Version caviardée

Réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie (« Régie »)

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 735 kV ENTRE LES POSTES MICOUA ET DU SAGUENAY

CONTEXTE

1. Références : (i) Pièce B-0005, tableau 2, p. 7;
(ii) Pièce B-0016, p. 7 et 8;
(iii) Pièce B-0005, p. 17 et 18.

Préambule :

(i) Le Transporteur présente l'évolution de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord.

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.

(ii) « *Par ailleurs, l'intéressé note que la problématique maintenant mise de l'avant n'avait fait l'objet d'aucune mention du Transporteur lors de la demande d'autorisation de la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île en 2014. Le Transporteur répond que lors de la demande d'autorisation de la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île en 2014, le Transporteur en était à réaliser les études requises pour déterminer les impacts sur son réseau découlant de la diminution de la prévision de demande sur la Côte-Nord constatée avec la prévision du Distributeur de 2013. Le besoin du présent Projet a été confirmé par les prévisions de 2015 et 2016* ». [nous soulignons]

(iii) « *En effet, aux fins de la planification du réseau, les centrales thermiques de Tracy et de La Citière étaient utilisées pour alimenter la charge en période de pointe hivernale en condition d'indisponibilité d'une ligne à 735 kV. La centrale de Gentilly-2 était quant à elle considérée en service pour toutes les conditions de réseau étudiées en planification. La présence de ces centrales dans la partie sud du réseau avait pour effet de diminuer les oscillations de puissance et de tension à la suite d'événements dans le corridor Manic-Québec. Leur fermeture en 2012 a donc aggravé les oscillations de puissance et de tension à*

la suite d'événements dans ce corridor. Toutefois, pour ces événements, les oscillations demeuraient à l'intérieur des limites permises par les critères de conception du réseau et ne requéraient pas l'ajout d'équipement5 dans ce corridor. » notre souligné

Demandes :

1.1 Veuillez élaborer sur le niveau de la demande d'électricité sur la Côte-Nord déclenchant le besoin pour le Projet, considérant que les prévisions de la demande d'électricité sur la Côte-Nord pour la pointe de l'hiver 2020-2021 s'établissaient respectivement à 2 196 MW et 2 205 MW en 2015 et en 2016 (référence (i)), soit les années où les besoins du Projet ont été confirmés (référence (ii)). Notamment, veuillez préciser si le Projet serait requis si le contexte actuel était tel que les prévisions de la demande de pointe pour les hivers 2020-2021 et 2030-2031 s'étaient maintenues à leur niveau de 2010 présenté à la référence (i).

Réponse :

Le Transporteur rappelle que le respect des critères de conception du réseau dépend du comportement dynamique du réseau de transport à la suite des événements. Ce comportement dynamique est affecté par plusieurs facteurs, dont les suivants :

- **la quantité, la localisation et le type (hydraulique, éolienne, …) de la production ;**
- **la quantité et la localisation de la demande d'électricité ;**
- **la configuration du réseau.**

La fermeture des centrales thermiques au sud du réseau, de même que tout ajout d'équipements qui modifie la configuration du réseau contribue aussi aux modifications du comportement dynamique du réseau qui est à la base des besoins du Projet.

Il est donc difficile pour le Transporteur de déterminer le niveau exact de la demande d'électricité sur la Côte-Nord déclenchant le besoin du Projet, puisqu'il ne s'agit pas du seul facteur en cause.

Le Transporteur est toutefois en mesure de confirmer que :

1. **Avec le niveau de demande d'électricité de 2015 et 2016, soit d'environ 2 200 MW, le Projet est requis.**
2. **Avec un niveau de demande d'électricité s'approchant de celui de 2010 (3 300 MW) et avec la présence des centrales thermiques au sud du réseau, le réseau du Transporteur respecte les critères de conception sans le Projet.**

Le Transporteur estime donc que la demande d'électricité sur la Côte-Nord devrait être de l'ordre du niveau de la demande prévue en 2010 pour éliminer le besoin du Projet. Le Transporteur devrait toutefois réaliser une étude afin de confirmer que, compte tenu de la fermeture des centrales dans le sud du réseau, le besoin n'est effectivement pas requis à ce niveau de demande.

Par ailleurs, le Transporteur souligne que ces études sont réalisées en fonction des prévisions fournies par le Distributeur et qu'en date d'aujourd'hui, le Transporteur ne dispose pas d'une information provenant du Distributeur lui indiquant un tel niveau de charge.

1.2 La Régie doit-elle comprendre du texte cité à la référence (iii) que la fermeture des centrales de Tracy, de La Citère et de Gentilly-2, à elles seules, sont insuffisantes pour justifier le projet de construction d'une nouvelle ligne Micoua-Saguenay c'est-à-dire pour entraîner des oscillations qui soient au-delà des limites permises par les critères de conception du réseau. Veuillez élaborer.

Réponse :

Effectivement, la fermeture des centrales de Tracy, La Citière et Gentilly-2 à elles seules ne sont pas suffisantes pour justifier le Projet. C'est l'effet combiné de leur fermeture et de la diminution de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord qui justifie le Projet.

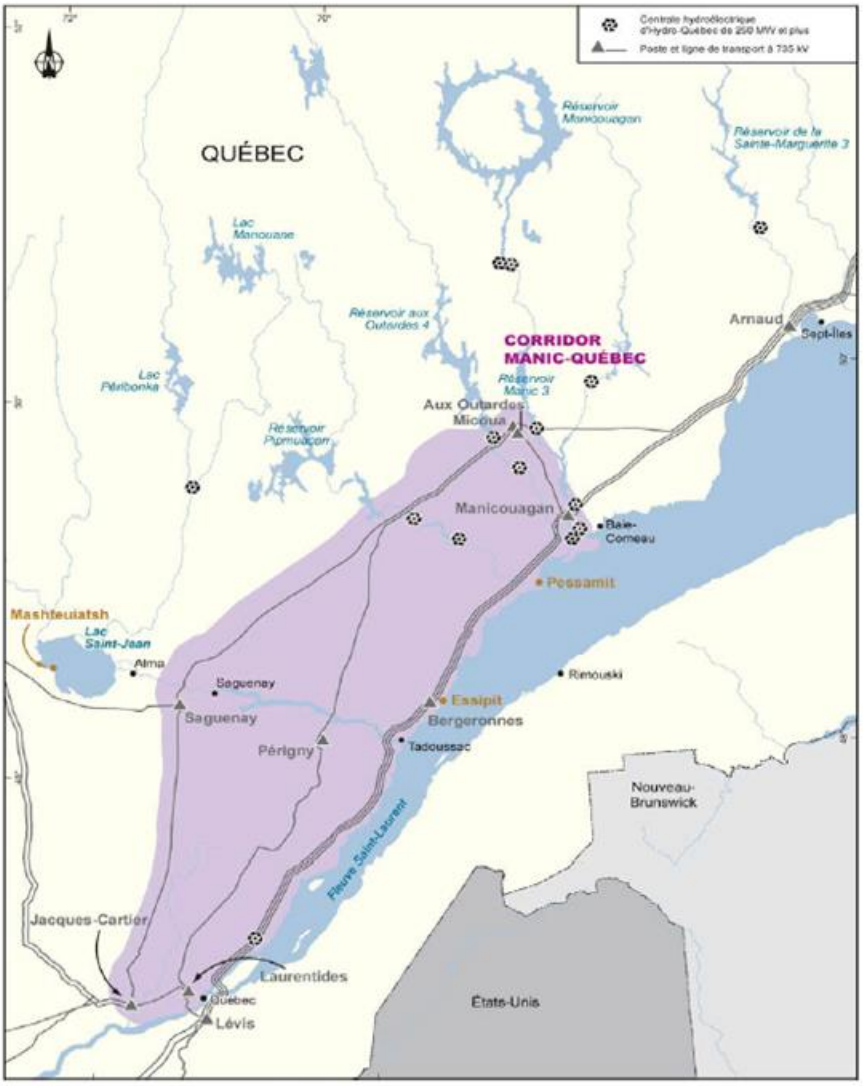
2. Références : (i) Pièce B-0005, p. 6 et 7, 9, 17 et 18;
(ii) Dossier R-3887-2014, pièce B-0018, p. 9 à 11;
(iii) Dossier R-3887-2014, pièce B-0018, p. 13.

Préambule :

(i) En pages 6 et 7 :
« *La planification du réseau de transport principal du Transporteur tient compte de l'ensemble des besoins, notamment en considérant les ressources de production disponibles et la prévision de la demande d'électricité du Distributeur. Une modification de la quantité ou de la localisation de ces besoins peut avoir un impact sur le comportement du réseau de transport* ».

En page 9:

Figure 1
Corridor Manic-Québec



En pages 17 et 18 :

« *Le Transporteur rappelle que le Projet fournit une architecture qui a pour objectif de maintenir la fiabilité du réseau de transport dans le corridor Manic-Québec.*

Il est requis pour maintenir la stabilité du réseau de transport face à certains événements sur les lignes de ce corridor dont la sévérité des impacts s'est accentuée à la suite de la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, combinée à la baisse importante de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord.

[…]

Par ailleurs, la diminution importante de la prévision de demande d'électricité du Distributeur sur la Côte Nord depuis 2013 entraîne une <u>*augmentation des niveaux de transits*</u>

prévus dans le corridor Manic-Québec, tant à l'horizon 2020-2021 qu'à l'horizon 2030-2031, amplifiant ainsi les phénomènes d'oscillations de puissance et de tension. De surcroît, lorsque ces niveaux de transits prévus dépassent ceux pour lesquels le réseau de transport est conçu, ces oscillations causent la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord avec le réseau de transport entraînant la perte complète de ce dernier.

Ainsi, combinée à la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, cette diminution de la prévision de demande d'électricité sur la Côte Nord dégrade le comportement du réseau au point où la perte temporaire d'une ligne à 735 kV à la suite d'un défaut, pour une condition de réseau en pointe avec une autre ligne à 735 kV au retrait, cause la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord avec le réseau de transport ».

(ii) Dans le cadre de la demande relative au projet à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île, le Transporteur mentionnait :

« *Dans l'état actuel du réseau, les transits sur le corridor ouest de la Baie-James sont plus élevés que sur le corridor est de la Baie-James. Cette situation vient du fait qu'un des grands centres de consommation se situe dans la région métropolitaine de Montréal et ses environs. Or, les transits de la puissance s'établissent naturellement en fonction du chemin électrique le plus court qui dans le présent cas se trouve à être le corridor ouest du réseau, au détriment du corridor est qui passe par la région de Québec. En effet, le corridor est de la Baie-James se comporte comme un entonnoir à la hauteur du poste de la Chamouchouane puisque trois lignes entrent dans ce poste alors que seulement deux lignes en ressortent. Cette topologie, qui n'était pas problématique à ce jour, résulte de l'évolution du réseau jusqu'au milieu des années 1990.*

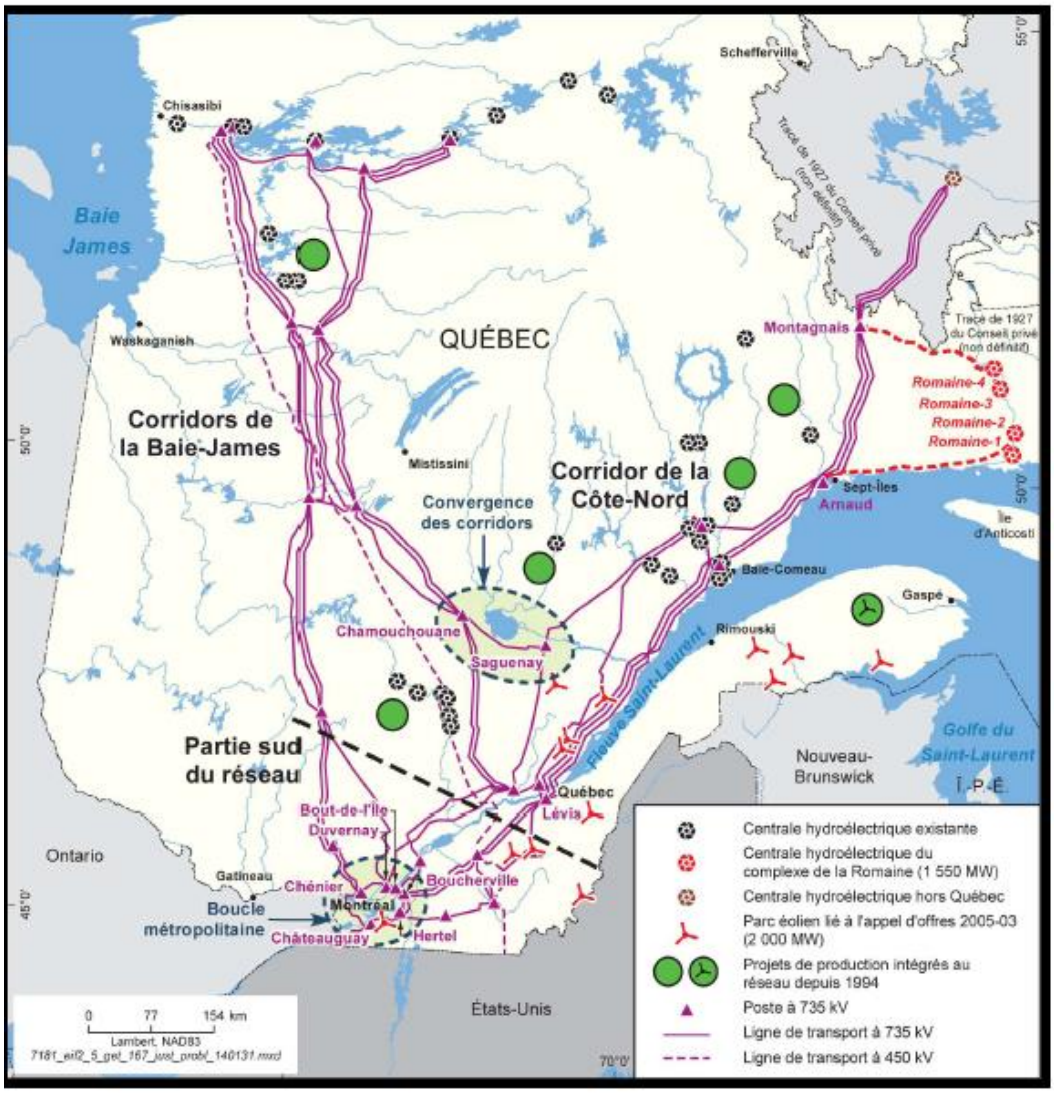
Or, au fur et à mesure que se développe le réseau, les transits de puissance augmentent sur les lignes à 735 kV. Cette augmentation de transit rend le réseau davantage sensible à certains événements tels que la perte temporaire (déclenchement) simultanée de deux lignes à 735 kV au sud du réseau à la suite d'un défaut, ou la perte d'une ligne simple au sud lorsque le réseau est déjà dans une configuration avec une ligne en retrait dans le Sud. Cette augmentation de la sensibilité atteint un point où la stabilité du réseau est affectée ce qui entraîne une dégradation de son niveau de fiabilité.

Dans ce contexte, comme mentionné plus avant, il est requis de procéder au renforcement du réseau de transport principal afin d'en assurer la fiabilité, et ce dans le respect des critères de conception.

Par ailleurs, compte tenu du caractère intégré du réseau, signifiant que les lignes de transport sont raccordées les unes aux autres par les postes à 735 kV, peu importe le corridor de transport en évolution, lorsqu'un besoin de renforcement apparaît, il est requis aux endroits du réseau qui sont soumis aux plus grandes contraintes. À titre d'exemple, les études d'intégration de la nouvelle production de 1 550 MW du complexe de la Romaine en cours de réalisation sur la Côte-Nord et les 2 000 MW associés à l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en énergie éolienne dans le centre-sud et le sud-est du réseau, ont identifié des besoins de renforcement du réseau principal dans le centre-sud et dans le

sud-ouest du réseau, tel que présenté dans les demandes R-3742-2010 et R-3757-2011 du Transporteur. En effet, toute cette nouvelle production augmente la puissance transitée sur les lignes du corridor de la Côte-Nord (voir la figure 3), à tel point qu'une partie de cette puissance se trouve transférée vers les corridors est et ouest de la Baie-James du fait que le réseau est intégré. Il s'ensuit une augmentation des transits sur l'ensemble des lignes à 735 kV qui acheminent la production vers les régions de Montréal et de Québec.

Figure 3
Réseau de transport intégré



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.

L'augmentation des transits a alors pour impact que l'effet d'entonnoir mentionné plus avant devient en quelque sorte un goulot d'étranglement et limite le réseau à répondre au besoin de transiter la puissance vers le sud soit vers la charge. La figure 4 présente la configuration de cette zone de convergence.
Ainsi, dans la configuration actuelle du réseau et compte tenu de son caractère intégré, l'endroit du réseau où apparaissent les plus grandes contraintes, quel que soit l'axe de transport en développement, se situe à la hauteur du poste de la Chamouchouane ». [notes de bas de page omises] [nous soulignons]

(iii) « *Par ailleurs, la compensation série ajoutée depuis 1994 en réponse à l'intégration de projets de production au réseau a contribué à augmenter les transits sur les lignes existantes contrairement à l'effet qu'aurait eu l'addition de nouvelles lignes. De même, les fermetures récentes de centrales nucléaires et thermiques dans la partie sud du réseau ont un impact à la hausse sur les transits des lignes de transport du réseau principal, en période estivale*. [nous soulignons]

Tous ces éléments relatifs à l'évolution du réseau du Transporteur révèlent que le réseau ne fournit plus, en été, une marge de manœuvre suffisante au Transporteur, qui doit gérer des situations beaucoup plus complexes que par le passé ».

Demandes :

2.1 Veuillez faire une mise en contexte du Projet avec le projet à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île référé en (ii) et (iii).

Réponse :

Le comportement dynamique du réseau de transport peut être classé en deux grandes catégories de phénomènes se produisant à la suite des événements. Lorsque les variations de tension et de fréquence causées par ces phénomènes ne sont pas contenues à l'intérieur des limites définies par les critères de conception du réseau, le réseau se retrouve en état d'instabilité, ce qui peut potentiellement causer des pannes générales.

En premier lieu, le Transporteur identifie les phénomènes d'oscillations de tension et de puissance, que l'on appelle également stabilité angulaire. Ces phénomènes sont très rapides, de l'ordre de quelques cycles à quelques secondes, et peuvent ultimement causer la perte de synchronisme de centrales. Ces phénomènes sont principalement observés à la suite des événements survenant dans la partie nord du réseau de transport, près des centrales.

En deuxième lieu, le Transporteur distingue les phénomènes d'effondrement de tension que l'on appelle également stabilité de tension. Ces phénomènes sont typiquement plus lents, de l'ordre de quelques secondes à quelques minutes, et sont caractérisés par une baisse plus ou moins rapide de la tension sur l'ensemble du réseau qui peut aller jusqu'à un effondrement complet de la tension. Ces phénomènes sont principalement observés à la suite des événements survenant dans la partie sud du réseau de transport, près de la charge.

Ces phénomènes créent des contraintes à divers endroits dans le réseau. Ces contraintes dépendent notamment de la configuration du réseau et de la puissance transitée à ces endroits. De façon générale, une augmentation de la puissance transitée sur le réseau a pour effet d'amplifier ces phénomènes qui surviennent à la suite d'événements. Ce sont alors les endroits du réseau qui sont soumis aux plus grandes contraintes qui nécessitent des renforcements.

Le projet de ligne Micoua-Saguenay et le projet de la Chamouchouane – Bout-de-l'Île répondent à des besoins différents. Le projet de ligne Micoua-Saguenay vise à résoudre une problématique de stabilité angulaire, alors que le projet de Chamouchouane – Bout-de-l'Île vise essentiellement à résoudre un problème de stabilité de tension.

Avant la réalisation du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île, l'endroit du réseau où apparaissaient les plus grandes contraintes se situait à la hauteur du poste de la Chamouchouane, lors d'événements impliquant la perte de lignes au sud du poste La Vérendrye ou au sud du poste de la Jacques-Cartier. Ce sont ces contraintes qui ont été surnommées « effet entonnoir ».

L'ajout de la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île a eu pour effet de changer la configuration du réseau et de réduire de façon importante ces contraintes. L'endroit du réseau où apparaissent les plus grandes contraintes se retrouve maintenant dans le corridor Manic-Québec, lors d'événements impliquant la perte de lignes au sud des postes Micoua, aux Outardes et de la Manicouagan. Les contraintes identifiées lors de l'analyse du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île peuvent toujours exister, mais à des niveaux qui respectent les critères de conception du réseau.

Les études de planification ayant justifié le projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île datent d'avant 2013, soit avant l'observation des baisses significatives de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord. Bien que ces études aient permis de constater le déplacement de l'endroit où apparaissent les plus grandes contraintes, celles-ci étaient alors à l'intérieur des limites permises par les critères de conception du réseau et il n'était pas justifié à ce moment de déclencher un renforcement du corridor Manic-Québec.

L'ajout de la ligne Micoua-Saguenay, tout comme l'ajout de toute autre ligne, aura également pour effet de changer la configuration du réseau. Ces modifications de la configuration du réseau n'ont toutefois pas pour effet de recréer des contraintes qui excèdent les critères de conception du réseau au niveau du poste de la Chamouchouane, l'« effet entonnoir » n'est donc pas recréé par l'ajout du Projet.

Ce n'est qu'à la suite de la baisse des prévisions de la demande d'électricité sur la Côte-Nord et de la fermeture des centrales dans le sud du réseau que les contraintes du corridor Manic-Québec sont devenues suffisamment importantes pour justifier le Projet.

2.2 La Régie constate que certains éléments liés au projet à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île sont cités dans le contexte justifiant le présent Projet. Veuillez expliquer pourquoi, à ce jour, les fermetures des centrales nucléaires et thermiques dans la partie sud du réseau demeurent problématiques pour la fiabilité du réseau de transport principal et justifient en partie le présent Projet.

Réponse :

Le caractère intégré du réseau, dont les éléments sont raccordés entre eux par les lignes et les postes, fait en sorte que l'ajout ou le retrait de centrales peut avoir des conséquences sur l'ensemble du réseau.

Le retrait des centrales nucléaire et thermiques a ainsi eu de nombreux effets sur le comportement global du réseau.

Entre autres, le retrait du support de tension fourni par les centrales avait pour effet d'aggraver les phénomènes d'effondrement de tension se produisant à la suite d'événements de perte de lignes au sud du poste La Vérendrye. Cet effet a été compensé en partie par les renforcements réalisés dans le sud du réseau comme décrit notamment dans les dossiers R-3890-2014 (Demande d'autorisation du Transporteur relative à l'ajout d'un compensateur statique au poste du Bout-de-l'île) et R-3887-2014 (Demande d'autorisation du Transporteur relative au projet à 735 kV de la Chamouchouane - Bout-de-l'île).

Leur retrait a également eu pour effet d'aggraver les phénomènes d'oscillation de tension se produisant à la suite d'événements de perte de lignes au sud des postes Micoua, aux Outardes et de la Manicouagan. Cette aggravation n'était toutefois pas suffisante, sans la réduction des prévisions de la demande d'électricité sur la Côte-Nord, pour justifier un projet lorsque le Transporteur a présenté le dossier R-3887-2014 précité.

3. Référence : Pièce B-0005, p. 10.

Préambule :

« 3 Objectifs du Projet
Le Projet a pour objectif de maintenir la fiabilité et la performance du réseau de transport principal par l'ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay. Il vise en effet à assurer la stabilité du réseau de transport dans le respect des critères de conception afin de maintenir la qualité d'alimentation de l'ensemble de la clientèle dans le contexte de l'évolution du réseau. Le Projet a aussi comme objectif de poursuivre la sécurisation post-verglas du corridor Manic-Québec.» [nous soulignons]

Demande :

3.1 Veuillez décrire sommairement le contexte d'évolution du réseau auquel réfère le Transporteur à la référence (i).

Réponse :

Le Transporteur fait référence au fait que la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord a évolué à la baisse et que les centrales de Tracy, de La Citière et Gentilly-2 ont été fermées. Par ailleurs, le Transporteur rappelle que les besoins découlant des services de transport prévus aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les « Tarifs et conditions »), soit le service de transport pour l'alimentation de la charge locale et le service de transport ferme à long terme de point à point, évoluent dans le temps. Le réseau de transport doit ainsi être en constante évolution pour répondre à ces divers besoins.

4. Références : (i) Pièce B-0005, p. 6 et 7;
(ii) Pièce B-0005, p. 20 à 23;
(iii) Dossier R-3887-2014, Pièce B-0018, p. 32.

Préambule :

(i) « *Planification du réseau*

La planification du réseau de transport permet d'avoir une vision globale des enjeux, problématiques et actions à mettre en œuvre afin d'assurer la fiabilité et la qualité du service de transport tout en répondant aux besoins de l'ensemble de la clientèle.

La planification du réseau de transport principal du Transporteur tient compte de l'ensemble des besoins, notamment en considérant les ressources de production disponibles et la prévision de la demande d'électricité du Distributeur. Une modification de la quantité ou de la localisation de ces besoins peut avoir un impact sur le comportement du réseau de transport ». [nous soulignons]

(ii) Le Transporteur présente les trois solutions envisagées. Il mentionne notamment :

« *Enfin, tel qu'il appert du tableau 4, la solution 1 présente les coûts globaux actualisés les plus faibles. De plus, la solution 1 constitue une solution technique structurante qui permet de mettre en place une infrastructure optimale du réseau de transport principal* ».

[…]

Elle [La solution 2] permet, comme la solution 1, de répondre de façon fiable aux enjeux identifiés. En effet, en plus d'assurer une robustesse adéquate du réseau de transport principal, cette solution est celle, parmi les trois solutions envisagées, qui assure la meilleure répartition des transits sur le réseau et lui procure la meilleure performance ».

(iii) « *Contexte de développement à plus long terme*
Aux fins de la comparaison des solutions, le Transporteur souligne que celles-ci ont été analysées ou conçues dans une optique plus large de développement à long terme du réseau. Par cette façon de faire, le Transporteur cherche à positionner stratégiquement le réseau pour l'avenir, en favorisant son développement optimal et durable tout en minimisant le nombre et le coût des interventions.

Cette recherche d'une solution qui soit structurante pour le réseau de transport principal dans une perspective de développement à plus long terme nécessite que le Transporteur projette le réseau dans l'avenir. Ainsi, il a analysé les deux solutions en regard de leur potentiel à répondre à des besoins éventuels. De cette façon, le Transporteur s'assure de comparer des solutions qui rendent un même service et se positionne de façon à faire un choix qui soit optimal pour l'avenir du réseau. De cet exercice, il est ressorti que la solution 1 est la plus structurante pour le réseau et qu'elle positionne ce dernier stratégiquement pour l'avenir ».

Demandes :

4.1 Veuillez préciser si le Projet permet au Transporteur de dégager une réserve de capacité permettant une éventuelle intégration au réseau de capacité de production. Si oui, veuillez chiffrer cette réserve de capacité en MW.

Réponse :

Le Projet vise à assurer la fiabilité du réseau à la suite des événements se produisant dans le corridor Manic-Québec. Le Projet améliore grandement le

comportement du réseau à la suite de ces événements, ce qui peut dégager une certaine réserve de capacité locale dans le corridor Manic-Québec. Cette capacité locale ne garantit toutefois en rien que le reste du réseau puisse dans son ensemble intégrer de la nouvelle production.

De plus, le Transporteur ne peut déterminer la quantité d'une éventuelle réserve de capacité permettant une intégration au réseau de production sans réaliser une étude d'intégration pour un projet de production précis.

Tel que mentionné en réponse à la question 1.1, le comportement dynamique du réseau, qui découle du respect des critères de conception, dépend de nombreux facteurs, notamment la position de la production et de la demande ainsi que la configuration du réseau.

Pour qu'il y ait une réserve de capacité sur le réseau, il faut que celui-ci ait à lui seul la possibilité d'intégrer une nouvelle source de production et d'acheminer l'énergie de celle-ci vers la demande sans avoir à ajouter d'équipements au réseau de transport et tout en respectant les critères de conception du réseau.

Le Transporteur souligne que de telles demandes d'intégration de production sont présentes dans la séquence des études d'impact sur le site OASIS du Transporteur : les demandes 197R (Parc éolien Lévesque, 200 MW) et 215R (Accroissement de puissance de la centrale SM-3, 440 MW).

L'étude 197R a été complétée par le Transporteur. Dans ce cas, il serait possible d'intégrer cette demande sans ajout sur le réseau de transport à 735 kV avec la présence du Projet et de tous les autres projets qui le précèdent, comme par exemple la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île ou encore l'addition de plateforme de compensation série aux postes Micoua et de la Manicouagan.

L'étude 215R n'a pas été complétée par le Transporteur. Toutefois, les analyses préliminaires du Transporteur montrent qu'il serait entre autres requis d'ajouter de la compensation série sur la nouvelle ligne Micoua-Saguenay pour permettre l'intégration de cette puissance supplémentaire pour maintenir la fiabilité du réseau.

Le Projet pourrait dégager une certaine capacité locale au corridor Manic-Québec, mais il ne permettrait pas à lui seul d'intégrer les demandes 197R et 215R.

Finalement, puisque les solutions présentées par le Transporteur forment chacune un tout indissociable, ne comportent aucun équipement autre que ceux requis pour répondre au besoin à l'origine du projet et correspondent à la solution optimale des points de vue technique et économique, le coût marginal des réserves locales de capacité potentiellement générées par un projet est donc nul. Dans ces conditions, la réserve de capacité est accessoire, c'est-à-dire qu'elle est un effet collatéral dû au choix de la solution la plus économique,

et il n'est pas possible d'isoler un coût correspondant à une éventuelle réserve de capacité de transport qui soit autre que zéro.

4.2 Veuillez commenter l'impact du Projet sur la capacité du Transporteur à répondre à de futurs besoins. Dans le cas où ces besoins seraient connus, veuillez les identifier.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1.

4.3 Veuillez préciser si la comparaison des solutions (référence (ii)) a été faite « *en regard de leur potentiel à répondre à des besoins éventuels* », comme il a été fait dans le cadre du projet R-3887-2014 (référence (iii)). Le cas échéant, veuillez élaborer sur les besoins éventuels considérés aux fins de la comparaison des trois solutions.

Réponse :

Dans ses études de planification, le Transporteur a effectué une analyse de sensibilité de ses solutions à divers besoins éventuels. Le Transporteur a aussi réalisé des études pour des demandes d'intégration postérieurement aux études de planification du Projet. Voir les réponses aux questions 4.1 et 10.1.

Par contre, considérant que le Projet est requis même si ces besoins éventuels ne se réalisent pas, que le Projet est économique même sans prendre en considération ces besoins éventuels et qu'il était impossible d'obtenir, en considérant des besoins éventuels, une solution sans ligne qui soit techniquement équivalente aux solutions avec ligne, l'analyse économique des solutions n'inclut pas d'investissements pour des besoins éventuels.

Le Transporteur a considéré ces besoins de façon qualitative dans la comparaison des solutions lorsqu'il mentionne à la pièce HQT-1, Document 1, page 21 que pour la solution 3, « toute augmentation subséquente à la quantité de puissance électrique à transporter par le corridor Manic-Québec entraînerait inévitablement la construction d'une nouvelle ligne pour renforcer ce corridor ».

JUSTIFICATION DU PROJET EN FONCTION DES OBJECTIFS

5. Références : (i) Pièce B-0005, p. 18 et 19;
(ii) Pièce B-0016, p. 6.

Préambule :

(i) « *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* ».

[…]

Tableau 3
Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Novembre 2014	Décembre 2017
Demande d'autorisation à la Régie	Juillet 2018	Janvier 2019
Projet	Février 2019	Juillet 2022
Mises en service	Juin 2021	Juillet 2022

(ii) « *La durée d'application de mesures temporaires se doit donc d'être réduite au minimum eu égard au respect des critères de fiabilité* ».

Demandes :

5.1 Veuillez élaborer sur les implications techniques et économiques du recours à des automatismes visant à limiter le transit. Le cas échéant, veuillez en préciser le montant.

Réponse :

D'un point de vue technique, le recours à des automatismes pour des événements dits « de base » implique une dérogation aux critères de conception du réseau de transport applicables. Ce sont ces critères qui définissent le niveau de fiabilité attendu du réseau. Pour les événements dits « de base » le Transporteur n'autorise pas l'utilisation d'automatismes. Leur utilisation de façon temporaire en attendant la réalisation d'un projet implique donc une réduction de la fiabilité globale du réseau (voir également la réponse à la question 7.2).

Le Transporteur peut accepter cette réduction temporaire de la fiabilité uniquement lorsqu'il a la perspective de déployer un projet. Le Transporteur

estime qu'il est justifié de mettre en place toutes les mesures permettant de limiter le plus possible dans le temps le recours aux automatismes afin de retrouver le plus vite possible un niveau de fiabilité correspondant au respect de ses critères de conception du réseau. Il ne lui est par contre pas possible de définir de limite minimale puisque la durée d'application de ces mesures temporaires dépend du temps requis pour mettre en place la solution permanente. Dans le cas précis du Projet, le Transporteur souhaite ne pas dépasser 2022 pour sa mise en service.

Les limites de transit sur le réseau sont définies afin d'exploiter le réseau dans le respect des critères du Transporteur. Les limites sont ainsi établies sans considérer l'utilisation d'automatismes pour les événements dits « de base ». Le recours à des automatismes permet de rehausser temporairement ces limites en attendant la mise en service du Projet.

D'un point de vue économique, les implications dépendent de l'automatisme utilisé. Si un nouvel automatisme avait été requis, cela aurait impliqué des investissements. Dans le cas présent, le Transporteur n'a pas eu à investir puisqu'il a fait appel à un automatisme existant (rejet de production et télédélestage de charge, ou « RPTC ») en modifiant les réglages de celui-ci.

Par ailleurs, le Transporteur offre un service de transport fiable à l'ensemble de ses clients sans distinction. En faisant temporairement usage de cet automatisme, le Transporteur cherche à maximiser l'utilisation de ses services de transport afin de minimiser l'impact sur ses clients. Dans son rôle, le Transporteur n'est néanmoins pas en mesure d'évaluer les montants des impacts économiques des limites de transit sur ses clients.

5.2 Veuillez expliquer ce que le Transporteur entend par la réduction de la durée d'application de mesures temporaires « au minimum ». Veuillez définir ce « minimum ».

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.1.

6. Références :
(i) R-3757-2011, Pièce B-0019, p. 21;
(ii) R-3757-2011, Pièce B-0005, Annexe, page 38.
(iii) Pièce B-0016, p. 6.

Préambule :

(i) *« D'entrée de jeu, le Transporteur souligne que la solution qu'il a retenue afin de raccorder le complexe de la Romaine au réseau de transport principal répond de façon optimale à la demande de raccordement du Producteur.*

[…]

Les travaux requis sur le réseau de transport principal consistent principalement en :

- *l'ajout de nouvelles plates-formes de compensation série à des endroits spécifiques du réseau ;*
- *la mise à niveau de plates-formes de compensation série existantes ;*
- *l'ajout de batteries de condensateurs shunts ;*
- *l'ajout d'inductances shunt ;*
- *les modifications de protections et automatismes ;*
- *l'implantation d'un poste de sectionnement à 735 kV.*

Ces travaux visent à assurer la stabilité de l'ensemble du réseau interconnecté et permettre de bien distribuer les équipements de compensation de puissance réactive requise à la pointe pour exploiter efficacement le réseau de transport principal. » (Nous soulignons)

(ii) « *L'échéancier de réalisation des travaux d'intégration a été établi de façon à permettre la mise en exploitation du premier groupe turbine-alternateur de la centrale de la Romaine-4 pour le 30 juillet 2020 et du second pour le 30 septembre 2020, tel que demandé par le Producteur.* »

(iii) « *En 2015, le Transporteur a développé une mesure temporaire à partir d'un automatisme déjà existant, en prévision de la mise en service des centrales Romaine-3 et Romaine-4 et considérant la prévision du Distributeur.*
[…]
Temporairement, le Transporteur utilisera l'automatisme afin d'assurer la stabilité et la continuité de service également pour les événements de base (déclenchement d'une seule ligne).»

Demande :

6.1 Dans le cadre du projet d'intégration des centrales de La Romaine (R-3757-2011), le Transporteur a prévu des travaux visant à renforcer le réseau de Transport principal. Ces travaux incluaient, notamment, le développement d'automatismes ainsi que des modifications aux systèmes de protection de postes limitrophes, incluant aux postes de Micoua et de Saguenay (ref (i)). Dans le présent projet le Transporteur indique qu'il a développé un automatisme de rejet de production et délestage de charge (RPTC) en prévision de la mise en service des centrales Romaine-3 et Romaine-4 (ref(iii)).

Veuillez expliquer pour quelles raisons l'automatisme développé en prévision de l'intégration des centrales de La Romaine est qualifié, dans le présent dossier, de

mesure temporaire alors qu'il a été présenté comme une mesure faisant partie d'une solution permanente dans le dossier R-3757-2011. Veuillez élaborer.

Réponse :

Les critères de conception du réseau n'autorisent pas l'utilisation d'automatismes pour faire face aux événements de base, soit les événements les plus probables de survenir sur un réseau tels la perte d'une ligne. L'utilisation d'automatismes sur le réseau de transport est permise par les critères de conception du réseau pour faire face aux événements exceptionnels, c'est-à-dire des événements exceptionnels (par exemple la perte complète d'un poste ou d'un corridor) mais très peu fréquents. L'automatisme RPTC a été développé pour répondre à ce type d'événements. Cet automatisme effectue des rejets de production ou du télédélestage de charge lorsqu'il détecte l'ouverture de lignes sur le réseau.

Dans le cadre du projet d'intégration des centrales du complexe de la Romaine, l'ajout du poste aux Outardes a impliqué la déviation de la ligne 7004 (initialement entre le poste des Laurentides et le poste Micoua) du poste Micoua vers le poste aux Outardes. Cette ligne est surveillée par l'automatisme RPTC. L'intégration de ces centrales a donc conduit à des modifications de l'automatisme RPTC dues à la déviation de la ligne 7004, mais toujours pour faire face aux événements exceptionnels.

Dans le cadre du présent dossier, le Transporteur utilise temporairement le même automatisme (RPTC) pour faire face à des événements de base (la perte d'une ligne) en dérogation aux critères de conception du réseau de façon temporaire jusqu'à la mise en service du Projet.

7. Référence : Pièce B-0005, p. 10 et 17 à 19.

Préambule :

En page 10 :

« *Le Projet a pour objectif de maintenir la fiabilité et la performance du réseau de transport principal par l'ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay* ».

En page 17 :

« *Le Transporteur rappelle que le Projet fournit une architecture qui a pour objectif de maintenir la fiabilité du réseau de transport dans le corridor Manic-Québec* ».

En page 18 :

« *Le Projet permet d'éviter la perte complète du réseau de transport à la suite de la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord et de limiter les oscillations de puissance et de tension dans certaines conditions de réseau à l'intérieur des critères de conception. Le Projet permet donc de maintenir un niveau de fiabilité adéquat du réseau de transport* ». [Nous soulignons]

En page 19 :

« *Enfin, le Transporteur rappelle qu'il doit, en vertu des Tarifs et conditions, fournir un service de transport permettant de répondre aux besoins des clients en assurant la continuité et la qualité de ce service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de transport. À son avis, le Projet constitue une solution optimale eu égard au besoin à l'étude* ».

Demandes :

7.1 Veuillez préciser les articles des Tarifs et conditions dont il est question en page 19.

Réponse :

La mission du Transporteur consiste à exploiter le réseau de transport d'électricité le plus vaste d'Amérique du Nord, commercialiser les capacités de transit et gérer les mouvements d'énergie sur le territoire québécois en conformité avec les normes de fiabilité de l'industrie.

Les activités du Transporteur font l'objet d'une réglementation globale et en continu de la part de la Régie de l'énergie, tel que mentionné au Rapport annuel 2017-2018 de la Régie notamment sous les rubriques Historique et juridiction et Activités – Électricité.

L'énoncé « fournir un service de transport permettant de répondre aux besoins des clients en assurant la continuité et la qualité de ce service » réfère aux notions de fiabilité et de suffisance de capacité du réseau de transport, lesquelles s'incarnent dans la mission du Transporteur et dans la réglementation de ses activités par la Régie.

En sus de ce qui précède, de nombreux articles des Tarifs et conditions participent à l'obligation du Transporteur d'assurer la fiabilité et la suffisance de capacité de son réseau afin de répondre aux besoins de ses clients.

De façon non exhaustive, les principaux articles et appendices des Tarifs et conditions rappelant ces obligations sont les suivants :

Pour la charge locale :

- **Préambule de la Partie IV**

- **Article 36.1 – Étendue du service**
- **Article 36.2 - Responsabilités du Transporteur**

Pour le service de transport ferme de point à point :

- **Préambule de la Partie II**
- **Article 13.2 - Priorité de réservation**
- **Article 13.7 d) - Classification du service de transport ferme**
- **Article 15.4 - Obligation de fournir un service de transport exigeant l'expansion ou la modification du réseau de transport, une nouvelle répartition ou une réduction conditionnelle**
- **Article 15.2 - Détermination de la capacité de transfert disponible, lequel article réfère à l'Appendice C - Méthodologie pour évaluer la capacité de transfert disponible**

Pour l'ensemble des clients du Transporteur :

- **Appendice D : Méthodologie pour exécuter une étude d'impact sur le réseau**

En ce qui concerne l'obligation de respecter les critères de conception de son réseau, le Transporteur souligne que les Appendices C et D identifient les lignes directrices et principes suivis pour évaluer la capacité de transfert disponible et pour réaliser les études d'impact sur le réseau. Parmi ces lignes directrices et principes sont nommés les critères et directives du Transporteur.

7.2 Veuillez préciser ce que le Transporteur entend par « niveau de fiabilité adéquat » en page 18. Le cas échéant, veuillez déposer la définition de ce terme.

Réponse :

Le Transporteur entend par « niveau de fiabilité adéquat » le respect des critères de conception de son réseau de transport. Celui-ci est conçu pour s'assurer de pouvoir supporter, sans interruption de service, des événements de bonne sévérité dont la probabilité d'occurrence, bien que faible, demeure assez élevée pour qu'il faille s'en prémunir. Pour contrer de tels événements, l'accent est mis sur la robustesse du réseau. Cette robustesse est particulièrement importante pour le réseau à 735 kV du Transporteur. En effet, ce réseau est déployé selon deux grands axes de transport d'environ 1000 km, l'un vers le nord-est et le second vers le nord-ouest québécois afin d'intégrer d'immenses centres de production éloignés. Ces axes comportent de nombreuses sections de réseau raccordées par plusieurs postes de sectionnement. Les appareils de sectionnement que l'on peut décompter sont donc beaucoup plus nombreux

que si la production était plus rapprochée des centres de consommation. À cause du grand nombre d'appareils, la possibilité d'indisponibilité d'un de ces appareils à la suite d'un bris ou pour entretien s'en trouve donc singulièrement accrue, la robustesse inhérente du réseau à la pointe permet ainsi l'obtention d'un niveau de fiabilité adéquat toute l'année, dans toutes les conditions d'exploitation possibles.

Pour les événements de nature moins fréquente, les objectifs de comportement du réseau visent davantage l'intégrité du réseau et la sécurité des équipements et les moyens permis pour atteindre ces objectifs sont plus permissifs en termes d'automatismes de réseau.

L'utilisation d'automatismes de façon temporaire pour les événements « de base » implique de ne plus se fier seulement à la robustesse du réseau, réduisant ainsi sa capacité à s'adapter à toutes les conditions d'exploitation auxquelles il doit faire face.

7.3 Veuillez préciser ce que le maintien de la fiabilité et de la performance du réseau de transport dans le corridor Manic-Québec implique par rapport au maintien de la fiabilité du réseau de transport principal.

Réponse :

Le corridor Manic-Québec fait partie intégrante du réseau de transport principal et désigne l'ensemble des lignes sortant des postes Micoua, aux Outardes et de la Manicouagan vers la région de Québec.

C'est l'application dans ce corridor des événements décrits à la section 2 de la pièce HQT-2, Document 1.1 qui entraîne un comportement du réseau en deçà des performances prescrites par les critères de conception du réseau.

Les conséquences découlant de l'application de ces événements s'étendent toutefois à l'ensemble du réseau. Par exemple, le Transporteur rappelle que, tel qu'il est indiqué à la pièce HQT-1, Document 1, la perte d'une ligne du corridor Manic-Québec, lorsqu'une autre ligne est déjà au retrait dans ce même corridor, entraîne la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord avec le réseau de transport. La perte de synchronisme de toutes les centrales de la Côte-Nord causerait une panne générale au Québec.

Dans le contexte du dossier, et compte tenu des conséquences des événements dans le corridor Manic-Québec pour l'ensemble du réseau, le maintien de la fiabilité du réseau de transport principal et le maintien de la fiabilité du réseau de transport dans le corridor Manic-Québec sont donc synonymes.

DESCRIPTION DES TRAVAUX

8. Références : (i) Pièce B-0005, p. 15 à 17;
(ii) Pièce B-0005, p. 19;
(iii) Pièce B-0007, annexe 6, p. 3.

Préambule :

(i) En pages 15 et 16, le Transporteur décrit les travaux qui seront réalisés au poste Micoua :

« *Les travaux au poste Micoua consistent à ajouter un nouveau départ de ligne à 735 kV.*

Le raccordement de la ligne projetée au poste Micoua exige un réaménagement des lignes à 735 kV à l'entrée du poste :

- *le circuit 7101 vers le poste aux Outardes sera raccordé au nouveau départ de ligne;*
- *le circuit 7019 vers le poste du Saguenay sera raccordé au départ de ligne présentement utilisé par le circuit 7101;*
- *la nouvelle ligne (circuit 7110) sera raccordée au départ de ligne présentement utilisé par le circuit 7019.*

Ce réaménagement nécessite la reconstruction de deux pylônes et la construction de deux 7 nouveaux pylônes à l'entrée du poste ».

En pages 16 et 17, le Transporteur décrit les travaux qui seront réalisés au poste du Saguenay :

« *Les travaux au poste du Saguenay consistent à ajouter un nouveau départ de ligne à 735 kV doté d'une inductance shunt de 330 Mvar. Ces modifications nécessitent un agrandissement du poste comme montré à la figure 6.*

[…]

Le raccordement de la nouvelle ligne au poste du Saguenay exige un réaménagement des lignes à 735 kV à l'entrée du poste :

- *le circuit 7019 vers le poste Micoua sera raccordé au nouveau départ de ligne;*
- *la nouvelle ligne (circuit 7110) sera raccordée au départ de ligne présentement utilisé par le circuit 7019.*

Ce réaménagement nécessitera la reconstruction de deux pylônes à l'entrée du poste ».

(ii) « *La mise en service de la nouvelle ligne est prévue pour juillet 2022 alors que celles des équipements de postes, notamment les départs de lignes, sont prévus pour juin 2021* ».

(iii) Une mise en service d'une valeur de 64,7 M$ est prévue en juin 2021 et une mise en service de 727,9 M$ en juillet 2022.

Demande :

8.1 Parmi les travaux présentés en référence (i), veuillez préciser lesquels feront l'objet de la mise en service d'une valeur de 64,7 M$ prévue en juin 2021, en indiquant les actifs associés à ces travaux.

Réponse :

La mise en service des équipements de poste, notamment les départs de lignes incluant leur raccordement, est prévue pour juin 2021. Comme décrit aux références (i) et (ii), le Projet prévoit les raccordements des lignes existantes aux nouveaux départs et le raccordement de la nouvelle ligne à des départs existants, ce qui permet d'éviter des croisements de lignes à 735 kV et de minimiser les retraits. Les nouveaux départs doivent être mis en service avant la nouvelle ligne.

9. Référence : Pièce B-0005, p. 17.

Préambule :

« ***4.1.4 Travaux en télécommunications***

Le Projet comporte la mise en place d'une liaison optique, établie dans un câble de garde à fibres optiques qui sera déployé sur la nouvelle ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay.
Ces travaux permettent de répondre aux critères de performance applicables aux services de télécommunications requis par les systèmes de protection et les automatismes du réseau de transport principal ». [nous soulignons]

Demande :

9.1 Veuillez préciser quels sont les critères de performance auxquels le Transporteur réfère en préambule.

Réponse :

Tel que mentionné dans le dossier R-3640-2007, les actifs de télécommunications sont utiles et essentiels pour assurer la fiabilité du réseau, en permettre la conduite sécuritaire et assurer la maintenance des équipements qui le composent (HQT-8, Document 1, page 12).

Lorsque survient une anomalie sur le réseau, elle doit être corrigée très rapidement pour en limiter l'étendue. C'est là qu'intervient le besoin de disposer de protections primaires très rapides pour les éléments importants du réseau qui sont dépendants du réseau de télécommunications, conformément aux critères du Northeast Power Coordinating Council, Inc.

De plus, le Transporteur doit protéger son réseau de transport d'électricité contre les événements exceptionnels. Les automatismes de réseau doivent inévitablement utiliser les télécommunications pour détecter de tels événements et agir très rapidement afin d'en minimiser les impacts négatifs et de limiter les pannes, le cas échéant (HQT-8, Document 1, page 13).

Dans ce contexte, les critères de performance applicables aux services de télécommunications sont essentiellement la disponibilité des liaisons en cas d'événement sur le réseau, le délai de transmission, le délai d'asymétrie et la robustesse contre des événements catastrophiques (ex. : verglas et feu de forêt).

SOLUTIONS ENVISAGÉES

10. Références : (i) Pièce B-0005, p. 21;
(ii) Pièce B-0023, p. 23.

Préambule :

(i) « ***Solution 3 – Construction de six plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec***

[…]

De plus, cette solution, qui constitue une solution minimale, conduirait à l'atteinte des limites technologiques d'ajout de compensation série pour le corridor Manic-Québec. Par conséquent, toute augmentation subséquente de la quantité de puissance électrique à transporter par le corridor Manic-Québec entraînerait inévitablement la construction d'une nouvelle ligne pour renforcer ce corridor ».

(ii) « *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. Dans son analyse économique déposée à la pièce HQT-1, Document 1, le Transporteur avait fait le choix de ne pas inclure ces coûts de renforcement à la solution (...).* » (Nous soulignons)

Demandes :

10.1 Veuillez préciser de combien d'années serait différée la construction d'une nouvelle ligne, advenant le cas où la solution 3 était retenue référence (i).

Réponse :

Les ajouts au réseau de transport sont déclenchés par l'apparition de nouveaux besoins. Le Transporteur ne peut donc pas identifier avec certitude de combien d'années serait différée la construction d'une nouvelle ligne advenant le cas où la solution 3 était retenue puisque cela dépend des besoins futurs.

Ce nouveau besoin peut se manifester sous la forme d'ajout de nouvelle production sur la Côte-Nord (par exemple l'intégration d'une nouvelle centrale) ou d'une réduction de la demande d'électricité sur la Côte-Nord (par exemple la fermeture d'une usine).

Advenant le cas où la solution 3 était retenue, la construction d'une nouvelle ligne sera requise dès le prochain ajout de production significatif ou la prochaine baisse de charge significative.

Si l'on considère, à titre d'exemple, que les demandes 197R et 215R se réalisent et constituent les prochains besoins, le Transporteur estime que les renforcements requis sur le réseau à 735 kV par ces deux demandes seraient les suivants :

- **la demande 197R nécessiterait alors d'ajouter au minimum un compensateur statique au corridor Manic-Québec ;**
- **la demande 215R déclencherait entre autres l'ajout de la nouvelle ligne Micoua-Saguenay et celle-ci devrait être pourvue d'équipements de compensation série.**

En considérant la mise en service de la demande 215R en 2025 tel que demandé par le Producteur, la mise en service de la ligne serait ainsi différée de seulement 3 ans.

De plus, ce scénario implique que tous les équipements de la solution 3 aient été ajoutés alors qu'ils ne sont pas requis lorsqu'on retient la solution 1, même avec la réalisation des demandes 197R et 215R. La solution 3 conduit donc le Transporteur à surinvestir sur le réseau.

10.2 Veuillez confirmer que l'analyse économique de la solution 3, produite par le Transporteur dans sa preuve initiale, ne tient pas compte de cette éventuelle construction d'une nouvelle ligne.

Réponse :

Tel qu'expliqué en réponse à la question 4.3, le Transporteur n'a pas considéré de « besoins éventuels » dans son analyse économique. Le Transporteur confirme donc que l'analyse économique de la solution 3 ne tient pas compte de l'éventuelle construction d'une nouvelle ligne.

10.3 La Régie comprend, à la lecture de la référence (ii) ainsi que du tableau 16 de la pièce B-0023, qu'afin que l'option 3 soit équivalente aux deux autres options, des travaux de renforcement devraient être entrepris qui porteraient les dépenses d'investissement de cette solution à 556,7 M$ et son coût total à 1 132,8 M$. Veuillez indiquer si ces travaux de renforcement de la ligne existante sous la solution 3 doivent être considérés comme faisant partie du Projet et si leurs coûts doivent être considérés comme des coûts du Projet. Veuillez justifier.

Réponse :

La solution 3, telle que présentée à la référence (i), ne contribue pas à la sécurisation du réseau. Pour qu'elle offre un service semblable à la solution 1 au niveau de la sécurisation du réseau, il faut lui ajouter des travaux de renforcement mécanique de la ligne 7019 existante entre les postes Micoua et du Saguenay. Les travaux de renforcement de la ligne existante sous la solution 3 ne font pas partie du Projet puisque ce dernier consiste en la solution 1. Leurs coûts ne sont donc pas considérés comme des coûts du Projet.

Les travaux de renforcement de la ligne existante 7019 entre les postes Micoua et du Saguenay, mise en service en 1972, sont présentés à la référence (ii) afin de démontrer que les solutions présentées à la référence (i) ne fournissent pas

un service équivalent en ce qui a trait à la sécurisation du réseau vis-à-vis de divers aléas climatiques.

Le Transporteur, depuis la tempête de verglas de 1998 et tel qu'expliqué au dossier R-3522-2003 (projet Déglaceur Lévis), a modifié son approche afin de prémunir son réseau contre les aléas climatiques. Il a ainsi réalisé les projets de sécurisation suivants :

- **Le projet Hertel - Montérégie - des Cantons, visant à sécuriser l'alimentation de la région métropolitaine ;**
- **Le projet d'ajout d'une interconnexion vers l'Ontario, visant à sécuriser l'alimentation de la charge québécoise en diversifiant les sources d'alimentation de la province ;**
- **Le déglaceur de Lévis, visant à sécuriser l'alimentation de la région de Québec.**

Le Transporteur cherche maintenant à profiter des possibilités qu'offrent les projets d'investissement pour construire ou renforcer des infrastructures et concevoir des axes sécurisés, comme il l'a fait dans le cas des projets Chamouchouane – Bout-de-l'Île et Judith-Jasmin, qui visent notamment à sécuriser l'alimentation de la couronne nord de Montréal et l'accès aux ressources accessibles par les corridors Baie-James et Manic-Québec.

Le Projet, c'est-à-dire la construction d'une deuxième ligne entre les postes Micoua et du Saguenay, s'inscrit dans cette stratégie de profiter des possibilités offertes, cette fois en visant à sécuriser l'accès aux ressources de production situées sur la Côte-Nord. Il présente l'avantage intrinsèque de contribuer à la sécurisation du corridor entre les deux postes puisque la nouvelle ligne sera construite selon les révisions les plus récentes des normes de conception (ACNOR C22.3, No. 60826-10, *Critères de conception des lignes aériennes de transport* et CEI 60826, *Critères de conception des lignes aériennes de transport*). La solution 3 ne présente pas cet avantage puisqu'elle ne comprend aucune intervention au niveau des lignes de transport.

Si le Transporteur juge que le risque associé aux aléas climatiques est trop important et qu'aucun projet de renforcement ne présente d'opportunité de sécurisation, il pourrait néanmoins faire le choix d'intervenir afin de sécuriser des lignes existantes.

11. Références : (i) Décision D-2018-121, p. 12;
(ii) Pièce B-0023, p. 17 à 19.

Préambule :

(i) « *[46] La Régie demande également au Transporteur de produire 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. La valeur actualisée associée à ces variations de pertes électriques devra aussi être fournie.* »

(ii) En réponse à la demande citée à la référence précédente, le Transporteur actualise son estimation des pertes différentielles des trois solutions en fonction du réseau de transport 2017.

Demande :

Par sa décision D-2018-121 citée en référence (i), la Régie cherchait à obtenir le niveau de variation de pertes (en puissance et en énergie) que procure chacune des solutions par rapport au réseau de transport actuel. Par réseau de transport actuel, la Régie référait au réseau de transport sans ajout d'équipements visés par le présent Projet.

11.1 Veuillez fournir l'impact sur le niveau de pertes (en puissance et en énergie) de chacune des solutions par rapport au réseau 2017 ajusté.

Réponse :

Le tableau qui suit reprend l'information présentée à la pièce HQT-2, Document 1.1, page 19, tableau 11, en ajoutant la différence des pertes du réseau 2017 ajusté. Les valeurs du tableau représentent les différences de pertes des solutions par rapport à la solution 2. Ainsi, la solution 2 présente 73 MW de pertes de moins à la pointe que le réseau 2017 ajusté alors que la solution 1 présente 36 MW de pertes de moins à la pointe que le réseau 2017 ajusté.

Tableau R11.1
Écarts de pertes de chacune des solutions par rapport au réseau de transport 2017 ajusté

	Réseau 2017 ajusté	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
Écart des pertes à la pointe (MW)	73	37	0	73
Écart des pertes annuelles (GWh)	270	123	0	285

ANALYSE ÉCONOMIQUE

12. Références : (i) Pièces B-0005, p. 22 et 23 et B-0007, annexe 5;
(ii) Pièces B-0005, p. 27 et B-0007, annexe 6, p. 6.

Préambule :

(i) Le Transporteur réalise l'analyse économique du Projet sur une période de 45 ans, soit 40 ans après sa mise en service.

En 2062, l'analyse économique prévoit des valeurs résiduelles de 640 392 k$ ($ courants) pour la ligne Micoua-Saguenay ($ courants), de 25 890 k$ ($ courants) pour la compensation série Manic-Québec et de 962 427 k$ ($ courants) pour la ligne Outardes-Laurentides.

Ces valeurs résiduelles sont prises en compte dans la comparaison économique des solutions (tableau 4).

(ii) Le Transporteur présente l'impact tarifaire sur les horizons de 20 ans et de 75 ans et mentionne :

« *Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et sur une période de 75 ans, conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Le Transporteur estime que les résultats pour la période de 75 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis puisqu'ils sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations visées par le Projet.*

L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 68,2 M$ sur une période de 20 ans et de 40,5 M$ sur une période de 75 ans, ce qui représente un impact à la marge de 2 % sur une période de 20 ans et de 1,2 % sur une période de 75 ans par rapport aux revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2018 ».

La Régie constate que l'horizon utilisé aux fins de l'analyse économique du Projet et ceux considérés aux fins du calcul de l'impact tarifaire sont différents.

Demandes :

12.1 Veuillez concilier l'horizon de 40 ans pris en compte à la référence (i) et l'horizon de 75 ans considéré à la référence (ii), considérant que l'horizon de 75 ans serait plus comparable à la durée de vie utile moyenne des immobilisations visées par le Projet.

Réponse :

L'impact tarifaire permet de démontrer l'impact annuel moyen d'un projet sur les revenus requis sur la période la plus représentative conformément à la décision D-2003-68, soit en tenant compte de la durée de vie utile moyenne des immobilisations visées par la solution retenue.

L'analyse économique permet de déterminer les coûts globaux actualisés, en dollars actualisés de l'année de référence, pour chacune des solutions et de les comparer économiquement. L'analyse économique tient compte des durées de vie des principaux éléments d'actifs de façon distincte et non par l'entremise d'une moyenne comme dans le cas de l'analyse de l'impact tarifaire. Afin d'éviter des réinvestissements complets, le choix de la durée de l'analyse économique est basé sur la plus courte durée de vie commune aux diverses solutions. C'est par le calcul de la valeur résiduelle que le Transporteur considère les avantages tirés des actifs dont la durée de vie utile dépasse la période d'analyse.

Puisque les pertes électriques sont calculées sur la durée retenue pour l'analyse économique, une durée d'analyse plus longue que celle de la référence (i) favoriserait les deux solutions qui présentent des pertes électriques différentielles moins élevées, c'est-à-dire les solutions 1 et 2 par rapport à la solution 3.

12.2 Veuillez élaborer sur le calcul des valeurs résiduelles de 2062 et sur l'ampleur des différences entre ces valeurs pour les trois solutions.

Réponse :

Puisque les solutions 1 et 2 consistent en des travaux visant des lignes de transport, dont la durée de vie utile est significativement supérieure à celle retenue pour l'analyse économique (40 ans), leurs valeurs résiduelles sont beaucoup plus élevées que celles de la solution 3, qui elle consiste en des travaux de compensation série, dont la durée de vie utile est celle de la durée retenue pour l'analyse économique.

13. Références : (i) Pièce B-0007, annexe 5, p. 4 à 9;
(ii) Pièce B-0023, p. 20.

Préambule :

(i) Le Transporteur présente l'analyse économique en évaluant les pertes en fonction :

- d'un coût en énergie variant de 46 $/MWh à 49 $/MWh de 2023 à 2027 et de 108 $/MWh à 211 $/MWh de 2028 à 2062;
- d'un coût en puissance variant de 22 965 $/MW à 23 893 $/MW de 2023 à 2025 et de 131 695 $/MW à 268 642 $/MW de 2026 à 2042.

(ii) Le Transporteur effectue une analyse de sensibilité en utilisant les coûts évités du Distributeur approuvés par la Régie les plus faibles au cours des six dernières années.

Demandes :

13.1 En fournissant la référence à la décision de la Régie les approuvant, veuillez préciser les coûts évités qui ont été utilisés aux fins de l'analyse économique citée à la référence (i).

Réponse :

Les coûts évités correspondent à ceux approuvés par la Régie dans sa décision D-2017-022 disponibles au moment de l'approbation du projet au Conseil d'administration.

<u>En énergie :</u>

De 2017 à 2027 inclusivement :

- ***pour la période hivernale (décembre à mars) : 6,3 ¢/kWh (en $ 2016), indexé annuellement à l'inflation de 2 %;***
- ***pour la période estivale (avril à novembre) : 2,8 ¢/kWh (en $ 2016), indexé annuellement à l'inflation de 2 %.***

À compter de 2028 :

- ***pour l'année : 8,5 ¢/kWh (en $ 2016), indexé annuellement à l'inflation de 2 %.***

<u>En puissance</u> :

- ***pour les hivers 2016-2017 à 2024-2025 : 20 $/kW-hiver ($ 2016), indexé annuellement à l'inflation de 2 %;***
- ***à compter de l'hiver 2025-2026 : 108 $/kW-an ($ 2016), indexé annuellement à l'inflation de 2 %.***

13.1.1. Si les coûts utilisés à la référence (i) ont été ajustés par rapport aux coûts approuvés par la Régie, veuillez décrire les ajustements effectués.

Réponse :

Les calculs effectués par le Transporteur consistent à indexer les coûts à l'inflation (2%) et à étaler les coûts en énergie pour en faire des coûts annuels. Par exemple, pour les coûts en énergie de l'année 2023, voici les calculs effectués afin de retrouver les coûts cités à la référence (i). Il s'agit d'une conversion en $2023/MWh et de prendre pour hypothèse qu'il y a 4 mois par année où le coût d'hiver s'applique et 8 mois par année où le coût d'été s'applique :

$$\frac{4 * 6,3¢/kWh + 8 * 2,8¢/kWh}{12} * (1 + 2\%)^{2023-2016} * \frac{1000kW}{100¢/\$} = 45,6\ \$/MWh.$$

Cette valeur a été arrondie à 46 $/MWh dans les références (i) et (ii).

Un calcul similaire peut être effectué pour obtenir le coût des pertes en puissance de 2023 :

$$20\frac{\$}{kW} * (1 + 2\%)^{2023-2016} * \frac{1000kW}{1MW} = 23,0\ k\$/MWh.$$

Cette valeur est notée 22 965 $/MW à la référence (i).

13.2 Veuillez commenter la possibilité que les coûts évités s'avèrent supérieurs à ceux utilisés à la référence (i) et dont de l'utilité d'une analyse de sensibilité pour évaluer les trois solutions en fonction de coûts évités supérieurs à ceux de la référence (i).

Réponse :

À la référence (ii), le Transporteur a présenté des analyses de sensibilité à diverses hypothèses, de manière à réduire les valeurs des pertes par rapport à la référence (i). Ceci défavorise la rentabilité du Projet par rapport à la solution 3. Pour chacune de ces analyses, il est par contre tout aussi probable que les valeurs d'hypothèses varient de manière à faire augmenter les valeurs des pertes par rapport à la référence (i). Ceci aura pour effet de favoriser la rentabilité du Projet.

Il est ainsi utile de faire l'analyse de sensibilité suivante en ce qui concerne des coûts évités supérieurs à ceux utilisés à la référence (i). Le Transporteur a effectué cette analyse en employant le même principe qu'à la référence (ii), mais en utilisant les coûts évités les plus élevés du Distributeur au cours des six dernières années, soit les coûts évités en puissance de la décision D-2018-025

et les coûts évités en énergie de la décision D-2013-037. Le tableau suivant présente les résultats.

Ainsi, on y constate que l'utilisation de coûts évités plus élevés rend davantage économique la solution retenue par rapport à la solution 3.

Tableau R13.2

Résultats de l'analyse économique considérant les valeurs de coûts évités en puissance et en énergie les plus élevées au cours des six dernières années

	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 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$
Pertes en puissance	24,7 MW	0,0 MW	63,4 MW
Pertes en énergie	110,6 GWh	0,0 GWh	283,8 GWh
Coûts reliés aux pertes électriques évitées	272,6 M$	0,0 M$	699,7 M$
Coûts globaux actualisés(CGA)	**835,8 M$**	898,5 M$	990,6 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100%**	108%	119%

14. Références : (i) Pièce B-0005, tableau 4, p. 23;
(ii) Pièce B-0023, p. 19 à 26;

Préambule :

(i) Le Transporteur présente, dans sa preuve initiale (référence (i)), la comparaison économique des trois solutions envisagées.

(ii) Dans son complément de preuve (référence (ii)), le Transporteur présente une comparaison des écarts de pertes pour chacune des trois solutions comparativement au réseau 2017 ajusté.

Il présente aussi, notamment, des analyses de sensibilité en fonction des éléments suivants :

a. Sensibilité à la valeur des coûts évités en puissance et en énergie du Distributeur;
b. Sensibilité aux pertes en puissance;

c. Sensibilité aux facteur de charge;
d. Sensibilité aux coûts de sécurisation pour le verglas.

Demande :

14.1 Veuillez préciser si les analyses de sensibilité ont été réalisées à partir des solutions telles que présentées à la référence (ii) c'est-à-dire, en fonction du réseau 2017 ajusté ou plutôt en fonction du réseau de référence de la preuve initiale (référence (i)).

Réponse :

Toutes les analyses de sensibilité de la section 7 de la pièce citée en référence (ii) ont été faites en fonction du réseau de référence de la preuve initiale.

15. Références : (i) Pièce B-0003, allégué 3, p. 1 et 2;
(ii) Pièce B-0007, annexe 4, p. 3;
(iii) Pièce B-0010, p. 8.

Préambule :

(i) En date du 4 juillet 2018, le Transporteur dépose une affirmation solennelle concernant la pièce HQT-1, document 1 déposée sous pli confidentiel, dans laquelle il est mentionné :

« *3. La divulgation des renseignements contenus sous la description « Ententes avec les autochtones », à la rubrique « Coûts du client » du Document confidentiel pourrait causer un préjudice important à la position de négociation du Transporteur à l'égard des communautés autochtones visées par le projet en cause ainsi qu'à l'égard d'autres communautés autochtones intéressées dans les projets futurs du Transporteur* ». [nous soulignons]

(ii) « ***LISTE DES ACTIVITÉS D'INFORMATION ET DE CONSULTATION***

Objectifs de la démarche de participation du public

Dans le cadre du projet de construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay, Hydro-Québec a mis de l'avant un processus de participation et de consultation du public dont les objectifs sont les suivants :

- *faire connaître le projet aux élus, aux gestionnaires municipaux, aux communautés autochtones, aux représentants de groupes et d'organismes, aux propriétaires potentiellement touchés et aux citoyens du milieu d'accueil;*
- *répondre aux besoins d'information des différents intervenants et assurer les suivis nécessaires;*

- *prendre connaissance des préoccupations du milieu à l'égard du projet en vue d'apporter des réponses sous la forme de compléments d'information, de modifications au tracé ou de mesures d'atténuation dans la mesure du possible.*

Hydro-Québec a pu ainsi tenir compte des attentes et des préoccupations exprimées afin d'adapter le mieux possible le projet en vue de son intégration harmonieuse au milieu d'accueil.

[…]

Activités de participation du public
La démarche de participation du public relative au Projet s'est principalement déroulée entre l'hiver 2016 et l'automne 2017. Certaines activités se poursuivront en 2018. Les activités ont été réalisées dans les régions administratives de la Côte-Nord et du Saguenay – Lac-Saint-Jean ainsi qu'auprès des communautés innues de Pessamit, d'Essipit et Mashteuiatsh. » [nous soulignons]

(iii) Le Transporteur présente les coûts du Client qui inclut notamment une rubrique sur les ententes avec les autochtones. Il précise qu'il s'agit d'ententes avec les Innus d'Essipit, le Conseil de la Première Nation des Pekuakamiiulnuatsh et le Conseil des Innus de Pessamit afin de favoriser l'acceptabilité sociale et les retombées économiques pour leurs communautés et d'atténuer les impacts environnementaux du Projet sur celles-ci.

Demandes :

15.1 La Régie comprend de la référence (i) que le montant inscrit pour les « Ententes avec les autochtones » était, au 4 juillet 2018, une estimation des coûts qui résulteraient des négociations alors en cours. Veuillez faire le point sur l'estimation de ce montant, à ce jour.

Réponse :

L'estimation de ce montant demeure inchangée à ce jour. Les échanges se poursuivent avec les communautés autochtones.

15.2 Veuillez préciser si le Transporteur a déjà inclus ce type de coûts à d'autres projets d'investissement. Le cas échéant, veuillez préciser les projets pour lesquels de tels coûts ont déjà été inclus et fournir la proportion de ces coûts en relation avec le coût total du projet visé. Si vos réponses aux questions 15.1 et 15.2 impliquent des éléments qui doivent être traités de façon confidentielle, veuillez faire une demande d'ordonnance à cet égard et joindre la déclaration assermentée requise.

Réponse :

La réponse du Transporteur est déposée sous pli confidentiel selon l'affirmation solennelle du 4 juillet 2018 de M. Mathieu Boucher, déposée au présent dossier.

[redacted]

[redacted]**.**