

## **Demande relative au remplacement des groupes convertisseurs au poste de Châteauguay**



**Table des matières**

1 Introduction ..... 5

2 Contexte ..... 6

    2.1 Description du poste de Châteauguay ..... 6

    2.2 Demande du Producteur ..... 9

3 Objectifs ..... 10

4 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs ..... 10

    4.1 Description du Projet ..... 10

        4.1.1 Travaux liés au poste ..... 10

        4.1.2 Travaux liés aux lignes ..... 13

        4.1.3 Travaux de télécommunication ..... 13

        4.1.4 Arrêt de transit ..... 13

    4.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs ..... 13

5 Solutions envisagées ..... 16

    5.1 Solution 1 – Construction de deux nouveaux GC de type VSC ayant chacun une capacité de 500 MW et raccordés à 735 kV et 765 kV ..... 16

    5.2 Solution 2 – Construction de deux nouveaux GC de type LCC (technologie de convertisseurs classique à base de thyristors) ayant chacun une capacité de 500 MW et raccordés à 315 kV et 120 kV ..... 17

    5.3 Comparaison économique des coûts des solutions envisagées ..... 18

6 Coûts associés au Projet ..... 20

    6.1 Sommaire des coûts ..... 20

    6.2 Coûts associés aux différentes catégories d'investissement ..... 23

    6.3 Suivi des coûts du Projet ..... 23

7 Impact tarifaire ..... 24

8 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ..... 25

9 Conclusion ..... 25

**Liste des tableaux**

Tableau 1 Concordance entre les sections de la demande et le Règlement ..... 6

Tableau 2 Âge des équipements ..... 14

Tableau 3 Calendrier de réalisation ..... 16

Tableau 4 Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2022) ..... 19

Tableau 5 Coûts des travaux avant-projet et projet (en milliers de dollars de réalisation) ..... 20

Tableau 6 Taux d'inflation spécifiques ..... 21

**Liste des figures**

Figure 1 Emplacement géographique du poste de Châteauguay ..... 7

Figure 2 Configuration actuelle de l'interconnexion au poste de Châteauguay ..... 9

Figure 3 Raccordements actuel et futur des GC au poste de Châteauguay ..... 11

**Liste des annexes**

- Annexe 1 Schéma unifilaire du poste de Châteauguay (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 2 Liste des principales normes techniques appliquées au Projet
- Annexe 3 Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois
- Annexe 4 Liste des activités d'information et de consultation
- Annexe 5 Analyse économique
- Annexe 6 Taux d'inflation spécifiques ventilés par composantes (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 7 Impact tarifaire

## 1 Introduction

1 Par la présente demande, Hydro-Québec, dans ses activités de transport d'électricité  
2 (le « Transporteur »), vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin  
3 de remplacer les groupes convertisseurs (« GC ») au poste de Châteauguay et de réaliser  
4 des travaux connexes (le « Projet »).

5 Le Projet, dont le coût total s'élève à 1 272,5 M\$, s'inscrit dans les catégories  
6 d'investissement « maintien des actifs » et « respect des exigences ». Il est rendu  
7 nécessaire afin d'assurer la pérennité de l'installation, tout en donnant suite à la demande  
8 d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur ») relative à  
9 la capacité des GC. Cette demande entraîne le versement, par ce dernier, d'une  
10 contribution découlant du Projet. Les mises en service du Projet sont prévues en juin 2024  
11 et novembre 2026.

12 À cette étape du dépôt à la Régie de l'ensemble des renseignements exigés par le  
13 *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*  
14 (le « Règlement »), le Transporteur précise qu'il a engagé en mars 2022 un montant de  
15 164 M\$ auprès d'un fournisseur, comme autorisé par la décision D-2022-036 de la Régie.  
16 Cet engagement vise notamment à garantir le prix des GC et la date de mise en service du  
17 Projet, comme il appert de la demande du 28 février 2022 du Transporteur, et permet de  
18 démarrer des activités d'ingénierie.

19 Le tableau 1 fait état de la concordance entre la demande du Transporteur, présentée  
20 conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »), et les  
21 renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*  
22 *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 ou annexe
Article	Alinéa	Para- graphe	Renseignements requis		
2	1	1 <sup>o</sup>	Les objectifs visés par le projet	HQT-2, Document 1	3
2	1	2 <sup>o</sup>	La description du projet	HQT-2, Document 1	4
2	1	3 <sup>o</sup>	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-2, Document 1	4
2	1	4 <sup>o</sup>	Les coûts associés au projet	HQT-2, Document 1 HQT-2, Document 2 HQT-2, Document 2.1	6 Annexe 1
2	1	5 <sup>o</sup>	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-2, Document 1	5 et Annexe 5
2	1	6 <sup>o</sup>	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-2, Document 1	Annexe 3
2	1	7 <sup>o</sup>	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-2, Document 1	7 et Annexe 7
2	1	8 <sup>o</sup>	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-2, Document 1	8
2	1	9 <sup>o</sup>	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT-2, Document 1	5
3	1	1 <sup>o</sup>	La liste des principales normes techniques	HQT-2, Document 1	Annexe 2
3	1	3 <sup>o</sup>	Le cas échéant, les engagements contractuels et les contributions financières	HQT-2, Document 1	2.2

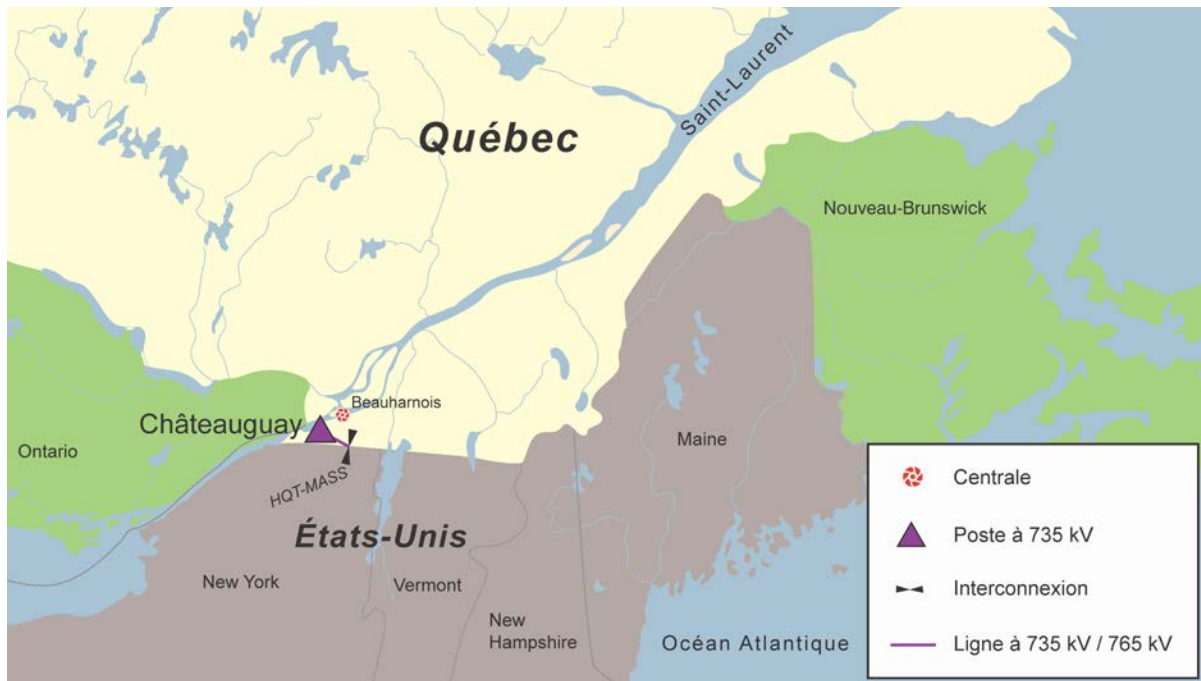
## 2 Contexte

### 2.1 Description du poste de Châteauguay

1 Le poste de Châteauguay, dont l'emplacement géographique est présenté à la figure 1, est  
 2 une installation stratégique essentielle à l'alimentation de la charge en périphérie sud de  
 3 Montréal. Il intègre également des équipements permettant d'assurer les échanges  
 4 d'énergie entre le réseau du Transporteur et l'État de New York. Situé dans la MRC de  
 5 Beauharnois-Salaberry, il a été mis en service en 1978 et est raccordé au réseau à 735 kV

- 1 par deux lignes de transport formant la section sud-ouest de la boucle à 735 kV de la région
- 2 de Montréal.

**Figure 1  
Emplacement géographique du poste de Châteauguay**



3 Le poste comprend deux GC à courant continu à haute tension (CCHT) d'une puissance de  
 4 500 MW chacun, raccordés aux barres à 315 kV et à 120 kV du poste, qui furent mis en  
 5 service en 1984. Par l'entremise de trois transformateurs à 765-120 kV, les GC sont  
 6 raccordés à une ligne d'interconnexion à 765 kV reliant le réseau de transport du Québec à  
 7 celui de l'État de New York par le poste de Massena (chemin HQT-MASS). Ces GC  
 8 constituent les principaux équipements permettant les échanges d'énergie électrique de  
 9 façon asynchrone entre les deux réseaux. Ils sont donc d'une grande importance, autant  
 10 pour la livraison que pour la réception d'électricité (ressource désignée par le Distributeur  
 11 pour l'alimentation de la charge locale).

12 Le poste comprend également deux sections à courant alternatif, soit une à 735-315 kV et  
 13 l'autre à 765-120 kV.

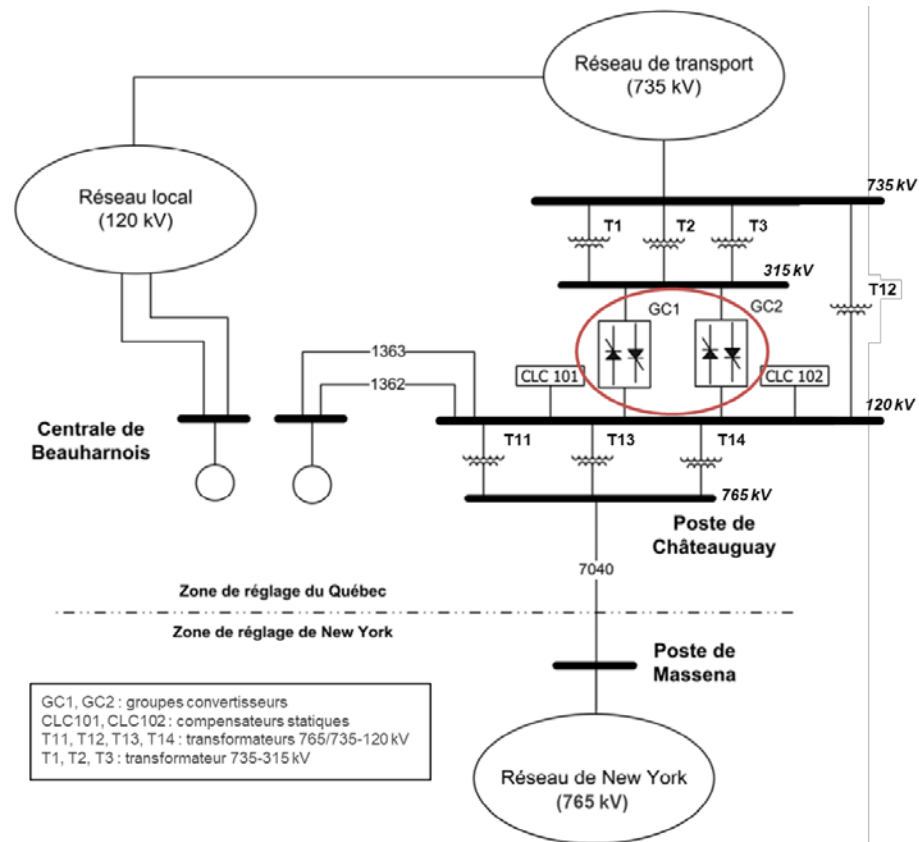
14 La section à 735-315 kV est constituée de trois transformateurs à 735-315 kV qui  
 15 permettent l'échange d'énergie entre le réseau principal et les GC ainsi que l'alimentation  
 16 de la charge locale desservie par les postes sources Langlois et de Léry à 315-120 kV. Par  
 17 ailleurs, le transit dans la transformation est limité par des contraintes associées au  
 18 raccordement et aux capacités des transformateurs. En effet, deux des transformateurs ont  
 19 une capacité de 1 650 MVA (T1 et T3) alors que le troisième a une capacité de 600 MVA

1 (T2). De plus, le mode de raccordement des transformateurs rend possible le  
2 déclenchement simultané des transformateurs T1 et T2 en simple contingence, ce qui  
3 impose une contrainte supplémentaire et réduit finalement le transit dans la transformation à  
4 la capacité de surcharge du transformateur T3. Par conséquent, il est prévu que le transit  
5 dans la section à 735-315 kV, pour alimenter à la fois les GC et la charge prévue aux postes  
6 Langlois et de Léry, dépasse la capacité de transformation à court terme.

7 La section à 765-120 kV comprend quatre transformateurs à 765-120 kV dont l'âge moyen  
8 est de 43 ans. Trois de ces transformateurs servent à l'échange d'énergie entre les GC, la  
9 centrale de Beauharnois et le réseau de New York. Le quatrième est normalement raccordé  
10 à la barre à 735 kV pour des besoins de réception avec l'Ontario ou pour intégrer au réseau  
11 principal une portion de la production de la centrale de Beauharnois. La capacité maximale  
12 du point de livraison HQT-MASS est de 1 800 MW. Elle est toutefois limitée par la capacité  
13 maximale de réception du réseau de New York, qui varie entre 1 310 MW et 1 500 MW. Les  
14 livraisons réservées par les clients de service de transport de point à point sont effectuées  
15 en partie par les GC dont la capacité est limitée à 1 000 MW, et en partie en synchronisant  
16 des groupes de la centrale de Beauharnois sur le réseau de New York. La capacité  
17 maximale en réception est de 1 000 MW, correspondant à la capacité des GC actuels. La  
18 figure 2 présente la configuration de l'interconnexion au poste de Châteauguay.



**Figure 2**  
Configuration actuelle de l'interconnexion au poste de Châteauguay



1 Les GC sont vieillissants et atteindront la fin de leur durée de vie utile en 2024. Leur vétusté  
 2 a entraîné une hausse des bris des composantes des GC affectant la disponibilité de  
 3 l'interconnexion au fil des années. Plusieurs interventions ont été réalisées depuis 2008 afin  
 4 d'assurer le bon fonctionnement des GC jusqu'à la fin de leur durée de vie utile. Par ailleurs,  
 5 la maintenance des GC est devenue problématique en raison de leur désuétude et de  
 6 l'indisponibilité de certaines pièces de réserve. Le remplacement des GC du poste de  
 7 Châteauguay est donc nécessaire.

## 2.2 Demande du Producteur

8 Dans le cadre du remplacement des GC au poste de Châteauguay, le Producteur a  
 9 demandé au Transporteur de rehausser la capacité des deux GC de 500 à 750 MW chacun.

1 Cette demande<sup>1</sup> a pour objectif d'optimiser et de simplifier l'exploitation de la centrale de  
2 Beauharnois pour permettre au Producteur d'utiliser les convertisseurs du poste de  
3 Châteauguay pour livrer l'intégralité du service de transport ferme à long terme de point à  
4 point (1 200 MW) qu'il détient à l'égard du point de livraison HQT-MASS. Le rehaussement  
5 de la capacité des GC n'entraîne toutefois pas une augmentation du service de transport  
6 que détient le Producteur sur l'interconnexion.

7 Le Producteur assumera à la mise en service du Projet les coûts réels relatifs à sa  
8 demande, majorés de 19 % pour tenir compte des coûts d'exploitation et d'entretien (les  
9 « CEE »).

### 3 Objectifs

10 Le Projet vise à remplacer les deux GC du poste de Châteauguay et à réaliser des travaux  
11 connexes, tout en répondant à une demande du Producteur. Comme les GC sont  
12 vieillissants et atteindront la fin de leur durée de vie utile en 2024, le Projet consiste pour  
13 l'essentiel à assurer la pérennité des installations du poste de Châteauguay afin de  
14 maintenir la fiabilité et la qualité de prestation du service de transport.

## 4 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs

### 4.1 Description du Projet

#### 4.1.1 Travaux liés au poste

#### 15 Nouveaux groupes convertisseurs

16 Afin d'atteindre les objectifs du Projet, le Transporteur privilégie l'installation de deux  
17 nouveaux groupes convertisseurs CCHT à source de tension (voltage source converter ou  
18 VSC) et à démanteler les deux groupes convertisseurs existants et leurs équipements  
19 connexes<sup>2</sup>.

20 Les nouveaux GC seront raccordés selon une nouvelle configuration, soit à 735 kV du côté  
21 du Québec et à 765 kV du côté américain comme présentée à la figure 3, nécessitant des  
22 modifications à la configuration du poste de Châteauguay et un prolongement des jeux de  
23 barres à 735 kV et à 765 kV. Ils seront localisés à l'extrémité nord-est du poste, de façon à  
24 minimiser la portée des ajouts aux sections à 735 kV et à 765 kV. Un agrandissement du

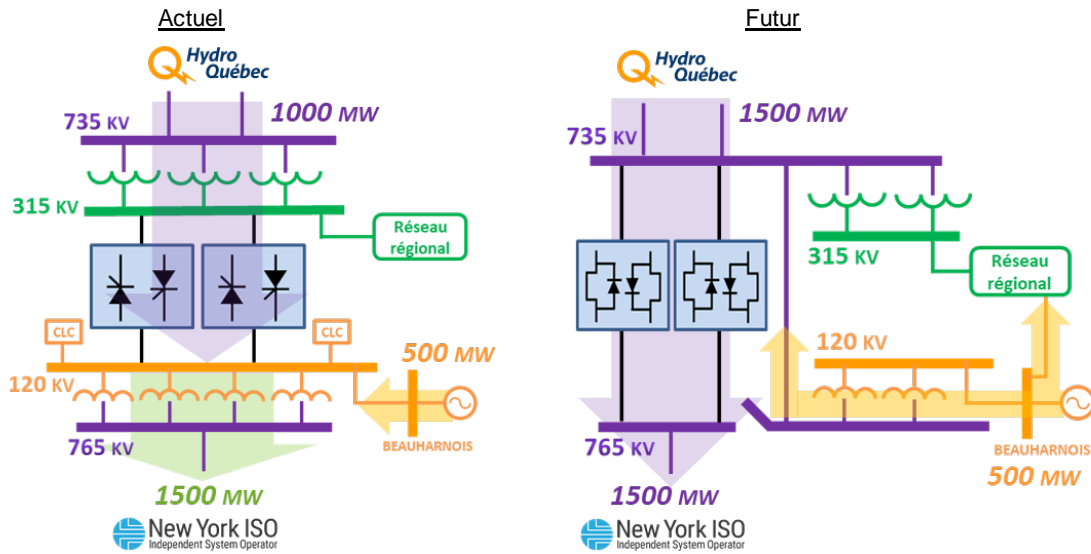
---

<sup>1</sup> La demande du Producteur découle de la présentation du Transporteur sur le Projet le 4 octobre 2019, offerte aux clients des services de transport, dans le cadre du processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport prévu à l'appendice K des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*.

<sup>2</sup> Incluant les deux compensateurs statiques dont l'un a fait l'objet d'une réfection partielle en 2017 ; voir R-3971-2016, notamment [B-0004](#), HQT-1, Document 1, p. 10.

- 1 poste et l'enfouissement de deux lignes biternes à 120 kV sur une courte distance en
- 2 périphérie du poste seront également nécessaires, comme illustré à la figure 4.

**Figure 3**  
Raccordements actuel et futur des GC au poste de Châteauguay



**Figure 4**  
Poste de Châteauguay avec l'emplacement des nouveaux GC



1 Au terme des travaux visés par le Projet, la puissance nominale de chacun des GC sera  
2 rehaussée à 750 MW pour répondre à la demande du Producteur.

3 Les travaux liés aux nouveaux GC incluent notamment l'ingénierie, l'approvisionnement, la  
4 construction et la gérance. Ils incluent également les nouveaux bâtiments requis pour les  
5 appareillages électriques et mécaniques associés aux nouveaux GC.

#### 6 **Autres travaux poste**

7 Les travaux liés au poste consistent à raccorder les nouveaux GC aux sections à 735 kV et  
8 à 765 kV du poste de Châteauguay.

9 De façon spécifique, ces travaux comprennent :

- 10 • l'ajout de quatre (4) nouveaux départs de ligne, dont deux (2) à 765 kV et deux (2) à  
11 735 kV, pour raccorder les deux nouveaux GC au poste de Châteauguay ;
- 12 • le prolongement des jeux de barres à 735 kV et à 765 kV et l'ajout d'appareillage  
13 connexe, dont sept (7) nouveaux disjoncteurs ;
- 14 • le réaménagement du départ de la ligne à 765 kV (ligne 7040) ;
- 15 • des modifications aux sections à 765 kV et à 735 kV du poste ;
- 16 • le réaménagement de la section à 120 kV du poste, incluant l'ajout de deux (2)  
17 sectionneurs ;
- 18 • des modifications d'équipements de commande et protection existants ;
- 19 • l'ajout d'un nouveau bâtiment de commande ;
- 20 • des travaux de terrassement pour l'agrandissement du poste et la construction d'une  
21 route d'accès ;
- 22 • le démantèlement des groupes convertisseurs existants, des compensateurs  
23 statiques et des équipements associés ;
- 24 • la démolition des bâtiments des groupes convertisseurs et compensateurs statiques.

#### 25 **Travaux connexes**

26 La nouvelle configuration du poste de Châteauguay nécessite l'ajout d'un automate de  
27 détection de ligne ouverte (DLO) aux postes Chénier et Hertel. Les signaux en provenance  
28 de ces automatismes seront acheminés au poste de Châteauguay et serviront pour  
29 l'exploitation fiable des nouveaux groupes convertisseurs.

1 Au poste Chénier, les travaux consistent à ajouter et raccorder les équipements de la DLO  
2 dans les panneaux de commande existants. Les travaux au poste Hertel consistent à  
3 ajouter deux panneaux de commande pour les équipements de la DLO et deux boîtes de  
4 jonctions pour la signalisation.

#### **4.1.2 Travaux liés aux lignes**

5 Afin de permettre la prolongation de jeux de barres à 735 kV pour raccorder les nouveaux  
6 GC, deux lignes biternes à 120 kV reliant le poste de Châteauguay au poste de  
7 Beauharnois (1291/1292 et 1362/1363) doivent être enfouies sur une distance d'environ  
8 500 m aux abords du poste de Châteauguay.

#### **4.1.3 Travaux de télécommunication**

9 De nouvelles liaisons de télécommunications numériques indépendantes entre les postes  
10 Chénier et Hertel ainsi que le poste de Châteauguay seront également installées.

#### **4.1.4 Arrêt de transit**

11 Lors de la phase de mise en route du Projet, le retrait de certains équipements dans le  
12 poste de Châteauguay, dont la ligne d'interconnexion à 765 kV, pourrait réduire  
13 temporairement les capacités de transits sur l'interconnexion. Le Transporteur coordonne  
14 par ailleurs les travaux afin de réduire l'impact sur les services de transport.

### **4.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs**

15 Comme le Transporteur l'indique à la section précédente, les GC sont vieillissants et  
16 atteindront la fin de leur durée de vie utile en 2024. Une grande partie de leurs composantes  
17 approchent ou dépassent la fin de leur durée de vie utile et présentent un état préoccupant.  
18 Plus particulièrement, les composantes principales des GC, soit les transformateurs de  
19 puissance, les valves à thyristors, les filtres ainsi que les systèmes de ventilation et de  
20 refroidissement des GC, ont été identifiés comme étant les plus critiques. Plusieurs d'entre  
21 elles ont subi des défaillances au cours des dernières années. L'impact d'une défaillance  
22 sur ces types d'équipement est important, causant des indisponibilités pouvant dépasser six  
23 mois. De plus, la maintenance est devenue problématique compte tenu des nombreuses  
24 pièces de réserve essentielles qui ne sont plus disponibles sur le marché.

25 Le problème est particulièrement aigu pour les valves à thyristors qui sont d'une conception  
26 désuète munie d'un système de refroidissement vieillissant. Quoiqu'environ un tiers des  
27 thyristors d'un seul GC aient été remplacés en 2009 à la suite d'un bris majeur, toutes les  
28 autres composantes qui forment les tiroirs à thyristors sont à la fin de leur durée de vie utile  
29 et leurs défaillances sont de plus en plus fréquentes. Compte tenu de l'indisponibilité des  
30 thyristors de réserve, l'occurrence d'un bris majeur au niveau de la salle de valves pourrait  
31 entraîner l'arrêt prolongé d'un GC. De plus, étant donnée la conception actuelle, une  
32 défaillance du système de refroidissement pourrait entraîner l'arrêt simultané des deux GC.

1 Les transformateurs de puissance associés aux GC sont également très problématiques. Ils  
 2 montrent des signes de vieillissement avancés et ont subi plusieurs défaillances depuis  
 3 l'année 2000, dont deux dans les cinq dernières années. Celles-ci sont attribuables pour la  
 4 plupart à une conception défectueuse des transformateurs de la section à 120 kV. Les  
 5 défaillances de transformateurs ont un impact important sur la disponibilité des GC, pouvant  
 6 causer l'indisponibilité de ceux-ci allant jusqu'à six mois.

7 Certains équipements connexes montrent également des signes de dégradation. Plusieurs  
 8 ont dépassé leur durée de vie utile. Parmi ceux-ci, on trouve les filtres harmoniques et les  
 9 batteries de condensateurs qui ont subi des défaillances majeures au cours des dernières  
 10 années. Les pièces de réserve pour ces équipements sont soit désuètes, incompatibles  
 11 avec le système en place, ou indisponibles sur le marché.

12 Le tableau 2 présente les composantes des GC et des équipements connexes qui auront  
 13 atteint ou dépassé leur durée de vie utile à la mise en service du Projet.

**Tableau 2**  
**Âge des équipements**

Composantes	Durée de vie	Âge à la mise en service du Projet
Transformateurs de puissance	40	42
Système de refroidissement	30	42
Filtres et batteries de condensateurs	30	42
Valves à thyristors	40	42
Un compensateur statique	40	42
Commande et protections	15	15

14 Des analyses ont également montré que les GC présentent des signes de vieillissement  
 15 importants dès l'année 2007. Par conséquent, le Transporteur devait réaliser plusieurs  
 16 projets de pérennité<sup>3</sup> depuis ce temps pour éviter un remplacement prématuré des GC. Ces  
 17 projets ont été réalisés dans la perspective du remplacement des GC à l'horizon 2024.

18 Malgré ces interventions, la vétusté des groupes convertisseurs a entraîné une hausse  
 19 considérable des bris des composantes des GC affectant la disponibilité de l'interconnexion  
 20 au cours des dernières années. Étant donné l'état des équipements en cause et  
 21 l'indisponibilité de certaines pièces de réserve, une approche à la pièce n'est plus

<sup>3</sup> [R-4040-2018](#) et [R-3971-2016](#).

1 envisageable pour garantir la fiabilité et la disponibilité de l'interconnexion.  
2 Un remplacement complet des GC est donc nécessaire.

3 Le poste de Châteauguay constitue l'un des points d'interconnexion du réseau de transport  
4 avec les réseaux voisins. Les GC en question sont d'une grande importance, autant pour la  
5 livraison que pour la réception d'électricité entre le Québec et le marché de New York.

6 Le Transporteur rappelle le rôle important que jouent ses interconnexions pour assurer la  
7 sécurisation de l'alimentation électrique au Québec. La Régie a d'ailleurs reconnu leur rôle  
8 pour l'alimentation de la charge locale<sup>4</sup>. L'interconnexion avec l'État de New York permet à  
9 Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur ») d'assurer la fiabilité des  
10 approvisionnements d'électricité en période de pointe puisqu'elle est visée par la liste des  
11 ressources désignées pour l'alimentation de la charge locale. Ainsi, une capacité de  
12 transport ferme en réception de 1 000 MW liée au chemin MASS-HQT est considérée par le  
13 Distributeur dans ses activités d'approvisionnement<sup>5</sup>. Le Transporteur se doit de remplacer  
14 les GC au poste de Châteauguay afin de fournir le service de transport pour l'alimentation  
15 de la charge locale, en énergie et en puissance, à partir des ressources désignées  
16 du Distributeur.

17 De plus, à l'instar des autres interconnexions du Transporteur, cette interconnexion assure  
18 aux producteurs d'électricité québécois ainsi qu'à d'autres clients du Transporteur  
19 l'accessibilité aux marchés externes et aux transactions de passage sur le réseau  
20 du Transporteur. Elle est utilisée de façon régulière par la clientèle des services de transport  
21 de point à point pour des livraisons sur le marché de l'État de New York, faisant notamment  
22 l'objet de réservations pour le service de transport ferme à long terme de point à point  
23 totalisant 1 450 MW.

24 Le Transporteur doit par conséquent assurer la pérennité du poste de Châteauguay et  
25 considère que les travaux visés par le Projet s'imposent pour maintenir un service de  
26 transport permettant de satisfaire adéquatement les besoins de l'ensemble de la clientèle en  
27 assurant la fiabilité et la disponibilité du service. Le remplacement des GC est donc  
28 nécessaire pour répondre adéquatement aux besoins de pérennité de l'installation et  
29 aucune alternative ne s'offre au Transporteur.

30 Il estime par ailleurs que le Projet est réalisable sur le plan technique, tant du point de vue  
31 de l'échéancier que du point de vue électrique. L'avant-projet lui a permis de confirmer cette  
32 faisabilité et de préciser les contraintes inhérentes au Projet.

33 Le tableau 3 présente le calendrier de réalisation des travaux liés au Projet.

---

<sup>4</sup> Décision [D-2002-95](#), page 214.

<sup>5</sup> R-4110-2019, [B-0009](#), HQT-2, Document 3, page 43.

**Tableau 3  
Calendrier de réalisation**

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Décembre 2019	Décembre 2021
Autorisation de la Régie	Mai 2022	Janvier 2023
Projet	Février 2023	Novembre 2026
Mises en service		Juin 2024 (Lignes) Novembre 2026 (GC)

1 Par ailleurs, le Transporteur dépose, à l'annexe 2, la liste des principales normes  
 2 techniques appliquées au Projet. De plus, il dépose, à l'annexe 3, la liste des autorisations  
 3 exigées en vertu d'autres lois et, à l'annexe 4, les activités d'information et de consultation  
 4 relatives au Projet.

**5 Solutions envisagées**

5 Le Transporteur réitère qu'il n'y a pas d'alternative au projet de remplacement des GC en  
 6 cause au poste de Châteauguay pour assurer la pérennité de l'installation. Dans cette  
 7 perspective, le Transporteur a étudié deux solutions de remplacement de GC, d'abord sans  
 8 tenir compte de la demande du Producteur.

- 9 • Solution 1 : construction de deux nouveaux groupes convertisseurs de type VSC  
 10 (technologie de convertisseurs à base de IGBT<sup>6</sup>) ayant chacun une capacité de  
 11 500 MW et raccordés à 735 kV et à 765 kV ;
- 12 • Solution 2 : construction de deux nouveaux groupes convertisseurs de type LCC  
 13 (technologie de convertisseurs classique à base de thyristors) ayant chacun une  
 14 capacité de 500 MW et raccordés à 315 kV et à 120 kV.

**5.1 Solution 1 – Construction de deux nouveaux GC de type VSC ayant chacun une capacité de 500 MW et raccordés à 735 kV et 765 kV**

15 Cette solution représente celle que le Transporteur aurait retenue pour répondre aux  
 16 besoins de pérennité. Elle prévoit une nouvelle configuration du poste, raccordant les  
 17 nouveaux GC, d'une capacité totale de 1 000 MW, à 735 kV du côté du Québec et à 765 kV  
 18 du côté de New York. Elle constitue, avec le rehaussement de la capacité demandée par le  
 19 Producteur, le Projet plus amplement détaillé à la section 3.

---

<sup>6</sup> Insulated gate bipolar transistor, transistor bipolaire à grille isolée.



1 Le raccordement des nouveaux GC à 735 kV et à 765 kV permet d'alimenter la ligne  
2 d'interconnexion directement à partir du réseau de transport principal, diminuant le transit  
3 dans les paliers de tension à 315 kV et à 120 kV. Par conséquent, moins d'équipement de  
4 transformation serait dorénavant requis au poste de Châteauguay. Seuls deux des quatre  
5 transformateurs à 765-120 kV et deux des trois transformateurs à 735-315 kV seront requis.  
6 Considérant le remplacement planifié de ces transformateurs, la nouvelle configuration  
7 proposée permettrait d'éviter des investissements en pérennité (voir solution 2). De plus, la  
8 réduction de transit dans le palier de tension à 315 kV permettra d'éviter le remplacement  
9 du transformateur à 735-315 kV ayant la capacité la plus faible (T2) par un nouveau  
10 transformateur normalisé de 1 650 MVA qui aurait été normalement requis pour alimenter la  
11 charge prévue des sous-réseaux des postes Langlois et de Léry.

12 La technologie du convertisseur de source de tension (VSC) a été retenue pour cette  
13 solution, compte tenu qu'une solution LCC n'était pas envisageable pour un raccordement à  
14 735 kV et à 765 kV. En effet la quantité importante de filtres que requiert la technologie LCC  
15 résulterait en une augmentation très importante de la superficie requise pour l'implantation  
16 de ce type de convertisseur, ce qui en fait une solution impraticable pour un raccordement à  
17 ces niveaux de tension. Dans le contexte du poste de Châteauguay, la technologie VSC  
18 comporte plusieurs avantages. Par exemple, les nouveaux GC de type VSC élimineront le  
19 besoin d'installer de nouveaux compensateurs statiques, diminuant ainsi le nombre  
20 d'équipements à entretenir dans l'installation. De plus, ce type de convertisseur fournit un  
21 apport en puissance réactive, ce qui améliore le comportement dynamique du réseau de  
22 transport.

23 À un coût global actualisé de 953,9 M\$, tenant compte des investissements évités et  
24 reportés dans le poste de Châteauguay, cette solution est la plus économique. De plus, elle  
25 est la solution la plus avantageuse techniquement et procure un niveau de fiabilité supérieur  
26 à la solution 2.

## **5.2 Solution 2 – Construction de deux nouveaux GC de type LCC (technologie de convertisseurs classique à base de thyristors) ayant chacun une capacité de 500 MW et raccordés à 315 kV et 120 kV**

27 Dans cette solution, la configuration actuelle du poste de Châteauguay est conservée,  
28 raccordant les nouveaux GC à 315 kV du côté du Québec et à 120 kV du côté de New York.  
29 Les nouveaux GC auront une capacité totale de 1 000 MW et seront de type LCC, comme  
30 les GC actuels. L'ajout de deux nouveaux compensateurs statiques (CLC) serait également  
31 nécessaire.

32 Une variante avec technologie VSC a également été étudiée pour cette solution mais elle a  
33 été écartée. Les analyses du Transporteur ont permis de conclure que la variante LCC était  
34 plus économique aux niveaux de tension à 315 kV et à 120 kV.

1 Cette solution reconduit la stratégie d'exploitation actuelle de la centrale de Beauharnois,  
2 comportant la synchronisation des groupes de cette centrale sur le réseau de New York  
3 pour livrer l'ensemble du service de transport ferme à long terme de point à point totalisant  
4 1 450 MW à l'interconnexion HQT-MASS.

5 Le coût global actualisé de cette solution s'élève à 996,7 M\$, tenant compte des  
6 investissements de l'ordre de 60 M\$ de plus que la solution 1 prévus pour le remplacement  
7 des transformateurs à 765-120 kV et d'autres équipements du poste à l'horizon 2030-2035.  
8 Il tient compte également des investissements de l'ordre de 73 M\$ requis pour pallier le  
9 dépassement de capacité prévu à la section à 735-315 kV du poste de Châteauguay afin  
10 d'alimenter la charge prévue aux postes Langlois et de Léry.

11 Avec un coût global actualisé plus élevé, cette solution est moins optimale sur le plan  
12 technique et reconduira la stratégie d'exploitation actuelle qui est contraignante du fait de sa  
13 dépendance à la disponibilité de plusieurs équipements autres que les GC. Elle présente  
14 également des désavantages pour ce qui est de l'évolution du poste, nécessitant l'ajout de  
15 plus d'équipements pour alimenter la charge à partir du poste de Châteauguay. Cette  
16 solution n'a pas été retenue.

### 5.3 Comparaison économique des coûts des solutions envisagées

17 Le Transporteur a réalisé une comparaison des coûts des deux solutions décrites  
18 précédemment en tenant compte des investissements requis pour la construction, des  
19 réinvestissements, des valeurs résiduelles des investissements, des pertes électriques, des  
20 coûts d'exploitation et d'entretien, de la taxe sur les services publics et du coût du capital.  
21 L'analyse économique a été réalisée sur une période de 45 ans, soit 40 ans après la mise  
22 en service des équipements.

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

- 24 • taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 4,675 % ;
- 25 • taux d'inflation générale de 2 % ;
- 26 • taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

27 Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle du flux d'investissement pour la  
28 portion comprise entre la fin de la durée d'analyse et la fin de la durée de vie utile spécifique  
29 de chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est en fonction des  
30 catégories d'équipement établies par le Transporteur.

1 Par ailleurs, comme demandé par la Régie dans ses décisions D-2012-152<sup>7</sup> et  
 2 D-2012-160<sup>8</sup>, le Transporteur a intégré les informations relatives à l'évaluation de la valeur  
 3 des pertes électriques, soit leur niveau en puissance et en énergie, ainsi que les prix de  
 4 référence utilisés, dans ses tableaux présentés à l'annexe 5. Le Transporteur confirme  
 5 également que, conformément au souhait exprimé par la Régie dans sa décision  
 6 D-2012-160<sup>8</sup>, l'analyse économique réalisée dans le présent dossier ne tient compte des  
 7 pertes électriques différentielles qu'à partir de la mise en service. Il a également intégré les  
 8 coûts d'exploitation et d'entretien<sup>9</sup>.

9 Cette comparaison est présentée au tableau 4. Les coûts sont basés sur les estimations qui  
 10 ont servi à l'identification de la solution à retenir et à développer à l'avant-projet.

**Tableau 4**  
**Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2022)**

	<b>1</b>	<b>2</b>
	<b>Deux nouveaux GC de 500 MW chacun de type VSC raccordés à 765 et à 735 kV</b>	<b>Deux nouveaux GC de 500 MW chacun de type LCC, raccordés à 315 et à 120 kV</b>
Investissements	817,2	837,3
Réinvestissements	10,7	53,7
Valeurs résiduelles	- 9,2	- 48,9
Pertes électriques différentielles	0,0	4,1
Coûts d'exploitation et d'entretien	84,9	98,0
Taxes sur les services publics	50,3	52,5
<b>Coûts globaux actualisés</b>	<b>953,9</b>	<b>996,7</b>

11 L'analyse économique réalisée par le Transporteur indique que les coûts globaux actualisés  
 12 de la solution retenue sont inférieurs à ceux de la deuxième solution étudiée.

13 Le détail de l'analyse économique et les paramètres utilisés sont présentés à l'annexe 5.

<sup>7</sup> Dossier R-3819-2012, [par. 64](#).

<sup>8</sup> Dossier R-3816-2012, [par. 42 et 43](#).

<sup>9</sup> [D-2020-083](#), par. 105.

## 6 Coûts associés au Projet

### 6.1 Sommaire des coûts

- 1 Le Transporteur rappelle que le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève
- 2 à 1 272,5 M\$.
- 3 Le tableau 5 présente 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 lignes, poste et télécommunications
<b>Coûts de l'avant-projet</b>		
<b>Sous-total</b>		<b>6 986,8</b>
<b>Coûts du projet</b>		
Ingénierie, approvisionnement et construction		1 112 223,8
Client		29 558,9
Frais financiers		123 726,0
<b>Sous-total</b>		<b>1 265 508,7</b>
<b>TOTAL</b>		<b>1 272 495,5</b>

- 4 Les coûts détaillés sont présentés à la pièce HQT-2, Document 2, déposée sous pli
- 5 confidentiel. La pièce HQT-2, Document 2.1 constitue la version caviardée de cette pièce.
- 6 Les coûts annuels sont présentés à la pièce HQT-2, Document 2, Annexe 1, également
- 7 déposée sous pli confidentiel.
- 8 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au
- 9 tableau 6. Les taux d'inflation spécifiques, ventilés par composantes, sont déposés sous pli
- 10 confidentiel à l'annexe 6<sup>10</sup> dont la version caviardée est déposée à l'annexe 6.1.

<sup>10</sup> [D-2022-003](#), par. 166.

**Tableau 6**  
**Taux d'inflation spécifiques**

Produit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Lignes	2,0%	2,0%	2,0%	2,1%	2,4%	2,3%	2,2%	2,2%
Postes	2,2%	2,0%	2,0%	2,1%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
Télécommunications	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%

1 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable l'année  
 2 de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet  
 3 proviennent des prévisions d'Hydro-Québec en date de mai 2021 préalable à l'autorisation  
 4 du Projet par le conseil d'administration d'Hydro-Québec.

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

12 Par ailleurs, dans le contexte des conditions de marché actuelles, le Transporteur a ajusté à  
 13 la hausse la provision pour tenir compte d'une augmentation possible des taux d'inflation  
 14 pendant la durée du Projet. De plus, il souligne qu'il a engagé en mars 2022 un montant  
 15 auprès d'un fournisseur afin de sécuriser le prix des GC et leur date de mise en service<sup>11</sup>.

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

- 17 • Coût de main-d'œuvre :
  - 18 ◦ ingénierie interne et externe ;
  - 19 ◦ gestion de projet et de chantier.
- 20 • Coûts reliés à la construction :
  - 21 ◦ main-d'œuvre de construction ;

---

<sup>11</sup> [D-2022-036](#).

- 1           ◦ équipement et matériaux de construction.
- 2           • Approvisionnement :
- 3           ◦ valves à IGBT de groupe convertisseur ;
- 4           ◦ transformateurs de puissance, de mesure, de courant, de tension et de de
- 5           services auxiliaires ;
- 6           ◦ fondations pour charpentes, charpentes métalliques ;
- 7           ◦ aménagement de site, drainage ;
- 8           ◦ superstructure ;
- 9           ◦ disjoncteur, sectionneur, inductance ;
- 10          ◦ câbles de commande et d'alimentation ;
- 11          ◦ fondation ;
- 12          ◦ jeux de barres, batterie de condensateurs ;
- 13          ◦ unité de commande ;
- 14          ◦ bâtiment, enveloppe extérieure (fenêtres, postes, etc.), dispositif contre le bruit;
- 15          chauffage, ventilation, électricité du bâtiment, éclairage extérieur, toiture,
- 16          clôtures et barrières ;
- 17          ◦ caniveaux et tranchées pour câbles; bassin de récupération d'huile :
- 18          ◦ système d'alimentation auxiliaires, système de protection d'incendie ;
- 19          ◦ équipement informatique ;
- 20          ◦ unité de protection, parafoudre ;
- 21          ◦ route, terrain; chemins, rues, trottoirs, stationnements, plomberie ;
- 22          ◦ mise à la terre.

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

- 24          • Coût de main-d'œuvre :
- 25               ◦ ingénierie interne et externe ;
- 26               ◦ gestion de projet et de chantier.
- 27          • Coûts reliés à la construction :
- 28               ◦ main-d'œuvre de construction ;
- 29               ◦ équipement et matériaux de construction.
- 30          • Approvisionnement :

- 1           ◦ fondations ;
- 2           ◦ pylônes ;
- 3           ◦ conducteurs ;
- 4           ◦ câble de garde;
- 5           ◦ canalisations ;
- 6           ◦ mise à la terre ;
- 7           ◦ câbles.

8 Le Transporteur souligne que l'approvisionnement est généralement réalisé par le biais  
9 d'appels d'offres et de soumissions. Le respect des directives en place en cette matière  
10 garantit une gestion efficace, équitable et transparente de ses relations avec l'ensemble de  
11 ses fournisseurs au bénéfice des clients du Transporteur. Finalement, il souligne en outre  
12 qu'Hydro-Québec déploie tous les efforts requis et agit avec la plus grande diligence afin de  
13 réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts.

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

## 6.2 Coûts associés aux différentes catégories d'investissement

19 Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « maintien des actifs » et « respect  
20 des exigences ».

21 Les coûts de la catégorie « Maintien des actifs » de l'ordre de 1 176,3 M\$ soit 92,4 % du  
22 coût total du Projet permettent le remplacement de deux nouveaux groupes convertisseurs  
23 d'une capacité totale de 1 000 MW, soit 500 MW chacun.

24 Les coûts de la catégorie « Respect des exigences » de l'ordre de 96,2 M\$ soit 7,6 % du  
25 coût total du Projet sont requis pour répondre à une demande d'un tiers (le Producteur) pour  
26 le rehaussement de la capacité totale des GC à 1 500 MW, soit 750 MW chacun. Ce  
27 montant a été établi en comparant les estimations de coûts des deux variantes de capacité,  
28 soit à 1 000 MW et à 1 500 MW. Il représente l'écart des coûts entre les deux variantes.

## 6.3 Suivi des coûts du Projet

29 Le Transporteur soutient que les coûts du Projet sont nécessaires à sa réalisation et qu'ils  
30 sont raisonnables. Par ailleurs, dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la  
31 réalisation de ses projets d'investissement, il assurera un suivi étroit des coûts du Projet.  
32 Enfin, suivant la pratique établie depuis la réglementation des activités du Transporteur, ce

1 dernier fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel à la Régie, si celle-ci  
2 le requiert. Selon les indications de la Régie, il présentera :

- 3 • le suivi des coûts réels de son Projet, sous la même forme et le même niveau de  
4 détail que ceux du tableau 5<sup>12</sup>,
- 5 • le suivi des coûts réels détaillés de son Projet, sous pli confidentiel jusqu'à l'expiration  
6 d'un délai d'un an de sa mise en service finale<sup>13</sup>, selon le niveau de détail des coûts  
7 présentés au tableau 1 - *Coûts des travaux avant-projet et projet par élément*, de la  
8 pièce HQT-2, Document 2<sup>14</sup>.

9 Dans les deux cas, il présentera également un suivi de l'échéancier du Projet et fournira, le  
10 cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels et des écarts  
11 d'échéances.

## 7 Impact tarifaire

12 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement  
13 « maintien des actifs » et « respect des exigences ». Les mises en service sont prévues  
14 pour les mois de juin 2024 et novembre 2026.

15 Les coûts attribués à la catégorie d'investissement « maintien des actifs » sont de l'ordre de  
16 1 176,3 M\$ et ceux pour la catégorie « respect des exigences » sont de l'ordre de 96,2 M\$.

17 Les travaux liés à la catégorie « maintien des actifs » assurent la pérennité des installations  
18 du Transporteur, en permettant de maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer  
19 le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les clients du  
20 réseau de transport. La Régie a indiqué<sup>15</sup> qu'il est équitable que tous les clients contribuent  
21 au paiement de ces travaux.

22 Les travaux liés à la catégorie « respect des exigences » donnent suite à la demande du  
23 Producteur en lien avec le présent Projet, à l'égard de laquelle la contribution du Producteur  
24 est estimée à 96,2 M\$<sup>16</sup>.

25 L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte  
26 les coûts de ce dernier, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement et à la  
27 taxe sur les services publics.

---

12 D-[2016-086](#), par. 104 et D-[2016-091](#), par. 74.

13 D-[2016-086](#), par. 105 et D-[2016-091](#), par. 75.

14 D-[2016-093](#), par. 71.

15 D-[2002-95](#), page 297.

16 Le Producteur assumera à la mise en service du Projet les coûts réels relatifs à sa demande, majorés de 19 % pour tenir compte des coûts d'exploitation et d'entretien (CEE).



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

5 L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 78,3 M\$ sur une période  
6 de 20 ans et de 56,1 M\$ sur une période de 40 ans, ce qui représente un impact à la marge  
7 de 2,4% sur une période de 20 ans et de 1,8 % sur une période de 40 ans par rapport aux  
8 revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2022.

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

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

14 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité figurent à  
15 l'annexe 7.

## **8 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité**

16 L'objectif premier du Projet est d'assurer la pérennité du poste de Châteauguay, une  
17 installation stratégique du réseau de transport. Il est atteint en remplaçant les systèmes et  
18 équipements âgés, désuets ou problématiques par de nouveaux conçus selon les standards  
19 de l'industrie. Ces systèmes et équipements seront moins sujets à des bris. De ce fait, le  
20 Projet permet de maintenir la qualité de prestation du service de transport et d'intégrer à  
21 celui-ci, le cas échéant, les améliorations offertes par la nouvelle technologie.

## **9 Conclusion**

22 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier à la Régie pour autorisation.  
23 Dans le cadre de ce dossier, le Transporteur est d'avis que la Régie dispose de toutes les  
24 informations pertinentes à l'évaluation du Projet. En effet, tel qu'il appert du tableau 1, la  
25 preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement de chacun des  
26 renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du  
27 premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi* et du *Règlement*.

28 De plus, le Transporteur démontre que cet investissement correspond à la solution optimale  
29 mise de l'avant pour le poste de Châteauguay et qu'il est rendu nécessaire pour assurer la  
30 pérennité et la fiabilité de cet actif, tout en répondant à une demande du Producteur. Cet  
31 investissement sera, une fois réalisé, utile à l'exploitation fiable du réseau de transport.