

MÉMOIRE DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE

**Demande d'Hydro-Québec dans ses activités de transport
d'électricité afin d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition
et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport
d'électricité – Poste Lachenaie**

**Dossier R-3749-2010
de la Régie de l'énergie du Québec**

Par :

Paul Paquin, Ingénieur et Économiste

Le 21 janvier 2011

1 INTRODUCTION

La demande du Transporteur est présentée en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle a fixés par son Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie [(2001) 133 G.O. II, 6165 (n° 36, 05/09/02)] (le «Règlement»), pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité.

Selon le sous-paragraphe 1° a) du premier alinéa de l'article 1 du Règlement, le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique de la Régie pour acquérir et construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité et dont le coût est de 25 millions de dollars et plus.

Le Transporteur désire obtenir de la Régie l'autorisation de construire et d'acquérir les immeubles et les actifs requis pour le projet relatif à la construction du nouveau poste de Lachenaie à 315-25 kV dont le coût total s'établit à 50,8 M\$, tel que plus amplement décrit à la pièce HQT-1, Document 1, Section 5 déposée au dossier.

Il est bon de rappeler que les projets du Transporteur sont répartis selon deux grands groupes, soit :

- Les investissements ne générant pas de revenus additionnels qui correspondent aux catégories
 - Maintien des actifs ;
 - Maintien et amélioration de la qualité du service ; et
 - Respect des exigences
- Les investissements générant des revenus additionnels qui correspondent à la catégorie :
 - Croissance des besoins de la clientèle.

Le Projet actuel, s'inscrit dans la catégorie d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle ». La mise en service du Projet est prévue pour octobre 2013.

Le Transporteur mentionne que pour l'essentiel, le Projet consiste à :

- construire un nouveau poste à 315-25 kV, le poste de Lachenaie, situé au nord-est de l'île de Laval. Il sera équipé, à l'étape initiale, de deux transformateurs de 66 MVA, huit départs de lignes à 25 kV et deux départs pour les batteries de condensateurs composées chacune de deux unités de 9 Mvars ;
- raccorder temporairement le poste par la construction d'une courte dérivation de ligne à 315 kV de moins d'un kilomètre ;

-
- déplacer la ligne existante L3016 à 315 kV d'environ 1,8 kilomètre.

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

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

De l'avis du Transporteur, le Plan permet à la Régie de bien situer le Projet dans le cadre des orientations plus globales d'interventions prévues dans la zone Mille-Îles Est-Lanaudière.¹

Selon la FCEI, il s'agit d'un investissement important qui sera éventuellement intégré au revenu requis du Transporteur et refilé aux clients du Distributeur. La FCEI a donc un intérêt direct dans ce dossier et veut s'assurer que la solution retenue par le Transporteur est celle qui est la plus économique et qui répond le mieux aux besoins des clients du Distributeur.

Les enjeux soulevés par la FCEI concernent :

- La prévision de la demande sur laquelle est basée la justification du Transporteur. Elle ne correspond pas au scénario moyen de la prévision du Distributeur présentée dans les documents déposés sous pli confidentiel ;
- L'analyse économique : la description des solutions (HQT-1, document 1, pages 13 à 15) est incomplète puisque certaines valeurs présentées dans les tableaux de l'Annexe 5 (Analyse économique) ne sont pas expliquées ;
- Les coûts des solutions 2, 3 et 4 présentés à l'Annexe 5 semblent élevés en comparaison du coût d'autres projets semblables autorisés par la Régie récemment ;
- Pour les solutions 2, 3 et 4, la capacité du troisième transformateur ajouté apparaît élevée et l'allocation du coût relié à cette addition demande des justifications ;
- Pour la solution retenue, il y a une ambiguïté concernant le coût du raccordement. Selon la compréhension de la FCEI, le Projet inclut le coût du raccordement temporaire mais non celui du raccordement permanent ;
- L'évolution de la valeur des pertes électriques est différente selon les solutions, ce qui nécessite des explications.

Ces divers éléments doivent être clarifiés afin de s'assurer que la solution retenue est la plus économique.

Ces enjeux sont expliqués plus à fond dans les pages suivantes.

¹ HQT-1, document 1, pages 5 et 10

2 PREVISION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE 2010-2024

Le tableau ci-dessous reprend la prévision de la demande sur laquelle est basé le choix du Transporteur.²

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

Par ailleurs, le tableau suivant présente la répartition des besoins en considérant la réalisation du projet.³

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



Selon la FCEI, le Transporteur devrait justifier ce choix.

3 SOLUTIONS ENVISAGÉES

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

- solution 1 : construction d'un nouveau poste à 315-25 kV à Lachenaie ;
- solution 2 : construction d'un nouveau poste à 120-25 kV à Lachenaie ;
- solution 3 : ajout d'un cinquième transformateur au poste de Saint-Sulpice à 120-25 kV ;
- solution 4 : ajout d'un cinquième transformateur au poste de Repentigny à 120-25 kV.⁴

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

² HQT-1, document 1, page 9

³ HQT-1, document 1, page 28

⁴ HQT-1, document 1, pages 12 et 13

La solution 1, celle retenue par le Transporteur, consiste à construire en 2013 un nouveau poste satellite à 315-25 kV. Ce poste de type I-B sera équipé initialement de deux transformateurs de 66 MVA pour une CLT de 90 MVA. Il sera alimenté temporairement par le bouclage de la ligne L3016 à 315 kV (Bout-de-l'Île – Lanaudière). Le poste sera finalement alimenté par les lignes L3019 et L3098 (Boucherville) suite à la construction du nouveau poste source Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV prévue en 2014.

Un troisième transformateur à 315-25 kV de 66 MVA serait requis au poste de Lachenaie vers 2019.

Le nouveau poste avec quatre transformateurs de 66 MVA à l'étape ultime, procure la plus grande capacité d'alimentation additionnelle totale de la zone d'étude (272 MVA par rapport à 194 MVA pour la solution 2 et 100 MVA pour chacune des solutions 3 et 4).⁵

Comme le mentionne le Transporteur, les deux transformateurs de 66 MVA permettent de disposer d'une capacité ferme d'environ 90 MVA. Ainsi, l'addition du troisième transformateur en 2019 porte la capacité à environ 180 MVA, ce qui est de beaucoup supérieur aux besoins prévus en 2023-24 (99 MVA) comme le montre le tableau plus haut.

En se basant sur la description de la solution 1 présentée plus haut et sur les données présentées aux tableaux de l'analyse économique de l'Annexe 5, on peut résumer les investissements de la façon suivante (en dollars courants):

2013	Nouveau poste	46,3 M\$ incluant le raccordement
2022	3 ^{ème} transformateur de 315-25 kV	13,6 M\$

Cependant certains investissements apparaissent à l'Annexe 5, mais ne sont pas identifiés dans la description de la solution 1. Ainsi, il y a des investissements importants de 28,9 M\$ sur la période 2020 à 2022 et de 38,8 M\$ sur la période de 2025 à 2029.

Selon le détail des investissements annuels apparaissant à l'Annexe 5, le total des investissements de transport est donc de **127,6 M\$** courants.

Également, il y a un investissement de 6,6 M\$ en 2012 et un réinvestissement de 11,9 M\$ en 2043 pour le réseau de distribution

<*>

<*>

<*>

⁵ HQT-1, document 1, page 13

3.2 Solution 2 - construction d'un nouveau poste à 120-25 kV à Lachenaie

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

Le nouveau poste de Lachenaie à 120-25 kV serait finalement alimenté par le nouveau poste source Pierre-Le Gardeur à 315-120 kV prévu en 2014. L'ajout d'un troisième transformateur de 450 MVA serait requis en 2022. Le nouveau poste 120-25 kV avec quatre transformateurs de 47 MVA à l'étape ultime, procure une capacité d'alimentation additionnelle totale de la zone d'étude de 194 MVA, comparativement à 272 MVA pour la solution 1.⁶

Comme le mentionne le Transporteur, les trois transformateurs de 47 MVA prévus à l'étape initiale procurent une capacité de transformation ferme d'environ 133 MVA, ce qui dépasse le besoin prévu en 2023-24 (99 MVA). La FCEI estime qu'en supposant un accroissement de 2 MVA par année, un 4^{ième} transformateur de 47 MVA serait requis 15 ans plus tard, soit vers 2038-39. La capacité ferme serait alors d'environ 194 MVA, ce qui devrait être suffisant jusqu'à la fin de la vie utile du poste vers 2048 (2013 + 35 ans).

En se basant sur la description de la solution 2 présentée plus haut et sur les données présentées aux tableaux de l'analyse économique à l'Annexe 5, on peut résumer les investissements de la façon suivante (en dollars courants):

2013	Nouveau poste	44,2 M\$ (incluant une double dérivation de 2,5 km)
2022	3 ^{ième} transformateur de 450 MVA	63,2 M\$

Cependant certains investissements apparaissent à l'Annexe 5, mais ne sont pas identifiés dans la description de la solution 2. Ainsi, l'analyse économique de l'Annexe 5 indique d'autres investissements importants de 2024 à 2031 (58,5 M\$).

Enfin, selon le détail des investissements annuels apparaissant à l'Annexe 5, le total des investissements de transport est donc de **165,9 M\$** courants.

Également, il y a un investissement de 6,6 M\$ en 2012 et un réinvestissement de 11,9 M\$ en 2043 pour le réseau de distribution, comme dans la solution 1.

<*>

<*>

<*>

<*>

⁶ HQT-1, document1, page 14

La FCEI n'a pas trouvé d'explication concernant cet écart important.

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

La solution 3 consiste à ajouter en 2012 un cinquième transformateur de 47 MVA au poste de Saint-Sulpice à 120-25 kV. Puis, en tenant compte des transferts de charge soutenus, un sixième transformateur de 47 MVA serait requis vers 2019.

De plus, la solution 3 nécessite plusieurs rehaussements sur le réseau à 120 kV, dont la reconstruction de la ligne L1407-1408 (Saint-Sulpice) sur environ 5,3 km en 2014 et éventuellement la construction d'une ligne à 120 kV d'environ 14 km entre le nouveau poste source Pierre-Le Gardeur et le poste de Saint-Sulpice. Cette dernière intervention permettrait de rééquilibrer les charges de la zone d'étude.

L'ajout d'un troisième transformateur de 450 MVA serait requis en 2020 en raison de l'accroissement de charge sur le réseau de ce nouveau poste source. Par ailleurs, l'ajout de transformation au poste de Saint-Sulpice à 120-25 kV nécessiterait l'acquisition de terre agricole pour agrandir le poste. Le développement futur de ce poste serait de plus limité.

La solution 3 permettrait de soulager le poste de Saint-Sulpice. Cependant, étant situé un peu à l'écart et loin de la zone de croissance de la charge, il ne peut soulager adéquatement la surcharge des postes de Repentigny et Terrebonne.⁷

En se basant sur la description de la solution 3 présentée plus haut et sur les données présentées aux tableaux de l'analyse économique de l'Annexe 5, on peut résumer les investissements de la façon suivante (en dollars courants):

2012	5 ^{ième} transformateur	40,1 M\$
2014	rehaussement sur réseau 120 kV, dont reconstruction sur 5,3 km	34,7 M\$
2020	3 ^{ième} transformateur de 450 MVA	31,9 M\$

Cependant certains investissements apparaissent à l'Annexe 5, mais ne sont pas identifiés clairement dans la description de la solution 3. Ainsi, l'analyse économique indique d'autres investissements importants de 2026 à 2030 (38,5 M\$).

Également, il y a un investissement de 14,6 M\$ en 2012, un investissement de 14,9 M\$ en 2019 et un réinvestissement de 26,5 M\$ en 2042 pour le réseau de distribution

⁷ HQT-1, document 1, pages 14 et 15

LA FCEI est en accord avec le Transporteur pour ne pas retenir cette solution notamment parce qu'elle offre une perspective de développement limitée et qu'elle montre un coût global actualisé plus élevé que les solutions 1 et 2. En conséquence, elle n'a pas fait une analyse plus poussée de cette solution.

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

La solution 4 consiste à ajouter en 2012 un cinquième transformateur de 47 MVA au poste de Repentigny à 120-25 kV. Puis, en tenant compte des transferts de charge soutenus, un sixième transformateur de 47 MVA serait vers 2019. Par ailleurs, l'ajout de transformation au poste Repentigny à 120-25 kV nécessiterait l'agrandissement du poste et du terrain en milieu résidentiel. Le développement futur de ce poste serait de plus limité.

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

La solution 4 nécessiterait plusieurs rehaussements sur le réseau à 120 kV, dont la reconstruction de la ligne d'alimentation L1178-L1179 (Repentigny) sur environ 6 km en 2026 et éventuellement la construction d'une ligne à 120 kV d'environ 14 km entre le nouveau poste source Pierre-Le Gardeur et le poste de Saint-Sulpice. Cette dernière intervention permettrait de rééquilibrer les charges de la zone d'étude.⁸

En se basant sur la description de la solution 4 présentée plus haut et sur les données présentées aux tableaux de l'analyse économique de l'Annexe 5, on peut résumer les investissements de la façon suivante (en dollars courants):

2012	5 ^{ème} transformateur	40,1 M\$
2019	6 ^{ème} transformateur	10,7 M\$
2022	3 ^{ème} transformateur	54,1 M\$
2026	rehaussement sur réseau 120 kV, dont reconstruction sur 6 km	56,1 M\$

Cependant certains investissements apparaissent à l'Annexe 5, mais ne sont pas clairement identifiés dans la description de la solution 4. Ainsi, l'analyse économique indique d'autres investissements importants de 2026 à 2030 (38,5 M\$).

Également, il y a un investissement de 5,4 M\$ en 2012, un investissement de 6,5 M\$ en 2019 et un réinvestissement de 9,8 M\$ en 2042 pour le réseau de distribution.

⁸ HQT-1, document 1, page 14

LA FCEI est en accord avec le Transporteur pour ne pas retenir cette solution notamment parce qu'elle offre une perspective de développement limitée et qu'elle montre un coût global actualisé plus élevé que les solutions 1 et 2. En conséquence, elle n'a pas fait une analyse plus poussée de cette solution.

4 COMPARAISON DES SOLUTIONS

Le tableau suivant reproduit celui du Transporteur.⁹

On peut constater que le coût global actualisé de la solution retenue et celui de la solution 2 présentent un écart de 7,8 M\$ ou 8,3 %. Considérant les interrogations concernant les valeurs non expliquées apparaissant aux tableaux de l'analyse économique de l'Annexe 5, cet écart n'est pas significatif et le choix de la solution devrait se baser sur d'autres critères.

Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2010)

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

⁹ HQT-1, document 1, page 17



Par ailleurs, le Transporteur mentionne que le nouveau poste 315-25 kV (solution 1) avec quatre transformateurs de 66 MVA à l'étape ultime, procure la plus grande capacité d'alimentation additionnelle totale de la zone d'étude (272 MVA par rapport à 194 MVA pour la solution 2 et 100 MVA pour chacune des solutions 3 et 4).¹⁰

Selon la FCEI, la solution 1 et la solution 2 procurent une capacité ultime suffisante pour satisfaire les besoins prévus sur la période d'analyse. Il n'est pas démontré que la capacité ultime supplémentaire de la solution 1 serait utile en considérant les besoins prévus. De plus, il serait pertinent de mentionner que l'addition du troisième transformateur au poste Le Gardeur (solutions 2,3 et 4) procure également une plus grande capacité d'alimentation pour l'ensemble des postes 120-25 kV de la région étudiée. La solution 1 ne devrait donc pas être privilégiée sous cet aspect.

5 ADDITION D'UN 3IEME TRANSFORMATEUR DE 450 MVA

Pour les solutions 2,3 et 4, le Transporteur prévoit l'addition d'un 3^{ième} transformateur de 450 MVA. Il ne donne pas de détail concernant cet équipement, mais on peut présumer qu'il s'agit d'un transformateur 315-120 kV qui serait installé au nouveau poste source Pierre-Le Gardeur qui est prévu en 2014. Selon les informations présentées à l'analyse économique des solutions le coût de cette addition serait de :

- 49,6 M\$ en 2022 pour la solution 2 ;
- 31,9 M\$ en 2020 pour la solution 3 ;
- 54,1 M\$ en 2022 pour la solution 4.

On peut constater que le coût est très différent selon les solutions, mais les informations disponibles publiquement ne permettent pas d'expliquer les différences.



Selon la compréhension de la FCEI, l'addition d'un troisième transformateur de 450 MVA vers l'année 2020 porte la capacité de ce nouveau poste source à plus de 1200 MVA, ce qui est de beaucoup supérieur à la capacité totale ultime des quatre postes satellites 120-25 kV qui seraient alimentés à partir de ce poste source (environ 200 MVA chacun).

On peut donc constater que la capacité de cette addition (450 MVA) est beaucoup supérieure aux besoins prévus. De plus, comme le besoin de transformation est justifié par la charge totale du poste source, il faudrait justifier l'allocation du coût total de cette addition au projet actuel du poste Lachenaie. Une allocation différente pourrait modifier sensiblement les résultats de l'analyse économique des solutions puisque l'écart entre la solution retenue et la solution 2 n'est que de 7,8

¹⁰ HQT-1, document 1, page 13

M\$. Par exemple, en supposant une allocation de 50% du coût de cette addition au projet Lachenaie 120-25 kV, la solution 2 deviendrait probablement plus économique que la solution 1.

De plus il y a lieu de s'interroger sur la nécessité d'installer des transformateurs de 450 MVA au nouveau poste source. Comme mentionné plus haut, il apparaît qu'une capacité de transformation plus faible serait suffisante pour satisfaire les besoins prévus. Les informations concernant les caractéristiques techniques qui seront retenues pour ce nouveau poste ne sont pas encore disponibles, mais il s'avère que cela a un impact sur la décision qui doit être prise dans le dossier actuel. Le Transporteur mentionne que ce nouveau poste fera sous peu l'objet d'une demande distincte à la Régie conformément aux dispositions de la Loi et du Règlement.¹¹

Selon la FCEI, il serait pertinent d'envisager le report du Projet actuel et de le réexaminer lorsque toutes les informations concernant le nouveau poste source seront disponibles.

6 COÛT DU POSTE 120-25 KV (SOLUTION 2)

Dans un objectif de s'assurer du bien-fondé des estimations du Transporteur, la FCEI présente ci-dessous un relevé du coût de postes 120-25 KV autorisés récemment par la Régie :

Dossier	Projet	Mise en service	Coût estimé M\$ réalisation	Coût estimé M\$ courant ¹
R-3627-2007	St-Lin (2*47 MVA)	Décembre 2008	22,77	21,16
R-3635-2007	Vaudreuil-Soulanges (3*47 MVA)	Novembre 2009	28,72	25,81
R-3651-2007	Mont-Tremblant (2*47 MVA)	Décembre 2009	23,52	22,48
R3743-2010	Neubois (2*47 MVA)	Octobre 2012	19,02	18,34

Note 1 : coût de réalisation auquel on a enlevé les frais financiers

Comme mentionné plus haut, la solution 2 comprend un nouveau poste 120-25 kV (poste Lachenaie) avec une installation initiale de 3 transformateurs de 47 MVA, donc un poste ayant des caractéristiques semblables à celles du poste Vaudreuil-Soulanges. Selon les informations présentées aux tableaux de l'analyse économique de l'Annexe 5, les investissements requis pour l'installation initiale du nouveau poste Lachenaie 120-25 kV seraient de 44,2 M\$courants incluant le coût d'une double dérivation 120 kV de 2,5 km.

Il apparaît que le coût des trois projets autorisés par la Régie est sensiblement inférieur au coût du nouveau poste de la solution 2 qui serait d'environ 40 M\$ en supposant un coût de raccordement de 4,2 M\$.

Selon la FCEI, l'estimation du coût d'un nouveau poste devrait se baser sur le coût des derniers postes semblables qui sont en voie de réalisation. Toute différence importante devrait être justifiée.

¹¹ HQT-1, document 1, page 12

Dans le cas présent, le coût estimé qui a été utilisé pour la comparaison économique des solutions est plus de 50% supérieur au coût d'un projet semblable (25,8 M\$ courants pour Vaudreuil-Soulanges vs 40 M\$ courants pour le nouveau poste). À elle seule cette différence de coût de 14 M\$ rend la solution 2 plus économique que la solution 1.

7 COÛT DU POSTE 315-25 KV (SOLUTION 1)

Dans le même objectif que dans la section précédente, la FCEI présente ci-dessous un relevé du coût de postes 315-25 KV autorisés récemment par la Régie, incluant également le poste Lachenaie:

Dossier	Projet	Mise en service	Coût estimé M\$
R-3666-2008	Anne-Hébert (2*66 MVA)	Juin 2011	41,54
R-3744-2010	Saint-Bruno de Montarville (2*66 MVA)	Octobre 2013	46,20
R-3749-2010	Lachenaie (2*66 MVA)	Octobre 2013	40,67

On peut constater que le coût du nouveau poste Lachenaie 315-25 kV est comparable au coût d'autres postes semblables récemment autorisés. Selon le tableau présentant les coûts annuels de chacun de ces projets, la différence s'explique principalement par le coût de construction.

8 RACCORDEMENT A 315 KV (SOLUTION RETENUE)

Le Transporteur mentionne que le projet comprend le coût d'un raccordement temporaire.¹² Cependant, au calendrier de réalisation, il indique que le raccordement final se fera en 2014.¹³ Selon la FCEI, il y a lieu de préciser si le coût du Projet inclut le coût du raccordement permanent. Si le coût du raccordement permanent n'est pas inclut dans le coût du Projet, il y a lieu de présenter immédiatement une estimation de ce coût afin d'avoir une information complète concernant le Projet. De plus, il faut s'assurer que ce coût est pris en considération dans l'analyse économique des solutions.

Par ailleurs, la FCEI veut également s'assurer que les investissements requis pour le raccordement temporaire sont utiles pour le raccordement permanent. Sinon, selon la FCEI, il faudrait examiner la possibilité de reporter le projet jusqu'à ce que la solution permanente soit possible.

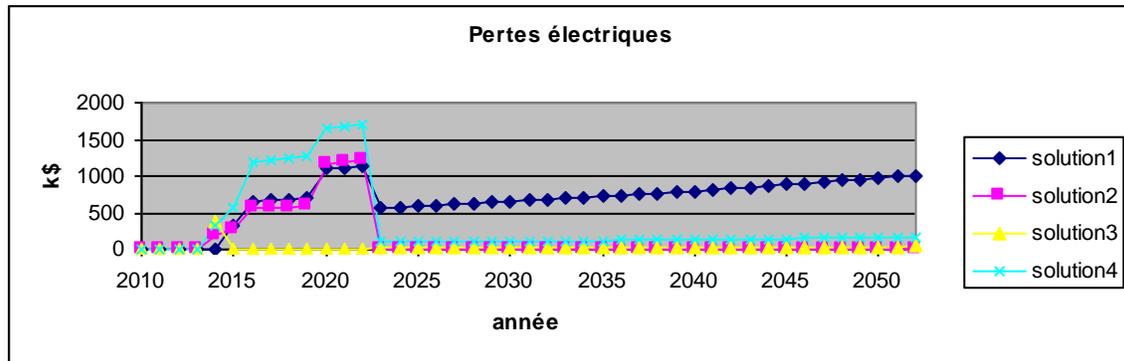
9 PERTES ELECTRIQUES

La valeur des pertes électriques est prise en considération pour l'analyse économique des solutions comme on peut le voir aux tableaux de l'Annexe 5 à la rubrique « Pertes électriques

¹² HQT-1, document 1, page 5

¹³ HQT-1, document 1, page 12

(HQT) ». En examinant ces tableaux on peut remarquer que l'évolution de la valeur des pertes électriques est différente selon les solutions comme le montre le graphique ci-dessous.



Pour la solution 1, la valeur des pertes apparaît en 2015, augmente graduellement jusqu'en 2019, fait un saut d'environ **50%** en 2020, augmente de 2% jusqu'en 2022, puis chute brusquement de plus de moitié en 2023 pour augmenter de 2% par la suite.

Pour la solution 2, la valeur des pertes apparaît dès 2014, augmente graduellement jusqu'en 2019, fait un saut de près de **100%** en 2020, augmente d'environ 2% jusqu'en 2022, puis chute à 0 pour le reste de la période d'analyse.

Pour la solution 3, il y a une valeur en 2014, puis les pertes sont nulles jusqu'en 2022. Une faible valeur apparaît en 2023 et s'accroît graduellement jusqu'à la fin de la période d'analyse.

Pour la solution 4, la valeur des pertes apparaît dès 2014, fait un saut de près de 100% en 2016, augmente d'environ 2% jusqu'en 2019, fait un saut d'environ **30%** en 2020, augmente d'environ 2% jusqu'en 2022, chute à une très faible valeur en 2023, puis s'accroît de 2% pour le reste de la période d'analyse.

Le Transporteur ne présente aucune explication pour justifier ces évolutions très différentes. Habituellement les pertes électriques sont évaluées en puissance et en énergie pour chacune des solutions et la valeur économique est appliquée au différentiel de ces pertes. Ainsi l'évolution de la valeur des pertes devraient correspondre au coût marginal annuel des pertes .

<*>

<*>

10 CONCLUSIONS

Les informations publiques actuellement disponibles ne permettent pas de s'assurer que la solution retenue par le Transporteur est la plus économique pour les clients du Distributeur et la consultation des documents déposés sous pli confidentiel ne permet pas davantage de s'assurer que la solution retenue est la plus économique.

La FCEI rappelle ci-dessous les motifs qui appuient sa conclusion.

Selon les informations disponibles concernant des projets en voie de réalisation, la FCEI constate que le coût estimé du poste 120-25 kV de la solution 2 serait trop élevé d'environ 50%. De plus, à l'Annexe 5, la valeur totale des investissements en \$courants de la solution 2 est environ <*> que celle apparaissant dans les documents déposés sous pli confidentiel. La FCEI n'a pas trouvé d'explication pour cet écart.

En ce qui concerne les investissements de la solution 2 reliés au nouveau poste 315-120 kV prévu pour l'année 2014, la FCEI constate d'une part que selon les informations actuellement disponibles, la capacité de transformation apparaît trop élevée et d'autre part que la justification de l'allocation du total des investissements au projet Lachenaie n'est pas démontrée.

La FCEI signale que la justification actuelle est basée sur une prévision de la demande qui correspond approximativement au scénario fort du Distributeur présenté dans les documents déposés sous pli confidentiel. Le Transporteur ne mentionne pas ce fait dans son document¹⁴ et il n'est donc pas possible de connaître les conséquences de ce choix.

Par ailleurs, en ce qui concerne la valeur actualisée des pertes électriques, la FCEI constate qu'il y a une différence majeure entre les valeurs fournies à l'annexe 5 et celles fournies dans les documents déposés sous pli confidentiel.

La FCEI signale enfin que, selon les résultats présentés dans les documents déposés sous pli confidentiel, la solution 2 est légèrement plus économique que la solution 1 même si le coût estimé des investissements pour un poste 120-25 kV est beaucoup plus élevé que le coût prévu pour des projets semblables en cours de réalisation.

¹⁴ HQT-1, document 1, page 8