

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

Table des matières

1	Introduction.....	5
2	Contexte général et situation actuelle	7
2.1	Prévision de la charge par poste.....	8
2.2	Réseau électrique actuel et enjeux à résoudre	9
3	Objectifs visés par les projets	11
4	Solutions envisagées	12
4.1	Description des solutions envisagées	12
4.1.1	Solution 1 – Remplacement du réseau Paquin à 69 kV par un réseau à 120 kV	12
4.1.2	Solution 2 – Maintien et accroissement de capacité des équipements à 69 kV	13
4.1.3	Solution 3 – Maintien de la boucle sud du réseau à 69 kV et construction du poste de Chertsey à 120 kV	14
4.1.4	Solution 4 – Maintien de la boucle nord du réseau à 69 kV et construction du poste de l’Achigan à 120 kV.....	14
4.2	Estimation des coûts des solutions envisagées.....	15

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre la demande conjointe du Transporteur et du Distributeur et le <i>Règlement</i>	7
Tableau 2	Prévisions de la charge pour la période 2017-2032.....	8
Tableau 3	Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2018).....	16

Liste des figures

Figure 1	Carte géographique du réseau Paquin à 69 kV	9
Figure 2	Exemple de poteau, réseau conjoint.....	10

Liste des annexes

Annexe 1	Liste des activités d’information et de consultation
Annexe 2	Analyse économique

Liste des abréviations et des symboles

Abréviation / Symbole	Correspondance
CGA	coûts globaux actualisés
CLT	capacité limite de transformation
kV	kilovolt
km	kilomètre
m	mètre
M\$	million de dollars
MVA	mégavoltampère
Mvar	mégavar

1 Introduction

1 Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») et
2 Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») visent à
3 obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») pour la construction d'un nouveau
4 poste de l'Achigan à 120-25 kV, situé dans la région des Laurentides, et de sa ligne
5 d'alimentation à 120 kV d'environ 8 km ainsi que la réalisation de travaux connexes.

6 La demande conjointe vise à répondre aux besoins de croissance et de maintien des actifs
7 de la région des Laurentides. L'analyse de la situation actuelle a permis de déterminer les
8 solutions optimales afin de répondre aux besoins du réseau desservant les municipalités de
9 Saint-Lin, Sainte-Sophie, New-Glasgow, Prévost, Sainte-Marguerite et Saint-Hippolyte, soit
10 les plus importantes de cette région, tout en considérant les préoccupations du Transporteur
11 et du Distributeur. La solution retenue de la demande conjointe est donc le produit d'une
12 planification intégrée et d'une analyse conjointe.

13 Aux fins du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de*
14 *l'énergie* (le « *Règlement* »), le volet transport de la demande est présenté comme le « *Projet*
15 *du Transporteur* », tandis que son volet distribution est présenté comme le « *Projet du*
16 *Distributeur* ».

17 Ces projets sont réalisables tant sur le plan technique que sur celui de l'échéancier. Les
18 études réalisées à ce jour ont permis de confirmer cette faisabilité et de préciser les
19 contraintes inhérentes à ces projets.

20 De façon plus spécifique, le *Projet du Transporteur* consiste à :

- 21 • construire un nouveau poste à 120-25 kV, qui requiert l'acquisition d'un terrain dans
22 la municipalité de Saint-Hippolyte ;
- 23 • construire un tronçon d'environ 8 km de ligne biterne (à deux circuits) à 120 kV se
24 raccordant à une ligne existante ;
- 25 • démanteler les postes à 69-25 kV de Saint-Calixte, de Saint-Hippolyte et de
26 Saint-Lin.

27 Le *Projet du Transporteur*, dont le coût total s'élève à 48,7 M\$, s'inscrit dans les catégories
28 d'investissement « croissance des besoins de la clientèle » et « maintien des actifs ». La mise
29 en service du *Projet du Transporteur* est prévue pour le mois de septembre 2020.

30 Le *Projet du Distributeur* consiste à raccorder le nouveau poste de l'Achigan au réseau de
31 distribution, soit de :

- 32 • construire l'ensemble des composantes du réseau de distribution entre le nouveau
33 poste de l'Achigan et son réseau actuel ;

- 1 • procéder aux transferts de charges prévus ;
- 2 • raccorder les charges des clients au nouveau poste de l'Achigan.
- 3 Le coût total du Projet du Distributeur s'élève à 31,3 M\$. Les travaux devraient se terminer en
- 4 2020.
- 5 Le tableau 1 indique la concordance entre les sections des pièces HQTD-1, Document 1,
- 6 HQTD-2, Document 1 et HQTD-3, Document 1 de la demande conjointe du Transporteur et
- 7 du Distributeur et les renseignements requis par le *Règlement*.

Tableau 1
Concordance entre la demande conjointe du Transporteur et
du Distributeur et le Règlement

Règlement				Demande		
Article	Alinéa	Paragr.	Renseignements requis	Entité(s)	Pièce	Section
2	1	1°	Les objectifs visés par le projet	HQT-HQD	HQTD-1, Doc. 1	3
2	1	2°	La description du projet	HQT	HQTD-2, Doc. 1	2
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	1
2	1	3°	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT	HQTD-2, Doc. 1	2
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	1
2	1	4°	Les coûts associés au projet	HQT	HQTD-2, Doc. 1 HQTD-2, Doc. 2 HQTD-2, Doc. 2.1	3
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	2
2	1	5°	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-HQD	HQTD-1, Doc. 1	4 et annexe 2
2	1	6°	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT	HQTD-2, Doc. 1	Annexe 3
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	1
2	1	7°	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT	HQTD-2, Doc. 1	4 et Annexe 4
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	3
2	1	8°	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT	HQTD-2, Doc. 1	5
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	4
2	1	9°	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT-HQD	HQTD-1, Doc. 1	4 et annexe 1
3	1	1°	La liste des principales normes techniques	HQT	HQTD-2, Doc. 1	Annexe 2
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	Annexe A
3	1	3°	Le cas échéant, les engagements contractuels et leurs contributions financières	HQT-HQD	s. o.	s. o.

2 Contexte général et situation actuelle

- 1 Cette section présente la description des installations de transport et de distribution touchées
- 2 par les projets du Transporteur et du Distributeur, de même que les enjeux spécifiques qu'ils
- 3 visent à régler.

2.1 Prévion de la charge par poste

- 1 Les charges de la zone visée dans le cadre de ce projet sont alimentées par cinq postes
- 2 satellite à 69-25 kV, soit de Saint-Calixte, de Saint-Hippolyte, de Saint-Charles, de Sainte-
- 3 Marguerite et de Saint-Lin, et par quatre postes satellites à 120-25 kV, soit les postes de Saint
- 4 Lin, de Magnan, Arthur-Buies et de Rolland.
- 5 Le tableau 2 présente l'évolution de la charge prévue aux postes alimentant la région visée.

**Tableau 2
Prévisions de la charge pour la période 2017-2032**

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													
St-Lin 120-25 kV	193	126	154	156	159	161	163	166	168	170	172	174	177	179	181	183
Magnan 120-25 kV	129	122	123	125	126	127	128	129	129	130	131	132	133	134	134	135
Arthur-Buies 120-25 kV	194	210	213	216	220	223	226	229	232	235	237	240	243	245	248	250
Rolland 120-25 kV	192	197	206	209	212	215	219	222	225	228	231	234	237	239	242	245

Dépassement prévu de la CLT du poste

- 6 Comme il appert du tableau 2, trois postes à 69-25 kV sont très près d'atteindre leur CLT et
- 7 le poste de Saint-Hippolyte l'a dépassée. Le poste de Saint-Lin à 69-25 kV verra ses charges
- 8 transférées vers le poste à 120-25 kV de Saint-Lin en 2018. Les postes à 120-25 kV de
- 9 Magnan, Arthur-Buies et de Rolland sont également près d'atteindre leur CLT ou l'ont déjà
- 10 dépassée.

- 11 Au fil des années, le réseau de distribution a été optimisé afin d'utiliser le maximum de
- 12 capacité disponible. En effet, pour pallier une capacité de transformation limitée des postes à
- 13 69-25 kV, les postes à 120-25 kV ont alimenté des charges qui auraient techniquement dû
- 14 être alimentées par ces postes vu leur proximité. À ce jour, une dizaine de lignes de
- 15 distribution en provenance des postes à 120-25 kV sont surchargées et trop longues, leurs
- 16 charges étant concentrées en bout de réseau, souvent près d'un poste à 69-25 kV.

2.2 Réseau électrique actuel et enjeux à résoudre

- 1 La région des Laurentides comprend cinq postes satellites à 69-25 kV : de Saint-Lin, de
- 2 Saint-Calixte, de Saint-Charles, de Sainte-Marguerite et de Saint-Hippolyte, tous situés dans
- 3 les localités du même nom. Ils sont alimentés par les lignes à 69 kV provenant du poste
- 4 source Paquin à 120-69 kV. Cet architecture à 69 kV constituée du poste source, des postes
- 5 satellites et des lignes est identifiée comme le réseau Paquin à 69 kV (ci-après « réseau
- 6 Paquin à 69 kV »). Le poste Paquin à 120-69 kV est quant à lui alimenté par la ligne biterne
- 7 reliant le poste Lafontaine et le poste Saint-Lin à 120 kV provenant du poste source de
- 8 Lafontaine.
- 9 La Figure 1 montre l'emplacement géographique du réseau Paquin à 69 kV.

Figure 1
Carte géographique du réseau Paquin à 69 kV



1 Le réseau Paquin à 69 kV est composé de lignes qui supportent des équipements de
2 distribution et transport. Ce réseau de type conjoint comprend 138 km de lignes à 69 kV et à
3 25 kV (voir figure 2), c'est-à-dire des lignes à 69 et à 25 kV installées sur les mêmes poteaux
4 de bois. Les trois conducteurs de la ligne du haut sont exploités à 69 kV par le Transporteur
5 tandis que ceux du bas sont exploités à 25 kV par le Distributeur.

Figure 2
Exemple de poteau, réseau conjoint



6 Les réseaux de type conjoint nécessitent une coordination accrue entre le Transporteur et le
7 Distributeur lors d'une intervention et sont caractérisés par une faible continuité de service
8 car une intervention sur un des deux niveaux de tension nécessite l'interruption de l'autre
9 niveau. De plus, les lignes à 69 kV sur poteau de bois sont moins robustes que les lignes
10 supportées par des pylônes en acier.

11 **Poste source Paquin à 120-69 kV**

12 Le poste source Paquin à 120-69 kV a été mis en service en 1960. Il est de type extérieur et
13 équipé de deux transformateurs à 120-69 kV de 100 MVA chacun. La vétusté du poste
14 nécessite des investissements importants en pérennité. La majorité des disjoncteurs, les
15 transformateurs de puissance à 120-69 kV, les systèmes de protection et les systèmes de
16 commande de technologie analogique ont atteint la fin de leur vie utile.

17 **Poste de Saint-Calixte à 69 kV**

18 Le poste de Saint-Calixte a été mis en service en 1967. Il est équipé de deux transformateurs
19 de puissance à 69-25 kV de 12 MVA chacun et de trois départs de ligne à 25 kV. Les
20 transformateurs de puissance, les disjoncteurs et les systèmes de commande et de protection
21 ont également atteint la fin de leur durée de vie utile.

22 **Poste de Saint-Hippolyte à 69 kV**

23 Le poste de Saint-Hippolyte est un cas particulier puisqu'il a été mis en service en 1987 dans
24 une optique de le démanteler au cours des dix années suivantes. Il a donc été doté

1 d'équipements ayant déjà été utilisés. Il est équipé de trois transformateurs de puissance à
2 69-25 kV de 12 MVA chacun et de six départs de ligne à 25 kV. Ces transformateurs et les
3 deux disjoncteurs à 69 kV sont à la fin de leur vie utile, de même que les disjoncteurs à 25 kV.
4 Les bâtiments des systèmes de protection et les systèmes de commande ont déjà atteint leur
5 fin de vie utile alors que les systèmes de protection et de commande l'atteindront
6 respectivement vers 2027 et 2030.

7 **Poste de Saint-Charles à 69 kV**

8 Le poste de Saint-Charles a été mis en service en 1967. Il est équipé de deux transformateurs
9 de puissance à 69-25 kV de 12 MVA chacun et de trois départs de ligne à 25 kV. Les
10 transformateurs de puissance, les disjoncteurs et les équipements d'automatismes et de
11 protection ont tous atteint leur durée de vie utile.

12 **Poste de Sainte-Marguerite à 69 kV**

13 Le poste de Sainte-Marguerite, mis en service en 1968, a été reconstruit en partie en 1993. Il
14 est équipé de deux transformateurs de puissance à 69-25 kV de 22,5 MVA chacun et de
15 3 départs de ligne à 25 kV. Quelques équipements ont dépassé leur durée de vie utile, mais
16 la plupart l'atteindra à plus long terme.

17 **Poste de Saint-Lin à 69 kV**

18 Le démantèlement du poste de Saint-Lin à 69-25 kV était prévu consécutivement au transfert
19 des charges réalisé par le Distributeur entre ce poste et le poste Saint-Lin à 120-25 kV. Son
20 démantèlement est ainsi prévu en 2020 dans le présent projet.

3 **Objectifs visés par les projets**

21 Les projets du Transporteur et du Distributeur ont comme objectif premier de répondre aux
22 enjeux reliés à la pérennité du réseau Paquin à 69 kV. En second lieu, les projets visent à
23 faire face à la croissance de la demande de cette région et à assurer le développement du
24 réseau de distribution à 25 kV en implantant une architecture à 120-25 kV en remplacement
25 de l'architecture actuelle à 69-25 kV. Le remplacement du réseau Paquin à 69 kV a été
26 amorcé dans les années 2000 avec le projet Saint-Lin à 120-25 kV qui en constituait la
27 première étape¹. Deux autres postes sont ainsi prévus afin de compléter ce réaménagement.
28 Un premier poste, le poste de l'Achigan, est l'objet de la présente demande alors que le
29 Transporteur prévoit qu'un deuxième poste à 120-25 kV, le poste de Chertsey, fera l'objet
30 d'une demande ultérieure vers 2019.

31 Enfin, en assurant le maintien de ses actifs et en privilégiant la construction d'une ligne de
32 transport séparée de la ligne de distribution, les travaux du Transporteur auront un impact

¹ Demande relative au projet de construction du nouveau poste de Saint-Lin à 120-25 kV et d'une nouvelle ligne Paquin/Saint-Lin à 120 kV, dossier R-3627-2007, avril 2007.

1 positif sur la fiabilité et la qualité de service du réseau de transport et, par le fait même, sur la
2 continuité du service offert aux clients du Distributeur.

4 Solutions envisagées

4.1 Description des solutions envisagées

3 Le Transporteur et le Distributeur ont examiné diverses solutions pour répondre aux besoins
4 en pérennité et à la croissance de la région.

5 L'analyse effectuée par le Transporteur et le Distributeur porte sur l'ensemble du réseau
6 Paquin à 69 kV en comparant l'implantation de l'architecture à 120-25 kV au maintien de
7 l'architecture à 69-25 kV. Le réseau Paquin à 69 kV peut être schématisé en deux boucles.
8 La boucle nord alimente les postes de Saint-Charles et de Sainte-Marguerite et la boucle sud,
9 les postes de Saint-Lin, de Saint-Charles et de Saint-Hyppolyte. L'analyse de ces deux
10 boucles a permis d'envisager quatre solutions.

11 Ces solutions permettent d'assurer la fiabilité de l'alimentation des charges du réseau de
12 transport et de distribution, et ce, dans le respect des critères de conception du réseau de
13 transport et des normes en vigueur.

14 Les aspects techniques, environnementaux et économiques ont également été considérés
15 pour orienter le choix de la meilleure solution. À cet égard et conformément à la demande de
16 la Régie², le Transporteur et le Distributeur présentent à l'annexe 1 la liste des activités
17 d'information et de consultation menées auprès du public pour la réalisation de leurs projets.

18 Ces solutions sont les suivantes :

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

4.1.1 Solution 1 – Remplacement du réseau Paquin à 69 kV par un réseau à 120 kV

25 La solution 1 constitue la solution optimale retenue par le Transporteur et le Distributeur. Elle
26 consiste à remplacer le réseau Paquin à 69 kV par deux postes à 120-25 kV.

27 Un poste à 120-25 kV, le poste de l'Achigan, sera situé dans la municipalité de Saint-Hippolyte
28 et remplacera les deux postes de la boucle sud du réseau Paquin à 69 kV (Saint-Hippolyte et

² Lettre de la Régie de l'énergie du 23 janvier 2018 dans le cadre de la Demande relative au poste des Patriotes (R-4030-2018).

1 Saint-Calixte). Ce poste sera alimenté par la ligne à 120 kV reliant les postes Lafontaine et
2 de Saint-Lin en provenance du poste source de Lafontaine. Ce poste de type extérieur
3 comprendra deux transformateurs de puissance de 66 MVA chacun. À la mise en service
4 prévue pour 2020, le poste offrira une CLT initiale de 90 MVA. Un 3^e transformateur de
5 puissance et ses départs de ligne associés seront ajoutés quand la croissance le justifiera.

6 L'autre poste à 120-25 kV, le poste de Chertsey, sera situé près de l'actuel poste de
7 Saint-Charles et remplacera les deux postes de la boucle nord du réseau Paquin à 69 kV (de
8 Saint-Charles et de Sainte-Marguerite). Ce poste sera alimenté par la ligne à 120 kV reliant
9 les postes de Grand-Brûlé, de Ste-Agathe et Doc-Grignon en provenance du poste source
10 Grand-Brûlé (poste situé au nord de Ste-Agathe). Ce poste sera mis en service vers 2023.
11 Ce délai a été prévu en tenant compte de la croissance des postes de Magnan et de
12 Sainte-Marguerite, du peu de marge du poste de Saint-Charles ainsi que de la vétusté du
13 poste source Paquin à 120-69 kV.

14 Le vieillissement des équipements à 69 kV, la croissance de la demande ainsi que des
15 transferts de charge visant à régler des problèmes de surcharges de lignes de distribution,
16 sont les principaux éléments qui militent en faveur du remplacement de l'architecture à 69 kV
17 par une architecture à 120 kV pour tout le réseau Paquin à 69 kV. Une telle solution permet
18 de régler les besoins combinés de pérennité du réseau Paquin à 69 kV et de croissance de
19 la région des Laurentides.

20 Cette solution permet également d'éviter des investissements en pérennité pour maintenir les
21 installations du réseau Paquin à 69 kV puisque celles-ci seront complètement démantelées,
22 y compris le poste source Paquin à 120-69 kV.

23 L'ajout de ces deux postes améliore de façon notable l'architecture du réseau de distribution
24 ainsi que la qualité de service offerte par les infrastructures de transport aux clients de cette
25 région. Il est à noter que pour le Distributeur, cette solution permet d'exploiter à 25 kV les
26 lignes à 69 kV, limitant le nombre de nouveaux parcours aériens à 25 kV.

27 Comme présentée au tableau 3, la solution 1 s'avère la solution dont les coûts globaux
28 actualisés sont les plus bas tout en générant le moins de pertes électriques.

4.1.2 Solution 2 – Maintenance et accroissement de capacité des équipements à 69 kV

29 La solution 2 consiste à maintenir et à renforcer les lignes à 69 kV actuelles ainsi que d'ajouter
30 deux nouveaux postes et de nouvelles lignes à 69 kV pour répondre à la croissance de la
31 région. De plus, des transferts de charges seraient requis par le Distributeur pour régler des
32 problèmes de surcharges de lignes et pallier les difficultés de trouver de nouveaux parcours
33 aériens à 25 kV. Finalement, cette solution entraîne la reconstruction du poste Paquin à
34 120-69 kV et le démantèlement du poste Saint-Charles à 69-25 kV (remplacé par un des
35 nouveaux postes).

1 Dans le cas des nouvelles lignes à 69 kV, de nouvelles emprises de ligne seraient
2 nécessaires afin de construire des lignes séparées pour la tension 69 kV de celles à 25 kV,
3 ce qui respecte les critères de conception actuels. Des investissements en maintien des actifs
4 sont également nécessaires dans tous les postes, en plus d'inclure les investissements
5 nécessaires à la croissance de la demande. Bien que les équipements à 69 kV soient moins
6 coûteux à l'achat lorsque comparés à des équipements à 120 kV, un poste à 120 kV nécessite
7 moins d'équipements et dispose d'une plus grande capacité. De plus, des clients resteraient
8 alimentés par des lignes en réseau conjoint à 69 et 25 kV. La fiabilité du service offert à ces
9 clients resterait donc faible.

10 Pour toutes ces raisons, le Transporteur et le Distributeur sont d'avis que la solution 2 doit
11 être rejetée au profit de la solution 1.

4.1.3 Solution 3 – Maintien de la boucle sud du réseau à 69 kV et construction du poste de Chertsey à 120 kV

12 La solution 3, une solution hybride, consiste en la construction d'un poste à 120 kV pour
13 remplacer les deux postes de la boucle nord du réseau Paquin (de Saint-Charles et de
14 Sainte-Marguerite) et la construction d'un poste à 69 kV pour soulager les postes de la portion
15 sud du réseau.

16 Cette solution présente des investissements en pérennité moindre par rapport à la solution 2
17 pour maintenir la boucle nord du réseau Paquin à 69 kV. En effet, les postes de
18 Sainte-Marguerite et de Saint-Charles seraient démantelés. Les investissements nécessaires
19 au maintien de la boucle sud à 69 kV seraient toutefois importants.

20 La qualité du service offert aux clients alimentés par la boucle nord du réseau serait améliorée
21 par l'ajout du poste de Chertsey à 120-25 kV. Toutefois, les clients alimentés par la boucle
22 sud du réseau resteraient alimentés par des équipements à 69 kV, dont des lignes en réseau
23 conjoint à 69 et 25 kV. La fiabilité du service offert à ces clients resterait donc faible.

24 Pour toutes ces raisons, le Transporteur et le Distributeur sont d'avis que la solution 3 doit
25 être rejetée au profit de la solution 1.

4.1.4 Solution 4 – Maintien de la boucle nord du réseau à 69 kV et construction du poste de l'Achigan à 120 kV

26 La solution 4, une solution hybride, consiste en la construction d'un poste à 120 kV pour
27 remplacer les deux postes de la boucle sud du réseau (Saint-Calixte et Saint-Hippolyte) et la
28 construction d'un poste à 69 kV pour soulager les postes de la boucle nord du réseau et
29 remplacer le poste de Saint-Charles.

30 Cette solution présente des investissements en pérennité moindre par rapport à la solution 2.
31 En effet, les postes de Saint-Hippolyte et de Saint-Calixte seraient démantelés. Tout comme

1 pour la solution 3, les investissements nécessaires au maintien de la boucle nord du réseau
2 à 69 kV seraient toutefois importants.

3 La qualité du service offert aux clients situés sur la boucle sud du réseau serait améliorée par
4 l'ajout du poste de l'Achigan à 120-25 kV. Toutefois, les clients de la boucle nord du réseau
5 resteraient alimentés par des équipements à 69 kV, dont des lignes en réseau conjoint à 69
6 et 25 kV. La fiabilité du service offert à ces clients resterait donc faible.

7 Pour toutes ces raisons, le Transporteur et le Distributeur sont d'avis que la solution 4 doit
8 être rejetée au profit de la solution 1.

4.2 Estimation des coûts des solutions envisagées

9 Le Transporteur et le Distributeur ont réalisé une comparaison des coûts des solutions
10 envisagées en tenant compte, entre autres, des investissements requis pour la construction,
11 des valeurs résiduelles des investissements, de la taxe sur les services publics, du coût du
12 capital et des pertes électriques. L'analyse économique a été réalisée sur une période de
13 44 ans, soit 40 ans après la mise en service des équipements.

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

- 15 • taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,233 % ;
- 16 • taux d'actualisation de long terme du Distributeur de 5,445 % ;
- 17 • taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- 18 • taux de la taxe sur les services publics de 0,55 %.

19 Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle des flux d'investissement pour la
20 portion comprise entre la fin de la durée d'analyse et la fin de la durée de vie utile spécifique
21 de chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est déterminée en
22 fonction des catégories d'équipement établies par le Transporteur et le Distributeur.

23 Par ailleurs, comme demandé par la Régie³, le Transporteur a intégré les informations
24 relatives à l'évaluation de la valeur des pertes électriques, soit leur niveau en puissance et en
25 énergie, ainsi que les prix de référence utilisés, dans ses tableaux présentés à l'annexe 1. Il
26 confirme également l'analyse économique réalisée dans le présent dossier ne tient compte
27 des pertes électriques différentielles qu'à partir de la mise en service.

28 Le tableau 2 présente une comparaison économique des solutions décrites précédemment.
29 Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2018.

³ Décision D-2012-152, paragraphe 64 et décision D-2012-160, paragraphes 42 et 43.

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

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