

**Réponses du Transporteur
à la demande de renseignements numéro 1
de l'Association hôtellerie Québec et
l'Association restauration Québec
(« AHQ-ARQ »)**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ À HQT

JUSTIFICATION DU PROJET

1. **Références :** (i) B-0004, page 6;
 (ii) R-4167-2021, B-0163, page 6, tableau R1.3.

Préambule :

- (i) « Le taux d'indisponibilité est à la hausse. » (Nous soulignons)
 (ii) «

Tableau R1.3*

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

* 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 TTC_{Chr} et pour les $\text{TTC}_{\text{réf}}$ est limitée lorsqu'elle dépasse 325 MW. Pour les fins du tableau demandé par interconnexion les TTC_{Chr} 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.

»

Demandes :

- 1.1 Veuillez concilier l'affirmation de la référence (i) selon laquelle le taux d'indisponibilité des groupes convertisseurs au poste de Châteauguay serait à la hausse (ou le taux de disponibilité à la baisse) et le tableau de la référence (ii) qui montre que le taux de disponibilité de l'interconnexion New York est plutôt à la hausse et au-delà de la moyenne en 2019 et en 2020.

Réponse :

1 **Le Transporteur mentionne que l'intervenant fait à tort un raccourci entre le**
2 **besoin de remplacer les GC et les valeurs de l'indicateur de la référence (ii).**

3 **En effet, les GC doivent être remplacés puisqu'ils sont vieillissants et**
4 **atteindront la fin de leur durée de vie. De plus, la majorité de leurs composantes**
5 **approchent ou dépassent la fin de leur durée de vie utile et présentent un état**
6 **préoccupant. Plusieurs d'entre elles ont subi des défaillances au cours des**
7 **dernières années affectant la disponibilité des GC.**

8 **De plus, le Transporteur réitère que plusieurs interventions ont été réalisées au**
9 **fil des ans afin d'assurer le bon fonctionnement des GC jusqu'à la fin de leur**
10 **durée de vie utile, en 2024.**

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

- 1.2 Veuillez fournir des valeurs chiffrées sur une période assez longue pour appuyer l'affirmation de la référence (i).

Réponse :

17 **Une hausse importante de défaillances affectant la disponibilité des GC a été**
18 **constatée, notamment entre les années 2014 et 2019. En fait, pendant cette**
19 **période, le nombre moyen de défaillances annuelles pour les GC à Châteauguay**
20 **est plus du double de celui de l'ensemble des groupes convertisseurs du réseau**
21 **du Transporteur. En 2021, le taux d'indisponibilité des GC est de 16 %, ce qui**
22 **dépasse largement le taux de 2 % normalement garanti par les fabricants de**
23 **convertisseurs. L'indisponibilité causée par des interventions planifiées a**

1 notamment augmenté d'environ 50 % depuis 2016 en raison de l'accroissement
2 de volume de travaux requis pour fiabiliser les GC.

FONCTIONNEMENT DES ÉQUIPEMENTS VISÉS PAR LE PROJET

2. Référence :

http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2012-010/20200417_Rapport-rencontre-Appendice%20-2019_F/5-Pr%C3%A9sentation_ConvertisseursCh%C3%A2teauaguay_Webex_4oct2019.pdf ,
page 7.

Préambule :

- **Solution 3 présente des avantages intéressants** pour les clients d'export et d'import
 - Meilleure fiabilité, limite sud bonifiée, capacité d'export et d'import potentiellement accrue, simplification de la gestion des groupes de Beauharnois.
 - Capacité d'évolution:
 - Option intéressante pour accroître la capacité de l'interconnexion dans le futur (lorsque le réseau de NY serait prêt).
 - Augmentation de la capacité des GC lors d'une étape ultérieure risque d'être plus coûteuse.
 - Écart de coût entre solution 2 et 3 représente investissement en croissance qui doit être financé par des clients de service de transport ayant un intérêt à augmenter la capacité des GC. Cet intérêt doit être signalé auprès du Transporteur avant le début de la phase avant-projet.

«
»

Demandes :

2.1 Veuillez expliquer comment et dans quelle mesure la limite sud est bonifiée par le Projet, tel que mentionné à la référence.

Réponse :

3 **Le document de la référence présente de façon qualitative plusieurs avantages**
4 **potentiels liés à la nouvelle configuration proposée. Dans cette configuration,**
5 **une bonification de la limite sud est anticipée en raison de l'apport**
6 **supplémentaire de puissance réactive fournie par les nouveaux GC ainsi que**
7 **par les groupes de la centrale de Beauharnois. Le Transporteur précise que le**
8 **calcul des limites de transit est le résultat d'une étude exhaustive qui prend en**
9 **compte un nombre important de variables et qui est réalisée environ un à deux**
10 **ans avant la mise en service d'un projet. La bonification de la limite sud dont il**
11 **est question dans la référence, bien qu'anticipée qualitativement, n'est donc pas**
12 **quantifiable à ce stade.**

- 2.2** Veuillez indiquer si le Producteur a signalé auprès du Transporteur, avant le début de la phase d'avant-projet, un intérêt à augmenter la capacité des groupes convertisseurs, tel que requis à la référence. Dans l'affirmative, veuillez déposer un document où un tel intérêt a été manifesté. Dans la négative, veuillez justifier de retenir la solution de rehaussement de la capacité des groupes convertisseurs.

Réponse :

- 1 **Comme indiqué dans la preuve, à la pièce B-0009, HQT-2, Document 1, pages**
2 **9 et 10, le Producteur a demandé au Transporteur de rehausser la capacité**
3 **des deux GC de 500 à 750 MW chacun. Le Transporteur mentionne à titre**
4 **informatif que le Producteur a manifesté son intérêt en octobre 2019 avant le**
5 **début de la phase d'avant-projet.**

SOLUTIONS ENVISAGÉES

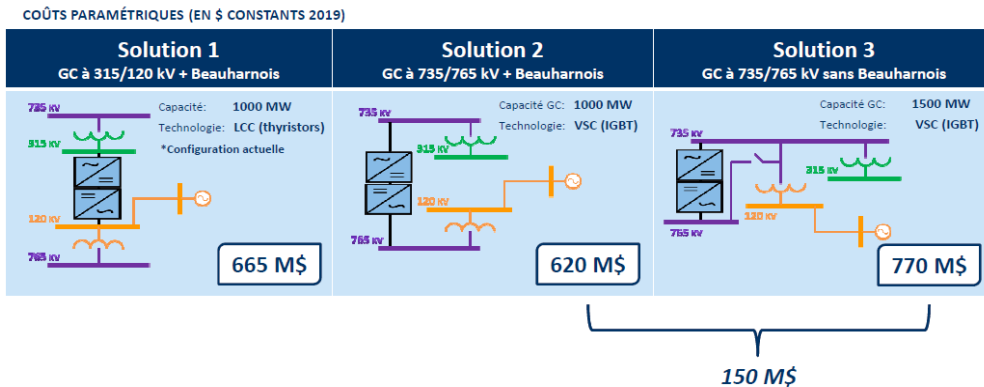
3. Références :

- (i) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2012-010/20200417_Rapport-rencontre-Appendice%20-2019_F/5-Pr%C3%A9sentation_ConvertisseursCh%C3%A2teauquay_Web_ex_4oct2019.pdf , page 6;
- (ii) B-0009, page 19, tableau 4;
- (iii) B-0012, annexe 5;
- (iv) B-0009, page 23, lignes 19 à 28;
- (v) B-0009, page 20, tableau 5;
- (vi) B-0015, page 5, tableau 1, et page 8, tableau 2;
- (vii) B-0009, page 10, lignes 7 à 9;
- (viii) B-0009, pages 7 et 8.

Préambule :

- (i) «

Résultats – étude économique



(ii) »
«

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
Coûts globaux actualisés	953,9	996,7

»

(iii) L'annexe 5 présente une analyse économique comparative des solutions 1 et 2.

(iv) « Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « maintien des actifs » et « respect des exigences ».

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

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

coûts des deux variantes de capacité, soit à 1 000 MW et à 1 500 MW. Il représente l'écart des coûts entre les deux variantes. » (Nous soulignons)

(v) «

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

		Total lignes, poste et télécommunications
Coûts de l'avant-projet		
	Sous-total	6 986,8
Coûts du projet		
	Ingénierie, approvisionnement et construction	1 112 223,8
	Client	29 558,9
	Frais financiers	123 726,0
	Sous-total	1 265 508,7
	TOTAL	1 272 495,5

»

(vi) Les tableaux 1 et 2 présentent les coûts détaillés du Projet.

(vii) « 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 (les « CEE »). » (Nous soulignons)

(viii) « La section à 735-315 kV 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. Par ailleurs, le transit dans la transformation est limité par des contraintes associées au raccordement et aux capacités des transformateurs. En effet, deux des transformateurs ont une capacité de 1 650 MVA (T1 et T3) alors que le troisième a une capacité de 600 MVA (T2). De plus, le mode de raccordement des transformateurs rend possible le déclenchement simultané des transformateurs T1 et T2 en simple contingence, ce qui impose une contrainte supplémentaire et réduit finalement le transit dans la transformation à la capacité de surcharge du transformateur T3. Par conséquent, 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. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 3.1 Veuillez ajouter au tableau 4 de la référence (ii), une colonne montrant la solution préconisée par le Transporteur soit celle avec une capacité des groupes convertisseurs rehaussée à 1 500 MW, à l'instar de la solution 3 montrée à la référence (i). Pour cette solution préconisée par le Transporteur, veuillez aussi fournir une analyse économique détaillée comme celles fournies pour les solutions 1 et 2 à la référence (iii).

Réponse :

1 Le Transporteur précise que la présentation de la référence (i) visait à présenter
2 à tous les clients du Transporteur l'ensemble des solutions techniques
3 possibles au poste de Châteauguay tout en fournissant, de façon préliminaire,
4 un ordre de grandeur des coûts associés à chacune des solutions. Ces coûts
5 sont basés sur des estimations paramétriques réalisées en 2019. Ils reposent
6 notamment sur les estimations préliminaires et sans engagements du coût des
7 groupes convertisseurs fournies par les principaux fournisseurs de
8 convertisseurs CCHT de l'industrie, évaluées dans un contexte d'une demande
9 d'information technique qui a eu lieu en fin d'année 2018.

10 Les coûts de la référence (ii) sont basés sur des estimations plus détaillées
11 disponibles en 2022 à la suite de l'avant-projet. Ces estimations tiennent compte
12 de l'état du marché actuel et notamment des prix obtenus du fournisseur de
13 convertisseurs retenu à la suite d'un appel de proposition lancé par le
14 Transporteur auprès des fournisseurs afin d'obtenir un prix pour les groupes
15 convertisseurs le plus avantageux.

16 L'étude de faisabilité économique du Projet, présentée à la référence (ii), a été
17 réalisée dans la perspective de comparer des solutions envisagées ayant un
18 objectif commun d'assurer la pérennité des GC de 500 MW tout en respectant
19 les critères de conception du réseau. Elle compare, sur une base de service
20 équivalent, les solutions afin d'identifier la solution la plus économique. Il n'est
21 méthodologiquement pas approprié d'inclure dans cette comparaison la
22 solution avec l'accroissement de la capacité des GC à 750 MW demandé par
23 le Producteur.

3.2 Veuillez expliquer, avec des valeurs chiffrées complètes, l'écart entre les résultats de l'étude économique des solutions de la référence (i) (665 M\$ et 620 M\$) et ceux de la référence (ii) (996,7 et 953,9 M\$), pour des écarts significatifs de l'ordre de 50 %.

Réponse :

24 Le Transporteur précise que les coûts présentés à la référence (i) sont en
25 dollars constants et les coûts présentés à la référence (ii) sont en dollars
26 actualisés 2022. Par conséquent, une comparaison détaillée de ces coûts n'est
27 pas possible.

28 Voir également la réponse à la question 3.1.

3.3 Veuillez expliquer, avec des valeurs chiffrées complètes, l'écart entre les coûts de la solution 3 de la référence (i) (770 M\$) et ceux de la référence (v) (1 272,5 M\$), pour

un écart significatif de l'ordre de 84 %. Veuillez notamment fournir les différences méthodologiques qui peuvent expliquer l'écart, le cas échéant.

Réponse :

1 **Le Transporteur précise que les coûts de la solution 3 présentés à la**
2 **référence (i) sont en dollars constants et que les coûts présentés à la**
3 **référence (v) sont en dollars de réalisation du Projet issus de l'avant-projet. Par**
4 **conséquent, une comparaison détaillée de ces coûts comme demandé par**
5 **l'intervenant n'est pas possible.**

6 **Voir également la réponse à la question 3.1.**

3.4 Pour la variante de capacité à 1 000 MW dont il est question à la référence (iv), veuillez fournir les tableaux du même type que le tableau 5 de la référence (v) et les versions caviardées et confidentielles des tableaux 1 et 2 de la référence (vi).

Réponse :

7 **Le Transporteur réfère l'intervenant à la pièce B-0014, HQT-2, Document 2,**
8 **Annexe 1 présentant les coûts détaillés du Projet (page 3) et ceux associés à**
9 **l'accroissement de la capacité des GC du poste de Châteauguay (page 8).**

3.5 Relativement à la référence (iv), veuillez fournir la liste des équipements et travaux qui s'ajoutent pour passer de la variante à 1 000 MW et celle à 1 500 MW.

Réponse :

10 **Les équipements concernés par l'accroissement de la puissance des GC de**
11 **1 000 MW à 1 500 MW sont principalement :**

12 • **Les Groupes convertisseurs (augmentation de la capacité de certains**
13 **équipements, dont les transformateurs de puissance et ajout de valves**
14 **IGBT).**

• **Un disjoncteur à 765 kV et des équipements connexes (ajout).**

3.6 Veuillez expliquer la baisse de l'écart entre la variante à 1 000 MW et celle à 1 500 MW qui est passée de 150 M\$ à la référence (i) à 96,2 M\$ à la référence (iv). Veuillez notamment fournir les différences méthodologiques qui peuvent expliquer l'écart, le cas échéant.

Réponse :

1 **Le Transporteur précise que l'écart indiqué à la référence (i) est en dollars**
2 **constants et que l'écart indiqué à la référence (iv) est en dollars de réalisation**
3 **du Projet.**

4 **Voir également la réponse à la question 3.1.**

5 **Le Transporteur ajoute que le fournisseur retenu à la suite de l'appel de**
6 **proposition a soumis des estimations détaillées pour les deux variantes. Ces**
7 **estimations ont servi à évaluer l'écart entre les deux variantes à 1 000 MW et**
8 **celle à 1 500 MW.**

3.7 **Veillez décrire, avec un exemple concret, comment seront calculés, à la mise en**
 service du Projet, les coûts réels relatifs à la demande du Producteur dont il est
 question à la référence (vii). Veuillez notamment indiquer en détail, avec un exemple
 concret indiquant tous les paramètres considérés, comment sera déterminé le
 montant des coûts de l'option non retenue, soit la variante à 1 000 MW dont il est
 question à la référence (iv).

Réponse :

9 **Le Transporteur reproduit dans le tableau ci-dessous le calcul de la contribution**
10 **du Producteur à la mise en service du Projet. Les données utilisées sont fictives**
11 **et à titre illustratif.**

12 **Il calculera, pour chacune des rubriques de coûts du Tableau 1 de la pièce**
13 **B-0015, HQT-2, Document 2.1, un prorata représentant la part des coûts**
14 **attribuables au Producteur (a). Les proratas seront calculés en comparant**
15 **les coûts estimés du Projet (2 x 750 MW) et de la solution retenue par le**
16 **Transporteur sans l'accroissement de la capacité des GC (2 x 500 MW).**

17 **Pour chacune des rubriques de coûts, la part attribuable au Producteur sera**
18 **calculée en multipliant le prorata de la rubrique (a) par le coût réel de la rubrique**
19 **à la mise en service du Projet (b). La contribution totale du Producteur**
20 **représentera la somme des parts qui lui seront attribuables sur toutes les**
21 **rubriques de coûts (c), le tout majoré de 19 % pour tenir compte des coûts**
22 **d'exploitation et d'entretien (d).**

Tableau R3.7
Calcul à titre illustratif de la contribution du Producteur

Rubrique de coûts	Prorata attribuable au Producteur (a)	Coût réel du Projet à la mise en service (M\$) (b)	Contribution du Producteur avant CEE (M\$) (c) = (a) x (b)	Contribution du Producteur incluant CEE (M\$) (d) = (c) x 1,19
Ingénierie interne	0,05	5,00	0,25	0,30
Ingénierie externe	0,09	6,00	0,54	0,64
Construction	0,20	24,00	4,80	5,71
Approvisionnement	0,12	18,00	2,16	2,57
Total	-	53,00	7,75	9,22

- 3.8** Relativement à la référence (viii), veuillez indiquer s'il est prévu que le transit dans la section à 735-315 kV, pour alimenter à la fois les groupes convertisseurs et la charge prévue aux postes Langlois et de Léry, dépasse la capacité de transformation à court terme et ce, dans le cas où la capacité des groupes convertisseurs est maintenue à 1 000 MW. Dans l'affirmative, veuillez en faire la démonstration avec chiffres à l'appui. Dans la négative, veuillez fournir le coût de pallier ce dépassement de la capacité de transformation et indiquer si ce coût a été inclus dans la valeur de 96,2 M\$ de la référence (iv).

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 1.3 de la DDR n° 1 de NEMC, à la pièce HQT-3,**
 2 **Document 3.**

PERTES ÉLECTRIQUES

- 4. Référence :** B-0012, annexe 5, pages 4 à 7.

Préambule :

L'analyse économique tient compte de *Pertes électriques différentielles* pour les deux solutions analysées.

Demande :

- 4.1** Veuillez fournir le calcul détaillé des *Pertes électriques différentielles* pour les solutions présentées à la référence. Veuillez notamment indiquer les hypothèses, intrants et méthodes de calcul ayant mené à ces valeurs. Veuillez aussi fournir l'évaluation de la valeur absolue des pertes électriques (non différentielles) pour la solution préconisée avec une capacité totale des groupes convertisseurs rehaussée à 1 500 MW.

Réponse :

1 **Le Transporteur a évalué pour les deux solutions les pertes électriques en**
2 **puissance encourues principalement sur les équipements dans le poste de**
3 **Châteauguay, incluant les nouveaux GC. Ces pertes en puissance ont été**
4 **converties en pertes énergétiques annuelles selon la formule suivante :**

5 **Pertes électriques différentielles en énergie = pertes différentielles en puissance**
6 **x Fpe x 8 760 heures**

7 **Où :**

8 - **Les pertes différentielles sont de 0,8 MW et ont été obtenues par**
9 **simulation. Elles représentent les pertes électriques différentielles de la**
10 **solution 2 par rapport à la solution 1 qui présente les pertes les plus**
11 **faibles.**

12 - **Fpe représente le facteur de pertes électriques et a été calculé à partir de**
13 **la formule suivante :**

$$14 \qquad \qquad \qquad \mathbf{Fpe = 0,9*(f.u.)^2 + 0,1*(f.u.)}$$

15 **où :**

16 **f.u. est le facteur d'utilisation estimé à 0,40. Cette valeur a été**
17 **déterminée en fonction de valeurs mesurées sur le réseau.**

18 **Ainsi, les pertes électriques différentielles en énergie obtenues sont de 1,2 GWh.**

19 **Par ailleurs, le projet ajoutera des équipements sur le réseau qui généreront des**
20 **pertes électriques, principalement par effet Joule, qui varieront en fonction de**
21 **leur utilisation. Pour la solution préconisée avec une capacité totale des**
22 **groupes convertisseurs rehaussée à 1 500 MW, les pertes électriques dans**
23 **chaque groupe convertisseur sont estimées à environ 11 MW.**