

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2015-141

R-3930-2015

20 août 2015

PRÉSENT :

Bernard Houle
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision finale

Demande d'autorisation du Distributeur relative à l'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

1. DEMANDE

[1] Le 11 juin 2015, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur ou HQD) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), en vue d'obtenir l'autorisation requise pour construire et acquérir les immeubles et les actifs nécessaires à la construction de quatre nouveaux départs souterrains de ligne et au réaménagement du réseau de distribution de la ville de Saint-Georges (le Projet).

[2] Le Projet consiste à réaménager le réseau de distribution de la ville de Saint-Georges afin d'intégrer les quatre nouveaux départs souterrains de ligne à 25 kV et effectuer les transferts de charges aux postes de Beauceville-Est et de Linière. Le coût total de l'investissement du Distributeur s'élève à 25,5 M\$, et les travaux devraient se terminer en 2018.

[3] Le 7 juillet 2015, la Régie informe les personnes intéressées, par un avis sur internet, qu'elle compte procéder à l'étude de la présente demande par voie de consultation. Elle fixe au 22 juillet 2015 la date du dépôt des observations écrites et permet au Distributeur d'y répondre au plus tard le 31 juillet 2015.

[4] Le 8 juillet 2015, le Distributeur confirme que l'avis aux personnes intéressées a été publié sur son site internet.

[5] Le 21 juillet 2015, la Régie transmet une demande de renseignements au Distributeur.

[6] Le 22 juillet 2015, aucune observation écrite de la part des personnes intéressées n'a été déposée au présent dossier.

[7] Le 23 juillet 2015, le Distributeur répond à la demande de renseignements et la Régie entame alors son délibéré.

[8] La présente décision porte sur la demande d'autorisation du Projet.

¹ RLRQ, c. R-6.01.

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[9] En vertu de l'article 73 de la Loi, le Distributeur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour étendre, modifier ou changer l'utilisation de son réseau de distribution.

[10] Le Distributeur doit obtenir, conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*² (le Règlement), une autorisation spécifique et préalable de la Régie, lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 10 M\$³.

3. ANALYSE

3.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PROJET

[11] Le poste de Saint-Georges se situe au centre de la zone d'étude qui est constituée également des postes avoisinants Beauceville-Est et Linière.

[12] Au cours des dernières années, l'augmentation de la charge de la ville de Saint-Georges de Beauce a été plus élevée que celle de l'ensemble de la zone d'étude et la capacité limite des transformateurs (CLT) du poste de Saint-Georges qui l'alimente est dépassée depuis 2012-2013.

[13] À cet égard, le tableau 1 ci-après présente la prévision de la charge ainsi que les CLT des postes de la zone d'étude.

² RLRQ, c. R-6.01, r.2.

³ Article 1 (1°) b) du Règlement.

Tableau 1**PRÉVISION DE LA CHARGE DE LA ZONE D'ÉTUDE (MVA)**

Postes d'alimentation	CL T	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2025	2026	2027	2028
		- 2011	- 2012	- 2013	- 2014	- 2015	- 2016	- 2026	- 2027	- 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
Puissance totale	204	183,7	186,6	197,9	200,0	201,1	202,1	211,6	212,4	213,0	213,5

Source : Pièce B-0006, page 8, tableau 2.

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.

[14] La capacité limite des transformateurs du poste de Saint-Georges, établie à 129 MVA, est dépassée depuis l'hiver 2012-2013 et sa charge atteindra près de 143 MVA à l'horizon 2028-2029.

[15] Afin de pallier cette situation, le Distributeur a procédé jusqu'à maintenant à des transferts de charges sur les postes avoisinants. Or, selon le Distributeur, ces transferts ne sont pratiquement plus possibles. Afin d'assurer la sécurité des installations, il doit donc réaliser des plans de contingence jusqu'à l'ajout de nouvelles capacités.

3.2 DESCRIPTION DU PROJET, SOLUTIONS ENVISAGÉES ET JUSTIFICATION

[16] Afin de pallier le problème de dépassement de la capacité limite des transformateurs du poste de Saint-Georges, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur ou HQT) et le Distributeur ont examiné diverses solutions qui intègrent l'ensemble de leurs investissements requis. L'analyse de ces solutions leur a permis de retenir les trois suivantes :

- Solution 1 : Ajout d'un quatrième transformateur de puissance de 47 MVA et de quatre départs de ligne moyenne tension au poste de Saint-Georges par le Transporteur et aménagement de nouveaux départs de ligne à 25 kV ainsi que les transferts de charges par le Distributeur.
- Solution 2 : Ajout d'un troisième transformateur de puissance de 33,3 MVA, de cinq départs de ligne moyenne tension au poste de Beauceville-Est, ainsi que d'un disjoncteur à 120 kV et d'un bâtiment de commande par le Transporteur et aménagement de nouveaux départs de ligne à 25 kV, ainsi que les transferts de charges par le Distributeur.
- Solution 3 : Ajout par le Transporteur d'un nouveau poste Saint-Georges à 120-25 kV et de puissance de 47 MVA, de six départs de ligne moyenne tension à 25 kV, d'un disjoncteur d'attache sur la barre à 120 kV, d'un tronçon de 4,5 km de ligne en dérivation de la ligne L1460 et de 0,6 km en dérivation de la ligne L1457, des téléprotections et d'un lien de télécommunication. Pour le Distributeur, aménagement de nouveaux départs de ligne à 25 kV ainsi que les transferts de charges.

[17] Le tableau 2 ci-après présente une comparaison économique de ces trois solutions. Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés en 2015.

Tableau 2**COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS (M\$ actualisés de 2015)**

	Solution 1	Solution 2	Solution 3
	Ajout d'un quatrième transformateur au poste de Saint-Georges	Ajout d'un troisième transformateur au poste de Beauceville-Est	Nouveau poste Saint-Georges à 120-25 kV
HQT			
Investissements	6918	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

Note 1 : L'analyse économique a été réalisée sur une période de 44 ans, soit 40 ans après la mise en service des équipements.

Note 2 : Les hypothèses utilisées sont les suivantes :

- Taux d'actualisation de 5,651 % pour la portion des coûts en distribution;
- Taux d'actualisation de 5,666 % pour la portion des coûts en transport;
- Taux d'inflation de 2,0 %;
- Taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

Source : Pièce B-0006, pages 10 et 11.

[18] La solution retenue, soit la solution 1, consiste essentiellement pour le Transporteur à ajouter un quatrième transformateur de puissance au poste de Saint-Georges, portant sa capacité à 194 MVA et, pour le Distributeur, à intégrer quatre nouvelles lignes à 25 kV et à réaménager le réseau de distribution afin d'effectuer les transferts de charges des postes de Beauceville-Est et de Linière vers le poste de Saint-Georges.

[19] La solution retenue est, selon le Distributeur, optimale et découle du produit d'une planification intégrée avec le Transporteur afin de répondre à la croissance des besoins à court terme et à long terme dans la zone d'étude.

[20] Le Distributeur mentionne que le Projet, incluant la révision des équipements de protection, aura un impact positif sur la fiabilité du réseau et par le fait même sur la continuité du service offert à ses clients. Il mentionne également que les zones d'interruptions seront restreintes et les réenclenchements automatiques seront plus performants. Finalement, il ajoute que la nouvelle architecture du réseau permettra une meilleure exploitation par le biais de points de manœuvre stratégiques.

[21] La solution 1, qui intègre le Projet du Distributeur, a été retenue comme étant la plus avantageuse en raison de son avantage économique global pour le Distributeur et le Transporteur.

[22] Les travaux réalisés par le Distributeur devraient se terminer en décembre 2018.

Travaux civils

[23] Les ouvrages civils consistent à construire 7,4 km de canalisations bétonnées, dont un tronçon de 0,5 km qui nécessitera un forage directionnel sous la rivière Famine.

Travaux électriques souterrains et aériens

[24] Le Distributeur réalisera des travaux souterrains consistant à installer 19,5 km de câbles en provenance du nouveau départ de ligne dans les ouvrages civils souterrains et des travaux aériens consistant à construire ou reconstruire 35,6 km de réseau aérien.

[25] Ces travaux permettront d'apporter un corridor d'énergie au cœur du centre-ville de Saint-Georges par le biais :

- d'une première ligne à l'est de la rivière Famine alimentant une partie du centre-ville;
- d'une deuxième ligne à l'ouest de la rivière Famine afin de redistribuer la charge des quatre lignes actuelles répondant à la croissance de la charge des prochaines années;
- d'une troisième ligne alimentant le quartier du Cégep;
- d'une quatrième ligne traversant l'ensemble de la zone urbaine qui servira d'alimentation et d'attache de relève pour plusieurs lignes existantes.

[26] Le Distributeur souligne que les tracés retenus sont optimaux, compte tenu des contraintes géographiques du milieu, dont la présence de trois rivières qui provoque des entonnoirs restrictifs au transit de puissance.

Transferts de charges

[27] À l'achèvement des travaux, des transferts de charges de 2,0 MVA et 3,7 MVA seront respectivement effectués aux postes de Beauceville-Est et de Linière vers le poste de Saint-Georges, afin de réduire les charges de ces postes qui s'approchent de leur CLT respective.

3.3 COÛTS ET ASPECTS ÉCONOMIQUES DU PROJET

[28] La contribution du Distributeur au coût du Projet s'élève à 25,5 M\$. Les coûts d'investissement les plus importants sont reliés aux travaux électriques aériens et représentent 31 % des coûts totaux, les travaux civils en représentent 26 %, tandis que les travaux souterrains représentent 12 % des coûts totaux. Le Distributeur retient une réserve de 10 % pour couvrir les risques et faire face aux imprévus en cours de réalisation du Projet. Les frais financiers ont été calculés au taux de rendement sur la base de tarification du Distributeur, approuvés par la Régie dans la décision D-2015-018, soit 7,081 %.

[29] Le tableau 3 montre les coûts annuels des travaux pour le Distributeur.

Tableau 3

COÛTS ANNUELS DU PROJET (en k\$ courant)

Prévision annuelle des investissements	2015	2016	2017	2018	Total	Part
Ingénierie	2 854				2 854	11 %
Travaux civils		6 550			6 550	26 %
Travaux aériens		678	3 939	3 312	7 929	31 %
Travaux 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 (7,0815%)	109	512	1 039	1 510	3 170	12 %
Total	3 248	8 463	6 971	6 786	25 468	100%

Source : Pièce B-0006, page 15, tableau 6.

[30] La Régie prend acte de l'engagement du Distributeur d'assurer une gestion rigoureuse des coûts du Projet et que, dans l'éventualité d'un écart de coût de 15 % ou plus, il devra obtenir l'autorisation du conseil d'administration d'Hydro-Québec et en aviser la Régie conformément à sa pratique.

3.4 IMPACT TARIFAIRE DU PROJET

[31] L'impact financier du Projet tient compte de l'ensemble des charges d'exploitation qui y sont associées, soit l'amortissement des actifs, le coût du capital et la taxe sur les services publics. En ce qui a trait à la radiation d'actif, le Distributeur précise que le Projet n'en nécessite aucune⁴. De plus, le Distributeur mentionne que le calcul de l'impact sur les revenus requis ne tient pas compte des revenus générés par la croissance de la clientèle.

⁴ Pièce B-0011, p. 4.

[32] Le Distributeur évalue à près de 2,1 M\$ l'impact maximal sur ses revenus requis à l'horizon 2019, soit la première année complète après la mise en service. Cet impact évolue au fil des ans pour atteindre 0,93 M\$ en 2058, dernière année d'analyse du Projet.

3.5 AUTRES AUTORISATIONS REQUISES

[33] En réponse à la demande de renseignements de la Régie visant à savoir si le Projet nécessite des autorisations en vertu d'autres lois, le Distributeur indique ce qui suit :

« Comme la réalisation du projet impliquera de traverser des zones sensibles sur le plan environnemental lors du forage sous la rivière Famine, une analyse environnementale sera effectuée à l'étape de l'ingénierie de détail. Cette analyse permettra de déterminer les mesures d'atténuation requises et de formuler les demandes d'autorisation environnementale applicables. De façon non limitative, la réalisation du projet pourrait notamment prévoir l'obtention de l'autorisation gouvernementale suivante : certificat d'autorisation pour la réalisation de travaux en milieux hydriques auprès du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement. Le Distributeur précise que les démarches seront entreprises au moment de la réalisation des études d'ingénierie détaillées »⁵.

4. CONCLUSION

[34] À la suite de l'examen de la preuve présentée par le Distributeur et exposée à la section 3 de la présente décision, la Régie considère que le Projet est conçu et sera réalisé selon les pratiques usuelles adoptées par le Distributeur.

[35] L'analyse montre que cet investissement est nécessaire afin d'assurer l'alimentation de la charge existante et anticipée, tout en améliorant l'indice de continuité de service.

⁵ Pièce B-0011, p. 3.

[36] **En conséquence, la Régie est d’avis que le Projet est d’intérêt public et qu’il y a lieu d’en autoriser la réalisation.**

[37] **Considérant ce qui précède,**

La Régie de l’énergie :

AUTORISE le Distributeur à réaliser le Projet;

DEMANDE au Distributeur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l’article 75 (5°) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux présentés au tableau 6 de la pièce B-0006;
- le suivi de l’échéancier du Projet;
- le cas échéant, l’explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances.

Bernard Houle

Régisseur

Hydro-Québec représentée par M^e Simon Turmel.