	44	36,0	35,6	38,5	38,5	38,7	38,9	40,7	40,9	41,0	41,1
LINIÈRE	31	27,0	27,1	27,7	27,6	27,8	27,9	29,3	29,4	29,5	29,5
SAINT-GEORGES	129	120,7	123,9	131,7	133,9	134,6	135,3	141,6	142,1	142,5	142,9
<i>Puissance totale</i>	204	183,7	186,6	197,9	200,0	201,1	202,1	211,6	212,4	213,0	213,5

Source : Prévision de la demande en puissance sur le réseau intégré de distribution 2014-2028, septembre 2014. Les charges prévues sur fond gris dépassent la CLT.

- 4 Le problème de dépassement de capacité au poste de Saint-Georges sera résolu par l'ajout
- 5 d'un quatrième transformateur portant sa capacité à 194 MVA à sa configuration ultime.
- 6 Aussi, des transferts de charges seront effectués des postes de Beauceville-Est et Linière
- 7 vers le poste de Saint-Georges afin de soulager la charge de ceux-ci.

3. OBJECTIF VISÉ PAR LE PROJET

- 8 Le projet a comme objectif de répondre aux enjeux reliés à la croissance de la charge de la
- 9 zone d'étude.
- 10 Le projet est conforme aux orientations du Distributeur qui sont, entre autres, d'accroître la
- 11 capacité du réseau pour répondre aux besoins de ses clients. Il permet la mise en place
- 12 d'actifs répondant à l'ensemble des préoccupations techniques et économiques actuelles.
- 13 Ce projet aura un impact positif sur la fiabilité du réseau et, par le fait même, sur la continuité
- 14 du service offert aux clients du Distributeur.

4. SOLUTIONS ENVISAGÉES

4.1. Solutions envisagées

1 Le Transporteur et le Distributeur ont examiné diverses solutions pour résoudre le problème
2 de dépassement de capacité du poste de Saint-Georges.

3 Leurs analyses ont permis de retenir trois solutions, soit :

- 4 • Solution 1 : Ajout d'un quatrième transformateur au poste de Saint-Georges ;
- 5 • Solution 2 : Ajout d'un troisième transformateur au poste de Beauceville-Est ;
- 6 • Solution 3 : Construction d'un nouveau poste de Saint-Georges à 120-25 kV.

4.1.1. *Solution 1 - Ajout d'un quatrième transformateur au poste de Saint-Georges*

7 La solution 1 consiste à ajouter un quatrième transformateur de puissance de 47 MVA et
8 quatre départs de ligne moyenne tension au poste de Saint-Georges. Des travaux devront
9 être réalisés par le Distributeur pour l'aménagement des nouveaux départs de ligne à 25 kV
10 ainsi que pour les transferts de charges.

11 L'ajout de ces équipements permet d'atteindre la configuration ultime du poste de
12 Saint-Georges et une CLT de 194 MVA.

4.1.2. *Solution 2 - Ajout d'un troisième transformateur au poste de Beauceville-Est*

13 La solution 2 consiste à ajouter un troisième transformateur de puissance de 33,3 MVA, cinq
14 départs de ligne moyenne tension au poste de Beauceville-Est, un disjoncteur à 120 kV et
15 un bâtiment de commande. Des travaux devront être réalisés par le Distributeur pour
16 l'aménagement des nouveaux départs de ligne à 25 kV et pour les transferts de charges.

17 L'ajout de ces équipements permet d'atteindre la configuration ultime du poste de
18 Beauceville-Est et une CLT de 88 MVA.

4.1.3. *Solution 3 - Nouveau poste de Saint-Georges à 120-25 kV*

19 La solution 3 consiste à construire un nouveau poste muni de deux transformateurs de
20 puissance de 47 MVA, de six départs de ligne moyenne tension à l'étape initiale et d'un
21 disjoncteur d'attache sur la barre à 120 kV. De plus, cette solution nécessite d'ajouter un
22 tronçon de ligne de 4,5 km en dérivation de la ligne L1460 et un autre de 0,6 km en
23 dérivation de la ligne L1457, des téléprotections et un lien de télécommunication. Des
24 travaux devront être réalisés par le Distributeur pour l'aménagement des nouveaux départs
25 de ligne à 25 kV et pour les transferts de charges.

26 L'ajout de ces équipements permet d'atteindre une CLT de 65 MVA au nouveau poste de
27 Saint-Georges.

4.2. Estimation des coûts des solutions envisagées

1 Étant donné que le projet découle d'une solution conjointe, le Distributeur et le Transporteur
2 ont réalisé une comparaison des coûts des solutions envisagées en tenant compte, entre
3 autres, des investissements requis pour réaliser les travaux, des valeurs résiduelles des
4 investissements, de la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes
5 électriques. L'analyse économique a été réalisée sur une période de 44 ans.

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

- 7 • Taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,666 % ;
- 8 • Taux d'actualisation de long terme du Distributeur de 5,651 % ;
- 9 • Taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- 10 • Taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

11 Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle des flux d'investissement pour la
12 portion comprise entre la fin de la durée d'analyse et la fin de la durée d'utilité spécifique de
13 chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est déterminée en fonction
14 des catégories d'investissement établies par le Transporteur et le Distributeur.

15 Le tableau 3 présente une comparaison économique des solutions décrites précédemment.

**Tableau 3 :
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés de 2015)**

	Solution 1	Solution 2	Solution 3
	<i>Ajout d'un quatrième transformateur au poste de Saint-Georges</i>	<i>Ajout d'un troisième transformateur au poste de Beauceville-Est</i>	<i>Nouveau poste de Saint-Georges à 120-25 kV</i>
HQT			
Investissements	6 918	10 438	25 899
Réinvestissements	-	-	1 755
Valeurs résiduelles	(35)	(54)	(307)
Taxes	414	625	1 556
Différentiel pertes électriques	2 772	Référence	2 318
Coûts globaux actualisés HQT	10 069	11 009	31 221
HQD			
Investissements	20 454	34 247	12 126
Réinvestissements	896	3 406	841
Valeurs résiduelles	(1 166)	(3 013)	(846)
Taxes	1 309	2 190	771
Différentiel pertes électriques	1 923	Référence	4 259
Coûts globaux actualisés HQD	19 570	36 830	8 633
Total coûts globaux actualisés	29 689	47 839	39 854

1 Les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur et le Distributeur
 2 démontrent que les coûts globaux actualisés (CGA) de la solution 1 sont inférieurs à ceux
 3 des solutions 2 et 3. Le détail de l'analyse économique et les paramètres utilisés sont
 4 présentés à l'annexe A.

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

5.1. Description des travaux de distribution

5 La solution retenue implique une nouvelle répartition des charges sur l'ensemble de la zone
 6 d'étude.

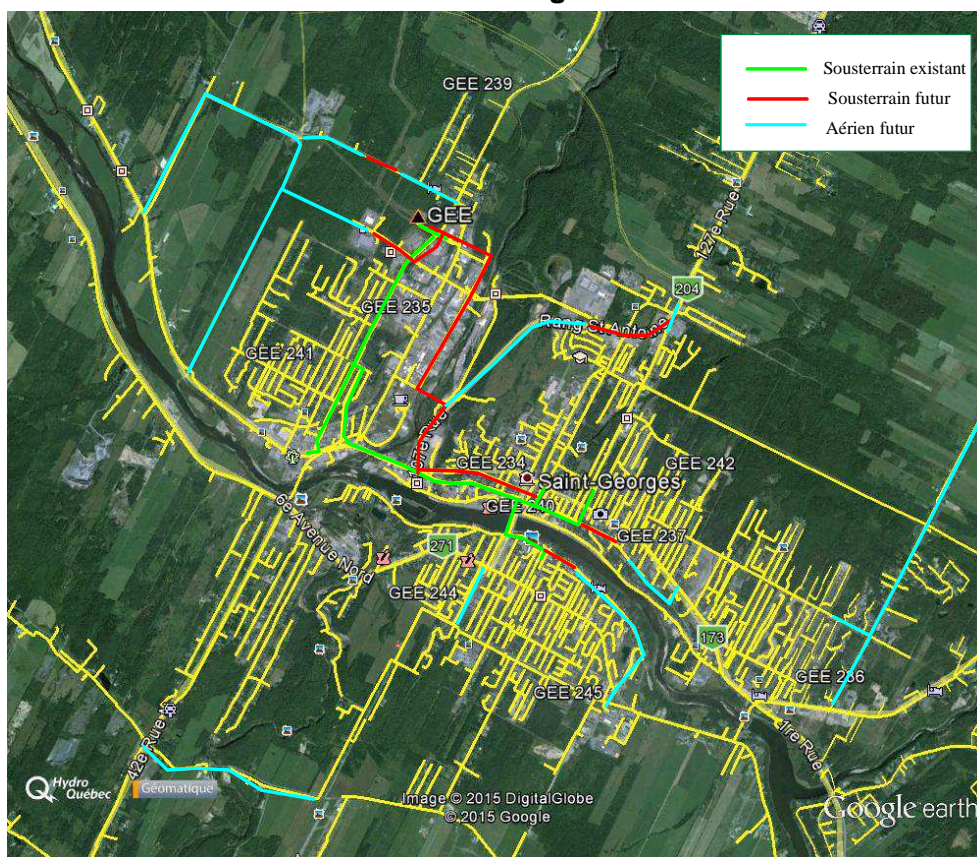
7 Le projet du Distributeur consiste à réaménager le réseau de distribution afin de pouvoir
 8 effectuer les transferts de charges nécessaires.

9 En plus des transferts de charges, le projet du Distributeur consiste à :

- 10 • Construire 7,4 km de canalisations bétonnées dont un tronçon de 0,5 km nécessitera
 11 un forage directionnel ;

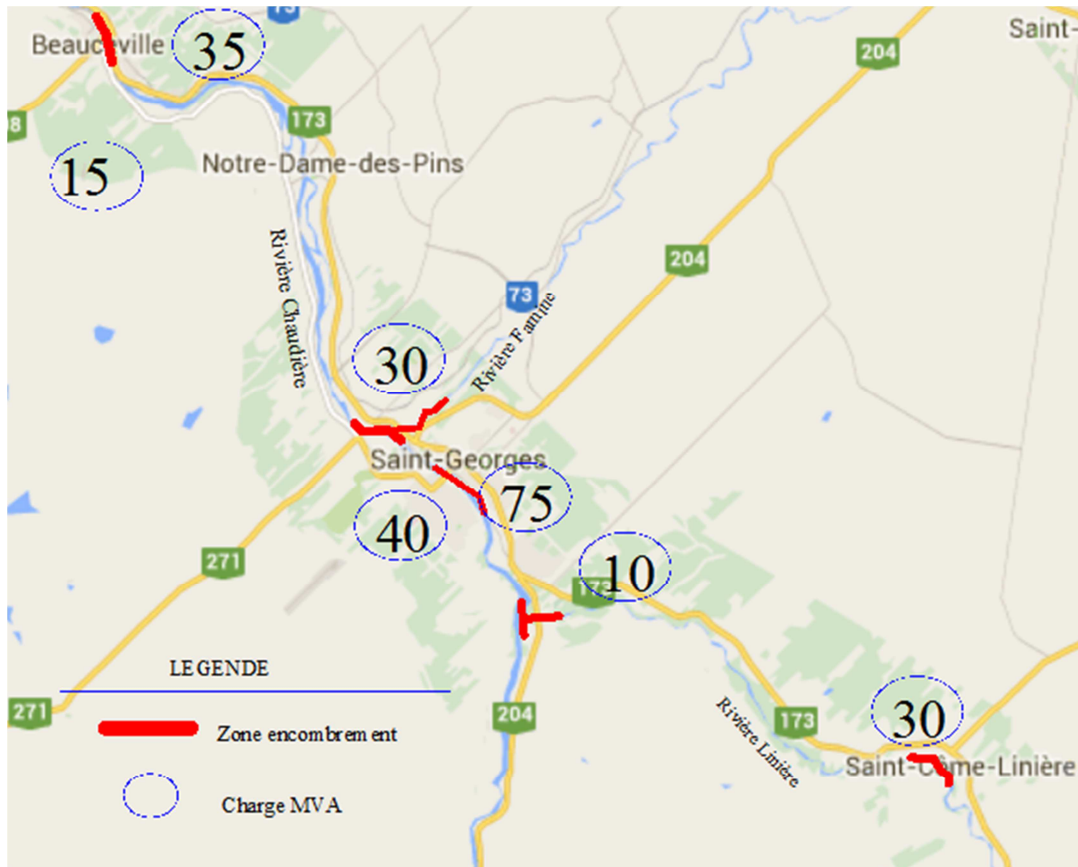
- 1 • Installer 19,5 km de câbles ;
- 2 • Construire ou reconstruire 35,6 km de réseau aérien.
- 3 Les travaux réalisés par le Distributeur devraient se terminer en décembre 2018.
- 4 Ils permettront d'apporter un corridor d'énergie au cœur du centre-ville de Saint-Georges par
- 5 le biais :
- 6 • D'une première ligne (à l'est de la rivière Famine) alimentant une partie du
- 7 centre-ville ;
- 8 • D'une deuxième ligne (à l'ouest de la rivière Famine) afin de redistribuer la charge
- 9 des quatre lignes actuelles permettant ainsi un accroissement de charges au cours
- 10 des années futures ;
- 11 • D'une troisième ligne alimentant le quartier du Cégep ;
- 12 • D'une quatrième ligne (traversant l'ensemble de la zone urbaine) qui servira
- 13 d'alimentation et d'attache de relève pour plusieurs lignes existantes.
- 14 La figure 2 présente les tracés des quatre lignes.

Figure 2 :
Tracés des lignes



- 1 Le Distributeur souligne que les tracés retenus sont optimaux compte tenu des contraintes
- 2 géographiques du milieu. En effet, la présence de trois rivières provoque des entonniers
- 3 restrictifs au transit de puissance. Il y a donc peu de parcours potentiels en périphérie des
- 4 postes de la zone d'étude.
- 5 La figure 3 présente le schéma de distribution de la charge.

Figure 3 :
Schéma de distribution de la charge



Détail des transferts de charge

- 6 Le tableau 4 présente le bilan des transferts de charges vers le poste de Saint-Georges à
- 7 l'achèvement des travaux de distribution prévu à la fin de 2018.

**Tableau 4 :
Bilan des transferts de charges par postes à la fin du projet du Distributeur**

Postes	Différence (MVA)
Transfert du poste Linière vers le poste de Saint-Georges	3,7
Transfert du poste de Beauceville-Est vers le poste de Saint-Georges	2.0
Total	5,7

- 1 La prévision indique que les charges des postes de Beauceville-Est et Linière approchent
- 2 leur CLT respective.
- 3 Des transferts de charges seront effectués des postes de Beauceville-Est et Linière vers le
- 4 poste de Saint-Georges afin de soulager la charge de ceux-ci.

5.2. Échéancier des travaux

- 5 Le tableau 5 présente les principales étapes des travaux du Distributeur.

**Tableau 5 :
Étapes des travaux du Distributeur**

Année	Description des principaux travaux
2015	Réaliser les études d'ingénierie
2016	Débuter les travaux électriques aériens Construire les canalisations
2017	Enfouir les câbles souterrains Réaliser les travaux électriques aériens
2018	Finaliser les travaux électriques aériens Réaliser les travaux électriques souterrains (joindre les câbles) Réaliser les transferts de charges et mettre en service la nouvelle architecture du réseau de distribution

6. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

6.1. Sommaire des coûts

- 1 Les coûts de distribution prévus aux investissements sont de 25,5 M\$. Les investissements
 2 les plus importants sont reliés aux travaux électriques aériens (31 %) et aux travaux civils
 3 (26 %).
- 4 Le détail des coûts associés au projet du Distributeur est présenté au tableau 6.

**Tableau 6 :
Coûts annuels du projet (en k\$)**

PRÉVISION ANNUELLE DES INVESTISSEMENTS	2015	2016	2017	2018	Total	Part
Ingénierie	2 854	-	-	-	2 854	11 %
Travaux civils	-	6 550	-	-	6 550	26 %
Travaux électriques aériens	-	678	3 939	3 312	7 929	31 %
Travaux électriques souterrains	-	-	1 454	1 484	2 938	12 %
Sous-total	2 854	7 228	5 393	4 796	20 271	80 %
Réserve pour imprévus (10 %)	285	723	539	480	2 027	8 %
Sous-total du projet	3 139	7 951	5 932	5 276	22 298	88 %
Frais financiers (7,081 %)	109	512	1 039	1 510	3 170	12 %
TOTAL	3 248	8 463	6 971	6 786	25 468	100 %

5 L'évaluation des coûts est effectuée sur la base, notamment, des coûts unitaires pour les
 6 travaux civils et électriques. Les frais financiers ont été calculés au taux de rendement sur la
 7 base de tarification du Distributeur, tel que la Régie l'a autorisé dans sa décision D-2004-47.
 8 Dans la décision D-2015-018, la Régie a autorisé un taux de rendement de 7,081 %. Enfin,
 9 en accord avec la pratique, une réserve de 10 % pour imprévus, calculée sur la base du coût
 10 des travaux (excluant les frais financiers), est ajoutée au coût du projet.

11 Le Distributeur assure une gestion rigoureuse de ses projets, mais dans l'éventualité d'un
 12 écart de coûts de 15 % ou plus, il devra obtenir l'autorisation du Conseil d'administration
 13 d'Hydro-Québec. Il en avisera la Régie, conformément à sa pratique.

6.2. Réserve pour imprévus

14 La réserve pour imprévus permet de couvrir les principaux risques associés au projet du
 15 Distributeur. Elle tient compte des incertitudes associées aux travaux civils et électriques
 16 (aériens et souterrains) étant donné qu'à ce stade du projet, aucune étude d'ingénierie

- 1 détaillée n'a encore été réalisée. Les principaux risques associés au projet sont présentés au
- 2 tableau 7.

**Tableau 7 :
Principaux risques associés au projet**

Risques	Impact (k\$) (a)	Probabilité d'occurrence (%) (b)	Impact pondéré (k\$) (a) x (b)
Anomalies relevées lors de visites terrain	280	20	56
Forage directionnel - ingénierie	300	50	150
Coordination des travaux - ingénierie	280	20	56
Sensibilité du milieu	280	30	84
Accès aux structures	144	20	29
Composition du sol	555	10	56
Forage directionnel – travaux civils	500	50	250
Présence d'infrastructures municipales	437	30	131
Réaménagement de la disposition des câbles	630	10	63
Réaliser les joints d'interconnexion	60	20	12
Densité de la circulation	437	50	219
Coordination des travaux – travaux électriques souterrains	294	30	88
Normalisation des structures aériennes	1 586	10	159
Protection du réseau	1 000	5	50
Total			1 402

- 3 Le Distributeur exerce une saine gestion des risques associés à ses projets. Compte tenu du
- 4 fait que les coûts du projet n'ont pas été évalués sur la base d'études d'ingénierie détaillées,
- 5 la valeur de l'impact monétaire et la probabilité d'occurrence des risques présentés ont été

1 estimées en fonction de travaux similaires déjà effectués et des contraintes spécifiques du
2 projet.

3 Bien que l'impact total pondéré représente 6,9 % du coût du projet (excluant les frais
4 financiers), le Distributeur croit raisonnable de retenir une réserve pour imprévus de 10 %
5 dans ce projet. Le Distributeur rappelle que, nonobstant le pourcentage de la contingence,
6 seuls les coûts réels du projet seront ultimement intégrés à sa base de tarification.

Anomalies relevées lors de visites terrain

7 Ce risque couvre une augmentation du coût de réalisation des études d'ingénierie détaillées
8 à la suite d'anomalies relevées lors de visites terrain.

Forage directionnel - ingénierie

9 Ce risque couvre une augmentation du coût de réalisation des études d'ingénierie détaillées
10 puisque la composition du sol et le milieu (zone inondable) peuvent nécessiter des études
11 d'ingénierie particulières.

Coordination des travaux - ingénierie

12 Ce risque couvre la hausse du coût de réalisation des études d'ingénierie détaillées à la suite
13 de l'ajustement des étapes ou des méthodes de réalisation des travaux souterrains pour
14 assurer la coordination des travaux du Distributeur avec les travaux de maintenance du
15 Transporteur dans le poste de Saint-Georges.

Sensibilité du milieu

16 Ce risque couvre l'augmentation du coût de réalisation des études d'ingénierie détaillées à la
17 suite d'un changement de tracé selon la sensibilité du milieu.

Accès aux structures

18 L'accessibilité au massif peut avoir changé depuis sa création. Ce risque couvre la mise en
19 conformité des structures civiles permettant la réalisation des travaux souterrains.

Composition du sol

20 La composition du sol (telle que la présence de roc) peut nécessiter une excavation plus
21 complexe lors de la réalisation des travaux civils.

Forage directionnel – travaux civils

22 Ce risque couvre l'augmentation du coût des travaux civils lors de la réalisation du forage
23 directionnel sous la rivière Famine.

Présence d'infrastructures municipales

- 1 Les tracés potentiels des canalisations peuvent entrer en conflit avec les infrastructures
2 municipales présentes. Ce risque couvre l'augmentation du coût des travaux civils à la suite
3 d'une excavation plus en profondeur.

Réaménagement de la disposition des câbles

- 4 Certains câbles risquent d'être trop courts pour permettre le réaménagement de la
5 disposition des câbles. Ce risque couvre l'augmentation du coût des travaux électriques
6 souterrains liés au remplacement de sections de câble et à l'augmentation du nombre de
7 joints.

Réaliser les joints d'interconnexion

- 8 Certains câbles risquent d'être trop courts pour permettre de réaliser les joints. Ce risque
9 couvre l'augmentation du coût des travaux électriques souterrains liés au remplacement de
10 portées de câbles.

Densité de la circulation

- 11 Le tiers des travaux électriques souterrains sera réalisé dans une zone de forte circulation
12 routière où peu ou pas de possibilités de contournement sont disponibles. Cette densité de
13 circulation implique un découpage des travaux par zones plus restreintes prolongeant ainsi la
14 durée et, conséquemment, le coût des travaux.

Coordination des travaux – travaux électriques souterrains

- 15 Ce risque couvre l'augmentation du coût des travaux électriques souterrains pour assurer la
16 coordination des travaux du Distributeur avec les travaux de maintenance du Transporteur
17 dans le poste de Saint-Georges. Le Distributeur doit obtenir des zones de travail sécurisées,
18 ce qui augmente le nombre d'interventions requises pour la réalisation de ses travaux et,
19 conséquemment, le coût de ceux-ci.

Normalisation des structures aériennes

- 20 Ce risque couvre l'augmentation du coût des travaux électriques aériens à la suite du
21 remplacement de poteaux afin d'assurer la conformité aux normes du Distributeur.

Protection du réseau

- 22 Ce risque couvre l'augmentation du coût des travaux électriques aériens en zone urbaine
23 (forte densité) à la suite du remplacement de structures afin d'assurer le respect des normes
24 de protection.

7. IMPACT SUR LE REVENU REQUIS DU DISTRIBUTEUR

7.1. Paramètres

- 1 Le tableau 8 présente les paramètres utilisés pour le calcul de l'impact sur le revenu requis
2 du Distributeur.

**Tableau 8 :
Paramètres**

Paramètres	Valeurs	Sources
Coût du capital prospectif	5,651 %	Décision D-2015-018
Taux de taxe sur les services publics	0,550 %	Budget provincial
Taux d'inflation	2,0 %	Cible de l'indice des prix à la consommation (IPC) de la Banque du Canada
Durée d'utilité des actifs	Limitée à 50 ans	Décision D-2013-037
Méthode d'amortissement	Linéaire sur la durée d'utilité des actifs	Décision D-2010-020

7.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur

- 3 Afin de déterminer l'impact relatif à ses investissements, le Distributeur prend en
4 considération les coûts du projet, soit ceux associés à l'amortissement des actifs, au coût du
5 capital et à la taxe sur les services publics.
- 6 Le calcul de l'impact sur les revenus requis du Distributeur ne tient pas compte des revenus
7 générés par la croissance de la clientèle.
- 8 Le tableau 9 présente un sommaire de l'impact sur les revenus requis du Distributeur.
9 L'impact maximal est de l'ordre de 2,1 M\$ à l'horizon 2019.

**Tableau 9 :
Impact sur les revenus requis (en k\$)**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2035	2045	2055	2056	2057	2058
Charge d'exploitation (perte électrique)	0	0	0	0	-47	-48	-49	-50	-50	-140	-143	-174	-212	-259	-264	-269	-274
Amortissement	0	0	0	0	609	609	609	609	609	609	609	609	609	716	716	716	716
Taxe sur les services publics	0	0	0	0	140	137	134	130	127	123	120	87	53	61	57	53	49
Frais financiers	0	0	0	0	685	668	651	634	617	600	583	414	244	278	258	238	218
Dépenses totales	0	0	0	0	1 387	1 366	1 344	1 323	1 302	1 192	1 169	935	694	796	767	738	709
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	0	0	0	0	703	686	668	651	633	616	598	424	249	283	262	242	221
Revenu requis	0	0	0	0	2 090	2 051	2 013	1 974	1 935	1 808	1 767	1 359	943	1 079	1 030	980	930

- 10 Certaines situations difficilement prévisibles pourraient survenir et augmenter les coûts
11 au-delà de la meilleure estimation réalisée. Le Distributeur a réalisé une analyse de

1 sensibilité sur les coûts du projet où ceux-ci sont de 10 % supérieurs aux coûts présentés au
 2 tableau 6. Les résultats de cette analyse apparaissent au tableau 10. Le Distributeur
 3 souligne toutefois que la réserve incluse au projet devrait être suffisante pour couvrir les
 4 risques identifiés et les imprévus.

Tableau 10 :
Impact sur les revenus requis avec une majoration
de 10 % des coûts du projet (en k\$)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2035	2045	2055	2056	2057	2058
Charge d'exploitation (pertes électriques)	0	0	0	0	-47	-48	-49	-50	-50	-140	-143	-174	-212	-259	-264	-269	-274
Amortissement	0	0	0	0	670	670	670	670	670	670	670	670	670	787	787	787	787
Taxe sur les services publics	0	0	0	0	154	151	147	143	140	136	132	95	58	67	63	58	54
Frais financiers	0	0	0	0	753	734	716	697	679	660	641	455	269	306	284	262	240
Dépenses totales	0	0	0	0	1 530	1 507	1 484	1 461	1 437	1 325	1 300	1 046	785	902	870	839	807
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	0	0	0	0	773	754	735	716	697	677	658	466	274	311	289	266	244
Revenus requis	0	0	0	0	2 304	2 261	2 219	2 176	2 134	2 003	1 958	1 512	1 059	1 213	1 159	1 105	1 051

8. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION

5 La révision des équipements de protection aura un impact positif sur la fiabilité du réseau et,
 6 par le fait même, sur la continuité du service offert aux clients du Distributeur. Les zones
 7 d'interruptions seront restreintes et les réenclenchements automatiques seront plus
 8 performants. La nouvelle architecture du réseau permettra une meilleure exploitation de
 9 celui-ci par le biais de points de manœuvre stratégiques.

9. MODE DE SUIVI PROPOSÉ

10 Le Distributeur propose de faire le suivi du projet dans le cadre de son rapport annuel
 11 déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la LRÉ. Le suivi annuel fera état des coûts réels
 12 des travaux de distribution selon la présentation du tableau 6 du présent document, d'une
 13 explication des écarts majeurs entre les coûts réels et les coûts prévus de même qu'un suivi
 14 de l'échéancier des travaux de distribution.

**ANNEXE A :
DÉTAIL DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE
ET PARAMÈTRES UTILISÉS**

**Tableau A-1 :
Analyse économique détaillée 2015-2030**

Poste St-Georges	TOTAL	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Solution 1 : Ajout d'un quatrième transformateur au poste de Saint-Georges																	
	k\$ act.* k\$ courants*																
Investissements	20 454	3 139	7 952	5 933	5 275	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	896	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	1 166	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :																	
Pertes électriques	-1 923	0	0	0	0	-47	-48	-49	-50	-50	-140	-143	-146	-149	-152	-155	-158
Taxe sur les services publics	1 308	0	0	0	0	140	137	133	130	126	123	119	116	113	109	106	102
Dépenses totales	-615	0	0	0	0	93	89	85	80	76	-17	-23	-30	-36	-42	-49	-55
Flux monétaire net	19 569	-3 139	-7 952	-5 933	-5 275	-93	-89	-85	-80	-76	17	23	30	36	42	49	55
<small>* Total : k\$ actualisés Montant annuel : k\$ courants</small>																	
Flux monétaire net actualisé	-19 569	-3 139	-7 526	-5 315	-4 473	-75	-68	-61	-55	-49	10	13	16	19	21	23	24
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-3 139	-10 666	-15 981	-20 454	-20 529	-20 596	-20 657	-20 712	-20 761	-20 750	-20 737	-20 721	-20 702	-20 681	-20 659	-20 635
Coût global actualisé (CGA)	19 569																
Solution 2 : Ajout d'un troisième transformateur au poste de Beauceville-Est																	
	k\$ act.* k\$ courants*																
Investissements	34 247	5 301	7 925	12 179	12 423	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	3 406	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	3 013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :																	
Pertes électriques	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	2 190	0	0	0	0	234	228	222	216	210	204	198	192	186	180	174	168
Dépenses totales	2 190	0	0	0	0	234	228	222	216	210	204	198	192	186	180	174	168
Flux monétaire net	36 830	-5 301	-7 925	-12 179	-12 423	-234	-228	-222	-216	-210	-204	-198	-192	-186	-180	-174	-168
<small>* Total : k\$ actualisés Montant annuel : k\$ courants</small>																	
Flux monétaire net actualisé	-36 830	-5 301	-7 501	-10 911	-10 534	-188	-173	-160	-147	-135	-124	-114	-105	-96	-88	-81	-74
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-5 301	-12 802	-23 713	-34 247	-34 435	-34 608	-34 768	-34 915	-35 050	-35 175	-35 289	-35 394	-35 490	-35 578	-35 659	-35 733
Coût global actualisé (CGA)	36 830																

**Tableau A-1 :
Analyse économique détaillée 2015-2030 (suite)**

Poste St-Georges	TOTAL	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Solution 3 : Nouveau poste de Saint-Georges à 120-25 kV																	
	k\$ act.* k\$ courants*																
Investissements	12 126	1 879	2 547	4 451	4 540	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	841	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	846	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :																	
Pertes électriques	-4 259	0	0	0	0	- 104	- 106	- 108	- 110	- 112	- 310	- 316	- 323	- 329	- 336	- 342	- 349
Taxe sur les services publics	771	0	0	0	0	83	81	79	77	74	72	70	68	66	64	62	60
Dépenses totales	-3 488	0	0	0	0	- 21	- 25	- 29	- 33	- 37	- 238	- 246	- 254	- 263	- 272	- 280	- 289
Flux monétaire net	8 633	-1 879	-2 547	-4 451	-4 540	21	25	29	33	37	238	246	254	263	272	280	289
<small>* Total : k\$ actualisés Montant annuel : k\$ courants</small>																	
Flux monétaire net actualisé	-8 633	-1 879	-2 411	-3 987	-3 850	17	19	21	23	24	145	142	139	136	133	130	127
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)		-1 879	-4 290	-8 277	-12 126	-12 110	-12 091	-12 070	-12 048	-12 024	-11 879	-11 737	-11 598	-11 462	-11 329	-11 199	-11 072
Coût global actualisé (CGA)	8 633																

**Tableau A-2 :
Analyse économique détaillée 2031-2045**

Poste St-Georges	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Solution 1 : Ajout d'un quatrième transformateur au poste de Saint-Georges k\$ courants*															
Investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :															
Pertes électriques	- 161	- 164	- 167	- 171	- 174	- 178	- 181	- 185	- 188	- 192	- 196	- 200	- 204	- 208	- 212
Taxe sur les services publics	99	95	92	89	85	82	78	75	71	68	64	61	58	54	51
Dépenses totales	- 62	- 69	- 75	- 82	- 89	- 96	- 103	- 110	- 117	- 124	- 131	- 139	- 146	- 154	- 161
Flux monétaire net	62	69	75	82	89	96	103	110	117	124	131	139	146	154	161
<small>* Total : k\$ actualisés Montant annuel : k\$ courants</small>															
Flux monétaire net actualisé	26	27	28	29	30	30	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-20 609	-20 582	-20 554	-20 525	-20 495	-20 465	-20 435	-20 403	-20 372	-20 341	-20 309	-20 278	-20 246	-20 215	-20 184
Coût global actualisé (CGA)															
Solution 2 : Ajout d'un troisième transformateur au poste de Beauceville-Est k\$ courants*															
Investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :															
Pertes électriques	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	162	156	150	144	138	132	126	120	114	108	103	97	91	85	79
Dépenses totales	162	156	150	144	138	132	126	120	114	108	103	97	91	85	79
Flux monétaire net	- 162	- 156	- 150	- 144	- 138	- 132	- 126	- 120	- 114	- 108	- 103	- 97	- 91	- 85	- 79
<small>* Total : k\$ actualisés Montant annuel : k\$ courants</small>															
Flux monétaire net actualisé	- 67	- 61	- 56	- 51	- 46	- 42	- 38	- 34	- 31	- 27	- 25	- 22	- 19	- 17	- 15
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-35 800	-35 862	-35 917	-35 968	-36 014	-36 056	-36 094	-36 128	-36 158	-36 186	-36 210	-36 232	-36 252	-36 269	-36 284
Coût global actualisé (CGA)															

**Tableau A-2 :
Analyse économique détaillée 2031-2045 (suite)**

Poste St-Georges	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Solution 3 : Nouveau poste de Saint-Georges à 120-25 kV															
	k\$ courants*														
Investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses :															
Pertes électriques	- 356	- 363	- 370	- 378	- 385	- 393	- 401	- 409	- 417	- 425	- 434	- 443	- 451	- 460	- 470
Taxe sur les services publics	58	56	54	51	49	47	45	43	41	39	37	35	33	31	28
Dépenses totales	- 298	- 308	- 317	- 326	- 336	- 346	- 356	- 366	- 376	- 387	- 397	- 408	- 419	- 430	- 441
Flux monétaire net	298	308	317	326	336	346	356	366	376	387	397	408	419	430	441
<small>* Total : k\$ actualisés Montant annuel : k\$ courants</small>															
Flux monétaire net actualisé	124	121	118	115	112	109	106	103	101	98	95	92	90	87	85
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-10 949	-10 828	-10 710	-10 595	-10 483	-10 374	-10 268	-10 165	-10 064	-9 967	-9 871	-9 779	-9 689	-9 602	-9 517
Coût global actualisé (CGA)															

**Tableau A-3 :
Analyse économique détaillée 2046-2058**

Poste St-Georges	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
Solution 1 : Ajout d'un quatrième transformateur au poste de Saint-Georges k\$ courants*													
Investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	0	0	0	0	963	0	2 909	3 026	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12 391
Dépenses :													
Pertes électriques	- 216	- 221	- 225	- 230	- 234	- 239	- 244	- 249	- 253	- 259	- 264	- 269	- 274
Taxe sur les services publics	47	44	40	37	34	30	27	23	62	57	53	49	45
Dépenses totales	- 169	- 177	- 185	- 193	- 201	- 209	- 217	- 225	- 192	- 201	- 210	- 220	- 229
Flux monétaire net	169	177	185	193	- 762	209	-2 692	-2 801	192	201	210	220	12 620

* Total : k\$ actualisés
Montant annuel : k\$ courants

Flux monétaire net actualisé	31	30	30	30	- 111	29	- 352	- 347	22	22	22	22	1 187
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-20 153	-20 123	-20 093	-20 063	-20 174	-20 146	-20 498	-20 845	-20 822	-20 800	-20 778	-20 756	-19 569
Coût global actualisé (CGA)													

Solution 2 : Ajout d'un troisième transformateur au poste de Beauceville-Est k\$ courants*

Investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	0	0	0	0	3 646	0	10 528	12 084	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32 035
Dépenses :													
Pertes électriques	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	73	67	61	55	49	43	37	31	183	175	167	159	150
Dépenses totales	73	67	61	55	49	43	37	31	183	175	167	159	150
Flux monétaire net	- 73	- 67	- 61	- 55	-3 695	- 43	-10 565	-12 114	- 183	- 175	- 167	- 159	31 884

* Total : k\$ actualisés
Montant annuel : k\$ courants

Flux monétaire net actualisé	- 13	- 11	- 10	- 8	- 540	- 6	-1 382	-1 500	- 21	- 19	- 18	- 16	2 999
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-36 297	-36 309	-36 319	-36 327	-36 867	-36 873	-38 255	-39 755	-39 776	-39 796	-39 813	-39 829	-36 830
Coût global actualisé (CGA)													

Tableau A-3 :
Analyse économique détaillée 2046-2058 (suite)

Poste St-Georges	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
Solution 3 : Nouveau poste de Saint-Georges à 120-25 kV													
	k\$ courants*												
Investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Réinvestissements	0	0	0	0	899	0	2 734	2 844	0	0	0	0	0
Valeurs résiduelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8 995
Dépenses :													
Pertes électriques	- 479	- 489	- 498	- 508	- 519	- 529	- 539	- 550	- 561	- 572	- 584	- 596	- 608
Taxe sur les services publics	26	24	22	20	18	16	14	12	49	46	44	41	38
Dépenses totales	- 453	- 464	- 476	- 488	- 501	- 513	- 526	- 539	- 512	- 526	- 540	- 555	- 569
Flux monétaire net	453	464	476	488	- 399	513	-2 208	-2 306	512	526	540	555	9 565
* Total : k\$ actualisés Montant annuel : k\$ courants													
Flux monétaire net actualisé	82	80	78	75	- 58	71	- 289	- 286	60	58	57	55	900
Flux monétaire actualisé cumulé (FMAC)	-9 435	-9 355	-9 277	-9 202	-9 260	-9 189	-9 478	-9 764	-9 703	-9 645	-9 588	-9 533	-8 633

**Tableau A-4 :
Principaux paramètres économiques**

Principaux paramètres économiques							
Paramètres	Normalisés	HQ Distribution					
Date des paramètres	09-mars-15						
Taux des frais de garantie	0,50%						
Taux d'actualisation de long terme	5,651%						
		Structure de capital		Part	Coût de long terme		
				65%	4,279%		
				35%	8,200%		
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Taux pour frais d'emprunts à capitaliser		7,081%	7,081%	7,081%	7,081%	7,081%	7,081%
Taux pour la charge d'intérêt (excluant frais de garantie)		3,779%	3,779%	3,779%	3,779%	3,779%	3,779%

ANNEXE B :
Liste des normes et encadrements applicables

**Tableau B-1 :
Liste des normes et encadrements applicables**

E.21-12	Service d'électricité en moyenne tension, 3 ^e édition, 2011
A.41-01	Chutes de tension maximales admissibles sur le réseau basse tension, 2004
A.41-02	Limites d'émission de déséquilibre de charges sur le réseau de distribution, 2007
A.41-03	Évaluation et correction des niveaux de déséquilibre inverse et homopolaire du courant et de la tension du réseau de distribution MT, 2007
A.5-02	Surcharges, sous-tensions et pertes en distribution MT : techniques de correction et d'optimisation, 2002
A.5-03	Définitions et théorie concernant les différents facteurs et termes connexes servant à caractériser la charge en distribution, 2002
A.5-04	Architecture du réseau de distribution, 2012
A.5-05	Identification des points de manœuvres stratégiques, 2011
A22.1-08	Structure classificatoire des projets d'investissement, 2011
A.51.22-01	Caractéristiques, impédances et courants admissibles des conducteurs aériens de distribution MT, 2001
A.52.22-01	Température maximale d'exploitation des câbles XLPE et TRXLPE en régime normal et en contingence, 2000
A.61.3-01	Protection du réseau de distribution moyenne tension contre les surintensités, 2009
B.41.11	Normes de construction réseau aérien
B.41.21 tome 1	Normes de construction réseau souterrain construction civile
B.41.21 tome 2	Normes de construction réseau souterrain construction électrique
C.21-02	Limites de planification de la tension du réseau moyenne tension, 2011
C.22-03	Exigences techniques relatives au raccordement des charges fluctuantes au réseau de distribution d'Hydro-Québec, 2008
A.11-03	Techniques d'analyse économique des travaux du domaine distribution, 2003