

**Demande relative au remplacement de
transformateurs à 315-120 kV et à l'ajout d'une
section à 25 kV au poste de La Prairie**

Table des matières

1	Introduction.....	5
2	Objectifs	6
3	Description et justification du Projet en relation avec les objectifs.....	8
3.1	Description du Projet.....	8
3.2	Description des travaux du Projet.....	8
3.2.1	Remplacement de deux transformateurs à 315-120 kV (MES en novembre 2021).....	8
3.2.2	Ajout d'une section à 25 kV (MES en juin 2020).....	9
3.2.3	Construction d'un nouveau bâtiment de commande (MES ⁴ en juin 2020).....	9
3.2.4	Travaux connexes (MES ⁴ en novembre 2021).....	9
3.2.5	Travaux de télécommunications (MES ⁴ en novembre 2021).....	9
3.3	Justification du Projet en fonction des objectifs	11
4	Solutions envisagées	12
4.1	Solution 1 – Remplacement de deux transformateurs à 315-120 kV et ajout d'une section à 25 kV au poste de La Prairie.....	13
4.2	Solution 2 – Remplacement de deux transformateurs à 315-120 kV au poste de La Prairie, transferts de charges et ajout de transformateur au poste de Saint-Bruno-de-Montarville.....	13
4.3	Estimation des coûts des solutions envisagées.....	14
5	Coûts associés au Projet	15
5.1	Sommaire des coûts	15
5.2	Autres aspects	18
6	Impact tarifaire	19
7	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	20
8	Conclusion	21

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le <i>Règlement</i>	6
Tableau 2	Prévisions de la charge des postes de Brossard et de Chambly (MVA)	8
Tableau 3	Calendrier de réalisation	12
Tableau 4	Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2017)	15

Liste des figures

Figure 1	Emplacement géographique des postes.....	7
Figure 2	Emplacement de la nouvelle section à 25 kV au poste de la Prairie.....	10

Liste des annexes

Annexe 1 Schémas unifilaires (pièce déposée sous pli confidentiel)

Annexe 2 Liste des principales normes appliquées au Projet

Annexe 3 Analyse économique

Annexe 4 Impact tarifaire

1 Introduction

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le
2 « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de
3 remplacer deux transformateurs de puissance à 315-120 kV et d'ajouter une section à 25 kV
4 au poste de La Prairie (le « Projet »).

5 Le Projet, dont le coût total s'élève à 57,3 M\$, s'inscrit dans les catégories d'investissement
6 « maintien des actifs » et « croissance des besoins de la clientèle ». Il vise à assurer la
7 pérennité de certains équipements au poste de La Prairie et à répondre à la croissance de
8 la charge au sud de la région métropolitaine de Montréal. La mise en service du Projet est
9 prévue s'échelonner de juin 2020 à novembre 2021.

10 À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de
11 respecter l'échéancier des travaux, il doit entreprendre dès à présent certaines activités
12 d'ingénierie indispensables, notamment à la précision des documents qui seront déposés
13 au soutien des futurs appels d'offres visant l'approvisionnement de matériel nécessaire à la
14 réalisation du Projet. Ces activités ne sont qu'un prolongement essentiel d'activités
15 similaires à celles d'avant-projet, mais se veulent plus détaillées.

16 Le tableau 1 suivant indique la concordance entre les pièces de la demande du
17 Transporteur et les renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas*
18 *requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le « *Règlement* »).

Tableau 1
Concordance entre les sections de la demande et le Règlement

<i>Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie</i>				Pièce	Section
Article	Alinéa	Para- graphe	Renseignements requis		
2	1	1 ^o	Les objectifs visés par le projet	HQT-1, Document 1	2
2	1	2 ^o	La description du projet	HQT-1, Document 1	3
2	1	3 ^o	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-1, Document 1	3
2	1	4 ^o	Les coûts associés au projet	HQT-1, Document 1 HQT-1, Document 2 HQT-1, Document 2.1	5 annexe 1
2	1	5 ^o	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	4 et annexe 3
2	1	6 ^o	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	s. o.	s. o.
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	6 et annexe 4
2	1	8 ^o	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-1, Document 1	7
2	1	9 ^o	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT-1, Document 1	4
3	1	1 ^o	La liste des principales normes techniques	HQT-1, Document 1	annexe 2
3	1	3 ^o	Le cas échéant, les engagements contractuels et leurs contributions financières	s. o.	s. o.

2 Objectifs

1 Le Projet a pour objectif d'assurer la pérennité des installations du Transporteur tout en
 2 répondant à la croissance de la charge au sud de la région métropolitaine de Montréal. Pour
 3 répondre à ces objectifs, le remplacement des transformateurs à 315-120 kV et l'ajout d'une
 4 nouvelle section à 25 kV au poste de La Prairie sont requis.

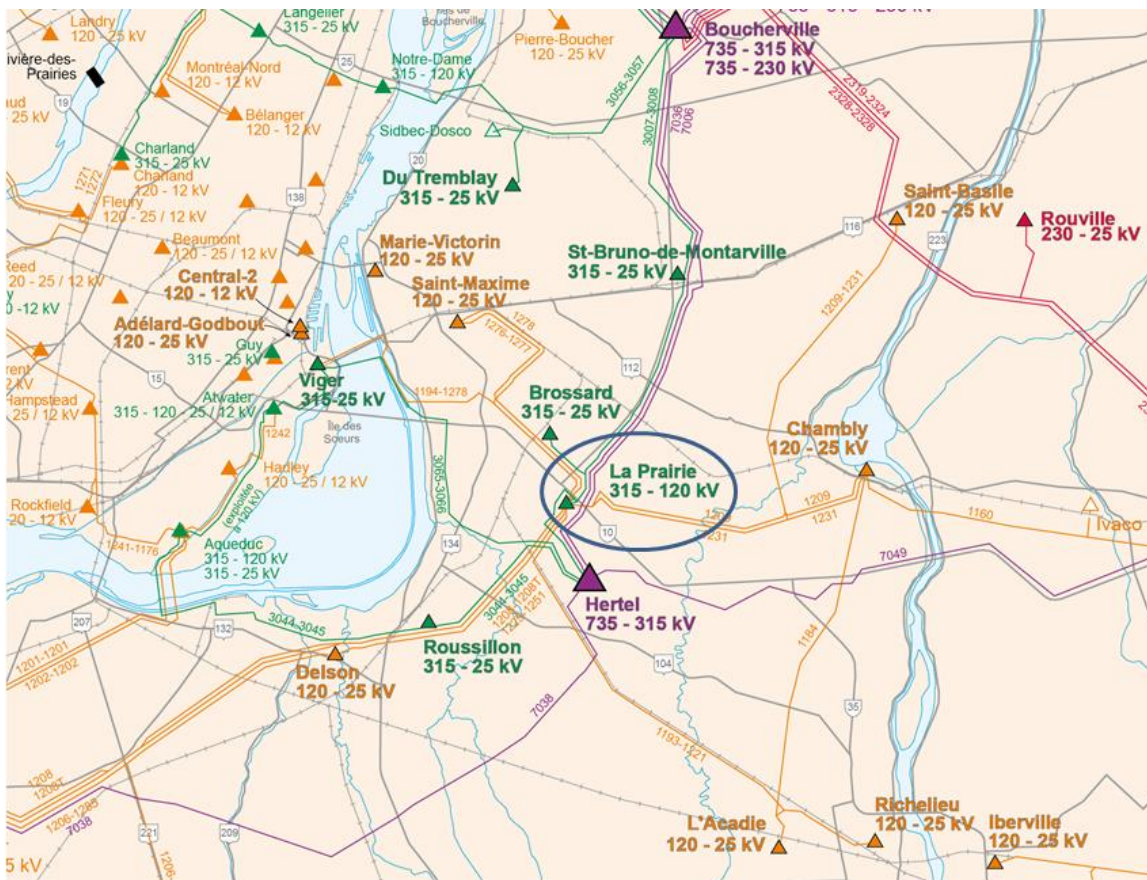
5 Poste de La Prairie

6 Le poste source de La Prairie à 315-120 kV, situé dans la ville de Brossard près de
 7 l'intersection des autoroutes 10 et 30, a été mis en service en 1959. Il est alimenté à 315 kV
 8 par les postes Hertel à 735-315 kV et de Boucherville à 735-315-230 kV. La figure 1
 9 présente l'emplacement géographique des postes.

10 Ce poste source alimente, sept postes satellites à 120-25 kV, soit les postes
 11 Adélarde-Godbout (Central-1), de Delson, de L'Acadie, Marie-Victorin, de Richelieu, de

- 1 Saint-Basile et de Saint-Maxime ainsi que le poste satellite à 120-12 kV Central-2. Ces
- 2 postes satellites desservent plus de 250 000 clients des municipalités régionales de comté
- 3 (MRC) du Haut-Richelieu, de la Vallée-du-Richelieu, et de Roussillon ainsi que de
- 4 l'agglomération de Longueuil et du centre-ville de Montréal.
- 5 Le poste source de La Prairie comprend cinq transformateurs de puissance à 315-120 kV
- 6 dont quatre de 240 MVA (T1, T2, T4 et T5) et un de 270 MVA (T3). Deux transformateurs de
- 7 puissance à 315-120 kV (T1 et T2) et le bâtiment de commande ont atteint la fin de leur
- 8 durée de vie.

Figure 1
Emplacement géographique des postes



- 9 **Poste de Brossard à 315-25 kV**
- 10 Le poste de Brossard à 315-25 kV alimente les villes de Brossard, La Prairie, Carignan,
- 11 Chambly et Longueuil. C'est un des postes satellites le plus chargé du réseau de transport
- 12 d'Hydro-Québec.
- 13 **Poste de Chambly à 120-25 kV**
- 14 Le poste de Chambly dessert la majorité des clients de la ville de Chambly.

- 1 Le tableau 2 présente la prévision de la charge des postes de Brossard et de Chambly. Ces
- 2 deux postes seront en dépassement de capacité limite de transformation (« CLT ») dès la
- 3 pointe de l’hiver 2020-2021 et 2022-2023 respectivement.

Tableau 2
Prévisions¹ de la charge des postes de Brossard et de Chambly
(MVA²)

Poste de	CLT	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
Brossard à 315-25 kV	545	496	506	517	548	553	558	563	568	573	577	582	586	591	595	599
Chambly à 120-25 kV	129	123	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138

3 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs

3.1 Description du Projet

- 4 Le Projet consiste à remplacer deux transformateurs de puissance à 315-120 kV qui ont
- 5 atteint leur fin de vie et à ajouter une nouvelle section à 25 kV au poste de La Prairie pour
- 6 répondre à la croissance des charges au sud de la région métropolitaine de Montréal. Il vise
- 7 aussi à remplacer le bâtiment de commande et certains équipements connexes.

3.2 Description des travaux du Projet

- 8 Après avoir identifié la solution optimale, les caractéristiques de la solution retenue par le
- 9 Transporteur sont précisées au moment de la préparation du cahier des charges et du
- 10 mandat d’avant-projet. L’avant-projet vient confirmer la faisabilité de la solution retenue et
- 11 l’identification des contraintes techniques et économiques qui y sont reliées. Les travaux
- 12 associés au Projet sont décrits de façon plus détaillée ci-après.

3.2.1 Remplacement de deux transformateurs à 315-120 kV (MES³ en novembre 2021)

- 13 Deux transformateurs de puissance à 315-120 kV (T1 et T2) seront remplacés par deux
- 14 transformateurs à 315-120-25 kV de 450 MVA, soit la puissance normalisée d’un
- 15 transformateur à 315-120 kV. Ces transformateurs à trois enroulements permettront
- 16 d’alimenter à la fois la section à 120 kV et la nouvelle section à 25 kV du poste de La

¹ Prévision de la demande en puissance du Distributeur (septembre 2017).

² En rouge : indication de la charge dépassant la CLT.

³ Mise en service.

1 Prairie. La puissance de l'enroulement à 120 kV est de 350 MVA tandis que celle de
2 l'enroulement à 25 kV est de 100 MVA. La CLT de la section à 25 kV sera d'environ
3 142 MVA. La CLT à l'étape ultime sera de 423 MVA.

3.2.2 Ajout d'une section à 25 kV (MES⁴ en juin 2020)

4 La nouvelle section à 25 kV au poste de La Prairie sera construite au sud du poste actuel,
5 comme montré à la figure 3. Un agrandissement du poste sera requis pour l'ajout de cette
6 nouvelle section. Cet agrandissement se fera à l'intérieur des limites du terrain
7 d'Hydro-Québec.

8 À l'étape initiale, la nouvelle section à 25 kV aura 10 départs de ligne à 25 kV et 3 batteries
9 de condensateurs. À l'étape ultime, elle pourra accueillir un total de 42 départs de ligne à
10 25 kV et 8 batteries de condensateurs, composées chacune d'une unité de 18 Mvar.

3.2.3 Construction d'un nouveau bâtiment de commande (MES⁴ en juin 2020)

11 Un nouveau bâtiment de commande, adjacent au sud-ouest du bâtiment actuel, sera
12 construit. Les systèmes de commande et de protection de la section à 25 kV y seront
13 installés. Le bâtiment de commande actuel sera appelé à être démantelé lorsque les
14 systèmes de commande et de protections des équipements à 315 kV et à 120 kV seront
15 visés par une intervention en pérennité et auront été transférés dans le nouveau bâtiment
16 de commande.

3.2.4 Travaux connexes (MES⁴ en novembre 2021)

17 Compte tenu du remplacement des deux transformateurs de puissance à 315-120 kV,
18 certains travaux connexes sont requis au poste de La Prairie, soit :

- 19 • le remplacement de 2 sectionneurs triphasés à 315 kV ;
- 20 • le remplacement de 6 parafoudres monophasés à 315 kV ;
- 21 • le remplacement de 6 parafoudres monophasés à 120 kV ;
- 22 • le remplacement des systèmes de protection et de commande des transformateurs de
23 puissance T1 et T2 ;

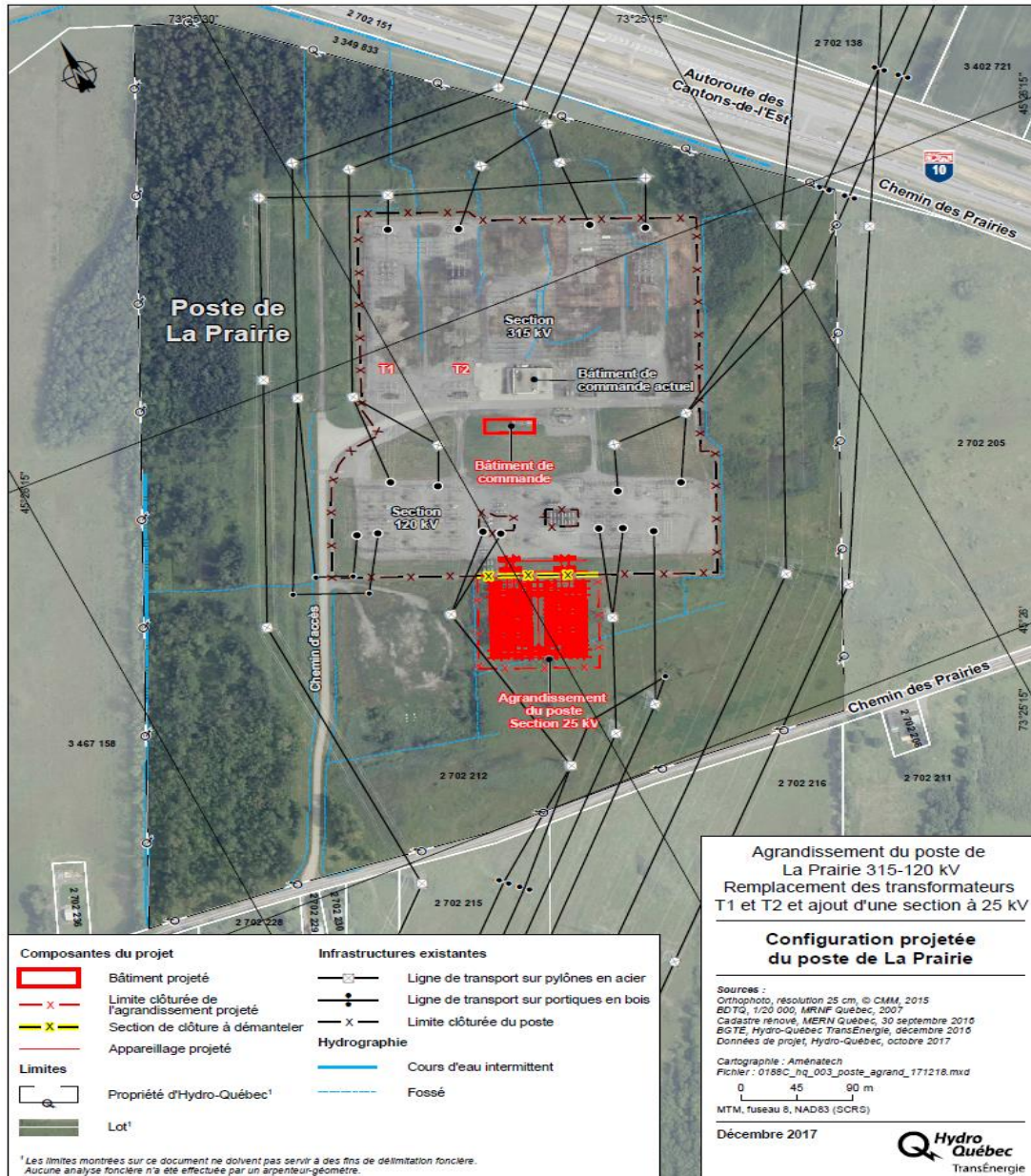
3.2.5 Travaux de télécommunications (MES⁴ en novembre 2021)

24 Les travaux de télécommunications suivants sont requis.

- 25 • Installation de liens de télécommunications pour le système de commande ;
- 26 • Installation de liens de communication pour le système de commande dans le
27 nouveau bâtiment, raccordement des prises téléphoniques et réseaux.

⁴ Mise en service.

Figure 2
Emplacement de la nouvelle section à 25 kV au poste de la Prairie



Document d'information destiné aux publics concernés par le projet. Pour tout autre usage, communiquer avec : Géomatique, Hydro-Québec Innovation, équipement et services partagés.

1 Par ailleurs, le Transporteur souligne qu'il installera de façon temporaire deux
2 transformateurs de puissance à 120-25 kV de 47 MVA afin d'alimenter la charge de la
3 nouvelle section à 25 kV dès l'hiver 2020-2021 en attendant la mise en service des
4 transformateurs à 315-120-25 kV prévu en novembre 2021. Ces transformateurs
5 temporaires seront par la suite intégrés dans la banque d'appareillage majeur du
6 Transporteur lorsqu'ils ne seront plus requis dans le cadre du Projet.

1 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, comme annexe 1, le schéma
2 unifilaire du poste de La Prairie.

3.3 Justification du Projet en fonction des objectifs

3 Le Projet a comme principal objectif de répondre aux besoins de pérennité des installations
4 au poste de La Prairie tout en répondant à la croissance de la charge au sud de la région
5 métropolitaine de Montréal.

6 Maintien des actifs

7 Les transformateurs de puissance à 315-120 kV (T1 et T2) ont respectivement 48 et 46 ans
8 tout comme leurs équipements connexes et doivent être remplacés à court terme. À cet
9 égard, la justification du Projet s'appuie sur la grille d'analyse du risque des équipements
10 qui permet au Transporteur de déterminer les équipements devant faire l'objet
11 d'interventions d'après la Stratégie de gestion de la pérennité des actifs.

12 De plus, le bâtiment de commande a atteint sa durée de vie et est en mauvais état,
13 présentant plusieurs symptômes de défaillance. Des problèmes de structure, d'infiltration
14 d'eau par la toiture et le sous-sol et des fissures de la fondation requièrent, entre autres, le
15 remplacement de la toiture et le renforcement de la structure. Le Transporteur a examiné la
16 possibilité de réhabiliter le bâtiment et cette piste n'a pas été retenue puisqu'elle coûterait
17 plus chère que la construction d'un bâtiment et son échéancier de réalisation serait plus
18 long. Pour l'ensemble de ces motifs, un nouveau bâtiment de commande doit être construit.

19 Croissance de la charge

20 L'agglomération de Longueuil, dont la ville de Brossard, a connu une forte augmentation de
21 la demande en puissance. En outre, dynamisés par le secteur DIX30, plusieurs
22 développements urbains sont déjà démarrés dans ce secteur.

23 Le poste de Brossard est bien situé pour alimenter les développements au sud de la région
24 métropolitaine de Montréal. Il est à son étape ultime de sorte qu'il n'est plus possible
25 d'ajouter de la capacité de transformation et des départs de lignes à 25 kV. Ce poste sera
26 en dépassement de capacité dès l'hiver 2020-2021.

27 Au cours des dernières années, la ville de Chambly a eu un développement immobilier
28 accéléré et conséquemment le poste de Chambly sera en dépassement de capacité dès la
29 pointe de l'hiver 2022-2023. La rivière Richelieu et le bassin de Chambly constituent une
30 barrière naturelle pour relier de nouvelles lignes à ce poste. L'analyse des postes adjacents
31 et la situation géographique dirigent les transferts de charges vers des postes à l'ouest de la
32 rivière Richelieu.

33 Dans ce contexte, l'ajout d'une section à 25 kV au poste de La Prairie offrira la capacité
34 requise afin d'assurer l'alimentation de la charge croissante à moyen et à long terme. De

1 plus, l'emplacement de la solution retenue permet d'alimenter à long terme les zones de
2 développements futurs anticipées aux alentours du poste de La Prairie; ce dernier étant
3 entouré de part et d'autre d'habitations, de commerces et d'industries.

4 Le Transporteur considère que le Projet est réalisable tant sur le plan technique que du
5 point de vue de l'échéancier. Les avant-projets réalisés à ce jour par le Transporteur ont
6 permis de confirmer la faisabilité et de préciser les contraintes de réalisation inhérentes au
7 Projet.

8 Enfin, la mission de base du Transporteur est notamment de maintenir un service de
9 transport permettant de répondre aux besoins des clients, en assurant la continuité et la
10 qualité de ce service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de
11 transport. À son avis, le Projet est conforme à cette mission.

12 Le Transporteur présente, au tableau 3, le calendrier de réalisation des travaux reliés
13 au Projet.

Tableau 3
Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Février 2017	juin 2017
Autorisation de la Régie de l'énergie	Décembre 2017	Avril 2018
Projet	Mai 2018	Avril 2022
Mise en service	Juin 2020	Novembre 2021

14 Par ailleurs, le Transporteur fournit, à l'annexe 2 de la présente pièce, la liste des
15 principales normes techniques appliquées au Projet. Aucune autorisation gouvernementale
16 n'est exigée en vertu d'autres lois qui s'appliquent au Projet.

4 Solutions envisagées

17 Les analyses du Transporteur ont permis d'identifier deux solutions pour répondre aux
18 besoins de pérennité au poste de La Prairie tout en éliminant les dépassements de capacité
19 des postes de Brossard et de Chambly. Les aspects techniques, environnementaux et
20 économiques ont également été considérés pour orienter le choix de la solution retenue.

21 Les solutions envisagées sont les suivantes :

- 22 • Solution 1 – Remplacement de deux transformateurs à 315-120 kV et ajout d'une
23 section à 25 kV au poste de La Prairie.

- 1 • Solution 2 – Remplacement de deux transformateurs à 315-120 kV au poste de La
2 Prairie, transferts de charges et ajout de transformateur au poste de
3 Saint-Bruno-de-Montarville.

4.1 Solution 1 – Remplacement de deux transformateurs à 315-120 kV et ajout d'une section à 25 kV au poste de La Prairie

4 La solution 1 constitue la solution optimale retenue par le Transporteur.

5 Cette solution consiste à ajouter une nouvelle section à 25 kV au poste de La Prairie pour y
6 transférer des charges des postes de Brossard et de Chambly et ainsi éliminer les
7 dépassements de capacité de ces derniers. De plus, le poste de La Prairie constitue un
8 emplacement stratégique du fait de sa proximité pour alimenter les charges du Quartier
9 Dix30 et tout futur développement de la ville de Brossard.

10 Le remplacement des transformateurs de puissance à 315-120 kV actuels (T1 et T2) par
11 des transformateurs de puissance à 315-120-25 kV de 450 MVA, soit la puissance
12 normalisée d'un transformateur à 315-120 kV, permet de combiner des besoins en
13 pérennité au poste de La Prairie et des besoins de croissance de charges au sud de la
14 région métropolitaine de Montréal.

15 Comme présentée au tableau 5, la solution 1 s'avère la solution dont les coûts globaux
16 actualisés sont les plus bas compte tenu des considérations techniques et économiques.

4.2 Solution 2 – Remplacement de deux transformateurs à 315-120 kV au poste de La Prairie, transferts de charges et ajout de transformateur au poste de Saint-Bruno-de-Montarville

17 Cette solution consiste à éliminer les dépassements de capacité, d'une part du poste de
18 Brossard par le transfert de la charge excédentaire vers les postes de Roussillon, de
19 Saint-Maxime et de Saint-Bruno-de-Montarville, et d'autre part du poste de Chambly par le
20 transfert de la charge excédentaire vers le poste de Saint-Bruno-de-Montarville via le poste
21 de Saint-Basile.

22 Afin de permettre le transfert vers le poste de Saint-Maxime, un transfert préalable de
23 charge du poste de Saint-Maxime vers le poste Du Tremblay doit être réalisé. Ce transfert
24 rendra disponible le nombre de départs de lignes nécessaires pour alimenter la charge qui
25 sera transférée du poste de Brossard.

26 Les transferts de charge vers le poste de Saint-Bruno-de-Montarville entraînent un
27 dépassement de la CLT nécessitant l'ajout d'un troisième transformateur de puissance à
28 315-25 kV de 66 MVA.

1 Le remplacement, au poste de La Prairie, des deux transformateurs à 315-120 kV ayant
2 atteint leur durée de vie par deux transformateurs normalisés à 315-120 kV de 450 MVA est
3 considérée dans cette solution.

4 Tel qu'il appert du tableau 4, cette solution s'avère beaucoup plus coûteuse que la
5 solution 1. Le Transporteur considère que la solution 2 doit être rejetée au profit de la
6 solution 1.

4.3 Estimation des coûts des solutions envisagées

7 Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en tenant compte des
8 investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de
9 la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques. L'analyse
10 économique a été réalisée sur une période de 44 ans d'après les hypothèses suivantes :

- 11 • taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 4,811% ;
- 12 • taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- 13 • taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

14 Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle des flux d'investissement pour la
15 portion comprise entre la fin de la durée visée par l'analyse et la fin de la durée de vie
16 spécifique de chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est fonction
17 des catégories d'équipement établies par le Transporteur.

18 Par ailleurs, comme demandé par la Régie⁵, le Transporteur a intégré les informations
19 relatives à l'évaluation de la valeur des pertes électriques, soit leur niveau en puissance et
20 en énergie, ainsi que les prix de référence utilisés, dans ses tableaux présentés à
21 l'annexe 3. Il confirme également que l'analyse économique réalisée dans le présent
22 dossier ne tient compte des pertes électriques différentielles qu'à partir de la mise en
23 service.

24 Le tableau 4 présente une comparaison économique des solutions décrites précédemment.
25 Les coûts d'Hydro-Québec Distribution y sont également présentés afin de fournir les coûts
26 globaux totaux des solutions. Les coûts sont exprimés en millions de dollars actualisés de
27 l'année 2017.

⁵ Décision D-2012-152, paragraphe 64 et décision D-2012-160, paragraphes 42 et 43.

Tableau 4
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2017)

	Solution 1 Ajout d'une section à 25 kV au poste de La Prairie	Solution 2 Transferts de charges et ajout de transformateur au poste de Saint-Bruno- de-Montarville
HQT		
Investissements	62 249	52 113
Valeurs résiduelles	(4 453)	(3 975)
Taxes	3 729	3 278
Pertes électriques	-	18 189
Coût globaux actualisés HQT	61 525	69 605
HQD		
Investissements	17 615	36 289
Valeurs résiduelles	(279)	(417)
Taxes	1 118	2 383
Coût globaux actualisés HQD	18 454	38 255
Coûts globaux actualisés totaux	79 979	107 860

Note : Les totaux ont été calculés à partir de données non arrondies.

- 1 Les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur démontrent que les
- 2 coûts globaux actualisés de la solution 1 sont les plus bas. Le détail de l'analyse
- 3 économique et les paramètres utilisés pour l'analyse sont présentés à l'annexe 3.

5 Coûts associés au Projet

5.1 Sommaire des coûts

- 4 Le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à 57,3 M\$. Le tableau 5 présente
- 5 une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet.

Tableau 5
Coûts des travaux avant-projet et projet
(en milliers de dollars de réalisation)

		Total postes et télécommunications
Coûts de l'avant-projet		
Sous-total		843,4
Coûts du projet		
Ingénierie, approvisionnement et construction		50 222,9
Client		2 131,0
Frais financiers		4 114,0
Sous-total		56 467,9
TOTAL		57 311,3

- 1 Les coûts détaillés sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2, déposée sous pli
- 2 confidentiel. La pièce HQT-1, Document 2.1 constitue la pièce caviardée de cette pièce. Les
- 3 coûts annuels sont présentés à la pièce HQT-1, Document 2, Annexe 1, également
- 4 déposée sous pli confidentiel.
- 5 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au
- 6 tableau 6.

Tableau 6
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Postes	0,7 %	1,6 %	1,6 %	1,7 %	2,0 %	2,1 %	2,2 %	2,2 %
Télécommunications	0,2 %	1,6 %	1,9 %	1,8 %	1,5 %	1,6 %	1,5 %	1,6 %

- 7 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de
- 8 l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet
- 9 proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Innovation, Équipement et services partagés
- 10 (« HQIÉSP ») en date du 4 avril 2017.

1 Conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2012-161⁶ quant à la
2 justification des taux d'inflation utilisés pour évaluer les coûts de travaux des divers projets
3 d'investissement qui lui sont soumis pour approbation, le Transporteur fournit ci-après les
4 informations pertinentes à l'appui des taux d'inflation utilisés à ces fins.

5 Le Transporteur tient d'abord à rappeler que la variation des taux d'inflation est liée aux
6 prévisions de l'évolution de la valeur des indices composant ces taux d'inflation.

7 Les taux d'inflation sont établis d'après des modèles types des projets de postes, lignes et
8 télécommunications du Transporteur. Dans chaque modèle, une liste des principales
9 composantes est établie et un poids exprimé en pourcentage leur est attribué. Pour chaque
10 composante, un indice a été appliqué. Les modèles sont mis à jour périodiquement en
11 fonction de l'évolution des prix reliés aux éléments des projets. Les taux d'inflation produits
12 à partir de ces modèles sont mis à jour annuellement.

13 La liste des principales composantes pour la rubrique « Postes » est présentée ci-après :

- 14 • Coût de main-d'œuvre :
 - 15 ◦ ingénierie interne et externe ;
 - 16 ◦ gestion de projet et de chantier.
- 17 • Coûts reliés à la construction :
 - 18 ◦ main-d'œuvre de construction ;
 - 19 ◦ équipement et matériaux de construction.
- 20 • Approvisionnement :
 - 21 ◦ transformateurs et inductances ;
 - 22 ◦ appareillage de sectionnement et de mesure ;
 - 23 ◦ armoires de branchement, charpentes, supports, câbles, jeux de barres, etc.

24 Le Transporteur souligne que c'est à la division HQIÉSP que revient la responsabilité de
25 mener à bien, sans marge bénéficiaire, les projets de construction de lignes et de postes du
26 réseau de transport. HQIÉSP s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de la
27 production des plans et devis. L'approvisionnement est généralement réalisé par le biais
28 d'appels d'offres et de soumissions. Par la suite, les travaux de construction sont réalisés
29 sous la responsabilité de HQIÉSP par des entrepreneurs externes retenus conformément
30 aux directives corporatives d'acquisition de biens meubles et de services. Le respect des
31 directives en place en cette matière garantit à HQIÉSP une gestion efficace, équitable et

⁶ Décision D-2012-0161, par. 42, pour le dossier R-3812-2012 relatif au projet Waswanipi.

1 transparente de ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice des clients
2 du Transporteur.

3 Le coût total du Projet ne doit pas dépasser le montant autorisé par le Conseil
4 d'administration de plus de 15 %, auquel cas le Transporteur doit obtenir une nouvelle
5 autorisation de ce dernier. Le cas échéant, il s'engage à en informer la Régie en temps
6 opportun. Le Transporteur souligne qu'il continuera de s'efforcer de contenir les coûts du
7 Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

5.2 Autres aspects

Coûts associés aux différentes catégories d'investissement

9 Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « maintien des actifs » et
10 « croissance des besoins de la clientèle ».

11 Les coûts de la catégorie d'investissement « maintien des actifs », de l'ordre de 33,1 M\$,
12 soit 58 % du coût total du Projet, incluent les coûts des travaux visant le remplacement des
13 transformateurs de puissance à 315-120 kV (T1 et T2) et des équipements connexes
14 associés ainsi que la construction du nouveau bâtiment de commande.

15 Le coût d'un transformateur de puissance à 315-120-25 kV (trois enroulements) étant
16 sensiblement identique à celui d'un transformateur à 315-120 kV (deux enroulements) et
17 considérant que le Transporteur associe généralement un équipement ou une composante
18 majeure à une seule et même catégorie d'investissement⁷, le remplacement des
19 transformateurs de puissance à 315-120 kV par des nouveaux transformateurs à
20 315-120-25 kV est entièrement attribué à la catégorie « maintien des actifs ».

21 Les coûts de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle », de
22 l'ordre de 24,2 M\$, soit 42 % du coût total du Projet, incluent les coûts liés à la l'ajout de la
23 section à 25 kV et à l'installation des deux transformateurs de puissance temporaires de
24 120-25 kV.

Suivi des coûts du Projet

26 Le Transporteur soutient que les coûts du Projet sont nécessaires à sa réalisation et qu'ils
27 sont raisonnables. Par ailleurs, dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la
28 réalisation de ses projets d'investissement, le Transporteur assurera un suivi étroit des
29 coûts du Projet. Enfin, suivant la pratique établie depuis la réglementation des activités du
30 Transporteur, ce dernier fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel à la
31 Régie, si celle-ci le requiert. Selon les indications de la Régie, le Transporteur présentera le
32 suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détail que ceux

⁷ Dossier R-3888-2014, HQT-3, Document 1, page 22, lignes 25 à 28.

1 du tableau 3, ou il présentera le suivi des coûts réels du Projet, sous pli confidentiel jusqu'à
2 l'expiration d'un délai d'un an de la mise en service finale du Projet⁸, selon le niveau de
3 détail des coûts présentés au tableau 1 - *Coûts des travaux avant-projet et projet par*
4 *élément* de la pièce HQT-1, Document 2. Dans les deux cas, il présentera également un
5 suivi de l'échéancier du Projet et fournira, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs
6 entre les coûts projetés et réels et des échéances.

6 Impact tarifaire

7 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement
8 « maintien des actifs » et « croissance des besoins de la clientèle ». Les mises en service
9 sont prévues pour les mois de juin 2020, novembre 2020 et novembre 2021.

10 Les coûts attribués à la catégorie d'investissement « maintien des actifs » sont de l'ordre
11 de 33,1 M\$. Les travaux liés à cette catégorie permettent de maintenir le bon
12 fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable
13 au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. La Régie a indiqué⁹, qu'il est
14 équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces travaux.

15 Les coûts attribués à la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la
16 clientèle » sont de l'ordre de 24,2 M\$, ne donnant lieu à aucune contribution estimée
17 du Distributeur. La croissance des charges considérée aux fins de calcul du montant
18 maximal du Transporteur est estimée à 125,9 MW sur 20 ans. En tenant compte de
19 l'allocation maximale de 642 \$/kW, le montant maximal est d'environ 80,8 M\$. À la suite de
20 la mise en service du Projet, le calcul sera mis à jour afin de déterminer si une contribution
21 est applicable, conformément aux modalités des *Tarifs et conditions des tarifs de transport*
22 *d'Hydro-Québec* (« *Tarifs et conditions* »), appendice J, section C¹⁰, quant aux ajouts pour
23 répondre aux besoins de croissance de la charge locale.

24 L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte
25 les coûts de celui-ci, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur
26 les services publics et aux frais d'entretien et d'exploitation.

27 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 40 ans,
28 conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats pour la période
29 de 40 ans sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations
30 visées par le Projet.

⁸ Décisions D-2016-086, paragraphe 105 et D-2016-091, paragraphe 75.

⁹ D-2002-95, page 297.

¹⁰ Cette référence vise les *Tarifs et conditions* en vigueur. Le Transporteur mentionne qu'en ce qui a trait aux ajouts requis pour la croissance de la charge locale, des modifications pourraient être apportées au texte des *Tarifs et conditions*, dans le cadre de la demande du Transporteur relative à la politique d'ajouts au réseau de transport (dossier R-3888-2014 – Phase 2, que la Régie a suspendu *sine die* par la décision D-2016-055).

1 L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 4,3 M\$ sur une période
2 de 20 ans et de 3,1 M\$ sur une période de 40 ans, ce qui représente un faible impact à la
3 marge de 0,1 % sur une période de 20 ans et de 0,1 % sur une période de 40 ans par
4 rapport aux revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2017.

5 Le Transporteur présente aussi l'impact du Projet sur le tarif de transport à titre indicatif, en
6 mentionnant que ce calcul ne tient pas compte de l'effet de la dépense d'amortissement des
7 autres actifs qui permet d'amoindrir l'impact sur les revenus requis.

8 Une analyse de sensibilité est également présentée sous l'hypothèse d'une variation à la
9 hausse de 15 % du coût du Projet et du coût du capital prospectif.

10 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité figurent à
11 l'annexe 4.

7 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité

12 Le Projet constitue la meilleure solution technique et la plus économique pour maintenir la
13 fiabilité et la performance du réseau de transport, tout en respectant les critères de
14 conception, et ce en vue d'assurer la qualité d'alimentation de l'ensemble de la clientèle.

15 Le Transporteur rappelle que le Projet vise à assurer le maintien de certains actifs au poste
16 de La Prairie et à répondre aux besoins de la croissance de la charge locale en soulageant
17 les postes de Brossard et de Chambly tout en ayant des répercussions positives sur la
18 fiabilité du réseau de transport et la continuité de service aux clients.

19 Le remplacement des transformateurs de puissance à 315-120 kV par des transformateurs
20 à 315-120-25 kV améliorera la fiabilité et la prestation du service de transport.

21 L'ajout d'une section à 25 kV au poste de La Prairie permet de régler les dépassements de
22 capacité des postes de Brossard à 315-25 kV et de Chambly à 120-25 kV et améliore ainsi
23 la fiabilité du réseau de transport, tout en offrant une capacité de transformation
24 additionnelle à 25 kV pour une zone à fort potentiel de développement.

25 Le tableau 7 présente les prévisions de charge des postes de Brossard et de Chambly, en y
26 incluant l'impact de la solution retenue.

Tableau 7
Prévisions¹¹ de charge des postes Brossard et Chambly pour la période 2017-2032
(MVA)

Poste de	CLT	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
Brossard à 315-25 kV	545	496	506	517	483	487	492	496	501	505	509	513	507	510	514	518
Chambly à 120-25 kV	129	123	125	126	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	129
La Prairie à 315-120-25 kV	142	0	0	0	73	74	74	75	76	76	77	77	88	89	89	90

1 Le Projet du Transporteur aura donc un impact positif tant sur la fiabilité du réseau de
 2 transport que sur sa capacité à répondre aux besoins de croissance, le tout dans le respect
 3 des critères de conception du réseau de transport.

8 Conclusion

4 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier à la Régie pour autorisation.
 5 Ce dossier englobe toutes les informations pertinentes à l'évaluation du Projet. En effet, tel
 6 qu'il appert du tableau 1, la preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement
 7 de chacun des renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite
 8 en vertu du premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de*
 9 *l'énergie* et du *Règlement*.

10 De plus, le Transporteur démontre que le Projet est conçu et qu'il sera réalisé selon les
 11 pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec. Il réitère que la solution mise de l'avant est
 12 nécessaire pour renforcer le réseau régional de transport et qu'elle respecte les critères de
 13 conception appliqués par le Transporteur.

14 Ainsi, les investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à
 15 l'exploitation fiable du réseau de transport.

¹¹ Préviation de la demande en puissance du Distributeur (septembre 2017).