Version caviardée

Réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et du Conseil de l'industrie forestière du Québec (« AQCIE-CIFQ »)

DEMANDE DU TRANSPORTEUR RELATIVE À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 735 kV ENTRE LES POSTES MICOUA ET DU SAGUENAY

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NUMÉRO 1 DE L'AQCIE ET DU CIFQ AU TRANSPORTEUR

1. Références : (i) B-0023, page 6
(ii) B-0005, page 7
(iii) Rapport annuel 2017 d'Hydro-Québec, page 90
(iv) R-4058-2018, B-0031, page 20

Préambule :

À la référence (i), le Transporteur fournit les informations suivantes concernant les hypothèses qu'il a utilisées pour la simulation de la pointe 2020-2021.

Tableau 1
Hypothèses de simulation du réseau à la pointe 2020-2021

Production	Charge	Exportation	Importation
43 811 MW	39 263 MW	4 548 MW	0 MW

À la référence (ii), le Transporteur présente le tableau suivant concernant la pointe de l'hiver 2020-2021 et celle de l'hiver 2030-2031

Tableau 2
Évolution de la prévision* de la demande d'électricité sur la Côte-Nord

Date d'émission de la prévision	Pointe de l'hiver 2020-2021		Pointe de l'hiver 2030-2031***	
	Total (MW)	Écart (MW)**	Total (MW)	Écart (MW)**
2010	3296	0	3302	0
2011	3206	-89	3213	-89
2012	2988	-308	3010	-291
2013	2355	-940	2422	-879
2014	2707	-588	2858	-443
2015	2196	-1100	2276	-1026
2016	2205	-1091	2249	-1052
2017	2318	-978	2372	-930

* Prévision annuelle du Distributeur.
** Écart avec la prévision émise en 2010.
*** Valeurs de l'hiver 2030-2031 extrapolées à partir des prévisions du Distributeur.

La référence (iii) présente la puissance installée des centrales d'Hydro-Québec. On y retrouve notamment la centrale thermique de Bécancour (411 MW).

La référence (iv) présente les chemins qui permettent les exportations.

Demandes :

1.1 Veuillez fournir, pour l'année 2030-2031 les mêmes informations que celles fournies au tableau 1 à l'égard de l'année 2020-2021.

Réponse :

Pour les besoins du Projet, le Transporteur a réalisé ses études de planification en modélisant un réseau à la pointe 2020-2021. Il ne dispose pas du réseau à la pointe 2030-2031.

1.2 Pour les années 2020-2021 et 2030-2031, veuillez fournir l'écoulement de puissance pour chacun des scénarios incluant un tableau sommaire indiquant notamment les besoins totaux en MW, la production totale en MW, les pertes totales en MW. Dans le cas des pertes, veuillez préciser si elles ont été déterminées en maintenant le même profil de tension selon les trois scénarios.

Réponse :

Pour le réseau à la pointe 2020-2021, le Transporteur a considéré des niveaux de production et le profil de tension équivalents entre les différentes solutions décrites à la pièce HQT-1, Document 1. Le niveau de production correspond à 43 811 MW incluant la réserve de stabilité pour les trois solutions. En conformité avec les pratiques décrites à la section 1 de la pièce HQT-2, Document 1.1, la

différence de pertes entre les scénarios a été distribuée sur les points d'interconnexion pour équilibrer le réseau.

Les écoulements de puissance des trois solutions étudiées pour le réseau à la pointe 2020-2021 sont présentés sous pli confidentiel à la pièce HQT-3, Document 3.1, Annexe 1.

Pour la pointe 2030-2031, voir la réponse à la question 1.1.

1.3 Si la production de 2030-2031 est différente de celle de 2020-2021, veuillez identifier les équipements qui sont différents et leur capacité.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

1.4 Veuillez préciser si les mêmes équipements de production sont utilisés et fournissent la même quantité de puissance dans chacun des scénarios. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.2.

1.5 Veuillez préciser si la centrale thermique de Bécancour fait partie de la capacité de production de 43 811 MW.

Réponse :

Le Transporteur comprend que l'intervenant entend par « la centrale thermique de Bécancour » les turbines à gaz du poste Bécancour appartenant à Hydro-Québec Production (le « Producteur ») et non à la centrale de TransCanada Energy Ltd. (« TCE »). La production de la centrale thermique de Bécancour n'est pas incluse dans la capacité de production de 43 811 MW, qui correspond à la production en réseau noble (avec tous les équipements en service). Dans le cadre des études de planification, la production de la centrale thermique de Bécancour n'est pas activée en réseau noble, mais est activée pour certaines autres conditions de réseau, tel qu'en réseau dégradé (N-1)-1500. La centrale de TCE, quant à elle, est incluse dans toutes les conditions de réseau.

1.6 Si non, veuillez indiquer si la présence de cette centrale permettrait d'apporter un support de tension adéquat dans le cas d'événements sur le réseau. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.5. La centrale thermique de Bécancour apporte un support de tension dans des conditions de réseau dégradé (N-1)-1500.

1.7 Veuillez préciser si la capacité de production de 43 811 MW comprend de la capacité de production éolienne. Si oui, veuillez fournir la capacité.

Réponse :

[redacted].

1.8 Le cas échéant, veuillez préciser si la capacité des centrales du Producteur est réduite de la valeur de la capacité de la production éolienne. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Le Transporteur indique que la capacité de production des centrales du Producteur n'est pas réduite de la valeur de la capacité de la production éolienne. Le Transporteur conçoit son réseau sans congestion ; pour ce faire il fixe la puissance à transporter sur le réseau de transport à la puissance maximale des producteurs moins la réserve de stabilité.

1.9 Veuillez présenter la répartition des exportations de 4548 MW selon les chemins décrits à la référence (iv).

Réponse :

Le tableau suivant montre la répartition des exportations, telle que modélisée pour le réseau de pointe 2020-2021.

Tableau R1.9
Répartition des exportations

Point de livraison	MW
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
Total [redacted]	

***** [redacted]

2. Références : (i) B-0005, page 8
(ii) B-0005, page 7

Préambule :

À la référence (i), le Transporteur mentionne que les clients de la Côte-Nord sont alimentés par les postes à 735 kV situés au nord-est du corridor Manic-Québec, notamment les postes de la Manicouagan, Arnaud et des Montagnais.

La référence (ii) est la même que pour la demande précédente, soit le tableau qui montre le total des besoins sur la Côte-Nord selon les prévisions émises de 2010 à 2017.

Demande :

2.1 Pour chacune des années de la prévision, veuillez fournir la prévision des besoins des postes de la Manicouagan, Arnaud et des Montagnais.

Réponse :

La prévision des besoins des postes de la Manicouagan, Arnaud et des Montagnais est fournie dans le tableau ci-dessous.

Tableau R2.1
Évolution de la prévision* de la demande d'électricité sur la Côte-Nord

Date d'émission de la prévision	Pointe de l'hiver 2020-2021 (MW)				Pointe de l'hiver 2030-2031 (MW)***			
	Manicouagan	Arnaud	Montagnais	Total	Manicouagan	Arnaud	Montagnais	Total
2010	1 151,2	1 849,2	295,4	3 295,8	1 152,4	1 852,7	296,6	3 301,7
2011	992,7	1 871,2	342,4	3 206,3	993,2	1 876,2	343,7	3 213,1
2012	945,4	1 792,0	250,2	2 987,6	949,8	1 808,3	252,3	3 010,4
2013	464,6	1 668,0	223,1	2 355,7	477,5	1 717,1	227,8	2 422,4
2014	712,6	1 775,0	219,0	2 706,6	735,3	1 902,3	220,9	2 858,5
2015	683,9	1 379,0	133,3	2 196,2	707,2	1 431,9	136,6	2 275,7
2016	696,8	1 350,9	157,0	2 204,7	701,4	1 390,7	157,2	2 249,3
2017	678,5	1 306,8	332,6	2 317,9	685,0	1 350,2	336,4	2 371,6
2018	718,5	1 368,4	364,9	2 451,8	709,6	1 371,4	360,5	2 441,5

* Prévision annuelle du Distributeur

** Écart avec la prévision de 2010

*** Valeurs extrapolées à partir des prévisions du Distributeur

3. Références : (i) B-0005, page 8
(ii) R-3515-2003, HQD-1, document 3
(iii) R-3953-2015, A-0011, page 52

Préambule :

La référence (i) mentionne :

> *« Ainsi, malgré les ajouts d'équipements recommandés depuis 2009, la diminution importante depuis 2013 de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord, combinée à la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, accentue la sévérité de certains événements sur les lignes du corridor Manic-Québec entraînant une dégradation de la fiabilité du réseau de transport principal. Les analyses du Transporteur révèlent que, pour les niveaux de transits prévus tant à l'horizon 2020-2021 qu'à l'horizon 2030-2031, les critères de conception du réseau de transport ne sont plus respectés. »*

La référence (ii) est le contrat conclu entre le Distributeur et TCE relativement à un approvisionnement à partir de la centrale Bécancour, d'une capacité de 507 MW.

La référence (iii) révoque la décision D-2016-069 visant l'utilisation de la centrale de TCE en période de pointe.

Demandes :

3.1 Veuillez fournir les niveaux de transit réels *sur les lignes du corridor Manic-Québec* lors de la demande de pointe des années 2013-2014 à 2017-2018, ainsi que le niveau de transit prévu à l'horizon 2020-2021 et à l'horizon 2030-2031.

Réponse :

Le niveau de transit prévu à l'horizon 2020-2021 est disponible à la pièce HQT-2, Document 1, Annexe 1, déposée sous pli confidentiel. Le Transporteur a réalisé ses études avec un réseau modélisé à la pointe 2020-2021 et ne dispose pas de réseau modélisé à la pointe 2030-2031.

Pour ce qui est des niveaux de transit à la pointe des hivers 2013-2014 à 2017-2018, ces valeurs ne sont pas pertinentes à l'étude du Projet et dépassent le cadre d'analyse du présent dossier.

3.2 Veuillez indiquer le niveau de transit maximal qui permettrait de respecter les critères de conception du réseau de transport.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.5 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQT-3, Document 2.1.

3.3 Veuillez indiquer si, sur le plan technique, la centrale de TCE peut être utilisée comme compensateur synchrone. Si non, veuillez indiquer les modifications qu'il faudrait faire pour que cela soit possible.

Réponse :

La centrale de TCE est déjà considérée en service dans les études du Transporteur.

3.4 Veuillez indiquer si l'utilisation de la centrale de TCE comme compensateur synchrone permettrait de respecter les critères de conception du réseau de transport. Veuillez expliquer votre réponse si elle est négative.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.3.

3.5 Veuillez indiquer si le maintien de l'une ou l'autre ou l'ensemble des trois centrales aurait permis au réseau de transport d'accepter les niveaux de transit prévus à l'horizon 2020-2021.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-3, Document 1.1.

4. Référence : B-0005, page 18

Préambule :

La référence mentionne :

> *« Temporairement, et ce jusqu'à la mise en service du Projet, le Transporteur fera appel à des automatismes et limitera le transit pour opérer le réseau dans des conditions permettant d'en garantir la stabilité. »*

Demandes :

4.1 Veuillez préciser la limite de transit qui permet de garantir la stabilité du réseau.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.5 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQT-3, Document 2.1.

4.2 Veuillez préciser de quelle façon le transit sera limité : Sera-ce par la diminution des besoins, par la diminution des exportations, par le déplacement de la production ou par d'autres moyens, auquel cas veuillez indiquer lesquels.

Réponse :

Conformément aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, et plus particulièrement aux articles 13.6 et 41.5 de ces derniers, le Transporteur doit, de façon non discriminatoire, réduire la (les) transaction (s) qui résout (résolvent) effectivement la contrainte lorsqu'elle survient à la suite d'un événement affectant la capacité du réseau de transport. Les transactions du Producteur, du Distributeur ou de tout autre client des services de transport pourraient ainsi être limitées. Par conséquent, le Transporteur ne peut spécifiquement prévoir de quelle façon le transit sera limité.

5. Références : (i) B-0005, page 18
(ii) R-3887-2014, B-0005, pages 11, 13, 15, 24, 46

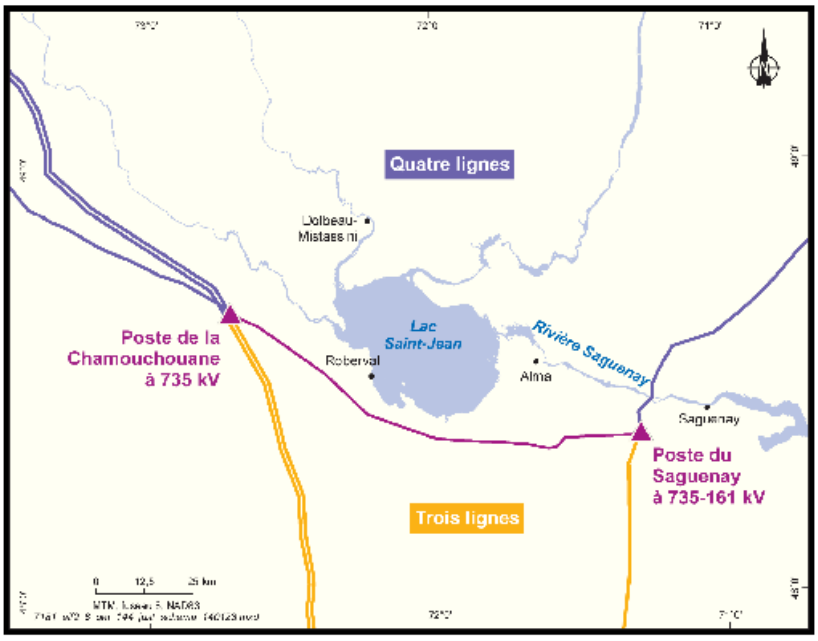
Préambule :

À la référence (i), le Transporteur mentionne :

> *« La nouvelle topologie du réseau s'avère optimale, notamment en ce que l'ajout d'une nouvelle ligne à 735 kV permet également de réduire les pertes électriques par rapport à d'autres solutions ne requérant pas l'ajout d'une nouvelle ligne. »*

À la page 11 de la référence (ii), le Transporteur présente la figure suivante.

Figure 4
Zone de convergence des corridors de transport de la Baie-James et de la Côte-Nord



15

Original : 2014-04-30 *HQT-1, Document 1*
Page 11 de 48

Il mentionne également :

> *« Ce faisant, les événements de pertes de lignes mentionnées plus avant, deviennent encore plus sévères pour le réseau. La sévérité de ces événements est en partie due au fait qu'à la zone de convergence des grands corridors de transport en provenance de la Baie-James et de la Côte-Nord, où sont situés les postes de la Chamouchouane et du Saguenay, quatre lignes de transport se raccordent à ces postes en provenance du nord et seulement trois en ressortent. »*

Et à la page 13 de la référence (ii), il mentionne :

« À cet effet, le Projet vise à mettre en place une architecture de réseau qui résout l'effet d'entonnoir du réseau à la hauteur du poste de la Chamouchouane. »

L'effet entonnoir est souligné à chacune des pages indiquées à la référence (ii), ce qui met l'emphase sur cette configuration à corriger.

Ainsi, la réalisation du projet de ligne à 735 kV entre Chamouchouane et Bout-de-l'Île a permis de résoudre l'effet entonnoir puisqu'il y aura désormais 4 lignes au nord et quatre lignes au sud.

Cependant, selon les intervenants, la demande du Transporteur consistant à ajouter une nouvelle ligne entre Micoua et Saguenay aurait pour effet de reproduire ici l'effet entonnoir puisqu'il y aurait désormais 5 lignes au nord et 4 lignes au sud.

Demandes :

5.1 Veuillez confirmer que l'effet entonnoir serait reproduit. Si non veuillez expliquer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-3, Document 1.1.

5.2 Veuillez expliquer les conséquences de reproduire l'effet entonnoir.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la de la Régie à la pièce HQT-3, Document 1.1.

6. Références :
(i) B- 0005, page 23
(ii) B-0023, page 17
(iii) B-0023, page 17
(iv) R-4058-2018, B-0037, page 14, note A

Préambule :

La référence (i) présente le tableau suivant qui montre la comparaison économique des trois solutions envisagées.

Tableau 4
Comparaison économique des solutions
(M$ actualisés 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7	929,0	277,5
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
Taxe sur les services publics	45,4	71,5	16,1
Charges d'exploitation Pertes électriques	222,6	——	571,4
Coûts globaux actualisés (CGA)	**785,7**	**898,5**	**862,3**

On peut constater que la solution 1 présente les coûts globaux actualisés les moins élevés. Cependant, l'écart avec la solution 3 est de seulement 9,75% et s'explique par des charges d'exploitation (pertes électriques) beaucoup plus élevées dans le cas de la solution 3 que dans le cas de la solution 1.

Étant donné qu'il n'y a pas de valeur pour les pertes électriques de la solution 2, les intervenants comprennent que les solutions 1 et 3 font état de différentiels de pertes par rapport à la solution 2.

La référence (ii) présente les écarts de pertes entre les solutions :

L'écart est de :

- 24,7 MW et 110,6 GWH pour la solution 1
- 63.4 MW et 283,8 GWH pour la solution 3.

À la référence (iii), le Transporteur mentionne :

> *« Le Transporteur précise que les écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau (PPP) entre diverses solutions qu'il utilise sont déterminés par la comparaison des écoulements de puissance de chacune des solutions. Le Transporteur précise également que les écarts de pertes en énergie sur une base annuelle (PEA) entre plusieurs solutions sont établis par l'équation qui suit :*
>
> $PEA = PPP \times FP \times 8760$ *heures*
> *Où :*
> *PPP représente la valeur des écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau.*
> *FP est le facteur de pertes calculé à partir de l'équation polynomiale suivante :*
> $FP = 0{,}9 \times FC^2 + 0{,}1 \times FC$
> *où :*

FC = facteur de charge correspond normalement à un taux d'utilisation du réseau de 70 %. Cette valeur a été déterminée en fonction de valeurs mesurées sur le réseau.
Ainsi, $FP = 0{,}9 \times 0{,}7^2 + 0{,}1 \times 0{,}7 = 0{,}511$

Il est indiqué notamment que le facteur de charge correspond à un taux d'utilisation du réseau de 70%.

La référence (iv) indique que le facteur d'utilisation du réseau est de 59,1%.

Demandes :

6.1 Veuillez confirmer que le différentiel de pertes électriques (24,7 MW et 63,4 MW) représente les pertes dues à l'effet joule.

Réponse :

Le Transporteur confirme qu'il s'agit du différentiel de pertes électriques dues à l'effet Joule.

6.2 Si vous ne confirmez pas veuillez préciser les autres facteurs qui ont été pris en compte pour l'évaluation des valeurs indiquées.

Réponse :

Sans objet.

6.3 Veuillez confirmer que la valeur des pertes (24,7 MW et 63,4 MW) représente la différence de pertes totale entre la solution 1 ou la solution 3 et la solution 2.

Réponse :

Le Transporteur confirme que la valeur des pertes représente la différence de pertes totale entre la solution 1 ou la solution 3 et la solution 2. La solution 2 est considérée comme point de référence au niveau des pertes électriques évitées.

6.4 Si vous ne confirmez pas, veuillez indiquer comment le différentiel de pertes a été obtenu.

Réponse :

Sans objet.

6.5 Veuillez confirmer que les termes « facteur de charge » et « facteur d'utilisation du réseau » représentent la même réalité.

Réponse :

Dans ce cas précis, les termes « facteur de charge » et « facteur d'utilisation du réseau » ne sont pas équivalents.

6.6 Si vous ne confirmez pas veuillez définir chacun de ces termes.

Réponse :

Le terme « facteur de charge » fait appel à des notions de puissance alors que le terme « facteur d'utilisation » fait appel à des notions d'énergie. Le Transporteur réfère l'intervenant à la pièce HQT-1, Document 3 du dossier R-3887-2014 pour plus d'informations sur ces notions.

6.7 Veuillez expliquer et justifier l'utilisation d'un facteur de charge de 70% alors que le facteur de charge du réseau est de 59,1%.

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.3 de la demande de renseignements numéro 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQT-3, Document 2.1.

7. Références : (i) R-3887-2014, B-0060, page 4
(ii) R-4057-2018, B-0031, page 35 page 18

Préambule :

La relation qui permet d'évaluer les pertes annuelles en énergie à partir des pertes en puissance à la pointe du réseau a été utilisée dans le dossier de la référence (i) (Ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île) et on y a défini une diminution des pertes annuelles de 448 000 MWh pour des pertes en puissance de 100 MW (référence (i)). La méthodologie est la même que celle utilisée dans le dossier actuel.

La référence (ii) présente une étude approfondie de l'impact de certaines modifications au réseau sur les pertes électriques. Notamment, pour la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île, il est indiqué une diminution des pertes de 151 GWh :

5.5.1 Ajout d'une ligne de transport à 735 kV

Tableau 17
Impact de l'ajout de la ligne du projet Chamouchouane–Bout-de-l'Île

	Charge locale	Échanges	Charge locale et Échanges		Production	
			50 % et 50 %	Proportion réelle	Nord	Hydroélectrique
Δ Pertes (GWh)	-151	-151	-151	-151	-167	-166
Δ Énergie reçue (GWh)	0	-26	-13	-4	-167	-167
Δ Énergie livrée (GWh)	151	125	138	147	0	0
Δ Taux de pertes (pp)	**-0,08 %**	**-0,08 %**	**-0,08 %**	**-0,08 %**	**-0,08 %**	**-0,08 %**

Les intervenants constatent que, selon la méthodologie au dossier R-3887-2014, la réduction des pertes en énergie est de 448 GWh, alors que l' étude approfondie de l'impact de l'ajout de cette ligne conclut que la diminution est de 151 GWh, soit 34% de la valeur estimée qui a été utilisée dans l'analyse économique au dossier R-3887-2014.

Demande :

7.1 Veuillez expliquer l'écart important entre le résultat obtenu en appliquant la méthodologie utilisée à la référence (i), et le résultat obtenu dans le cadre de l'analyse approfondie décrite à la référence (ii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1 de La demande de renseignements numéro 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQT-3, Document 2.1.

8. Référence : R-4058-2018, B-0007, pages 16 et 17

Préambule :

La référence mentionne :

« L'optimisation en continu des outils informatisés d'exploitation en modes « prévisionnel » et « temps réel » augmente la disponibilité du réseau à accueillir davantage de transit aux moments de forte demande. Par exemple :

- *le blocage temporaire des changeurs de prise sous charge des transformateurs de puissance durant la pointe de charge offre un gain potentiel de 1 000 MW, soit 400 MW pour la prochaine pointe et un 600 MW additionnel dans les 2 à 3 prochaines années*

- *le Système de commande globale et locale des compensateurs (« CGLC »), dont les mises en service sont attendues pour les années 2018 à 2020, met à contribution l'ensemble des équipements de contrôle de tension face à un événement qui se produit sur le réseau. Cette initiative offre des gains approximatifs de 400 MW sur les limites de transit du Transporteur; »*

Demande :

8.1 Veuillez indiquer si les deux mesures mentionnées en référence ont été prises en compte pour augmenter le transit sur le corridor Manic-Québec. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Les deux mesures mentionnées ont de l'effet sur les phénomènes d'effondrement de tension dans le sud du réseau, mais n'ont aucun impact sur les phénomènes d'oscillation de tension et de puissance du corridor Manic-Québec.

Voir aussi la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-3, Document 1.1.

9. Références : (i) R-3857-2011
(ii) B-0005, page 7

Préambule :

La référence (i) concerne la *Demande d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité afin d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport de l'électricité - Projet du Transporteur relatif au raccordement des centrales du complexe de la Romaine au réseau de transport*.

La référence (ii) mentionne :

> *« Par ailleurs, en 2012, les centrales thermiques de Tracy et de La Citière ainsi que la centrale nucléaire de Gentilly-2 ont successivement été fermées. Ces centrales ont comme particularité d'être situées dans la partie sud du réseau et contribuaient au soutien de la tension et à la stabilité du réseau de transport. »*

La capacité totale de ces centrales était d'environ 1 555 MW.

Demande :

9.1 Veuillez indiquer si les études qui ont permis de déterminer les ajouts au réseau de transport pour l'intégration de la capacité des centrales du complexe La Romaine à l'horizon 2020 ont pris en considération la fermeture des centrales de Tracy, Gentilly-2 et La Citière en 2012.

Réponse :

Les études d'intégration des centrales du complexe de la Romaine n'ont pas pris en considération la fermeture des centrales de Tracy, Gentilly-2 et La Citière. Lors de la réalisation de ces études, la fermeture de ces centrales n'était pas planifiée.

10. Référence : B-0023, page 6

Préambule :

En complément de preuve demandé par la Régie, le Transporteur fournit les informations suivantes.

Tableau 1
Hypothèses de simulation du réseau à la pointe 2020-2021

Production	Charge	Exportation	Importation
43 811 MW	39 263 MW	4 548 MW	0 MW

On peut constater que le total de la charge et des exportations correspond à la production

Demandes:

10.1 Veuillez indiquer la valeur des pertes sur le réseau.

Réponse :

Le Transporteur estime que cette question n'est pas pertinente à l'étude du Projet et dépasse le cadre du présent dossier. Dans le cadre de l'étude d'un projet d'investissement, le Transporteur évalue les pertes de manière différentielle en comparant les pertes d'une solution de référence avec les pertes des autres solutions.

10.2 Veuillez confirmer que la valeur de 39 263 MW représente les besoins de la charge locale pour 2020-2021.

Réponse :

Cette valeur inclut la charge locale ainsi que les pertes qui y sont associées.

11. Référence : B-0023, page 18

Préambule :

La référence mentionne :

> *« Pour permettre une estimation de la variation des pertes en puissance et en énergie que procurerait chacune des solutions envisagées par rapport au réseau de transport actuel, le Transporteur a utilisé le réseau 2017 et a apporté les ajustements suivants afin de le rendre représentatif de l'état prévisible du réseau avec chacune des solutions.*
>
> *La ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île sera en service pour toute la durée de l'analyse économique, le Transporteur jugeant essentiel de tenir compte de l'impact de celle-ci dans l'analyse demandée par la Régie.*
>
> *Pour obtenir un réseau représentatif avec chacune des solutions, il est aussi requis de considérer l'intégration complète du complexe de La Romaine ainsi que l'ajout d'interconnexions. »*

Demandes :

11.1 Veuillez préciser quelles interconnexions ont été ajoutées.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.1 de la demande de renseignements numéro 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQT-3, Document 2.1.

11.2 Veuillez fournir les principaux paramètres des simulations, notamment la production totale, les besoins de la charge locale, les exportations, les importations et les pertes.

Réponse :

Le Transporteur réitère que pour estimer la variation de pertes, il a utilisé la même méthodologie que celle qu'il a utilisée dans le cadre de l'« Étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport » de l'annexe 1 de la pièce HQT-9, Document 1 du dossier R-4058-2018, soit :

> ***« 8 784 situations instantanées du réseau de transport ont été représentées par un modèle de réseau pour l'année bissextile 2016. L'évaluation du taux de pertes dans le cadre de l'étude est estimée à partir des pertes et de l'énergie livrée en puissance (instantanées) sur une base horaire, en posant comme hypothèse que celles-ci s'avèrent constantes dans l'heure. Cette fréquence horaire est suffisante pour avoir un portrait représentatif du comportement du réseau dans le cadre de cette étude.***
>
> ***Chaque modèle de réseau utilisé lors de l'étude reflète la topologie, le niveau de production, la quantité et la distribution des charges réelles ainsi que les points d'opération (tensions, transits, etc.) des équipements sur le réseau de transport. »***

Les paramètres des simulations correspondent donc aux situations réelles observées durant les 8 760 heures de l'année 2017 auxquelles ont été ajoutées les deux interconnexions CHPE et NPT, ainsi que l'intégration complète du complexe de la Romaine et la ligne prévue dans le cadre du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île.

12. Référence : B-0023, page 23

Préambule :

La référence mentionne :

> *« Advenant la mise en place de la solution 3, il serait nécessaire d'investir massivement dans des travaux de renforcement de la ligne existante entre Micoua et Saguenay (circuit 7019) afin de sécuriser cette dernière et d'obtenir un service équivalent avec chacune des trois solutions. »*

Demandes :

12.1 Veuillez justifier qu'il *serait nécessaire d'investir massivement dans des travaux de renforcement de la ligne existante entre Micoua et Saguenay.*

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.3 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-3, Document 1.1.

12.2 Veuillez indiquer de quelle façon la ligne existante entre Micoua et Saguenay serait sécurisée.

Réponse :

La ligne existante serait sécurisée par le renforcement mécanique de pylônes, le remplacement de plusieurs autres pylônes ainsi que le remplacement des câbles de garde.

13. Référence : B-0023, pages 23 et 24

Préambule :

La référence mentionne :

> *« Compte tenu des paramètres physiques de la ligne existante, il n'était pas en mesure de développer une solution technique équivalente en termes de robustesse et devait se limiter à une amélioration de la robustesse sans atteindre les critères souhaités; »*

Demandes :

13.1 Veuillez définir et justifier *les critères souhaités.*

Réponse :

Les critères souhaités, dans ce cas précis, sont les critères mécaniques permettant à une ligne de résister à des aléas climatiques. Voir également la réponse à la question 10.3 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-3 Document 1.1.

13.2 Veuillez préciser s'il s'agit de critères obligatoires**.**

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.3 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-3 Document 1.1.

13.3 Veuillez préciser si ces critères ont été autorisés ou approuvés par la Régie et fournir les références, le cas échéant.

Réponse :

Ces critères n'ont pas été autorisés ou approuvés par la Régie puisqu'il s'agit de critères de conception.

13.4 Veuillez indiquer ce que le Transporteur entend par *amélioration de la robustesse.* Veuillez notamment décrire les travaux ou modifications qui permettent une *amélioration de la robustesse.*

Réponse :

Les interventions énumérées à la réponse 12.2 servent à améliorer la robustesse de la ligne existante vis-à-vis des aléas climatiques sans toutefois respecter les normes en vigueur concernant la conception d'une nouvelle ligne. Voir également la réponse à la question 10.3 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-3 Document 1.1.

13.5 Veuillez expliquer la différence entre la robustesse améliorée et les critères souhaités.

Réponse :

Le Transporteur estime que la robustesse de la ligne améliorée lui permettrait de résister à de plus nombreux épisodes de verglas et viserait à éviter la chute de pylônes en cascade. Elle ne serait toutefois pas aussi robuste que les nouvelles lignes construites selon les normes en vigueur. Voir également la réponse à la question 10.3 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-3 Document 1.1.

14. Références : (i) B-0005, page 8
(ii) B-0023, page 18

Préambule :

La référence (i) mentionne :

> *« Ainsi, en appliquant cette méthodologie d'analyse, le Transporteur constate une accentuation des oscillations de puissance et de tension sur le réseau au-delà des limites permises par les critères de conception du réseau, et ce à la suite d'événements impliquant la perte temporaire (déclenchement) d'une ou plusieurs des lignes du corridor Manic-Québec. Ces phénomènes d'oscillations, lorsqu'accentués, peuvent entraîner la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord, ce qui cause la perte complète du réseau de transport. »*

La référence (ii) mentionne :

> *« Pour permettre une estimation de la variation des pertes en puissance et en énergie que procurerait chacune des solutions envisagées par rapport au réseau de transport actuel, le Transporteur a utilisé le réseau 2017 et a apporté les ajustements suivants afin de le rendre représentatif de l'état prévisible du réseau avec chacune des solutions.*
>
> *La ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île sera en service pour toute la durée de l'analyse économique, le Transporteur jugeant essentiel de tenir compte de l'impact de celle-ci dans l'analyse demandée par la Régie. »*

Les intervenants comprennent que les écarts de pertes en puissance de 24,7 MW et 63,4 MW ont été estimées à partir du « réseau de transport actuel », soit sans la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île.

Demandes :

14.1 Veuillez préciser si les analyses mentionnées à la référence (i) ont été effectuées sur le « réseau de transport actuel ».

Réponse :

Le Transporteur précise que les écarts de pertes en puissance de 24,7 MW et 63,4 MW, de même que les analyses mentionnées à la référence (i), ont été estimés à partir du réseau planifié à la pointe 2020-2021, soit avec la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île.

14.2 Si oui, veuillez présenter une analyse en ajoutant la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île.

Réponse :

1 **Sans objet.**

15. Références : (i) R-4012-2018, B-0153 : Tarifs et conditions des services de transport, Articles 15.7 et 36.4
(ii) B-0007, Annexe 5 : Analyse économique, page 4

Préambule :

Pour le **service de transport de point à point** la référence (i) mentionne :

> *« **15.7 Pertes de transport** : Des pertes de transport sont associées à tous les services de transport. Le Transporteur n'est pas obligé de fournir les pertes de transport. Le client du service de transport est responsable de remplacer les pertes associées aux services de transport telles qu'établies par le Transporteur. Le facteur applicable de perte de transport est de 6,1 % du débit horaire maximal tel que mesuré au(x) point(s) de livraison. »*

Pour le **service de transport pour l'alimentation de la charge locale** la référence (i) mentionne :

> *« **36.4 Pertes de transport** : Des pertes de transport sont associées à tous les services de transport. Le Transporteur n'est pas obligé de fournir les pertes de transport. Le Distributeur est responsable de fournir en tout temps les pertes réelles associées au service de transport qui lui est fourni sur le réseau du Transporteur. »*

Chacun des clients du service de transport est responsable des pertes sur le réseau de transport.

Dans le cas du service de point à point, le client doit remplacer les pertes et dans le cas de la charge locale, le Distributeur est responsable de fournir les pertes.

Les intervenants comprennent que la valeur unitaire des pertes en puissance et en énergie présentée à la référence (ii) correspond aux coûts évités du Distributeur.

Demandes :

15.1 Veuillez fournir le différentiel de pertes en puissance et en énergie attribuable aux clients de point à point et celui qui est attribuable à la charge locale.

Réponse :

Dans ses études de planification, le Transporteur évalue le différentiel de pertes sur le réseau de transport de façon globale et non par catégories de clients.

15.2 Veuillez fournir le coût des pertes pour les clients de point à point.

Réponse :

Dans ses études de planification, la valeur unitaire des pertes en énergie et en puissance pour les clients de point à point est la même que pour la charge locale. En effet, le Transporteur utilise, pour tous ses projets, les coûts évités du Distributeur pour établir la valeur unitaire des pertes en énergie et en puissance et ce, pour les raisons suivantes :

- **la charge du Distributeur représente près de 90% de la puissance qui transite sur le réseau de transport, et;**
- **le Transporteur ne dispose pas de coûts évités pour ses clients de point à point.**

15.3 Veuillez fournir la référence exacte pour les coûts évités unitaires annuels des pertes pour la charge locale utilisés à la référence (ii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1 de la Régie à la pièce HQT-3, Document 1.1.

16. Référence : R-3887-2014 HQT-2, document 4, Annexes 1 et 2, ou B-0035 et B-0036

Préambule :

La référence présente les schémas d'écoulement de puissance relatifs au projet de la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île.

Demande :

16.1 Veuillez déposer ces documents au dossier actuel.

Réponse :

Cette question n'est pas pertinente à l'étude du Projet et dépasse le cadre d'analyse du présent dossier.