

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2018-115

R-4037-2018

23 août 2018

PRÉSENTE :

Esther Falardeau
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

**Décision finale et sur les demandes d'ordonnance de
traitement confidentiel**

*Demande du Transporteur et du Distributeur relative au
poste de l'Achigan*

1. DEMANDE

[1] Le 13 avril 2018, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) et dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) (collectivement « les Demandeurs ») déposent auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande conjointe (la Demande) afin d'obtenir l'autorisation requise pour construire et acquérir les immeubles et les actifs requis pour le projet du nouveau poste de l'Achigan à 120-25 kV, de sa ligne d'alimentation à 120 kV et de son raccordement au réseau de distribution (le Projet).

[2] La Demande vise à répondre à des besoins de croissance et de maintien des actifs dans la région des Laurentides.

[3] Le Transporteur dépose, sous pli confidentiel¹, un document présentant les schémas unifilaire et de liaison relatifs à son projet. Il demande à la Régie de reconnaître le caractère confidentiel des renseignements contenus à ce document et de rendre une ordonnance, en vertu de l'article 30 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi), afin d'en interdire la divulgation, la publication et la diffusion, sans restriction quant à la durée³.

[4] De même, le Transporteur dépose, sous pli confidentiel⁴, deux documents présentant respectivement les coûts détaillés et annuels relatifs à son projet. Il demande à la Régie de reconnaître le caractère confidentiel des renseignements contenus à ces documents et de rendre une ordonnance, en vertu de l'article 30 de la Loi, afin d'en interdire la divulgation, la publication et la diffusion, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de mise en service finale du Projet⁵.

[5] Le 25 avril 2018, la Régie publie un Avis aux personnes intéressées sur son site internet⁶ (l'Avis), indiquant qu'elle ne juge pas nécessaire de solliciter d'interventions formelles au dossier et qu'elle compte procéder à l'étude de la Demande par voie de consultation. Elle fixe au 21 juin 2018 la date limite pour le dépôt des commentaires des personnes intéressées et au 5 juillet 2018 celle pour la réponse des Demandeurs à ces commentaires. La Régie demande aux Demandeurs de publier cet Avis sur leur site

¹ Pièce B-0007 (pièce confidentielle).

² [RLRQ, c. R-6.01](#).

³ Pièce [B-0002](#), p. 3, par. 14 et les conclusions de la demande d'autorisation.

⁴ Pièces B-0009 et B-0010, respectivement (pièces confidentielles).

⁵ Pièce [B-0002](#), p. 3, par. 15 et les conclusions de la demande d'autorisation.

⁶ Pièce [A-0003](#).

internet respectifs. Elle leur demande également de communiquer cet Avis aux municipalités de Saint-Hippolyte, Saint-Lin et Saint-Calixte afin qu'il soit diffusé à leurs citoyens.

[6] Le 27 avril 2018, les Demandeurs confirment à la Régie que l'Avis a été diffusé sur leur site internet respectif.

[7] Le 3 mai 2018, les Demandeurs déposent une correspondance à l'attention des municipalités de Saint-Hippolyte, Saint-Lin et Saint-Calixte afin que l'Avis soit diffusé à leurs citoyens⁷.

[8] Le 17 mai 2018, la Régie transmet aux Demandeurs sa demande de renseignements (DDR) n° 1.

[9] Le 7 juin 2018, les Demandeurs déposent leurs réponses à la DDR n° 1⁸, de même que deux pièces révisées de leur preuve⁹.

[10] Le 15 juin 2018, la Régie transmet aux Demandeurs sa DDR n° 2, à laquelle ils répondent le 3 juillet 2018¹⁰.

[11] N'ayant reçu aucun commentaire de personnes intéressées au sujet de la Demande, la Régie entame son délibéré lors de la réception des réponses des Demandeurs à sa DDR n° 2, le 3 juillet 2018.

[12] La présente décision porte sur la demande d'autorisation du Projet ainsi que sur les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel du Transporteur.

⁷ Pièce [B-0018](#).

⁸ Pièce [B-0023](#).

⁹ Pièces [B-0021](#) et [B-0022](#).

¹⁰ Pièce [B-0027](#).

2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[13] Les Demandeurs présentent la Demande en vertu des articles 31(5°) et 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*¹¹ (le Règlement).

[14] Le Règlement indique qu'une autorisation spécifique et préalable de la Régie est requise lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$, dans le cas du Transporteur, et à 10 M\$, dans le cas du Distributeur. Le Règlement prescrit les renseignements qui doivent accompagner une telle demande.

3. DESCRIPTION DE LA DEMANDE

3.1 MISE EN CONTEXTE, JUSTIFICATION ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[15] Le territoire à l'étude dans le cadre du Projet est présentement alimenté en électricité par les postes satellites à 69-25 kV de Saint-Lin, Saint-Calixte, Saint-Charles, Sainte-Marguerite et Saint-Hippolyte, ainsi que par les quatre postes à 120-25 kV de Saint-Lin, Magnan, Arthur-Buies et Rolland.

[16] Les cinq postes à 69-25 kV, chacun situé dans la localité du même nom, sont alimentés par des lignes à 69 kV en provenance du poste source Paquin à 120-69 kV, formant ainsi le réseau Paquin à 69 kV.

[17] Le poste Paquin à 120-69 kV est, quant à lui, alimenté par la ligne biterne reliant le poste source de Lafontaine au poste de Saint-Lin à 120-25 kV.

[18] Le tableau 1 présente, sur un horizon de 15 ans, la prévision des charges des postes à 69-25 kV alimentant le territoire à l'étude. Les zones ombragées représentent les postes satellites en dépassement de capacité.

¹¹ [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

TABLEAU 1
PRÉVISION DE LA CHARGE SUR LES POSTES À 69-25 kV
POUR LA PÉRIODE DE 2017 À 2032

Postes satellites	CLT (MVA)	Charge (MVA)														
		17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32
St-Calixte 69-25 kV	19	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
St-Hippolyte 69-25 kV	40	46	46	46	47	47	47	47	47	48	48	48	48	48	49	49
St-Charles 69-25 kV	18	15	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Ste-Marguerite 69-25 kV	30	28	29	29	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30	30	30
St-Lin 69-25 kV	21	25	Charges transférées vers le poste Saint-Lin à 120-25 kV													

Source : Pièce [B-0004](#), p. 8, extrait du tableau 2.

[19] Tel qu'il appert du tableau 1, trois postes à 69-25 kV sont près d'atteindre leur capacité limite de transformation (CLT), alors que le poste de Saint-Hippolyte l'a déjà dépassée. Le poste de Saint-Lin à 69-25 kV verra, quant à lui, ses charges transférées vers le poste de Saint-Lin à 120-25 kV en 2018.

[20] Le Projet du Transporteur a comme objectif premier de répondre aux enjeux reliés à la pérennité du réseau Paquin à 69 kV. La vétusté des équipements du réseau à 69 kV en constitue l'élément déclencheur.

[21] La majorité des équipements de la partie sud du réseau Paquin à 69 kV est considérée à risque selon la grille d'analyse du risque des équipements, qui permet au Transporteur de déterminer les équipements devant faire l'objet d'une intervention d'après sa stratégie de gestion de la pérennité des actifs.

[22] Le Transporteur rapporte ainsi que les transformateurs de puissance à 120-69 kV du poste source Paquin, de même que ceux à 69-25 kV des postes satellites, ont plus de 50 ans, alors que leur durée de vie utile est établie à 40 ans. De même, la majorité des disjoncteurs, tant ceux à 120 kV du poste Paquin que ceux à 69 kV et à 25 kV des postes satellites, ont 30 ans et plus, alors que leur durée de vie utile est d'environ 30 ans. De plus, la plupart des systèmes de commande et de protection de ce réseau à 69 kV datent des années 1960 et sont de type analogique, aux prises avec des problèmes de désuétude, d'obsolescence, de performance et de disponibilité des pièces.

[23] Le Projet a aussi comme objectif, avec l'implantation d'une architecture à 120-25 kV en remplacement de l'architecture actuelle à 69-25 kV, de faire face à la croissance de la demande régionale de même que d'assurer le développement du réseau de distribution à 25 kV.

[24] Les Demandeurs soulignent que le réseau Paquin à 69 kV est de type conjoint, puisque les poteaux de bois qui le composent supportent à la fois des conducteurs exploités à 69 kV et d'autres, installés plus bas, exploités à 25 kV. Ce type de réseau est caractérisé par une faible continuité de service puisqu'une intervention sur un des deux niveaux de tension nécessite l'interruption de l'autre niveau. Un nouveau réseau à 120 kV permettra d'améliorer de façon notable la qualité de service et avantagera la maintenance des équipements.

[25] Les Demandeurs estiment qu'en assurant le maintien des actifs de transport et en privilégiant la construction de lignes de transport séparées des lignes de distribution, les travaux du Transporteur auront un impact positif sur la fiabilité et la qualité de service du réseau de transport et, par le fait même, sur la continuité du service offert aux clients du Distributeur.

[26] Le remplacement du réseau Paquin à 69 kV a été amorcé dans les années 2000 avec le projet relatif au poste de Saint-Lin à 120-25 kV¹², qui en constituait la première étape. Deux autres postes à 120-25 kV sont maintenant prévus afin de compléter ce réaménagement. Le premier, le poste de l'Achigan, est l'objet de la présente demande. Le second, le poste de Chertsey, fera l'objet d'une demande ultérieure du Transporteur vers 2019.

[27] Le tableau 2 présente la prévision des charges de la zone d'étude sur une période de 15 ans, selon la solution retenue par les Demandeurs et en considérant les transferts de charge prévus.

¹² Dossier [R-3627-2007](#).

TABEAU 2
PRÉVISION DES CHARGES DE LA ZONE D'ÉTUDE POUR LA PÉRIODE DE 2017 À 2032
SELON LA SOLUTION RETENUE

Postes satellites	CLT (MVA)	Charge (MVA)														
		17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32
St-Calixte 69-25 kV	19	17	17	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
St-Hippolyte 69-25 kV	40	46	46	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Achigan 120-25 kV	90 *	0	0	0	80	80	81	81	82	82	82	93	93	94	94	95
St-Charles 69-25 kV	18	15	15	15	16	16	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ste-Marguerite 69-25 kV	30	28	29	29	29	29	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chertsey 120-25 kV	90	0	0	0	0	0	0	49	59	59	59	59	59	60	60	60
Paquin 120-69 kV	150	137	112	112	46	46	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0
St-Lin 69-25 kV	21	25	Charges transférées dans le poste Saint-Lin à 120-25 kV													
St-Lin 120-25 kV	193	126	154	156	153	155	157	159	162	164	166	168	170	172	174	176
Magnan 120-25 kV	129	122	123	124	126	127	128	124	116	117	117	118	119	120	120	121
Arthur-Buies 120-25 kV	194	174	177	180	174	176	179	181	183	185	187	180	182	184	185	187
Rolland 120-25 kV	192	144	151	154	156	158	160	163	165	167	169	171	174	176	178	179
Doc Grignon 120-25 kV	125	116	114	115	116	116	117	118	119	119	120	121	121	122	123	123

Dépassement prévu de la CLT du poste

* Additon d'un 3^e transformateur de puissance vers 2027

Source : Pièce [B-0027](#), p. 4, tableau R1.1.

[28] L'ajout net de capacité généré par le projet du nouveau poste de l'Achigan est de 31 MVA, soit 90 MVA équivalent à la CLT du nouveau poste, moins 59 MVA, correspondant à la capacité des postes de Saint-Calixte et de Saint-Hippolyte qui seront démantelés.

[29] Le Transporteur précise que cette valeur de 31 MVA équivaut à la croissance prévue, pour les sept premières années suivant la mise en service du Projet, sur le poste de l'Achigan et sur ceux qui transféreront sur ce dernier une partie ou la totalité de leurs charges, déduction faite de la croissance déjà considérée dans le cadre d'autres projets¹³.

¹³ Pièce [B-0023](#), p. 14, R7.1.

3.2 DESCRIPTION DU PROJET

Projet du Transporteur

[30] Les travaux associés au projet du Transporteur sont les suivants :

- construction du nouveau poste de l'Achigan à 120-25 kV, requérant l'acquisition d'un terrain dans la municipalité de Saint-Hippolyte;
- construction d'une ligne d'alimentation biterne à 120 kV d'environ 8 km;
- démantèlement des postes à 69-25 kV de Saint-Calixte, de Saint-Hippolyte et de Saint-Lin¹⁴.

[31] Le projet a fait l'objet d'une démarche de participation du public. Les personnes concernés ont notamment été consultés sur trois emplacements de poste et deux tracés de ligne à l'étude¹⁵.

[32] Le nouveau poste de l'Achigan à 120-25 kV sera de type extérieur et comprendra, à l'étape initiale, deux transformateurs de puissance de 66 MVA chacun procurant une CLT de 90 MVA, deux disjoncteurs à 120 kV, 10 départs de ligne à 25 kV et quatre batteries de condensateurs de 9 MVar chacune. À l'étape ultime de son développement, il comprendra quatre transformateurs de 66 MVA chacun, pour une CLT de 273 MVA, et 28 départs de ligne à 25 kV¹⁶.

[33] Le nouveau poste de l'Achigan sera alimenté par une nouvelle ligne biterne à 120 kV de 8 km, en dérivation de la ligne existante qui relie le poste de Lafontaine à 315-120 kV à celui de Saint-Lin à 120-25 kV. Cette nouvelle ligne sera composée de pylônes plus compacts, moins hauts que les pylônes traditionnels, et sera construite principalement dans des zones boisées, évitant les zones urbanisées. Le Transporteur précise que la construction de cette ligne d'alimentation est, à ce jour, comprise et acceptée par les personnes et communautés rencontrés¹⁷.

¹⁴ Pièce [B-0006](#), p. 5.

¹⁵ Pièce [B-0005](#), p. 3.

¹⁶ Pièce [B-0006](#), p. 6 et 7.

¹⁷ Pièce [B-0006](#), p. 7.

[34] Le projet du Transporteur comprend également des travaux afin de permettre la mise en place des circuits de télécommunications au nouveau poste de l’Achigan¹⁸.

[35] De l’avis du Transporteur, le remplacement de l’infrastructure à 69 kV par une nouvelle architecture à 120 kV permettra de répondre aux besoins de croissance de cette région des Laurentides, tout en réduisant le nombre d’équipements requis ainsi que les pertes électriques.

[36] La mise en service du projet du Transporteur est prévue en septembre 2020. Le Transporteur procédera, en 2021, au démantèlement des postes de Saint-Calixte et de Saint-Hippolyte, une fois les transferts de charges complétés par le Distributeur¹⁹.

[37] En ce qui a trait au poste de Saint-Lin à 69-25 kV, le Transporteur prévoit son démantèlement en 2020, à la suite du transfert de ses charges vers le poste Saint-Lin à 120-25 kV en 2018. Par souci d’économies lors de l’appel d’offres, il prévoit regrouper le démantèlement de ce poste avec celui des postes de Saint-Calixte et de Saint-Hippolyte, dans le cadre du projet²⁰.

[38] Les coûts de démantèlement des postes de Saint-Calixte, de Saint-Hippolyte et de Saint-Lin totalisent 4,1 M\$ et ne sont pas inclus dans le coût du Projet²¹.

Projet du Distributeur

[39] Le projet du Distributeur consiste à transférer au nouveau poste de l’Achigan des charges existantes des postes de Saint-Hippolyte, de Saint-Calixte, Arthur-Buies et de Saint-Lin, qui totaliseront près de 79 MVA à la pointe hivernale 2020-2021.

[40] Les travaux requis pour le raccordement du nouveau poste au réseau de distribution consistent à :

- construire 4 km de canalisations;
- installer 18,5 km de câbles souterrains;

¹⁸ Pièce [B-0006](#), p. 9.

¹⁹ Pièce [B-0006](#), p. 8.

²⁰ Pièce [B-0023](#), p. 6, R2.1.

²¹ Pièce [B-0023](#), p. 6, R2.2.

- construire un chemin d'accès de 1 km;
- reconstruire 20 km de réseau triphasé en biterne;
- reconstruire 7,9 km de réseau monophasé en réseau triphasé;
- ajouter cinq interrupteurs télécommandés;
- ajouter un lot de régulateurs;
- réutiliser 14 km de l'ancien réseau à 69 kV triphasé²².

[41] Les travaux du Distributeur se dérouleront principalement en 2019 et 2020, en vue de la mise en service du projet du Transporteur en septembre 2020. Cependant, d'autres activités, telles la mise à jour de plans et la gestion de la facturation aux firmes externes, se dérouleront en 2021 et 2022, subséquentement à la mise en service du nouveau poste.

3.3 SOLUTIONS ENVISAGÉES

[42] Les Demandeurs ont examiné quatre solutions pour répondre aux enjeux liés à la pérennité du réseau à 69 kV et à la croissance de la demande de la région. Ces solutions sont les suivantes :

- Solution 1 : Remplacement du réseau Paquin à 69 kV par un réseau à 120 kV;
- Solution 2 : Maintien et accroissement de capacité des équipements à 69 kV;
- Solution 3 : Maintien de la boucle sud du réseau à 69 kV et construction du poste de Chertsey à 120 kV;
- Solution 4 : Maintien de la boucle nord du réseau à 69 kV et construction du poste de l'Achigan à 120 kV²³.

[43] Les quatre solutions impliquent le démantèlement du poste de Saint-Charles à 69-25 kV, qui est remplacé, selon le scénario étudié, par un poste à 69-25 kV ou à 120-25 kV.

[44] La solution 1 consiste à remplacer le réseau Paquin à 69 kV par deux postes à 120-25 kV. Un premier poste à 120-25 kV, celui de l'Achigan, situé dans la municipalité

²² Pièce [B-0012](#), p. 6.

²³ Pièce [B-0004](#), p. 12 à 15.

de Saint-Hippolyte, est prévu en 2020 pour remplacer les deux postes à 69-25 kV de la boucle sud du réseau Paquin à 69 kV, soit ceux de Saint-Hippolyte et de Saint-Calixte. Il comporte, tel que décrit précédemment, deux transformateurs de puissance de 66 MVA chacun à son étape initiale, pour une CLT de 90 MVA, et est alimenté par la ligne à 120 kV reliant le poste source de Lafontaine à celui de Saint-Lin. Un troisième transformateur de puissance y sera ajouté vers 2027, selon la prévision des charges actuelle²⁴.

[45] Le second poste à 120-25 kV, celui de Chertsey, sera mis en service vers 2023 et remplacera les deux postes à 69-25 kV de la boucle nord du réseau Paquin à 69 kV, soit ceux de Saint-Charles et de Sainte-Marguerite. Il sera alimenté par la ligne à 120 kV reliant le poste source de Grand-Brûlé aux postes de Ste-Agathe et Doc-Grignon.

[46] Les Demandeurs estiment que l'ajout de ces deux postes à 120-25 kV permettra d'améliorer de façon notable l'architecture du réseau de distribution ainsi que la qualité de service offert par les infrastructures de transport aux clients de cette région. Ils soulignent notamment que cette solution permet au Distributeur d'exploiter à 25 kV les lignes à 69 kV qui ne seront plus utilisées, limitant ainsi le nombre de nouveaux parcours aériens à 25 kV. C'est la seule solution qui permet le démantèlement du poste Paquin à 120-69 kV.

[47] La solution 1 permet donc de régler les besoins combinés de pérennité du réseau Paquin à 69 kV et de croissance de cette partie de la région des Laurentides. Elle s'avère la solution dont les coûts globaux actualisés sont les plus bas tout en générant le moins de pertes électriques. Elle constitue la solution optimale retenue par les Demandeurs.

[48] La solution 2 considère des investissements dans les postes et les lignes du réseau Paquin à 69 kV afin de maintenir les actifs et d'accroître leur capacité pour répondre à la croissance régionale. Elle consiste à maintenir et à renforcer les lignes à 69 kV actuelles ainsi qu'à ajouter deux nouveaux postes à 69-25 kV et de nouvelles lignes à 69 kV. Elle implique, de plus, la reconstruction du poste Paquin à 120-69 kV.

[49] La mise en œuvre de cette solution requiert l'acquisition de nouvelles emprises de ligne afin de construire de nouvelles lignes à 69 kV séparées de celles à 25 kV, dans le respect des critères de conception. De plus, le maintien du réseau à 69 kV actuel implique

²⁴ Pièce [B-0023](#), p. 4, tableau R1.2.

que des clients seraient encore alimentés par des lignes en réseau conjoint à 69 et 25 kV, ce qui ne permettrait pas de résoudre le problème de fiabilité du service offert aux clients.

[50] Les solutions 3 et 4 sont des solutions hybrides qui consistent en la construction d'un poste à 120-25 kV pour remplacer les deux postes à 69-25 kV de la boucle nord (solution 3) ou de la boucle sud (solution 4) du réseau Paquin. Chaque solution requiert la construction d'un nouveau poste à 69-25 kV pour atténuer la charge des postes existants de la boucle nord ou sud qui sont conservés.

[51] Ces solutions nécessitent des investissements importants en pérennité pour maintenir en exploitation une partie du réseau Paquin à 69 kV. Malgré ces investissements, les Demandeurs soutiennent que ces solutions ne permettraient pas de résoudre le problème de fiabilité du service offert aux clients alimentés par des lignes en réseau conjoint à 69 kV et à 25 kV.

[52] Le tableau 3 présente la comparaison économique des quatre solutions envisagées par les Demandeurs.

TABLEAU 3
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS (M\$ ACTUALISÉS 2018)

	Solution 1 Remplacement du réseau Paquin à 69 kV par un réseau à 120 kV	Solution 2 Maintien et accroissement de capacité des équipements à 69 kV	Solution 3 Maintien de la boucle sud à 69 kV et construction du poste de Chertsey à 120 kV	Solution 4 Maintien de la boucle nord à 69 kV et construction du poste de l'Achigan à 120 kV
HQT				
• Investissements	111,8	184,9	165,0	152,8
• Valeurs résiduelles	(5,5)	(12,3)	(5,7)	(9,7)
• Taxes	7,1	12,2	10,8	9,9
• Pertes électriques		19,9	17,0	10,5
Coûts globaux actualisés HQT	113,4	204,7	187,1	163,5
HQD				
• Investissements	36,7	15,5	18,0	40,5
• Valeurs résiduelles	(2,5)	(1,3)	(1,3)	(2,5)
• Taxes	2,3	1,0	1,2	2,5
• Pertes électriques	---	(7,7)	(7,7)	(0,3)
Coûts globaux actualisés HQD	36,5	7,5	10,2	40,2
Total Coûts globaux actualisés	149,9	212,2	197,3	203,7

Source : Pièce [B-0004](#), p. 16, tableau 3.

[53] Les solutions 2 et 3 nécessitent moins de travaux civils et aériens pour le Distributeur, ce qui explique que les investissements soient significativement moins importants pour ce dernier que dans les deux autres solutions²⁵.

[54] Les résultats de l'analyse économique démontrent que les coûts globaux actualisés de la solution 1 sont inférieurs à ceux des trois autres solutions. Les Demandeurs sont d'avis que les solutions 2, 3 et 4 doivent être rejetées au profit de la solution 1.

²⁵ Pièce [B-0023](#), p. 11 et 12, R4.2.

3.4 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

Projet du Transporteur

[55] Le coût du projet du Transporteur s'élève à 48,7 M\$. Cette somme inclut un montant de 0,5 M\$ pour les installations de télécommunications. Le tableau 4 présente la ventilation de ces coûts pour les travaux des phases avant-projet et projet.

TABLEAU 4
COÛTS DES TRAVAUX AVANT-PROJET ET PROJET
(EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION)

Total lignes, poste et télécommunications	
Coûts de l'avant-projet	
Sous-total	3 208,4
Coûts du Projet	
Ingénierie, approvisionnement et construction	38 167,6
Client	3 934,3
Frais financiers	3 350,0
Sous-total	45 451,9
TOTAL	48 660,3

Source : Pièce [B-0006](#), p. 11, tableau 2.

[56] Le Transporteur présente les coûts détaillés de son projet, de même que les coûts annuels, sous pli confidentiel. Il dépose également une version caviardée de la pièce relative aux coûts détaillés²⁶.

[57] Le Transporteur soumet que le coût total de son projet ne doit pas dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par le conseil d'administration, auquel cas il devra obtenir une nouvelle autorisation. Le cas échéant, il s'engage à en informer la Régie en temps opportun. Le Transporteur souligne qu'il s'efforcera de contenir les coûts à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

²⁶ Pièces B-0009 et B-0010 (pièces confidentielles) ainsi que la pièce [B-0011](#).

Projet du Distributeur

[58] Le coût total du projet du Distributeur s'élève à 31,3 M\$. Les coûts du projet sont présentés au tableau 5, par élément.

TABLEAU 5
COÛTS DU PROJET DU DISTRIBUTEUR (EN MILLIERS DE DOLLARS)²⁷

Ingénierie	5 359
Travaux civils	7 398
Travaux électriques souterrains	5 342
Travaux électriques aériens	8 820
Sous-total	26 919
Réserve pour imprévus (8 %)	2 031
Sous-total du projet	28 950
Frais financiers à capitaliser (7,083%) ²⁸	2 369
Total	31 319

Source : Extrait de la pièce [B-0012](#), p. 8, tableau 3.

[59] Les investissements les plus importants du projet du Distributeur sont liés aux travaux électriques aériens, à hauteur de 28 %.

[60] Le Distributeur soumet qu'il assure une gestion rigoureuse de ses projets mais que, dans l'éventualité d'un écart de coût de 15 % ou plus, il devra obtenir l'autorisation du président-directeur général d'Hydro-Québec. Le cas échéant, il en avisera la Régie, conformément à sa pratique.

²⁷ Somme des prévisions annuelles des investissements, par élément.

²⁸ Selon la décision [D-2018-025](#), p. 50, par. 150.

3.4.1 SUIVI DES COÛTS DU PROJET

Projet du Transporteur

[61] Le Transporteur propose de faire état de l'évolution des coûts du projet lors du dépôt de son rapport annuel à la Régie, en vertu de l'article 75 de la Loi. Il soumet qu'il présentera, selon les indications de la Régie, le suivi des coûts réels de son projet sous la même forme et le même niveau de détails que ceux du tableau 2 de la pièce B-0006²⁹ et, sous pli confidentiel, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an à compter de la mise en service finale du projet, le suivi des coûts réels du projet sous la même forme détaillée que celle du tableau 1 de la pièce B-0011³⁰ intitulé « Coûts des travaux avant-projet et projet par élément ».

[62] Dans les deux cas, le Transporteur présentera également un suivi de l'échéancier du projet et fournira, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels et des échéances³¹.

Projet du Distributeur

[63] Le Distributeur propose également de faire le suivi du projet dans le cadre de son rapport annuel déposé à la Régie, en vertu de l'article 75 de la Loi. Ce suivi annuel fera état des coûts réels du projet, selon la présentation du tableau 3 de la pièce B-0012³², et fournira l'explication des écarts majeurs entre les coûts réels et les coûts projetés, le cas échéant. De plus, ce suivi présentera l'évolution de l'échéancier des travaux.

²⁹ Pièce [B-0006](#), p. 11, tableau 2.

³⁰ Pièce [B-0011](#), p. 5.

³¹ Pièce [B-0002](#), p. 3, par. 16.

³² Pièce [B-0012](#), p. 8.

3.5 IMPACT TARIFAIRE DU PROJET

Projet du Transporteur

[64] Le Projet du Transporteur s'inscrit dans les catégories d'investissement « Maintien des actifs » et « Croissance des besoins de la clientèle ». Sa mise en service est prévue pour septembre 2020.

[65] Les coûts relevant de la catégorie d'investissement « Maintien des actifs » sont de l'ordre de 19,8 M\$, soit 40,8 % du coût total du projet du Transporteur. Ce montant correspond à un peu moins des deux tiers du coût du nouveau poste de l'Achigan à 120-25 kV. Il a été estimé en considérant le coût paramétrique d'un poste à 120-25 kV d'une capacité équivalente à la somme des capacités actuelles des postes à 69-25 kV de Saint-Calixte et de Saint-Hippolyte, soit 59 MVA. Cette estimation a été réalisée à partir du schéma d'un poste normalisé pour des zones rurales, de type extérieur, offrant une qualité de service équivalente aux postes de Saint-Calixte et de Saint-Hippolyte³³.

[66] Le Transporteur rappelle que les coûts de la catégorie « Maintien des actifs » permettent d'assurer le bon fonctionnement du réseau et du transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable et qu'il est équitable que tous les clients contribuent au paiement des ajouts au réseau relevant de cette catégorie.

[67] Les coûts relevant de la catégorie d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle » sont de l'ordre de 28,8 M\$, soit 59,2 % du coût total du projet. Ils correspondent à la somme du montant de 12,4 M\$ du coût du poste de l'Achigan associé à cette catégorie et du montant relatif à la construction de la ligne à 120 kV. À cet effet, le Transporteur signale que les lignes à 69 kV de la boucle sud du réseau Paquin, que remplace la nouvelle ligne à 120 kV, ne sont pas visées par une intervention en pérennité.

[68] Ces coûts de 28,8 M\$ donnent lieu à une contribution du Distributeur estimée à environ 9,3 M\$, correspondant à l'excédent du montant maximal de 631 \$/kW que peut assumer le Transporteur pour les ajouts au réseau de transport, sur la base d'une croissance de 31 MW des besoins de la charge locale. Tel que précisé précédemment, cette valeur de 31 MW correspond à l'ajout net de capacité généré par le projet et

³³ Pièces [B-0023](#), p. 13, R6.1 et [B-0027](#), p. 5, R2.1.

équivalent à la croissance prévue sur le poste de l'Achigan pour les sept premières années suivant sa mise en service³⁴.

[69] Le Transporteur indique que le montant final de la contribution du Distributeur sera déterminé en fonction des coûts réels, après la mise en service de son projet, conformément aux modalités des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*³⁵ (les Tarifs et conditions).

[70] L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du projet du Transporteur prend en compte les coûts du projet, nets de la contribution estimée du Distributeur, associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics ainsi qu'aux frais d'entretien et d'exploitation. Il prend également en compte les besoins de croissance de la charge locale, qui augmenteront graduellement à partir de la mise en service, jusqu'à atteindre 31 MW en 2027.

[71] Conformément à la décision D-2003-68³⁶, le Transporteur présente les résultats de l'impact sur les revenus requis sur une période de 20 ans et une période de 50 ans³⁷. Le Transporteur estime cependant que les résultats pour la période de 50 ans sont plus représentatifs, puisqu'ils sont davantage comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations de son projet.

[72] L'impact annuel moyen du projet du Transporteur sur les revenus requis est de 3,3 M\$ sur une période de 20 ans et de 2,1 M\$ sur une période de 50 ans, ce qui représente un impact à la marge de 0,1 % sur ces périodes par rapport aux revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2018³⁸.

Projet du Distributeur

[73] Pour le Distributeur, les travaux relatifs à la construction de l'ensemble des composantes requises pour l'intégration du nouveau poste de l'Achigan au réseau de distribution débiteront en 2019 et se poursuivront jusqu'au raccordement des charges au nouveau poste en 2020.

³⁴ Paragraphes 28 et 29 de la présente décision.

³⁵ [Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec](#), Appendice J, section C.

³⁶ Dossier R-3497-2002, décision [D-2003-68](#).

³⁷ Pièce [B-0008](#), annexe 4, p. 3 à 6.

³⁸ Pièce [B-0006](#), p. 15.

[74] Pour établir l'impact relatif à ses investissements, le Distributeur prend en considération les coûts du projet, soit ceux associés à l'amortissement des actifs, au coût du capital et à la taxe sur les services publics.

[75] Ces coûts incluent la contribution estimée à 9,3 M\$ que le Distributeur devra verser au Transporteur en 2020 pour l'ajout d'un poste au réseau de transport, conformément à l'appendice J des Tarifs et conditions³⁹.

[76] L'impact maximal des investissements sur les revenus requis du Distributeur est évalué à 3,3 M\$ à l'horizon 2021. Cet impact ne tient pas compte des revenus générés par la croissance de la clientèle⁴⁰.

3.6 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

Projet du Transporteur

[77] Le Transporteur mentionne que les autorisations suivantes sont exigées, en vertu d'autres lois, pour la réalisation de son projet⁴¹ :

- un certificat d'autorisation issu du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*⁴²;
- un avis de conformité (résolution) fourni par les municipalités régionales de comté où seront implantés la future ligne et le futur poste, en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*⁴³.

[78] Le Transporteur note que d'autres autorisations de nature sectorielle pourraient devenir requises au fil de l'avancement du projet.

³⁹ Pièce [B-0022](#), p. 5.

⁴⁰ Pièce [B-0022](#), p. 5.

⁴¹ Pièce [B-0008](#), annexe 3, p. 3.

⁴² [RLRQ, c. Q-2, art. 22.](#)

⁴³ [RLRQ, c. A-19.1.](#)

Projet du Distributeur

[79] Puisque la réalisation du projet implique de traverser des zones sensibles sur le plan environnemental, le Distributeur prévoit effectuer une analyse environnementale à l'étape de l'ingénierie de détail afin de déterminer les mesures d'atténuation requises et de formuler les demandes d'autorisation environnementales applicables.

[80] Le Distributeur mentionne qu'il pourrait être requis, notamment, d'obtenir un certificat d'autorisation auprès du ministère du MDDELCC, en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, pour la réalisation de travaux en milieux hydriques⁴⁴.

3.7 IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE

[81] Le Transporteur soumet que son projet aura un impact positif sur la fiabilité du réseau de transport et sur sa capacité de répondre aux besoins de croissance du territoire visé.

[82] Le nouveau poste de l'Achigan à 120-25 kV offrira une plus grande CLT tout en permettant de réduire le nombre d'équipements de transport requis. Il permettra de remplacer une architecture de réseau de type conjoint, donnant la possibilité au Distributeur d'utiliser les lignes à 69 kV laissées vacantes pour régler des problèmes de surcharges de lignes à 25 kV et minimiser le nombre de parcours aériens à 25 kV.

[83] De plus, le poste de l'Achigan à 120-25 kV offrira au Distributeur une plus grande flexibilité pour répartir les charges entre les postes environnants. L'intégration du nouveau poste au réseau de distribution sera réalisée selon une architecture de type relève intégrée ou mixte. Les lignes seront plus courtes et les charges moindres et mieux réparties entre les lignes de distribution, ce qui permettra un délai de rétablissement plus court.

[84] Par ailleurs, le Distributeur mentionne que la construction du nouveau réseau de distribution sera réalisée en minimisant les impacts sur la continuité de service lors des travaux.

⁴⁴ Pièce [B-0012](#), p. 7.

4. OPINION DE LA RÉGIE

4.1 PROJET

[85] La Régie est satisfaite des renseignements fournis par les Demandeurs au soutien de leur demande d'autorisation de réaliser le Projet.

[86] La Régie retient que le Projet résulte d'une planification intégrée des Demandeurs et qu'il est nécessaire afin d'assurer la pérennité du réseau de transport et de répondre aux besoins de croissance dans le territoire de la région des Laurentides où il sera réalisé.

[87] Elle retient également que le Projet permettra de remplacer une architecture de réseau de type conjoint, partagée par des équipements à 69 kV et à 25 kV et caractérisée par une faible continuité de service, par une architecture à 120 kV plus robuste et comportant un nombre réduit d'équipements.

[88] La Régie note que le Projet a fait l'objet d'une démarche de consultation du public et que la construction de la ligne d'alimentation, notamment, est comprise et acceptée par les personnes et communautés rencontrées.

[89] La Régie conclut que l'ajout du nouveau poste à 120-25 kV assurera la pérennité des installations de transport sur le territoire visé et en améliorera la fiabilité et la continuité de service aux clients. Il permettra au Distributeur d'utiliser les lignes à 69 kV laissées vacantes pour régler des problèmes de surcharges de lignes à 25 kV et minimiser le nombre de parcours aériens à 25 kV. Les lignes de distribution seront plus courtes et les charges seront moindres et mieux réparties entre les lignes de distribution, permettant un délai de rétablissement plus court. Le Projet aura donc un effet positif sur la continuité de service et la qualité de l'alimentation en électricité de la charge locale, avec une incidence limitée sur les tarifs.

[90] Par ailleurs, la Régie note que la construction du poste de l'Achigan constitue la seconde étape d'une séquence de trois projets menant au remplacement du réseau Paquin à 69 kV. Le nouveau poste de Saint-Lin à 120-25 kV, mis en service en 2009, en constituait la première étape⁴⁵. Le Projet en constitue la seconde étape. Enfin, la mise en service du poste à 120-25 kV de Chertsey, vers 2023, en sera la dernière étape et mènera

⁴⁵ Dossier [R-3627-2007](#).

au démantèlement complet du poste Paquin à 120-69 KV et de son réseau à 69 kV. La Régie observe cependant que les pleins bénéfiques du remplacement complet du réseau Paquin ne seront observables qu'au moment de la mise ne service du poste de Chertsey en 2023.

[91] En conséquence, la Régie autorise les Demandeurs à réaliser le Projet, tel que soumis. Les Demandeurs ne pourront apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la nature, les coûts ou la rentabilité.

[92] La Régie prend acte du fait que les Demandeurs s'engagent à l'informer, en temps opportun, si le coût total de leur projet respectif devait dépasser de plus de 15 % le coût actuellement prévu.

[93] La Régie demande au Transporteur de se conformer aux exigences qu'elle a mentionnées aux paragraphes 508 à 511 de sa décision D-2014-035⁴⁶, et aux paragraphes 364 à 366 de sa décision D-2017-021⁴⁷, dans le cas de modifications au Projet, dont un dépassement des coûts ou une modification de sa rentabilité.

[94] La Régie demande aux Demandeurs de déposer publiquement, lors du dépôt de leur rapport annuel respectif, le suivi des coûts présentés au tableau 2 de la pièce B-0006⁴⁸ dans le cas du Transporteur, et au tableau 3 de la pièce B-0012⁴⁹ dans le cas du Distributeur.

[95] La Régie demande également au Transporteur de présenter, au même moment, le suivi des coûts réels détaillés du Projet, sous la même forme et le même niveau de détail que ceux du tableau 1 de la pièce B-0011⁵⁰. Par ailleurs, elle dispose de la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur à l'égard d'un tel suivi dans la section 4.2 de la présente décision.

[96] Enfin, la Régie demande au Transporteur et au Distributeur de présenter un suivi de l'échéancier de leur projet respectif et, le cas échéant, de fournir l'explication

⁴⁶ Dossier R-3823-2012, décision [D-2014-035](#), p. 109 et 110.

⁴⁷ Dossier R-3981-2016, décision [D-2017-021](#), p. 91.

⁴⁸ Pièce [B-0006](#), p. 11.

⁴⁹ Pièce [B-0012](#), p. 8.

⁵⁰ Pièce [B-0011](#), p. 5.

des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels et des écarts d'échéance, notamment en ce qui a trait aux dates de mises en service.

4.2 CONFIDENTIALITE DES DOCUMENTS

[97] Le Transporteur demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, et d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus à la pièce B-0007, soit les schémas unifilaire et de liaison relatifs à son projet, sans restriction quant à la durée⁵¹.

[98] Au soutien de sa demande, le Transporteur invoque les décisions D-2016-086⁵² et D-2016-091⁵³ de la Régie. Il dépose également une affirmation solennelle de monsieur Patrick Bujold, chef Planification des réseaux régionaux pour la division Hydro-Québec TransÉnergie. Monsieur Bujold allègue, notamment, que la pièce B-0007 contient des renseignements d'ordre stratégique relatifs aux installations du Transporteur et que leur divulgation faciliterait la localisation de ces installations, permettrait d'identifier leurs caractéristiques et pourrait ainsi compromettre la sécurité du réseau de transport. Il soumet que le caractère confidentiel de cette pièce et l'intérêt public requièrent l'émission de l'ordonnance demandée, sans restriction quant à la durée.

[99] Pour les motifs invoqués à l'affirmation solennelle de monsieur Patrick Bujold, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur et interdit la divulgation, la publication et la diffusion de la pièce B-0007 et des renseignements qu'elle contient, sans restriction quant à la durée.

[100] Le Transporteur demande également à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, et d'interdire, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de mise en service finale de son projet, la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements relatifs aux coûts détaillés du projet contenus à la pièce B-0009 et caviardés à la pièce B-0011, ainsi que des renseignements relatifs aux coûts annuels du projet contenus à la pièce B-0010⁵⁴.

⁵¹ Pièce [B-0002](#), p. 3, par. 14 et les conclusions de la demande d'autorisation.

⁵² Dossier R-3956-2015, décision [D-2016-086](#).

⁵³ Dossier R-3960-2016, décision [D-2016-091](#).

⁵⁴ Pièce [B-0002](#), p. 3, par. 15 et les conclusions de la demande d'autorisation.

[101] Il demande qu'une telle ordonnance soit également rendue, pour une durée similaire, à l'égard des renseignements relatifs au suivi des coûts réels de son projet qui seraient déposés, le cas échéant, selon les exigences de la Régie, telles que celles prévues au paragraphe 95 de la présente décision.

[102] Au soutien de ces demandes, le Transporteur dépose une affirmation solennelle de monsieur Mario Albert, directeur principal Approvisionnement stratégique pour Hydro-Québec. Monsieur Albert allègue que, afin d'assurer une saine concurrence et un niveau de compétitivité optimal et d'obtenir les meilleures conditions du marché, Hydro-Québec sollicite les fournisseurs par appels d'offres ou de propositions. Dans cette optique, Hydro-Québec souhaite maintenir l'imprévisibilité dans le développement de ses stratégies d'approvisionnement. Monsieur Albert soumet que si les coûts détaillés du Projet étaient divulgués, les fournisseurs sollicités pourraient préparer leurs soumissions en fonction des coûts présentés à la Régie plutôt que de faire preuve de créativité, ce qui limiterait le potentiel de création de valeur pour le Transporteur, notamment en ne lui permettant pas d'obtenir les biens et services requis au meilleur coût possible.

[103] Pour les motifs invoqués à l'affirmation solennelle de monsieur Mario Albert, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur visant les renseignements caviardés contenus à la pièce B-0011 et interdit, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de mise en service finale de son projet, la divulgation, la publication et la diffusion de ces renseignements, également retrouvés à la pièce B-0009. La Régie accueille également la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur et interdit, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de mise en service finale de son projet, la divulgation, la publication et la diffusion de la pièce B-0010 et des renseignements qu'elle contient, ainsi que des renseignements relatifs aux coûts réels du projet qui seront déposés dans le cadre du suivi de ces coûts selon les exigences énoncées au paragraphe 95 de la présente décision.

[104] La Régie demande au Transporteur de l'informer, par voie administrative, de la date de mise en service finale de son projet. Elle verra alors à ce qu'une version non caviardée des pièces visées par l'ordonnance de traitement confidentiel énoncée au paragraphe 103 de la présente décision soit versée au dossier public, dans le délai prévu à la présente décision.

[105] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

AUTORISE les Demandeurs à réaliser le Projet relatif au poste de l'Achigan, tel que soumis;

DEMANDE au Transporteur d'informer la Régie, par voie administrative, de la date de mise en service finale de son projet;

ACCUEILLE les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion :

- de la pièce B-0007 et des renseignements qu'elle contient, sans restriction quant à la durée,
- de la pièce B-0010 et des renseignements qu'elle contient, ainsi que des renseignements caviardés à la pièce B-0011, également retrouvés à la pièce B-0009, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de la mise en service finale du Projet;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements qui seront fournis par le Transporteur dans le cadre du suivi des coûts réels de son projet, selon les exigences énoncées au paragraphe 95 de la présente décision, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de la mise en service finale du Projet;

DEMANDE au Transporteur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5^o) de la Loi :

- un suivi des coûts de son projet, selon les exigences formulées aux paragraphes 94 et 95 de la présente décision,
- un suivi de l'échéancier de son projet ainsi que, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels et des écarts d'échéance, notamment en ce qui a trait aux dates de mises en service, tel que précisé au paragraphe 96 de la présente décision;

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

- un tableau présentant le suivi des coûts réels de son projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux présentés au tableau 3 de la pièce B-0012⁵⁵, tel que précisé au paragraphe 94 de la présente décision,
- un suivi de l'échéancier de son projet ainsi que, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels et des écarts d'échéance, notamment en ce qui a trait aux dates de mises en service, tel que précisé au paragraphe 96 de la présente décision;

ORDONNE au Transporteur et au Distributeur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Esther Falardeau
Régisseur

⁵⁵ Pièce [B-0012](#), p. 8.

Représentants :

**Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur)
représentée par M^e Simon Turmel;**

**Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur)
représentée par M^e Yves Fréchette.**