

QUÉBEC  
NO : R-4185-2022

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**DEMANDE DU TRANSPORTEUR  
RELATIVE AU REMPLACEMENT DES  
GROUPES CONVERTISSEURS AU POSTE  
DE CHÂTEAUGUAY  
(ci-après le «TRANSPORTEUR»)**

Demanderesse

**et**

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES  
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS  
D'ÉLECTRICITÉ  
(ci-après « AQCIE »)**

**et**

**LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE  
FORESTIÈRE DU QUÉBEC  
(ci-après « CIFQ »)**

Intervenants

**Mémoire de l'AQCIE et du CIFQ  
Le 11 novembre 2022  
(Version caviardée)**

## Table des matières

1	Contexte .....	3
2	Justification .....	4
3	Définition de la solution optimale pour le maintien de la capacité requise de l'interconnexion HQT-MASS .....	7
4	Comparaison des solutions analysées par le Transporteur .....	12
4.1-	Aspect économique .....	12
4.1.1-	Investissements de 60 M\$ .....	14
4.1.2 -	Investissements de 73 M\$ .....	14
4.1.3 -	Différentiel des coûts d'entretien et d'exploitation .....	17
4.2 -	Aspect technique .....	21
5	La contribution du Producteur .....	21
5.1 -	Évaluation du Transporteur .....	21
5.2 -	Évaluation de la contribution selon l'AQCIE et le CIFQ .....	22
6	Le coût des rubriques Ingénierie, Gérance et Client par rapport au coût total des équipements de poste .....	23
7	La rubrique Provision .....	25

## 1- Contexte

Le Transporteur mentionne que les deux groupes convertisseurs de 500 MW (GC) du poste Châteauguay reliés à l'interconnexion HQT-MASS d'une capacité maximale de 1 800 MW atteindront la fin de leur vie utile en 2024, que plusieurs interventions ont été réalisées afin d'assurer le bon fonctionnement des GC jusqu'à la fin de leur vie utile, et que la maintenance est devenue problématique en raison notamment de l'indisponibilité de certaines pièces de réserve.<sup>1</sup>

Il a comparé deux solutions permettant de maintenir la capacité de l'interconnexion.

Une première solution consiste à remplacer les deux GC existants par deux GC de même capacité (500 MW), mais de modifier la configuration du poste Châteauguay de façon à raccorder les GC au niveau de tension 735 kV du côté Québec et au niveau de tension 765 kV du côté américain.<sup>2</sup>

Une deuxième solution consiste également à remplacer les deux GC existants par deux GC de même capacité (500 MW). Cependant, la configuration du poste Châteauguay reste inchangée : les GC sont raccordés aux niveaux de tension 315 kV et 120 kV.

Dans les deux cas, il faut une contribution de la centrale Beauharnois pour assurer la satisfaction de la capacité des réservations pour le service de transport à long terme totalisant 1 450 MW.<sup>3</sup>

À la suite de la comparaison des deux solutions, le Transporteur a retenu la première solution, soit le raccordement des GC aux niveaux de tension 735 kV et 765 kV.

Cependant, le Producteur a demandé au Transporteur de remplacer les GC de 500 MW par des GC de 750 MW. Ce rehaussement permet d'utiliser uniquement les GC du poste de Châteauguay pour livrer l'intégralité du service de transport ferme de long terme, ce qui simplifie l'exploitation de la centrale de Beauharnois.<sup>4</sup>

Étant donné que le coût de la solution demandée par le Producteur est supérieur au coût de la solution retenue par le Transporteur, il est prévu que le Producteur verse une contribution au Transporteur. Cette contribution évaluée à 96,2 M\$<sup>5</sup> représente l'écart des coûts entre la solution demandée par le Producteur et la solution retenue par le Transporteur.<sup>6</sup>

---

<sup>1</sup> B-0009, page 9

<sup>2</sup> B-0009, page 10

<sup>3</sup> B-0009, page 15

<sup>4</sup> B-0009, page 10

<sup>5</sup> B-0009, page 24

<sup>6</sup> B-0009, page 23

L'analyse de l'AQCIE et du CIFQ vise à s'assurer que la contribution du Producteur représente bien l'écart entre le coût de la solution demandée par le Producteur et la solution de moindre coût qui permet de satisfaire la capacité pour le service de transport à long terme totalisant 1 450 MW.

L'analyse des intervenants traite d'abord de la justification du Projet.

Puis, comme recommandation principale, l'AQCIE et le CIFQ présentent une variante des solutions #1 et #2 analysées par le Transporteur qui permettrait de fournir la capacité requise. Selon l'AQCIE et le CIFQ, le coût de cette variante serait inférieur au coût de la solution retenue par le Transporteur et devrait être considéré comme la solution de référence pour évaluer la contribution du Producteur.

Comme recommandation subsidiaire, les intervenants présentent une analyse de la comparaison effectuée par le Transporteur entre les scénarios #1 et #2 afin de s'assurer que la solution retenue est la solution la plus économique.

De plus, les intervenants traitent de l'augmentation des frais des rubriques Ingénierie, Gérance et Client.

Enfin, les intervenants signalent l'ampleur du montant de la rubrique Provision,

## **2- Justification**

Le transporteur mentionne que, les GC sont vieillissants, qu'ils atteindront la fin de leur durée de vie utile en 2024, et que plusieurs de leurs composantes présentent un état préoccupant.

De plus, il signale que plusieurs composantes ont subi des défaillances au cours des dernières années et que la maintenance est devenue problématique compte tenu des nombreuses pièces de réserve essentielles qui ne sont plus disponibles sur le marché.<sup>7</sup>

Concernant la disponibilité de l'interconnexion, le Transporteur mentionne <sup>8</sup>:

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

---

<sup>7</sup> B-0009, page 13 et 14

<sup>8</sup> B-0009, pages 14 et 15

*Malgré ces interventions, la vétusté des groupes convertisseurs a entraîné une hausse considérable des bris des composantes des GC affectant la disponibilité de l'interconnexion au cours des dernières années. Étant donné l'état des équipements en cause et l'indisponibilité de certaines pièces de réserve, une approche à la pièce n'est plus envisageable pour garantir la fiabilité et la disponibilité de l'interconnexion. Un remplacement complet des GC est donc nécessaire.*

Pour valider cette affirmation, les intervenants présentent le tableau suivant qui montre l'indicateur *Disponibilité de services aux interconnexions*<sup>9</sup>, déposé par le Transporteur dans le cadre du dossier R-4167-2021.

**Le tableau suivant présente les données utilisées pour le calcul de l'indicateur.**

**Tableau R1.3\***

Interconnexion	Énergie (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	Moyenne
<b>Ontario (ON)</b>	$\sum \text{TTC}_{\text{hr}}$ (1)	19 129	18 298	20 172	21 888	21 750	NA
	$\sum \text{TTC}_{\text{réf}}$ (2)	23 761	23 696	23 696	23 696	23 761	NA
	<b>Indicateur = (1)/(2)</b>	<b>80,5 %</b>	<b>77,2 %</b>	<b>85,1 %</b>	<b>92,4 %</b>	<b>91,5 %</b>	<b>85,3 %</b>
<b>New-York (NY)</b>	$\sum \text{TTC}_{\text{hr}}$ (3)	15 937	14 141	15 466	16 500	16 248	NA
	$\sum \text{TTC}_{\text{réf}}$ (4)	17 559	17 511	17 511	17 511	17 559	NA
	<b>Indicateur = (3)/(4)</b>	<b>90,8 %</b>	<b>80,8 %</b>	<b>88,3 %</b>	<b>94,2 %</b>	<b>92,5 %</b>	<b>89,3 %</b>
<b>Nouvelle-Angleterre (NE)</b>	$\sum \text{TTC}_{\text{hr}}$ (5)	16 191	18 615	18 001	19 392	18 545	NA
	$\sum \text{TTC}_{\text{réf}}$ (6)	20 379	20 323	20 323	20 323	20 379	NA
	<b>Indicateur = (5)/(6)</b>	<b>79,4 %</b>	<b>91,6 %</b>	<b>88,6 %</b>	<b>95,4 %</b>	<b>91,0 %</b>	<b>89,2 %</b>
<b>Nouveau-Brunswick (NB)</b>	$\sum \text{TTC}_{\text{hr}}$ (7)	6 676	7 830	7 718	8 038	8 386	NA
	$\sum \text{TTC}_{\text{réf}}$ (8)	9 039	9 014	9 014	9 014	9 166	NA
	<b>Indicateur = (7)/(8)</b>	<b>73,9 %</b>	<b>86,9 %</b>	<b>85,6 %</b>	<b>89,2 %</b>	<b>91,5 %</b>	<b>85,4 %</b>
<b>GLOBAL</b>	$\sum \text{TTC}_{\text{hr}}$ (9)	57 695	58 674	61 083	65 523	64 632	NA
	$\sum \text{TTC}_{\text{réf}}$ (10)	70 439	70 246	70 246	70 246	70 566	NA
	<b>Indicateur = (9)/(10)</b>	<b>81,9 %</b>	<b>83,5 %</b>	<b>87,0 %</b>	<b>93,3 %</b>	<b>91,6 %</b>	<b>87,5 %</b>

\* L'indicateur global prend en considération des limitations à 325 MW sur le total des chemins CORN inclus dans l'Ontario (ON) et DEN inclus dans New-York (NY) dont les  $\text{TTC}_{\text{réf}}$  totalisent 359 MW. Ainsi, la somme des deux chemins pour les  $\text{TTC}_{\text{hr}}$  et pour les  $\text{TTC}_{\text{réf}}$  est limitée lorsqu'elle dépasse 325 MW. Pour les fins du tableau demandé par interconnexion les  $\text{TTC}_{\text{hr}}$  et  $\text{TTC}_{\text{réf}}$  n'ont pas été limités indépendamment pour ces deux chemins, car c'est la combinaison des deux qui est limitative.

On peut constater que sur les 5 dernières années la disponibilité des interconnexions vers New York est plus élevée que la disponibilité des autres interconnexions. On peut également constater que la situation s'est améliorée depuis l'année 2017.

<sup>9</sup> R-4167-2021, B-0163, page 6

En réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ de concilier les deux informations, le Transporteur renvoie les intervenants à une réponse fournie à une demande de l'AHQ-ARQ qui mentionne <sup>10</sup>:

*Par ailleurs, l'indicateur présenté à la référence (ii) pour la zone « New York » est basé sur les capacités de transfert totales (Total Transfer Capability) « TTC » horaires et dépend de l'état d'un grand nombre d'équipements et de facteurs sur différents chemins interconnectés. Le Transporteur soumet qu'il est inapproprié de tenter une corrélation directe entre l'indisponibilité des GC au poste de Châteauguay et l'indicateur en référence.*

Dans le but de mieux comprendre la réponse du transporteur, les intervenants présentent le tableau suivant qui montre la capacité totale de transfert maximale en condition dégradée de l'interconnexion HQT-MASS présenté sur le site OASIS du Transporteur.<sup>11</sup>

**Tableau 1 : TTC maximales en condition dégradée**

Contrainte	TTC maximale (MW)	
	Livraison	Réception
Aucune	1800	1000
Indisponibilité de la ligne 7040	0	0
Indisponibilité dans le réseau 315-735 kV	1800	600
Indisponibilité d'un groupe convertisseur	1400	500
Indisponibilité d'un transformateur	1650	1000
Indisponibilité de la ligne 1362 ou 1363	1500	1000
Indisponibilité dans le réseau local à 120 kV	1800	800
Très faible charge en réseau	1800	900
Indisponibilité de deux groupes convertisseurs	1370	0

On peut constater que l'indisponibilité de la ligne 7040 reliant le poste Châteauguay au réseau de New York a un impact majeur puisqu'aucune livraison n'est possible.

Dans le cas de l'indisponibilité d'un GC, 1 400 MW peuvent tout de même être livrés, et même dans le cas où les deux GC ne seraient pas disponibles, 1 370 MW pourraient être livrés.

Ces constatations permettent de conclure que l'impact de l'indisponibilité des GC n'est pas majeur puisque la presque totalité de la capacité peut être livrée, et que la justification première du remplacement des GC est leur vétusté et *l'indisponibilité de certaines pièces de réserve*.

<sup>10</sup> B-0025, page 13

<sup>11</sup> Site OASIS du Transporteur – Description du point de livraison/réception HQT-MASS

### **3- Définition de la solution optimale pour le maintien de la capacité requise de l'interconnexion HQT-MASS.**

Le Transporteur mentionne que sa demande vise essentiellement à remplacer les deux groupes convertisseurs au poste Châteauguay. Il ajoute que ces travaux sont rendus nécessaires *afin d'assurer la pérennité de l'installation.*<sup>12</sup>

Les deux GC actuels à courant continu à haute tension (CCHT) d'une puissance de 500 MW chacun, ont été mis en service en 1984. Par l'entremise de trois transformateurs à 765-120 kV, les GC sont raccordés à une ligne d'interconnexion à 765 kV reliant le réseau de transport du Québec à celui de l'État de New York par le poste de Massena (chemin HQT-MASS).<sup>13</sup>

Il ajoute : « *Les GC sont vieillissants et atteindront la fin de leur durée de vie utile en 2024. Leur vétusté a entraîné une hausse des bris des composantes des GC affectant la disponibilité de l'interconnexion au fil des années. Plusieurs interventions ont été réalisées depuis 2008 afin d'assurer le bon fonctionnement des GC jusqu'à la fin de leur durée de vie utile. Par ailleurs, la maintenance des GC est devenue problématique en raison de leur désuétude et de l'indisponibilité de certaines pièces de réserve. Le remplacement des GC du poste de Châteauguay est donc nécessaire* »<sup>14</sup>.

La comparaison des solutions réalisée par le Transporteur porte sur une solution qui prévoit un réaménagement du poste Châteauguay (solution 1) et une solution qui garde la configuration actuelle (solution 2).

La solution 1<sup>15</sup> prévoit une nouvelle configuration du poste. Elle implique l'installation de deux nouveaux GC, d'une capacité totale de 1 000 MW. Ceux-ci sont raccordés à 735 kV du côté du Québec et à 765 kV du côté de New York.

La solution 2<sup>16</sup> prévoit le maintien de la configuration actuelle du poste de Châteauguay. Elle implique également l'installation de deux nouveaux GC d'une capacité totale de 1 000 MW. Cependant, ceux-ci sont raccordés à 315 kV du côté du Québec et à 120 kV du côté de New York comme c'est le cas actuellement.

L'AQCIE et le CIFQ constatent que les deux solutions analysées par le Transporteur impliquent un apport de la centrale de Beauharnois. Selon la compréhension des intervenants, dans l'état actuel cet apport peut s'élever jusqu'à 800 MW puisque la capacité de l'interconnexion est de 1 800 MW<sup>17</sup> et que la capacité des GC est de 1 000 MW.

---

<sup>12</sup> B-0009, page 5

<sup>13</sup> B-0009, page 7

<sup>14</sup> B-0009, page 9

<sup>15</sup> B-0009, pages 16 et 17

<sup>16</sup> B-0009, pages 17 et 18

<sup>17</sup> B-0009, page 8

Étant donné que la centrale de Beauharnois peut fournir 800 MW et que la capacité des réservations est de 1 450 MW<sup>18</sup>, les intervenants ont demandé au Transporteur de justifier sur le plan économique et sur le plan technique l'installation de deux GC de 500 MW alors qu'un seul GC de 650 MW serait suffisant.

En réponse à cette demande de l'AQCIE-CIFQ, le Transporteur mentionne<sup>19</sup> :

*6.1 Veuillez justifier l'installation de deux GC de 500 MW. Veuillez notamment préciser si ce choix est basé sur des critères économiques ou techniques et, s'il y a lieu, fournir ces critères.*

*Réponse :*

*Le Transporteur rappelle que le Projet vise à assurer la pérennité des deux GC de 500 MW au poste de Châteauguay. Il souligne que les investissements en Maintien des actifs servent à maintenir la capacité de service offerte en tenant compte notamment des plus récents progrès techniques et technologiques disponibles et utiles.*

*6.2 Veuillez fournir, selon le même format que celui de la référence (v), une comparaison économique impliquant l'installation d'un seul GC de 650 MW pour les deux solutions analysées.*

*Réponse :*

*Cette question réfère à un scénario hypothétique. Le Transporteur ne dispose pas d'une telle analyse. De plus, ce scénario ne permet pas au Transporteur de maintenir la capacité du service de transport.*

Tout d'abord, les intervenants soulignent que le Transporteur mentionne que le scénario d'un seul GC de 650 MW *ne permet pas au Transporteur de maintenir la capacité du service de transport.*

Or, selon l'AQCIE et le CIFQ, il n'est pas nécessaire de maintenir la capacité actuelle puisque, comme mentionné plus haut, la capacité de transport est actuellement de 1 800 MW, alors que les obligations du Transporteur sont de 1 450 MW.<sup>20</sup>

L'objectif du projet devrait être d'honorer les engagements du Transporteur concernant les réservations fermes de long terme, et non pas d'« assurer la pérennité des deux GC de 500 MW au poste de Châteauguay » et de « maintenir la capacité de service de transport » au-delà de ce qui est requis. Maintenir une capacité de 1 800 MW alors que les besoins sont de 1 450 MW a pour effet de surdimensionner le réseau et le Transporteur ne

---

<sup>18</sup> B-0009, page 15

<sup>19</sup> B-0022, page 15

<sup>20</sup> B-0009, page 15



présente aucune justification relative aux coûts supplémentaires nécessités par ce surdimensionnement.

Les installations actuelles ont été justifiées et mises en service en 1984<sup>21</sup>, soit dans un contexte très différent du contexte actuel. À cette époque, la réalisation du complexe La Grande était en cours et Hydro-Québec anticipait des surplus importants qu'elle prévoyait écouler sur les marchés américains. L'interconnexion HQT-MASS était un élément majeur permettant d'écouler ces surplus.

Le contexte actuel est totalement différent. À la suite de l'ouverture des marchés permettant la libre circulation de l'énergie entre le réseau québécois et les réseaux voisins durant les années '90, Hydro-Québec a effectué une séparation fonctionnelle de ses activités en créant notamment TransÉnergie avec la mission notamment de transporter l'électricité et commercialiser la capacité de transport.

Dans le contexte actuel, les obligations du Transporteur concernent la satisfaction des besoins de la charge locale et des demandes de service de transport de point à point de long terme en conformité avec la Loi sur la Régie de l'énergie, notamment l'article 73.

Ainsi, selon l'AQCIE et le CIFQ, pour que le coût des investissements du Transporteur soit inclus dans les revenus requis du Transporteur, il faut que celui-ci fasse la démonstration que ces investissements répondent aux besoins de service de transport identifiés.

Ainsi, dans le cas présent, au lieu de simplement assurer la pérennité des deux GC actuels, il faut plutôt s'assurer de satisfaire les obligations du Transporteur au moindre coût possible « *en tenant compte notamment des plus récents progrès techniques et technologiques disponibles et utiles* ».

Dans cette perspective, il y a lieu de considérer les possibilités offertes par la production de la centrale de Beauharnois et l'installation d'un seul GC.

D'ailleurs dans trois dossier récents traités par la Régie concernant de nouvelles interconnexions, le Transporteur a retenu l'installation d'un seul convertisseur.<sup>22</sup> Si l'installation d'un seul convertisseur était adéquate pour ces trois nouvelles interconnexions, il n'y a pas de raison pour que la situation soit différente dans le cas actuel. D'autant plus qu'une livraison de 1 370 MW serait possible en cas d'indisponibilité du GC comme cela est indiqué au tableau 1 de la section 2, ce qui n'est pas le cas des trois autres interconnexions prévues où l'indisponibilité du convertisseur provoque l'arrêt complet des livraisons.

Le fait de considérer l'installation d'un seul GC n'empêchera pas nécessairement la réalisation du projet actuel d'installer deux GC de 750 MW, mais permettra de mieux évaluer la contribution requise du Producteur. En effet, le client du Transporteur qui

---

<sup>21</sup> B-0009, page 4

<sup>22</sup> R-3956-2015, B-0004, page 12, R-4112-2019, B-0004, page 5 et R-4188-2022, B-0004, page 5

exige une solution ayant un coût plus élevé que la solution la plus économique doit verser une contribution correspondant à la différence entre les deux coûts.

Dans les circonstances, il est donc impératif de s'assurer que la solution de référence du Transporteur soit celle qui peut se réaliser au moindre coût, tout en permettant de respecter les obligations du Transporteur.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, l'installation d'un seul GC est suffisante pour respecter la satisfaction de la totalité des réservations de long terme de 1 450 MW.

Par ailleurs, pour justifier le maintien d'une capacité de 1 000 MW, le Transporteur mentionne :

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

Il est à noter que lors des audiences relatives au Plan d'approvisionnement, le Distributeur mentionne :

*R. Oui, c'est que le mille cents mégawatts (1100 MW) c'est vraiment la capacité maximale qui pourrait provenir de la zone de réglage de New York. Ce mille cents mégawatts (1100 MW)-là, par exemple, pour être capable de le sécuriser il nous faut des joueurs, il nous faut des joueurs qui sont prêts à vendre... à vendre, dans le fond, à nous vendre leur puissance. Donc, qui vont vraiment physiquement se... se soustraire du marché de New York pour nous vendre cette puissance-là.*

*Donc, présentement puis avec les derniers appels d'offres qu'on a faits, cette... ce potentiel-là, il n'est pas suffisant pour garantir un mille cents mégawatts (1100 MW) qui proviendrait de New York. Puis je vous donne, par exemple, là, lors du dernier appel d'offres qu'on a fait, il y avait seulement dix pour cent (10 %) des quantités qu'ils nous ont offertes, qui nous ont été offertes, qui provenaient de New York. Donc, si on... on ne juge pas raisonnable le fait d'aller mettre dans notre bilan de puissance des capacités à la hauteur de mille cents mégawatts (1100 MW) qui viendraient de New York, avec les résultats qu'on a déjà eus dans le passé, ce qu'on fait par exemple, puis c'est une de nos inquiétudes, ce qu'on fait nous c'est qu'on essaie de développer puis d'aller chercher des nouvelles contreparties qui sont actives sur ce marché-là pour*

*essayer justement de bâtir puis d'augmenter les quantités qu'on pourrait avoir en provenant de New York. Mais pour l'instant ces démarches-là, elles n'ont pas abouti à avoir plus d'offres ou en tout cas avoir des quantités soumises qui seraient plus élevées en provenance de New York.*

*Donc, c'est pour ça qu'on ne peut pas, dans notre évaluation, tenir compte d'un potentiel de mille cent mégawatts (1100 MW) de New York, plus des mégawatts qui viendraient de la zone de réglage. Donc, on... avec... avec ce qu'on a récemment comme appel d'offres puis ce qu'on a eu comme résultat, on n'est pas confiant d'aller jusqu'à ce niveau-là.<sup>23</sup>*

On doit donc comprendre que le Distributeur *ne juge pas raisonnable le fait d'aller mettre dans notre bilan de puissance des capacités à la hauteur de mille cents mégawatts (1100 MW) qui viendraient de New York*, et que le Distributeur, la contribution en puissance attendue du marché de New York serait inférieure à 1 100 MW.

Dans ces circonstances, il est utile de rappeler que la mise en service d'une nouvelle interconnexion avec le NYISO d'une capacité de 1283 MW et dont les équipements, sont conçus pour permettre leur utilisation en mode réception<sup>24</sup> est prévue en décembre 2025. Ainsi, même avec un seul GC au poste Châteauguay, une capacité d'au moins 2 000 MW en provenance de New York pourra être assurée pour les besoins du Distributeur, ce qui est amplement plus élevé que la capacité attendue.

Donc, selon l'AQCIE et le CIFQ, l'installation d'un seul GC permet de satisfaire les besoins de de service de transport de 1 450 MW.

De plus, la contribution attendue du marché de New York pour la satisfaction des besoins du Distributeur pourra être assurée en tenant compte par la nouvelle interconnexion. La mise en service de celle-ci est au printemps 2026<sup>25</sup> soit avant la mise en service du Projet qui est en novembre 2026.

Il est donc tout à fait approprié d'installer un seul GC d'une capacité inférieure à la capacité des deux GC actuels.

En conséquence, le coût de l'installation d'un deuxième GC pour répondre à la demande du Producteur doit représenter la contribution du Producteur.

À partir de l'information fournie par le Transporteur<sup>26</sup>, l'AQCIE et le CIFQ évaluent cette contribution à près de ■■■ M\$ en considérant la moitié des coûts d'approvisionnement et de construction, ainsi que les frais financiers applicables.

---

<sup>23</sup> R-4110-2019, A-0059, pages 182 à 184

<sup>24</sup> R-4188-2022, B-0004, page 7

<sup>25</sup> R-4210-2022, B-0011, page 43

<sup>26</sup> B-0014, page 6

**L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'exiger que la contribution du Producteur corresponde au coût additionnel résultant de l'installation d'un deuxième GC.**

#### **4- Comparaison des solutions analysées par le Transporteur**

La comparaison des solutions porte sur une solution qui prévoit un réaménagement du poste Châteauguay (solution 1) et une solution qui garde la configuration actuelle (solution 2).

La solution 1<sup>27</sup> prévoit une nouvelle configuration du poste. Les deux nouveaux GC, d'une capacité totale de 1 000 MW sont raccordés à 735 kV du côté du Québec et à 765 kV du côté de New York.

Un apport de la centrale Beauharnois est donc nécessaire pour satisfaire l'ensemble du service de long terme, et pour cela il faut reconduire le mode d'exploitation actuelle de la centrale comportant la synchronisation des groupes de Beauharnois sur le réseau de New York.

Selon cette nouvelle configuration, les nouveaux GC à 735 kV et à 765 kV alimentent la ligne d'interconnexion directement à partir du réseau de transport principal, ce qui permet de diminuer le transit dans les paliers de tension à 315 kV et à 120 kV.

Par conséquent, moins d'équipements de transformation seraient dorénavant requis au poste de Châteauguay.

La solution 2<sup>28</sup> prévoit le maintien de la configuration actuelle du poste de Châteauguay. Les deux nouveaux GC d'une capacité totale de 1 000 MW sont raccordés à 315 kV du côté du Québec et à 120 kV du côté de New York. L'ajout de deux nouveaux compensateurs statiques (CLC) serait également nécessaire.

On doit retenir que les deux solutions analysées par le Transporteur reconduisent la stratégie d'exploitation actuelle de la centrale de Beauharnois, comportant la synchronisation des groupes de cette centrale sur le réseau de New York pour livrer l'ensemble du service de transport ferme à long terme de point à point totalisant 1 450 MW à l'interconnexion HQT-MASS.

##### **4.1- Aspect économique**

Les résultats de la comparaison économique sont reproduits ci-dessous.<sup>29</sup>

---

<sup>27</sup> B-0009, pages 16 et 17

<sup>28</sup> B-0009, pages 17 et 18

<sup>29</sup> B-0009, page 19

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

	1 Deux nouveaux GC de 500 MW chacun de type VSC raccordés à 765 et à 735 kV	2 Deux nouveaux GC de 500 MW chacun de type LCC, raccordés à 315 et à 120 kV
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>

Les coûts globaux actualisés de la solution 1 s'élèvent à 953,9 M\$.

Les coûts globaux actualisés de la solution 2 s'élèvent à 996,7 M\$. Ces coûts tiennent compte des investissements de l'ordre de 60 M\$ (en \$courant<sup>30</sup>) de plus que la solution 1 prévus pour le remplacement des transformateurs à 765-120 kV et d'autres équipements du poste à l'horizon 2030-2035, et des investissements de l'ordre de 73 M\$ (\$courants<sup>31</sup>) pour pallier le dépassement de capacité prévu à la section à 735-315 kV du poste de Châteauguay afin d'alimenter la charge prévue aux postes Langlois et de Léry.<sup>32</sup>

La différence des coûts globaux actualisés entre les deux solutions est de 42,8 M\$.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, ce faible écart de coût n'est pas significatif d'autant plus que certains coûts pris en compte dans la solution 2 sont problématiques, notamment les investissements de 60 M\$ et 73 M\$ mentionnés plus haut et le différentiel des coûts d'entretien et d'exploitation de 13,1 M\$.

Ces trois éléments sont traités ci-dessous.

<sup>30</sup> B-0027, page 16

<sup>31</sup> B-0027, page 16

<sup>32</sup> B-0009, page 18

#### 4.1.1- Investissement de 60 M\$

Le Transporteur mentionne que la solution 2 prend en compte des investissements de l'ordre de 60 M\$ (en \$courant) **de plus** que la solution 1, lesquels sont prévus pour le remplacement des transformateurs à 765-120 kV et d'autres équipements du poste à l'horizon 2030-2035.<sup>33</sup>

En réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ, le Transporteur précise que ces investissements sont reliés au *remplacement des principaux équipements reliés aux transformateurs T13 et T14 et à 5 disjoncteurs à l'horizon 2026 à 2031 dans la solution 2.*<sup>34</sup>

Selon l'AQCIE et le CIFQ, il n'est pas exact d'affirmer qu'il faut remplacer deux transformateurs **de plus** dans la solution 2 par rapport à la solution 1.

En effet, dans le cas de la solution 1, il faudrait remplacer au moins un transformateur 765/120 kV (T13 ou T14) car, étant donné que cette solution nécessite un apport de la centrale de Beauharnois, il faut au moins deux transformateurs 765/120 kV pour assurer la satisfaction de la totalité des capacités réservées lors de perte d'un transformateur. Ainsi, en plus du transformateur T11, il faut un autre transformateur, T13 ou T14, et les disjoncteurs reliés à celui-ci.

**Pour ces raisons, les investissements en plus de la solution 2 par rapport à la solution 1 devraient être réduits de moitié. Un montant de 30 M\$ devrait donc être ajouté à l'évaluation de la solution 1 dans la comparaison économique.**

#### 4.1.2 - Investissements de 73 M\$

Le Transporteur mentionne que des investissements de l'ordre de 73 M\$ sont requis pour pallier le dépassement de capacité prévu à la section à 735-315 kV du poste de Châteauguay afin d'alimenter la charge prévue aux postes Langlois et de Léry.<sup>35</sup>

*En réponse à une demande de renseignement, il précise que l'analyse comparative des solutions tient compte des investissements pour le remplacement du transformateur T2 et la reconfiguration de son raccordement à la section 735 kV à l'horizon 2026 dans la solution 2.*<sup>36</sup>

Il explique que la section à 735-315 kV du poste Châteauguay est constituée de trois transformateurs à 735-315 kV qui permettent l'échange d'énergie entre le réseau principal et les GC ainsi que l'alimentation de la charge locale desservie par les postes sources Langlois et de Léry à 315-120 kV. Le transit dans la transformation est limité par

---

<sup>33</sup> IBID

<sup>34</sup> B-0027, page 16

<sup>35</sup> B-0009, page 18

<sup>36</sup> B-0027, page 17

des contraintes associées au raccordement et aux capacités des transformateurs. La transformation est assurée par deux transformateurs d'une capacité de 1 650 MVA (T1 et T3) et d'un troisième d'une capacité de 600 MVA (T2). Le mode de raccordement des transformateurs **rend possible** le déclenchement simultané des transformateurs T1 et T2 en simple contingence, ce qui réduit la capacité de transformation à la capacité de surcharge du transformateur T3.

Ainsi, selon le Transporteur, il est prévu que le transit dans la section à 735-315 kV, pour alimenter à la fois les GC et la charge prévue aux postes Langlois et de Léry, dépasse la capacité de transformation à court terme.<sup>37</sup>

En réponse à une demande de renseignement, il mentionne que la capacité de surcharge en hiver du transformateur T3 est de 2 142 MVA.<sup>38</sup>

Pour expliquer le dépassement de la capacité de transformation 735-315 kV, le Transporteur mentionne que ses analyses *portant sur la pérennité des GC laissent entrevoir un dépassement de la capacité de transformation à l'horizon 2025 à 2030, tenant compte des prévisions de charge du Distributeur aux postes Langlois et de Léry, des hypothèses de production possibles dans le sous-réseau, du transit simulé dans les groupes convertisseurs et des transits avec les réseaux voisins.*

*(...) De plus, le Transporteur précise qu'aucun projet visant à répondre à la croissance de charge desservie par les postes Langlois et de Léry n'est actuellement requis.*<sup>39</sup>

Les explications du Transporteur ne présentent aucune démonstration chiffrée qui permette de démontrer que la capacité de transformation 735-315 kV de 2 142 MW sera dépassée à l'horizon 2025-2030.

Tout au plus, il mentionne que dans certaines conditions ses analyses « laissent entrevoir » un dépassement de la capacité. De plus, il précise *qu'aucun projet visant à répondre à la croissance de charge desservie par les postes Langlois et de Léry n'est actuellement requis.*

**Selon l'AQCIE et le CIFQ, ces explications ne justifient pas l'inclusion du montant de 73 M\$ dans les coûts de la solution 2 et ce montant doit être exclu de la comparaison économique.**

Dans sa demande de renseignements, l'AQCIE et le CIFQ ont présenté les tableaux suivants qui montrent respectivement le transit prévu à la pointe d'hiver dans les transformateurs 315-120 kV des postes Langlois et de Léry et dans les transformateurs 735-315 kV du poste Châteauguay sur la période 2015-2021.

---

<sup>37</sup> B-0009, pages 7 et 8

<sup>38</sup> B-0027, page 5

<sup>39</sup> B-0029, pages 4 et 5

Le premier tableau concerne les transits dans les transformateurs 315-120 kV des postes Langlois et de Léry.

Tableau AQCIE-CIFQ - 1 : Transit prévu dans les transformateurs 315-120 kV des postes Langlois et de Léry (les références sont fournies aux tableaux)

Historique du transit prévu à la pointe d'hiver 315/120 kV				
		Langlois <sup>1</sup>	De Léry <sup>1</sup>	Total
Transit à la pointe		MVA	MVA	MVA
R-3981-2016, B-27, pages 11 et 12	Hiver 2015-2016	505	479	984
R-4012-2017, B-31, pages 11 et 12	Hiver 2016-2017	485	268	753
R-4058-2018, B-32, pages 11 et 12	Hiver 2017-2018	121	383	504
R-4096-2019, B-37, pages 11 et 12	Hiver 2018-2019	120	454	574
R-4167-2021, B-69, pages 11 et 12	Hiver 2020-2021	503	407	910

NOTE 1 : La production locale sur ce sous-réseau (Beauharnois) peut varier

Pour le poste Langlois, on peut constater que le transit dans les transformateurs 315-120 kV n'a pas augmenté sur la période 2015 à 2021 et qu'il a diminué fortement pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018.

Pour le poste de Léry, le transit maximum prévu a été de 479 MVA à l'hiver 2015-2016. Dans ce cas, on remarque également de fortes variations de transit.

Pour le total des deux postes on peut constater que le transit maximum a été prévu pour l'hiver 2015-2016 pour une capacité de 984 MVA.

Le deuxième tableau concerne les transits dans les transformateurs 735-315 kV du poste Châteauguay.

Tableau AQCIE-CIFQ – 2 : Transit prévu dans les transformateurs 735-315 kV du postes Châteauguay

Historique du transit prévu à la pointe d'hiver		
		Châteauguay 735/315 kV
Transit à la pointe		MVA
R-3981-2016, B-27, page 8	Hiver 2015-2016	2003
R-4012-2017, B-31, page 8	Hiver 2016-2017	1537
R-4058-2018, B-32, page 8	Hiver 2017-2018	1268
R-4096-2019, B-37, page 8	Hiver 2018-2019	1175
R-4167-2021, B-69, page 8	Hiver 2020-2021	1249

NOTE 1 : La production locale sur ce sous-réseau (Beauharnois) peut varier



On peut constater que la capacité de 1 249 MVA prévue à l'hiver 2020-2021 dans les transformateurs 735-315 kV du poste Châteauguay est nettement inférieure à la capacité ferme évaluée à 2 149 MVA.

Par ailleurs, il apparaît que le transit dans les transformateurs du poste Châteauguay n'est pas relié directement au transit dans les transformateurs des postes Langlois et de Léry, comme le montre le tableau suivant :

Tableau AQCIE-CIFQ - 3 : Transit dans les transformateurs pour les hivers 2015-2016 et 2020-2021.

	Langlois et de Léry	Châteauguay
Transit à la pointe	MVA	MVA
Hiver 2015-2016	984	2003
Hiver 2020-2021	910	1249

À l'hiver 2015-2016, le transit total dans les transformateurs des postes Langlois et de Léry est de 984 MVA et de 2 003 dans les transformateurs du poste Châteauguay, alors que pour l'hiver 2020-2021, le transit dans les transformateurs des postes Langlois et de Léry est de 910 MVA mais de seulement 1249 MVA dans les transformateurs du poste Châteauguay.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, les fortes variations constatées aux tableaux AQCIE-CIFQ-1 et AQCIE-CIFQ-2 s'expliquent par la note qui mentionne que la production locale (Beauharnois) sur ces sous-réseaux peut varier.

Ces constatations permettent de conclure que la production locale doit être prise en considération pour la démonstration du dépassement de la capacité de transformation 735/315 kV au poste Châteauguay.

**Les données historiques et la preuve actuelle du Transporteur ne permettent pas de conclure qu'il faut « entrevoir » un dépassement de la capacité de transformation 735-315 kV au poste Châteauguay. En conséquence l'inclusion du montant de 73 M\$ dans les coûts de la solution 2 n'est pas justifiée et ce montant doit être retiré de la comparaison économique.**

#### 4.1.3 - Différentiel des coûts d'entretien et d'exploitation

Dans sa décision D-2018-001, la Régie a défini les modalités applicables pour déterminer la valeur des frais d'entretien et d'exploitation additionnels que le Transporteur peut intégrer à ses revenus requis. Elle mentionne :

*[314] Considérant sa décision d'exclure les Dépenses en capital de l'application de la Formule d'indexation, la Régie est satisfaite du Facteur C proposé par le Transporteur. Elle juge opportun d'intégrer au MRI du Transporteur un facteur pour tenir compte de l'augmentation des CNE liée à la croissance du réseau de transport. En conséquence, la Régie retient le Facteur C proposé par le Transporteur<sup>40</sup>.*

Selon cette décision, seuls les investissements liés à la croissance du réseau de transport peuvent être pris en compte pour l'évaluation de frais d'entretien et d'exploitation à intégrer dans les revenus requis du Transporteur.

Le mode d'application de cette décision est présenté au dossier tarifaire, notamment au dossier R-4167-2021 où il est mentionné :

*Le Facteur C est basé sur la valeur des mises en service (« MES ») de projets d'investissement des catégories « Croissance » et « Maintien et amélioration de la qualité du service » ainsi que sur l'appendice J des Tarifs et conditions qui indique que la valeur actualisée des charges d'entretien et d'exploitation occasionnées par les ajouts au réseau sur une période de 20 ans est estimée à 19 % des coûts totaux de l'investissement.<sup>41</sup>*

Ainsi, dans le cas présent, étant donné que les investissements reliés au Projet sont de la catégorie « maintien des actifs »<sup>42</sup>, il n'y a pas de modification des frais d'entretien et d'exploitation à prendre en considération dans les revenus requis du Transporteur.

Selon la même logique, les frais d'entretien et d'exploitation ne devraient pas être pris en considération dans la détermination coûts globaux actualisés des solutions analysées.

Par ailleurs, en réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ d'expliquer et justifier l'écart entre les coûts d'exploitation et d'entretien de la solution 1 et ceux de la solution 2, le Transporteur mentionne :

*L'écart entre les coûts d'exploitation et d'entretien des deux solutions est attribuable principalement au nombre inférieur d'équipements dans la solution 1. Le Transporteur rappelle que la solution 1 diminuera le nombre d'équipements dans le poste de Châteauguay, évitant notamment l'installation 4 de compensateurs statiques et le remplacement de deux transformateurs 120/765 kV et d'un transformateur 735/315 kV.<sup>43</sup>*

Comme cela a été mentionné plus haut, la contribution de la centrale de Beauharnois est requise pour les deux solutions. Ainsi, pour la solution 1, il faut conserver au moins deux transformateurs 765-120 kV pour assurer une capacité de transformation ferme.

---

<sup>40</sup> D-2018-001, page 76, para 314

<sup>41</sup> R-4167-2021, B-0011, page 11

<sup>42</sup> B-0009, page 23

<sup>43</sup> B-0027, p. 24

Par ailleurs, les frais d'entretien apparaissent élevés en comparaison avec les frais d'entretien et d'exploitation que le Transporteur a considéré dans le cadre du dossier R-4052-2018.

Dans ce dossier, le Transporteur demande à la Régie une autorisation pour construire une nouvelle ligne entre les postes Micoua et du Saguenay.

Il a considéré trois solutions pour assurer un niveau de fiabilité adéquat au réseau de transport <sup>44</sup>:

Solution 1 : Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay ;

Solution 2 : Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes aux Outardes et des Laurentides ;

Solution 3 : Construction de six plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec.

Concernant les frais d'entretien et d'exploitation, à prendre en compte dans la comparaison économique, le Transporteur mentionne<sup>45</sup> :

*L'analyse économique déposée au présent dossier n'inclut pas de frais d'entretien et d'exploitation, hormis les coûts reliés aux pertes électriques différentielles. De l'avis du Transporteur, les coûts reliés à l'entretien et à l'exploitation des équipements installés pour chacune des trois solutions sont faibles et relativement équivalents et sont donc écartés aux fins de l'analyse économique. Dans le présent dossier, il est inapproprié de faire un lien de proportionnalité entre le coût en capital et les frais d'entretien et d'exploitation de chacune des solutions, surtout en comparant une solution visant une nouvelle ligne avec une solution visant la compensation série. Les lignes requièrent peu d'entretien comparativement à la compensation série. L'intervention la plus coûteuse au cours de la durée de la vie utile des lignes consiste généralement à vérifier le bon fonctionnement des isolateurs à partir de 15 ans après la mise en service. Elles nécessitent également une inspection visuelle annuelle.*

*Hormis les réinvestissements requis au niveau de la commande de la compensation série déjà considérés dans l'analyse économique, le calendrier d'entretien de la compensation série est plus chargé que celui d'une ligne. Les plateformes de compensation série requièrent des inspections spécialisées. Par expérience, le Transporteur note également que ces équipements étant composés de multiples éléments, ceux-ci nécessitent généralement des interventions fréquentes afin de remplacer des pièces défectueuses (fusibles, condensateurs, etc.) Finalement, le Transporteur rappelle que la solution 3 présentée au présent dossier comprend six plateformes de compensation série, ce qui vient alourdir l'entretien relié à cette solution.*

---

<sup>44</sup> R-4052-2018, B-0005 page 20

<sup>45</sup> R-4052-2018, B-0074 pages 22 et 23

À titre informatif, la comparaison économique des solutions intégrant les coûts d'entretien et d'exploitation spécifiques aux équipements installés est présentée au tableau ci-dessous

**Tableau R4.2**  
**Comparaison économique des solutions**

	<b>Solution 1</b> Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	<b>Solution 2</b> Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	<b>Solution 3</b> Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M\$	929,0 M\$	277,5 M\$
Valeurs résiduelles	-67,9 M\$	-102,0 M\$	-2,7 M\$
Taxe sur les services publics	45,4 M\$	71,5 M\$	16,1 M\$
Coûts reliés aux pertes électriques évitées	222,6 M\$	0,0 M\$	571,4 M\$
Coûts reliés à l'entretien et l'exploitation des équipements installés	1,2 M\$	1,9 M\$	4,0 M\$
<b>Coûts globaux actualisés(CGA)</b>	<b>787,0 M\$</b>	<b>900,4 M\$</b>	<b>866,3 M\$</b>
<b>Ratio par rapport à solution 1</b>	<b>100%</b>	<b>115%</b>	<b>110%</b>

*Ces coûts n'influencent pas de manière significative l'analyse économique. C'est pourquoi ils sont généralement écartés dans les études économiques relatives aux projets d'investissement.*

Comme on peut le constater, les coûts d'entretien et d'exploitation fournis par le Transporteur dans ce le cas de la solution 3 qui inclut principalement des équipements de poste, sont de 4 M\$.

Dans le dossier actuel, les frais d'entretien et d'exploitation sont 84,9 M\$ dans le cas de la solution 1 et de 98 M\$ dans le cas de la solution 2, comme on l'a vu au tableau 4 de la section 4.1.

Devant un tel écart entre les frais d'entretien et d'exploitation de différents dossiers, il apparaît que la prise en compte de ce facteur est problématique pour déterminer la solution la plus économique.

**L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de demander au Transporteur d'exclure les frais d'entretien et d'exploitation de la comparaison économique, ou à tout le moins d'ajuster ces frais en prenant en considération que la solution 1 ne permet pas d'éviter l'installation de deux transformateurs 765/120 kV.**

## 4.2 - Aspect technique

*Selon le Transporteur, la solution 2 est moins optimale sur le plan technique et reconduit la stratégie d'exploitation actuelle qui est contraignante du fait de sa dépendance à la disponibilité de plusieurs équipements autres que les GC. Elle présente également des désavantages pour ce qui est de l'évolution du poste, nécessitant l'ajout de plus d'équipements pour alimenter la charge à partir du poste de Châteauguay. Cette solution n'a pas été retenue<sup>46</sup>.*

Cette affirmation du Transporteur n'est pas exacte, puisque dans le cas des deux solutions analysées la capacité totale des GC est de 1 000 MW et un apport de la centrale Beauharnois est requis pour satisfaire la totalité des réservations de 1 450 MW.

Quant au désavantage présumé de nécessiter l'ajout d'équipements, il faudrait préciser en quoi l'ajout d'équipement n'est pas optimal sur le plan technique.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, le Transporteur n'a pas démontré la supériorité technique d'une solution et les deux solutions analysées doivent être considérées équivalentes sur le plan technique.

## 5- La contribution du Producteur

Une contribution d'un client du service de transport est requise lorsque celui-ci demande un arrangement électrique différent de celui proposé par le Transporteur. Dans un tel cas, tous les coûts additionnels sont aux frais du client Distributeur.

### 5.1 - Évaluation du Transporteur

En se basant notamment sur sa comparaison économique des solutions 1 et 2, le Transporteur retient la solution 1 comme solution de référence pour l'évaluation de la contribution requise du Producteur.

Il mentionne que les travaux reliés au Projet sont essentiellement les mêmes que ceux de la solution 1<sup>47</sup> et que les équipements concernés par l'augmentation de la capacité des GC sont les GC (augmentation de la capacité de certains équipements, dont les transformateurs de puissance et ajout de valves IGBT) et un disjoncteur à 765 kV et des équipements connexes (ajout).<sup>48</sup>

Les coûts additionnels sont estimés à 96,2 M\$ (\$ de réalisation) et le Transporteur précise qu'à la mise en service le Producteur assumera les coûts réels relatifs à sa demande, majorés de 19 % pour tenir compte des coûts d'exploitation et d'entretien (CEE).<sup>49</sup>

---

<sup>46</sup> B-0009, page 18

<sup>47</sup> B-0027, page 19

<sup>48</sup> B-0025, page 10

<sup>49</sup> B-0009, page 24

Ce montant de 96,2 M\$ constitué principalement du coût supplémentaire des approvisionnements de ■■■■■ M\$ correspond à l'écart entre les estimations obtenues du fournisseur pour les GC à 500 MW et à 750 MW. <sup>50</sup>

## 5.2 - Évaluation de la contribution selon l'AQCIE et le CIFQ

Comme cela a été démontré plus haut :

- Les coûts de 73 M\$ reliés à l'augmentation de la capacité de la transformation 735-315 kV ne sont pas justifiées et devraient être retirés de la comparaison économique.
- Les coûts supplémentaires de l'ordre de 60 M\$ imputés à la solution 2 prévus pour le remplacement des transformateurs à 765-120 kV et d'autres équipements du poste à l'horizon 2030-2035 devraient être réduits de moitié en ajoutant 30 M\$ au coût de la solution 1.
- Les coûts d'entretien et d'exploitation devraient être exclus de la comparaison économique pour les raisons énoncées plus haut. »

L'AQCIE et le CIFQ ont réévalué la comparaison économique avec les ajustements suivants:

- Réduction des investissements de 73 M\$ en 2026 pour la solution 2;
- Augmentation des investissements de 30 M\$ en 2026 pour la solution 1;
- Élimination des frais d'entretien et d'exploitation.

Tableau AQCIE-CIFQ - 4 : Comparaison économique des solutions modifiée (k\$ actualisés 2022)

	Solution 1	Solution 2
	M\$	M\$
Investissements	842 209 \$	776 465 \$
Réinvestissements	10 677 \$	53 697 \$
Valeurs résiduelles	9 216 \$	48 922 \$
TSP	50 345 \$	52 540 \$
Pertes MW	0,000	0,8
Petes MWh	- 200	1
Valeurs des pertes	0 \$	4 085 \$
Entretien	0 \$	0 \$
<b>CGA</b>	<b>894 015 \$</b>	<b>837 864 \$</b>
Écart	56 151 \$	
Ratio	107%	100%

<sup>50</sup> B-0014, page 8

On peut constater qu'en tenant compte de ces éléments, les coûts globaux actualisés (CGA) de la solution 2 deviennent inférieurs aux coûts globaux actualisés de la solution 1. En conséquence, la solution 2 devrait être la solution de référence pour l'évaluation de la contribution du Producteur.

**L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de retenir la solution 2 comme solution de référence pour l'évaluation de la contribution du Producteur. Cette contribution sera évaluée à la mise en service du Projet.**

#### **6- Le coût des rubriques Ingénierie, Gérance et Client par rapport au coût total des équipements de poste.**

Dans sa demande d'intervention, l'AQCIE et le CIFQ ont souligné une augmentation importante de la proportion des rubriques Ingénierie, Gérance et Client dans le coût total des équipements de poste concernant des projets traités récemment par la Régie, et ont manifesté leur désir de vérifier si une telle augmentation de ces rubriques de coût se reflète également dans le présent projet et s'il y a lieu d'obtenir des justifications à cet égard.<sup>51</sup>

Le Transporteur s'est objecté à l'inclusion de ce sujet en mentionnant :

*Le Transporteur souligne que chaque projet est unique et réalisé dans un contexte de marché différent. La simple comparaison des rubriques de coûts présentées par rapport à d'autres projets est inappropriée et non pertinente à l'analyse de la Demande. En outre, les GC sont des équipements hautement techniques et les coûts de leur remplacement ne peut se comparer à ceux des projets d'une autre nature.<sup>52</sup>*

En réponse à ce commentaire, les intervenants ont souligné que la comparaison concerne des projets de même nature impliquant dans chaque cas l'ajout d'équipements à des postes existants principalement des convertisseurs.

Dans sa décision D-2022-115, la Régie a accepté que ce sujet soit traité. Elle mentionne :

*[57] Bien que la Régie soit sensible aux arguments du Transporteur quant aux différences entre les projets, la Régie permet à l'AQCIE-CIFQ d'obtenir des clarifications sur la variation de coûts des rubriques ingénierie, gérance et client par rapport au coût de la composante « poste 735 kV » du Projet.<sup>53</sup>*

---

<sup>51</sup> C-AQCIE-CIFQ-0004, page 6

<sup>52</sup> B-0020, page 10

<sup>53</sup> D-2022-115, page 14

Dans sa demande de renseignements l’AQCIE et le CIFQ présentent le tableau suivant qui montre le pourcentage de certaines rubriques par rapport au coût de réalisation des équipements de poste concernant le projet actuel et des projets semblables déposés récemment à la Régie.

Tableau AQCIE-CIFQ – 5 : Pourcentage des rubriques Ingénierie, Gérance et Client par rapport au coût total des équipements de poste.

	R-3956-2015	R-4112-2019	R-4188-2022	R-4185-2022
Ingénierie (interne et externe)	1,79%	1,84%	5,43%	4,47%
Gérance (interne et externe)	2,56%	3,13%	14,88%	8,69%
Client	2,64%	1,97%	5,51%	2,34%
Total	6,99%	6,95%	25,82%	15,49%

Pour les rubriques Ingénierie et Gérance, les intervenants constatent notamment une augmentation importante concernant les projets déposés en 2022 par rapport aux projets déposés en 2015 et 2019.

Pour le projet actuel le pourcentage est près de 2,5 fois plus élevé dans le cas de la rubrique Ingénierie et près de 3 fois plus élevé dans le cas de la rubrique Gérance. Les intervenants signalent également que le coût de la main-d’œuvre est la principale composante de ces rubriques.<sup>54</sup>

En réponse à la demande des intervenants de justifier l’augmentation du pourcentage des rubriques Ingénierie et Gérance, le Transporteur mentionne :

*Chaque projet est unique et réalisé dans un contexte de marché différent. Le Transporteur considère inappropriée la simple comparaison des rubriques de coûts présentée en préambule.*

*De plus, le coût des GC provenant du fournisseur, dans le cadre du présent Projet, est réparti dans diverses rubriques, rendant ainsi inappropriée la comparaison des coûts par rubrique avec les différents projets cités en préambule.*

Globalement, le Transporteur reprend la même affirmation que celle qu’il avait exprimée pour justifier son opposition d’inclure ce sujet au présent dossier, malgré la décision de la Régie qui permet à l’AQCIE-CIFQ d’obtenir des clarifications sur la variation de coûts des rubriques ingénierie, gérance et client par rapport au coût de la composante « poste 735 kV » du Projet.

<sup>54</sup> B-0027, page 26



Les intervenants ne peuvent donc que constater une augmentation importante de ces frais pour les deux projets déposés en 2022 et ils considèrent que cette augmentation est préoccupante.

Comme cela est mentionné plus haut, les coûts de main-d'œuvre sont la principale composante de ces frais, et il n'y a aucune indication à l'effet que l'augmentation des coûts de main-d'œuvre par rapport aux autres coûts justifie l'augmentation de la proportion des coûts de ces rubriques par rapport aux coûts totaux des équipements de postes.

L'AQCIE et le CIFQ considèrent que les explications du Transporteur ne sont pas satisfaisantes pour justifier une telle augmentation.

À priori, en se basant sur les données des dossiers R-3956-2015 et R-4112-2019, les frais d'ingénierie et de Gérance devraient être de l'ordre de 2% et 3% respectivement au lieu de 4,47% et 8,69% dans le cas du dossier actuel.

Il est important que l'estimation du coût d'un projet, soumise au soutien d'une demande d'autorisation en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'Énergie, ne vienne pas surévaluer celui-ci. En effet, lorsque viendra le temps de justifier l'inclusion des coûts réels dans la base de tarification du Transporteur, cette estimation sera une référence importante afin d'expliquer tout écart avec les prévisions de ce dernier. Une estimation surévaluée risque grandement de biaiser l'analyse qui devra être faite de la raisonnable des coûts réels que le Transporteur désirera inclure dans ladite base de tarification.

**L'AQCIE-CIFQ recommande donc à la Régie d'exiger que le Transporteur ajuste à la baisse le montant des rubriques Ingénierie et Gérance de son estimation.**

## 7- La rubrique Provision

À partir des données fournies aux références<sup>55</sup>, l'AQCIE et le CIFQ présentent le tableau suivant qui montre la proportion des coûts de la rubrique Provision pour les équipements de postes concernant les dossier antérieurs R-3956-2015, R-4112-2019, R-4188-2022, et le dossier actuel.

Tableau AQCIE-CIFQ - 6 : Proportion des coûts de la rubrique Provision par rapport aux coûts totaux des équipements de postes.

	R3956-2015	R-4112-2019	R-4188-2022	R-4185-2022
Provision	10,89%	6,00%	9,80%	13,64%

<sup>55</sup> R-3956-2015, B-0006 page 9 (confidentiel), R4112-2019 (confidentiel), B-0008 page 9 (confidentiel), R-4188-2022, B-0011 page 6 (confidentiel) et B-0014, page 6 (confidentiel)

Par ailleurs, le Transporteur précise qu'il a engagé en mars 2022 un montant de 164 M\$ auprès d'un fournisseur, comme autorisé par la décision D-2022-036 de la Régie. Cet engagement vise notamment à garantir le prix des GC et la date de mise en service du Projet.<sup>56</sup>

Étant donné que le prix des GC est garanti, les intervenants comprennent que la rubrique Provision concerne les coûts des autres équipements de poste et dans leur demande d'information, les intervenants ont évalué que la proportion de la rubrique Provision par rapport aux autres coûts est de 21,3%.<sup>57</sup>

En réponse à la demande de l'AQCIE et du CIFQ de justifier le pourcentage ce 21,3% de la rubrique Provision, le Transporteur mentionne :

*L'engagement de 164 M\$ vise à garantir les prix de la soumission du fournisseur et la date de mise en service des GC dans le contexte des conditions de marchés actuelles mais n'élimine pas les risques associés au développement de ce type de projet. La rubrique « Approvisionnement » inclut également tous les équipements du Projet autres que les GC. Par conséquent, la provision pour le Projet couvre l'ensemble des activités du Projet et est toujours requise.<sup>58</sup>*

Cette réponse du Transporteur n'est pas plausible. En effet, le coût des deux GC constitue la très large part de la rubrique Approvisionnement et la valeur des autres équipements du Projet ne peut être significative. Dans un contexte où le prix des deux GC et la date de mise en service sont censés être sécurisés et garantis, l'ampleur du montant de la rubrique Provision soumis par le Transporteur est clairement exagéré et n'est certainement pas justifié par les faibles risques résiduels associés à la réalisation de ce type de projet.

Comme cela a déjà été mentionné, il est important que l'estimation du coût d'un projet, soumise au soutien d'une demande d'autorisation en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'Énergie, ne vienne pas surévaluer celui-ci. En effet, lorsque viendra le temps de justifier l'inclusion des coûts réels dans la base de tarification du Transporteur, cette estimation sera une référence importante afin d'expliquer tout écart avec les prévisions de ce dernier. Une estimation surévaluée risque grandement de biaiser l'analyse qui devra être faite de la raisonnable des coûts réels que le Transporteur désire inclure dans ladite base de tarification.

**L'AQCIE-CIFQ recommandent donc à la Régie d'exiger que le Transporteur, en l'absence de justifications suffisantes, ajuste à la baisse le montant de la rubrique Provision de son estimation, considérant que le prix des deux GC est sécurisé.**

---

<sup>56</sup> B-0009, page 5

<sup>57</sup> B-0027, page 24

<sup>58</sup> B-0027, page 25