

## **Demande du Transporteur et du Distributeur relative au poste Saint-Patrick**



---

## Table des matières

<b>1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Contexte général.....</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Situation actuelle.....</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>Objectifs visés par les projets.....</b>	<b>11</b>
<b>5</b>	<b>Solutions envisagées.....</b>	<b>12</b>
<b>5.1</b>	<b>Description des solutions envisagées.....</b>	<b>12</b>
5.1.1	Solution 1 – Construction d'un poste à 315-25 kV (site Saint-Patrick).....	12
5.1.2	Solution 2 – Construction d'un poste à 315-25 kV (site Atwater).....	14
5.1.3	Solution 3 – Construction d'un poste à 120-25 kV (site Atwater).....	14
<b>5.2</b>	<b>Estimation des coûts des solutions envisagées.....</b>	<b>15</b>

### 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 charge de la zone d'étude.....	10
Tableau 3	Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2014).....	17

### Liste des figures

Figure 1	Situation géographique des postes de la zone d'étude.....	9
Figure 2	Emplacement géographique du nouveau poste Saint-Patrick.....	13

### Liste des annexes

Annexe 1	Analyse économique	
----------	--------------------	--

---

**Liste des abréviations et des symboles**

<b>Abréviation / Symbole</b>	<b>Correspondance</b>
CGA	coûts globaux actualisés
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  
4 nouveau poste, soit le poste Saint-Patrick à 315-25 kV, et sa ligne d'alimentation à 315 kV  
5 ainsi que la réalisation de travaux connexes.

6 La présente demande conjointe poursuit l'orientation du *Plan d'évolution de l'île de*  
7 *Montréal*<sup>1</sup> (le « Plan »). L'objectif principal du Plan est de déterminer les solutions optimales  
8 afin de répondre aux besoins du réseau de l'île de Montréal tout en considérant les  
9 préoccupations du Transporteur et du Distributeur. Les solutions retenues visent la  
10 poursuite du développement de l'architecture à 315 kV afin d'assurer la pérennité du réseau  
11 du Transporteur tout en répondant aux besoins de croissance de ce territoire urbain.

12 La demande conjointe est donc le fruit d'une planification intégrée et d'une analyse  
13 conjointe. La construction du nouveau poste Saint-Patrick s'intègre à la nouvelle  
14 architecture de réseau mise en place sur l'île de Montréal depuis la reconstruction du poste  
15 Bélanger<sup>2</sup>, l'ouverture du réseau de transport à 315 kV dans le corridor Québec-Montréal<sup>3</sup> et  
16 la construction des nouveaux postes Henri-Bourassa<sup>4</sup>, Fleury<sup>5</sup> et De Lorimier<sup>6</sup>.

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

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

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

- 25 • construire un nouveau poste à 315-25 kV ;
- 26 • construire une courte dérivation à 315 kV pour raccorder le nouveau poste au réseau  
27 existant ;
- 28 • ajouter un disjoncteur à 315 kV au poste Atwater ;

---

<sup>1</sup> Dossier R-3750-2010, Demande du Transporteur et du Distributeur relative au poste Bélanger.

<sup>2</sup> Voir *supra* note 1.

<sup>3</sup> Dossier R-3760-2011, Demande relative au projet d'ajouts et de modifications des équipements requis pour l'ouverture du réseau de transport à 315 kV sur le corridor Québec-Montréal.

<sup>4</sup> Dossier R-3779-2011, Demande du Transporteur et du Distributeur relative au poste Henri-Bourassa.

<sup>5</sup> Dossier R-3858-2013, Demande du Transporteur et du Distributeur relative au poste Fleury.

<sup>6</sup> Dossier R-3865-2013, Demande du Transporteur et du Distributeur relative au poste De Lorimier.

1       • remplacer les protections de lignes à 315 kV aux postes Viger et de l'Aqueduc pour  
2       permettre l'intégration du nouveau poste ;

3       • démanteler la section à 120-12 kV du poste Atwater, en 2023.

4 Le Projet du Transporteur, dont le coût total s'élève à 129,3 M\$, s'inscrit dans les catégories  
5 d'investissement « maintien des actifs » et « croissance des besoins de la clientèle ». Il vise  
6 à assurer la pérennité du poste Atwater à 120-25/12 kV tout en répondant à la croissance  
7 de la charge dans le secteur desservi par ce poste. La mise en service du Projet du  
8 Transporteur est prévue pour le mois de mars 2019.

9 De façon plus spécifique, le Projet du Distributeur consiste essentiellement à :

10       • préparer l'ensemble des composantes du réseau de distribution pour supporter une  
11       tension à 25 kV ;

12       • convertir et raccorder les charges des clients au nouveau poste Saint-Patrick.

13 Le coût total du Projet du Distributeur s'élève à 20,8 M\$. Les travaux devraient se terminer  
14 en 2022.

15 Le tableau 1 indique la concordance entre les sections des pièces HQTD-1, Document 1,  
16 HQTD-2, Document 1 et HQTD-3, Document 1 de la demande conjointe du Transporteur et  
17 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	4
2	1	2°	La description du projet	HQT	HQTD-2, Doc. 1	2
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	1.1
2	1	3°	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT	HQTD-2, Doc. 1	2.3
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	1.1
2	1	4°	Les coûts associés au projet	HQT	HQTD-2, Doc. 1	3 et Annexe 4
				HQD	HQTD-3, Doc. 1	2
2	1	5°	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT/HQD	HQTD-1, Doc. 1	5.2
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	1.3
2	1	7°	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT	HQTD-2, Doc. 1	4 et Annexe 5
				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	5
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

- 1 La charge de l'île de Montréal est actuellement alimentée par 47 postes satellites. De ce
- 2 nombre, 26 postes alimentent la charge à une tension de 12 kV. La plupart de ces postes
- 3 ont été mis en service dans les années 1950 et 1960 ; plusieurs cumulent donc plus de
- 4 cinquante années d'existence.
- 5 En raison de leur vétusté, ces postes et leurs équipements connexes devront faire l'objet
- 6 d'investissements importants au cours des prochaines années afin d'en assurer la
- 7 pérennité.

1 Les clients de l'île de Montréal sont alimentés à deux niveaux de tension différents, soit à  
2 12 kV et à 25 kV. Bien que la tension normalisée des réseaux du Distributeur soit de 25 kV,  
3 près de la moitié de la charge demeure alimentée par un réseau à 12 kV. De plus, les zones  
4 de charges à 12 kV et à 25 kV sont entremêlées sur l'ensemble de l'île de Montréal, de  
5 sorte que certaines zones de charges sont entourées par des zones d'une autre tension.  
6 Cela est vrai tant pour le niveau de tension à 12 kV que pour celui à 25 kV. Cette situation  
7 rend difficile la relève des charges des postes satellites du réseau de transport par le réseau  
8 de distribution, plus particulièrement lors des interventions de maintenance et de réparation  
9 sur les équipements des postes satellites.

#### 10 *Orientations du Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal*

11 Comme mentionné au dossier R-3750-2010<sup>7</sup>, l'orientation principale retenue au Plan  
12 consiste à favoriser le développement de l'architecture du réseau à 315-25 kV, en  
13 implantant de nouveaux postes satellites à 315-25 kV en remplacement des postes à  
14 120-12 kV. Cette architecture sera retenue à chaque fois que le besoin le justifiera et que  
15 les avantages techniques seront prépondérants, tout en tenant compte des enjeux  
16 économiques.

17 Pour une zone de densité urbaine comparable à celle de l'île de Montréal, les avantages de  
18 l'implantation d'une architecture à 315 kV sont nettement supérieurs à ceux d'une  
19 architecture à 120 kV. Notamment, la capacité des lignes à 315 kV est environ 2,6 fois  
20 supérieure à celle des lignes à 120 kV, tout en générant moins de pertes électriques. De  
21 plus, le nombre d'équipements dans un poste dont l'alimentation primaire est à 315 kV est  
22 réduit comparativement à un poste à 120 kV.

23 De plus, l'île de Montréal possède la densité de charge la plus importante du territoire  
24 québécois et les terrains pouvant accueillir des postes satellites s'y raréfient. Les impacts du  
25 passage de nouvelles lignes de transport sur l'environnement urbain doivent également être  
26 considérés. Dans ce contexte, il devient indispensable d'utiliser une technologie pouvant  
27 réduire le nombre d'équipements de postes et de lignes, tout en offrant une grande capacité  
28 d'expansion, ce que favorise assurément l'architecture à 315-25 kV.

29 Parallèlement au développement de cette architecture, le Distributeur s'est donné pour  
30 objectif de convertir progressivement à 25 kV ses charges actuellement alimentées à 12 kV.  
31 Il prévoit la conversion de la moitié de la charge à 12 kV en une quinzaine d'années.

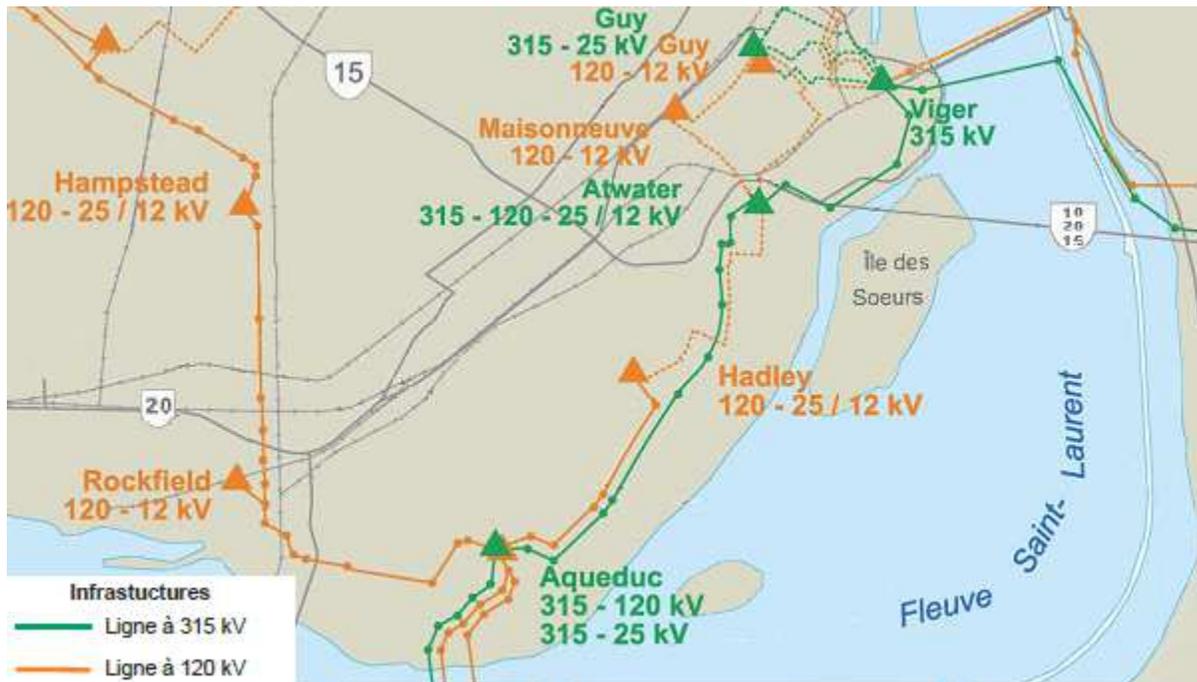
32 Par ailleurs, le réseau à 12 kV limite le courant admissible, ce qui implique la présence d'un  
33 plus grand nombre d'équipements de distribution, lesquels encombrant le réseau souterrain.  
34 Aussi, le réseau souterrain à 12 kV est difficilement exploitable en raison du nombre élevé  
35 de manœuvres nécessaires pour isoler le câble principal en situation de panne.

---

<sup>7</sup> Voir *supra* note 1.

- 1 En plus de faciliter les transferts de charge et de simplifier les interventions de maintenance,
- 2 cette conversion aura également pour bénéfice de réduire les coûts découlant des pertes
- 3 électriques sur le réseau du Distributeur. Ce dernier a évalué le coût de ces pertes à plus de
- 4 7 M\$ par année, et ce, uniquement pour le réseau de distribution alimentant l'île de
- 5 Montréal.
- 6 La figure 1 présente l'emplacement géographique des postes satellites de la zone d'étude.

**Figure 1**  
**Situation géographique des postes de la zone d'étude**



### 3 Situation actuelle

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

#### **Poste Atwater à 120-25/12 kV**

- 10 Le poste Atwater, situé dans l'arrondissement de Verdun à Montréal, est alimenté par des
- 11 tensions de 120 et 315 kV. Il comprend une section à 315-120 kV, une seconde à
- 12 120-25 kV et une troisième à 120-12 kV. Ce poste, implanté dans une zone fortement
- 13 urbanisée, se situe à la frontière du secteur industriel de Verdun, à proximité d'une zone
- 14 résidentielle d'une part, et du canal de Lachine d'autre part. Il est constitué de sept

1 transformateurs de puissance, soit trois à 120-25/12 kV exploités à 12 kV et quatre à  
 2 120-25 kV. Le poste dessert environ 37 000 clients, dont l'usine de filtration Atwater, le  
 3 nouveau Centre universitaire de santé McGill ainsi que la station de métro Lionel-Groulx.

4 L'état de vétusté du poste Atwater nécessite des investissements importants en pérennité.  
 5 La section à 120-12 kV a été mise en service en 1957. La majorité des équipements à  
 6 12 kV, notamment les disjoncteurs et les sectionneurs, ont dépassé leur durée d'utilité. De  
 7 plus, l'état du bâtiment de manœuvre abritant les équipements à 12 kV est préoccupant dû  
 8 à la présence de fissures à la fondation, au plancher du sous-sol et à celui du rez-de-  
 9 chaussée.

10 La section extérieure à 120-25 kV a été mise en service en 1983 sur des structures de bois.  
 11 Cette section est sensible aux brouillards salés des autoroutes 15 et 20 à proximité, de telle  
 12 sorte que les sectionneurs à 25 kV sont difficilement manœuvrables et plusieurs des  
 13 disjoncteurs à 25 kV présentent des signes avancés de détérioration par la rouille. De plus,  
 14 les portiques de bois et un des transformateurs de puissance à 120-25 kV atteindront la fin  
 15 de leur vie utile d'ici 2020. La section intérieure à 120-25 kV a été mise en service en 2006.

16 En outre, l'ensemble des équipements d'automatismes et de protection du poste Atwater  
 17 sont d'origine et devront aussi être remplacés.

18 Enfin, le poste Atwater a atteint sa capacité maximale. Le tableau 2 présente les prévisions  
 19 de charge pour les postes de la zone d'étude sur un horizon de 15 ans, en faisant  
 20 abstraction de la contribution du nouveau poste Saint-Patrick. Le Transporteur mentionne  
 21 que les projets sous étude tiennent compte des plus récentes prévisions de la charge du  
 22 Distributeur, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2010-161.

**Tableau 2  
Prévisions de charge de la zone d'étude**

Installation	Historique 13-14 (MVA)		Prévisions 2014-2028 – HQD révisé septembre 2014 (MVA)														
	CLT	Pte	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29
Atwater 120-12 kV	127	83	71	71	71	71	69	68	68	69	69	69	69	69	69	69	69
Atwater 120-25kV	193	149	171	175	177	179	180	181	183	185	187	189	190	192	194	196	198
Hadley 120-12 kV	135	93	93	93	93	94	94	94	94	95	95	95	95	95	96	96	96
Hadley 120-25 kV	64	59	59	59	59	59	59	59	60	60	60	61	61	61	61	61	61
Maisonnette 120-12kV	183	175	172	173	170	170	170	171	171	171	172	172	172	172	172	173	173

23 Le Transporteur prévoit un dépassement de charge de la section à 120-25 kV du poste  
 24 Atwater en 2026. Jusqu'à maintenant, les augmentations de charges ont été gérées  
 25 efficacement par des transferts de charges vers les postes voisins, ce qui a permis de  
 26 retarder les investissements au poste Atwater. Toutefois, ces marges de manœuvre sont

1 sur le point d'atteindre leur limite. En effet, le poste Hadley à 120-25 kV est actuellement à  
2 92 % de sa capacité, avec une mince marge de 5 MVA.

3 En résumé, d'importants problèmes de pérennité des sections à 12 kV et à 25 kV du poste  
4 Atwater ont été identifiés. Il dessert déjà une charge de 232 MVA, à laquelle s'ajoutent les  
5 besoins de croissance de la section à 25 kV de ce poste.

### **Poste Hadley à 120-12 kV**

6 Le poste Hadley à 120-12 kV, localisé à 3 km à l'ouest du poste Atwater, présente  
7 également des problèmes de vieillissement. Les zones d'influence des postes Atwater et  
8 Hadley sont adjacentes et imbriquées l'une dans l'autre de telle sorte que les transferts de  
9 charge entre ces postes en sont facilités. Un transfert de charge du poste Hadley vers le  
10 poste Atwater serait alors à considérer pour assurer la pérennité du poste Hadley à  
11 120-12 kV.

12 Tous ces équipements vétustes, combinés à l'orientation du Plan qui consiste à favoriser le  
13 développement de l'architecture du réseau à 315-25 kV, font en sorte que le Transporteur  
14 est d'avis qu'il serait préférable de construire un nouveau poste plutôt que d'en assurer la  
15 pérennité.

16 Le présent projet poursuit l'orientation du Plan et vise, par la construction du nouveau poste  
17 Saint-Patrick, à assurer la pérennité de ses installations, notamment le poste Atwater et le  
18 poste Hadley à 120-12 kV, et à répondre aux besoins de croissance de la charge à long  
19 terme de cette zone.

## **4 Objectifs visés par les projets**

20 Les projets du Transporteur et du Distributeur ont comme objectif de répondre aux enjeux  
21 reliés à la pérennité du poste Atwater et du réseau de distribution à 12 kV.

22 Par ailleurs, il favorise le développement de l'architecture du réseau à 315 kV en remplaçant  
23 des postes à 120-12 kV par de nouveaux postes satellites à 315-25 kV, développement  
24 amorcé par les travaux aux postes Bélanger, Henri-Bourassa, Fleury et De Lorimier. Ces  
25 projets permettent d'affecter les nouveaux investissements à des actifs répondant mieux à  
26 l'ensemble des préoccupations techniques, économiques et environnementales actuelles.

27 La construction d'un nouveau poste et la conversion des charges de 12 kV à 25 kV  
28 permettront d'éliminer les sections à 120-12 kV du poste Atwater, puis la section extérieure  
29 à 120-25 kV, et à long terme, le besoin d'effectuer les travaux en pérennité au poste Hadley  
30 à 120-12 kV, évitant ainsi les investissements nécessaires pour assurer la pérennité de ces  
31 installations. De plus, ce nouveau poste d'une grande capacité permettra de répondre aux  
32 besoins de croissance de la charge à long terme dans la zone d'étude.

1 Pour le Distributeur, le changement de tension permettra de désencombrer les canalisations  
2 souterraines existantes et de diminuer les pertes électriques sur le réseau de distribution de  
3 l'île de Montréal. La construction du nouveau poste permettra également au Distributeur de  
4 limiter les travaux de relocalisation de ces canalisations, donc les coûts.  
5 Enfin, en assurant le maintien de ses actifs, les travaux du Transporteur auront un impact  
6 positif sur la fiabilité du réseau de transport et, par le fait même, sur la continuité du service  
7 offert aux clients du Distributeur.

## **5 Solutions envisagées**

### **5.1 Description des solutions envisagées**

8 Le Transporteur et le Distributeur ont examiné diverses solutions pour corriger la vétusté du  
9 poste Atwater actuel, en tenant compte des besoins de croissance du secteur.

10 Les analyses effectuées par le Transporteur et le Distributeur ont permis de retenir trois  
11 solutions pour répondre aux besoins de pérennité des postes Atwater et Hadley. Ces  
12 solutions permettent d'assurer la fiabilité de l'alimentation des charges du réseau de  
13 transport et de distribution, dans le respect des critères de conception du réseau de  
14 transport et des normes en vigueur. Les aspects techniques, environnementaux et  
15 économiques ont également été considérés pour orienter le choix de la meilleure solution.  
16 Ces solutions sont les suivantes :

- 17 • solution 1 : construction d'un poste à 315-25 kV (site Saint-Patrick) ;
- 18 • solution 2 : construction d'un poste à 315-25 kV (site Atwater) ;
- 19 • solution 3 : construction d'un poste à 120-25 kV (site Atwater).

20 Il est à noter que la section intérieure à 120-25 kV du poste Atwater demeure dans les trois  
21 solutions.

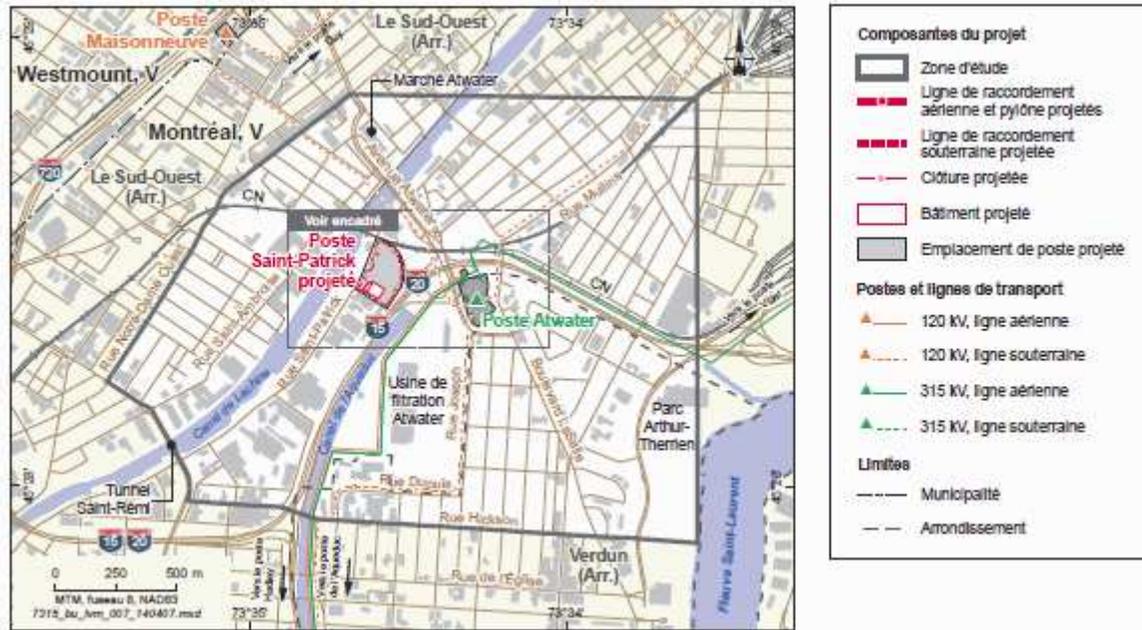
#### **5.1.1 Solution 1 – Construction d'un poste à 315-25 kV (site Saint-Patrick)**

22 La solution 1 constitue la solution optimale retenue par le Transporteur et le Distributeur.  
23 Elle consiste à construire le nouveau poste Saint-Patrick à 315-25 kV, constitué à l'étape  
24 initiale de deux transformateurs de puissance de 140 MVA sur un terrain vacant situé à  
25 proximité du poste Atwater et des lignes à 315 kV existantes.

26 L'emplacement est techniquement favorable car le nouveau poste est localisé au centre de  
27 la zone de charge actuelle et de l'architecture à 315 kV. De plus, il est bien accueilli par le  
28 milieu.

29 La figure 1 présente l'emplacement géographique du nouveau poste Saint-Patrick.

Figure 2  
Emplacement géographique du nouveau poste Saint-Patrick



1

2 Le poste sera de type extérieur pour la section à 315 kV alors que la section à 25 kV sera  
3 de type intérieur, sous enveloppe métallique.

4 À la mise en service prévue pour 2019, le nouveau poste offrira une capacité de  
5 transformation initiale de 190 MVA (CLT ultime d'environ 540 MVA avec quatre  
6 transformateurs). L'ajout du troisième transformateur de puissance à 315-25 kV est prévu  
7 en 2025 et permettra de répondre aux besoins de pérennité des postes Atwater à 120-25 kV  
8 (section extérieure) et Hadley à 120-12 kV (50 MVA<sup>8</sup>).

9 Ce nouveau poste serait alimenté en dérivation des circuits à 315 kV Aqueduc - Atwater et  
10 Atwater - Viger situés eux aussi à quelque 400 mètres du nouveau site.

11 Cette solution comprend la construction de la ligne d'alimentation à 315 kV du nouveau  
12 poste, l'ajout d'un disjoncteur à 315 kV au poste Atwater en amont du transformateur à  
13 315-120 kV, le remplacement des protections de ligne à 315 kV aux postes Viger et de  
14 l'Aqueduc, ainsi que le démantèlement de la section à 120-12 kV du poste Atwater.

15 Cette solution offre l'avantage de réduire le nombre d'équipements requis par rapport à un  
16 poste à 120-25 kV.

<sup>8</sup> 50 MVA de charge seront transférés vers le nouveau poste alors que les 49 MVA restants seront convertis vers un nouveau transformateur à 120-25 kV ajouté au poste Hadley.

1 Pour leur part, les travaux du Distributeur consistent à préparer l'ensemble des  
2 composantes de son réseau pour supporter une tension de 25 kV et à transférer les  
3 charges de la section à 120-12 kV au nouveau poste à 315-25 kV.

4 Comme présenté au tableau 3, la solution 1 s'avère celle dont les coûts globaux actualisés  
5 sont les plus bas, en raison des considérations techniques et de l'intégration au milieu.

### ***5.1.2 Solution 2 – Construction d'un poste à 315-25 kV (site Atwater)***

6 La solution 2 consiste à construire une nouvelle section à 315-25 kV constituée, à l'étape  
7 initiale, de deux transformateurs de puissance de 140 MVA sur le site actuel.

8 La section à 315 kV serait à isolation gazeuse et la section à 25 kV serait sous enveloppe  
9 métallique.

10 Cependant, cette solution présente des enjeux importants en matière d'implantation car  
11 l'espace disponible est très exigu et localisé dans un milieu fortement urbanisé. De plus,  
12 cette solution comporte des contraintes techniques importantes et induit des délais de  
13 préparation du terrain avant la construction de la nouvelle section à 315-25 kV, laquelle  
14 serait localisée près des habitations.

15 Pour leur part, les travaux du Distributeur sont comparables à ceux de la solution 1 et  
16 consistent à préparer l'ensemble des composantes de son réseau pour supporter une  
17 tension de 25 kV et à transférer les charges de la section à 120-12 kV au nouveau poste à  
18 315-25 kV.

19 Il s'agit de la solution la plus coûteuse et la plus risquée, tant en ce qui trait au respect de la  
20 date de mise en service qu'au coût d'implantation.

21 Pour toutes ces raisons, le Transporteur et le Distributeur considèrent que la solution 2 doit  
22 être rejetée au profit de la solution 1.

### ***5.1.3 Solution 3 – Construction d'un poste à 120-25 kV (site Atwater)***

23 La solution 3 consiste à construire, sur le site actuel, une nouvelle section à 120-25 kV,  
24 constituée de six transformateurs de puissance de 47 MVA, tout en tenant compte de la  
25 section intérieure actuelle à 120-25 kV équipée de deux transformateurs de 47 MVA.

26 La construction d'une nouvelle section à six transformateurs dont la CLT serait de 310 MVA,  
27 jointe à la section intérieure actuelle à 120-25 kV équipée de deux transformateurs, porterait  
28 la CLT totale et ultime de l'ensemble de ce nouveau poste Atwater à 374 MVA (310 MVA +  
29 64 MVA). Cette solution à 120 kV offrirait une faible marge de manœuvre de 30 MVA  
30 considérant la charge totale de 344 MVA qui comprend la charge convertie de la section à

1 120-12 kV, celle alimentée par la section à 120-25 kV extérieure du poste Atwater et une  
2 charge de 50 MVA<sup>9</sup> transférée du poste Hadley à 120-12 kV pour en assurer la pérennité.

3 L'implantation d'une nouvelle section à 120-25 kV sur le site actuel s'échelonnerait entre  
4 2018 et 2026, puisque la majorité des transformateurs actuels, soit les trois transformateurs  
5 de puissance à 120-25/12 kV et les deux transformateurs de la section extérieure actuelle à  
6 120-25 kV, seraient réutilisés. Ainsi, en 2018, la nouvelle section à 120-25 kV, d'une  
7 capacité initiale de 64 MVA, serait constituée d'un nouveau transformateur à 120-25 kV et  
8 du transformateur à 120-25/12 kV actuel. L'ajout d'un troisième et d'un quatrième  
9 transformateur serait prévu respectivement en 2020 et en 2021, en réutilisant les deux  
10 autres transformateurs à 120-25/12 kV. Le poste Atwater à 120-12 kV serait par la suite  
11 démantelé. L'ajout d'un cinquième et d'un sixième transformateurs serait prévu  
12 respectivement en 2024 et 2026, en réutilisant les transformateurs à 120-25 kV de la  
13 section extérieure actuelle. Le nouveau poste Atwater à 120-25 kV serait donc constitué  
14 d'une part de la nouvelle section équipée de six transformateurs et d'autre part de la section  
15 intérieure actuelle équipée de deux transformateurs, soit huit transformateurs de 47 MVA au  
16 total. Ces étapes de projet, échelonnées de 2018 à 2026, seraient entrecoupées de  
17 conversions et de transferts de charges qui pourraient augmenter les risques reliés à un  
18 dépassement de coût et au report de la mise en service du projet.

19 De plus, cette solution à 120-25 kV nécessiterait la reconstruction de la ligne à 120 kV  
20 Aqueduc-Hadley vers 2027 étant donné la fin de sa durée d'utilité. Il serait aussi nécessaire  
21 d'ajouter un nouveau transformateur à 315-120 kV au poste de l'Aqueduc vers 2030 pour  
22 répondre à la demande à 120 kV de cette zone et de construire un nouveau poste vers  
23 2033 pour palier le dépassement de la capacité du nouveau poste Atwater à 120-25 kV.

24 Les pertes électriques de cette solution sont également plus élevées que celles des  
25 solutions 1 et 2.

26 Pour leur part, les travaux du Distributeur sont comparables à ceux des solutions 1 et 2 et  
27 consistent à préparer l'ensemble des composantes de son réseau pour supporter une  
28 tension de 25 kV et à transférer les charges de la section à 120-12 kV au nouveau poste à  
29 120-25 kV.

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

## 5.2 Estimation des coûts des solutions envisagées

32 Le Transporteur et le Distributeur ont comparé les coûts des solutions envisagées en tenant  
33 compte, notamment, des investissements requis pour la construction, des valeurs

---

<sup>9</sup> 50 MVA de charge seraient transférés vers le nouveau poste alors que les 49 MVA restants seraient convertis vers un nouveau transformateur à 120-25 kV ajouté au poste Hadley.

1 résiduelles des investissements, de la taxe sur les services publics, du coût du capital et  
2 des pertes électriques. L'analyse économique a été réalisée sur une période de 46 ans, soit  
3 40 ans après la mise en service des équipements.

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

- 5 • taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,666 % ;
- 6 • taux d'actualisation de long terme du Distributeur de 5,847 % ;
- 7 • taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- 8 • taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

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

13 Par ailleurs, comme demandé par la Régie dans ses décisions D-2012-152<sup>10</sup> et  
14 D-2012-160<sup>11</sup>, le Transporteur a intégré les informations relatives à l'évaluation de la valeur  
15 des pertes électriques, soit leur niveau en puissance et en énergie, ainsi que les prix de  
16 référence utilisés, dans ses tableaux présentés à l'annexe 1. Le Transporteur confirme  
17 également que, conformément au souhait exprimé par la Régie dans sa décision  
18 D-2012-160<sup>12</sup>, l'analyse économique réalisée dans le présent dossier ne tient compte des  
19 pertes électriques différentielles qu'à partir de la mise en service.

20 Le tableau 3 présente une comparaison économique des solutions décrites précédemment.  
21 Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2014.

---

<sup>10</sup> Dossier R-3819-2012, Demande d'autorisation relative au projet Saint-Césaire - Bedford, paragr. 64.

<sup>11</sup> Dossier R-3816-2012, Demande du Transporteur visant les modifications relatives au remplacement des compensateurs statiques au poste de la Nemiscau, paragr. 42 et 43.

<sup>12</sup> Ibidem.

**Tableau 3  
Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2014)**

	<b>Solution 1 Construction d'un poste à 315-25 kV (site Saint-Patrick)</b>	<b>Solution 2 Construction d'un poste à 315-25 kV (site Atwater)</b>	<b>Solution 3 Construction d'un poste à 120-25 kV (site Atwater)</b>
<b>HQT</b>			
• Investissements	100,8	132,6	77,6
• Réinvestissements	16,7	18,9	72,6
• Valeurs résiduelles	-6,0	-7,9	-20,8
• Charges d'exploitation	-	-	-
• Taxes	7,5	9,6	9,1
• Pertes électriques	-	-	11,9
<b>Coûts globaux actualisés HQT</b>	<b>119,0</b>	<b>153,2</b>	<b>150,4</b>
<b>HQD</b>			
• Investissements	15,0	13,1	13,1
• Réinvestissements	3,8	3,2	3,2
• Valeurs résiduelles	-2,8	-2,4	-2,4
• Charges d'exploitation	-	-	-
• Taxes	0,9	0,8	0,8
<b>Coûts globaux actualisés HQD</b>	<b>16,9</b>	<b>14,7</b>	<b>14,7</b>
<b>Coûts globaux actualisés totaux</b>	<b>135,9</b>	<b>167,9</b>	<b>165,1</b>

- 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 les plus bas. Le détail de
- 3 l'analyse économique et les paramètres utilisés sont présentés à l'annexe 1.