

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) DANS SES  
ACTIVITÉS DE TRANSPORT RELATIVE À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 735 kV  
ENTRE LES POSTES MICOUA ET DU SAGUENAY**

---

**CONTEXTE**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0032](#), p. 10 et 11, R2.1;
  - (ii) Pièce [B-0041](#), p. 24, R5.1.

**Préambule :**

(i) « *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. [...] ». [nous soulignons]*

(ii) « *La planification du réseau principal de la Côte-Nord a fait l'objet de deux présentations du Transporteur à ses clients, les 27 mars et 13 novembre 2015, dans le cadre du Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport prévu à l'appendice K des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* ».

**Demandes :**

- 1.1 Compte tenu que l'ajout de la ligne Micoua-Saguenay aurait pour effet de changer la configuration du réseau, veuillez préciser si les études de planification justifiant le Projet permettent de constater un déplacement de l'endroit où apparaissent les plus grandes contraintes. Dans l'affirmative, veuillez préciser à quel(s) endroit(s) les plus grandes contraintes apparaîtraient.

1.2 Veuillez préciser si le Transporteur dispose d'un plan d'évolution portant sur :

- son réseau de transport exploité à 735 kV. Le cas échéant, veuillez déposer le plan;
- le réseau de transport exploité à 735 kV du corridor Manic-Québec. Le cas échéant, veuillez déposer le plan.

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0023](#), p. 5 et 6;
  - (ii) Pièce [B-0027](#), p. 14;
  - (iii) Pièce [B-0041](#), R3.10, p. 15;
  - (iv) Rapport annuel 2017 du Transporteur, pièce [B-0040](#), R21.2 et R21.5, p. 33 à 36.

**Préambule :**

(i) « *Lorsqu'il réalise une étude de planification, le Transporteur utilise un réseau de pointe prévue pour une année future donnée dont les principales hypothèses sont les suivantes :*

- *Tous les équipements du réseau de transport sont considérés disponibles et en service;*
- *Toutes les centrales sont modélisées, à leur puissance maximale, moins les restrictions hydrauliques (lorsqu'applicable) et 1 000 MW de réserve synchrone;*
- *Tous les projets de transport et de production dont la date de mise en service est à l'intérieur de l'horizon considéré par l'étude et qui ont minimalement débuté la phase d'étude d'avant-projet sont modélisés;*
- *La charge est ajustée afin de correspondre à la plus récente prévision de charge du Distributeur pour l'horizon à l'étude;*
- *L'excédent au bilan production-charge (lorsqu'il y a excédent) est exporté jusqu'à concurrence du total des demandes de réservation de transport ferme dans le système OASIS. Les réservations les plus contraignantes pour le réseau de transport principal sont priorisées.*

*Le Transporteur a réalisé plusieurs études depuis 2013 qui permettent d'identifier les besoins liés au Projet. L'étude de planification dont les hypothèses sont les plus à jour a été réalisée en 2016. Les hypothèses et paramètres utilisés pour cette étude demeurent représentatifs de la planification actuelle du réseau du Transporteur.*

*Le tableau suivant montre les totaux de production, charge, exportation et importation pour cette étude, qui correspondent à la pointe prévue pour 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        |

» [nous soulignons]

(ii) Le Transporteur fournit une carte du réseau de transport à 735 kV et 450 kV incluant les projets en chantier ainsi que le projet à l'étude au présent dossier.

(iii) « 3.10 Veuillez indiquer la capacité totale des demandes de réservation de transport ferme dans le système OASIS prises en compte dans l'étude de planification.

*Réponse :*

*Le Transporteur a considéré une capacité totale des demandes de réservation de transport ferme correspondant à 4 697 MW plus les projets d'interconnexion associés aux demandes OASIS 117T QC-NH (1 128 MW) et 157T Hertel-NY (1 037 MW) pour un total de 6 862 MW ». [nous soulignons]*

(iv) Le Transporteur fait état de certains reports relatifs au projet de construction d'une ligne à 320 kV et installation d'équipements au poste Des Cantons. Il mentionne notamment que le début de l'approvisionnement des équipements requis pour son projet est revu à une date indéterminée. Il ajoute qu'il évalue que la mise en service de son projet ne pourra se réaliser avant l'automne 2021 alors que la date initialement prévue était en 2019.

**Demandes :**

- 2.1 Considérant que le projet cité à la référence (iv) semble être pris en compte dans l'étude de planification justifiant le présent Projet, veuillez préciser l'impact du report prévu cité à la référence (iv) sur les besoins liés au Projet pour la pointe 2020-2021.
- 2.2 Veuillez préciser s'il y a, parmi les projets pris en compte, d'autres reports ou modifications anticipés qui sont susceptibles d'influencer les hypothèses et paramètres de l'étude de planification du Projet. Le cas échéant, veuillez préciser les reports et leur impact sur les besoins liés au Projet.

## DESCRIPTION DES TRAVAUX

**3. Référence :** Pièce [B-0032](#), p. 24, R8.1.

**Préambule :**

*« 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 ».*

**Demandes :**

La Régie cherche à avoir un portrait clair des équipements et circuits qui seront mis en service en juin 2021 et dont l'inclusion à la base de tarification serait éventuellement demandée.

- 3.1 Veuillez lister chacun des circuits qui feront l'objet de la mise en service d'une valeur de 64,7 M\$ prévue en juin 2021 pour les postes Micoua et Saguenay.
- 3.2 Veuillez préciser les équipements de poste dont la mise en service est prévue pour juin 2021.

## JUSTIFICATION DU PROJET

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0057](#), R3.16, p. 18 et 19;
  - (ii) Pièce [B-0032](#), R1.1, p. 4 et 5.

**Préambule :**

(i) *« 3.16 En supposant toutes les autres hypothèses constantes incluant la charge hors Côte-Nord, veuillez indiquer la charge sur la Côte-Nord à partir de laquelle le problème de stabilité identifié par le Transporteur disparaît.*

*Réponse :*

*La demande sur la Côte-Nord devrait être au moins de l'ordre de 3 450 MW, soit 1 000 MW de plus que la prévision émise par le Distributeur en 2018, pour que le réseau de transport respecte les critères de conception. Cette valeur demeure toutefois préliminaire et une étude détaillée intégrant les informations plus précises des projets d'augmentation de la demande devrait être réalisée pour le confirmer ».*

*(ii) « 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 ». [nous soulignons]

**Demande :**

4.1 Veuillez élaborer sur la manière dont la valeur préliminaire de 3 450 MW a été identifiée en précisant notamment :

- si cette valeur tient compte de la fermeture des centrales dans le sud du réseau;
- si cette valeur découle d'une étude, par exemple, celle mentionnée à la référence (ii) (extrait souligné par la Régie). Le cas échéant, veuillez décrire cette étude.

5. **Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 17;  
(ii) Pièce [B-0027](#), p. 6 à 9.

**Préambule :**

(i) « **4.2 Justification du Projet en fonction des objectifs**

*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. Ces événements sont la perte temporaire (déclenchement) simultanée de deux des six lignes à 735 kV du corridor Manic-Québec à la suite d'un défaut ou encore la perte d'une ligne du corridor Manic-Québec lorsqu'une autre ligne est déjà au retrait dans ce même corridor ».*

(ii) En ce qui a trait à l'évènement « Perte d'un circuit de transport dans un réseau de pointe ayant déjà perdu un circuit » correspondant à un évènement de base du réseau de transport selon les critères de conception du Transporteur, ce dernier soumet les suivants.

En pages 6 et 7 :

*« Le réseau de transport doit disposer d'une capacité suffisante pour desservir la charge prévue à la pointe du réseau avec tous ses équipements en service à l'exception d'un circuit de transport, prenant en compte que la production et les transits peuvent être abaissés d'une*

*quantité de puissance équivalente à la réserve d'exploitation, soit 1 500 MW, à l'endroit le plus favorable pour maximiser la stabilité du réseau.*

*Ceci correspond à l'événement A en condition (N-1)-1 500 du tableau 2 qui présente un extrait des critères de conception du Transporteur pour les événements de base du réseau de transport. Pour l'événement A, la stabilité du réseau doit être maintenue durant et après un défaut triphasé permanent sur un circuit de transport, éliminé normalement, sans perte de charge et sans l'aide d'un système de protection spécial.*

*L'état du réseau N, Pn de ce tableau correspond au réseau de base dont les hypothèses en matière de production, charge, exportation et importation sont décrites à la section 1. La condition de réseau (N-1)-1 500 est créée en partant du réseau de base N, Pn dans lequel un circuit du réseau de transport est mis hors service et la production au nord du circuit au retrait est réduite de 1 500 MW ». [nous soulignons].*

En page 8 :

*« L'équivalent de ce critère se trouve à la section 5.4 de la version 2009 du « Directory 1 » du NPCC à laquelle la Régie réfère. Il importe de préciser que la version de 2009 a été remplacée en 2015, dans laquelle l'équivalent de ce critère se trouve à l'exigence « R7 » [...].*

*L'équivalent de ce critère se trouve à l'exigence 4.1 pour la catégorie d'événement P6 de la norme de fiabilité TPL-001-4 adoptée par la Régie.*

*Les extraits pertinents de cette norme sont fournis dans le texte et le tableau ci-dessous (se référer notamment au texte surligné en jaune) ». [notes de bas de page omises]*

En page 9 :

«

**Tableau 4**  
**Extrait du tableau 1 de la norme TPL-001-4**

| Tableau 1 – Événements de planification pour le comportement en régime permanent et en stabilité  |   |   |                             |                            |   |  |
|---|---|---|-----------------------------|----------------------------|---|--|
| Régime permanent et stabilité   |   |   |                             |                            |   |  |
| <p><b>a.</b> Le réseau doit demeurer stable. Il ne doit pas y avoir de déclenchements en cascade ni d'ilotage non contrôlé.</p> <p>b. Une perte de charge subordonnée ou une perte de production résultant des événements ci-après, à l'exception de P0, sont acceptables.</p> <p>c. Simuler le retrait de tous les éléments que les systèmes de protection et autres dispositifs sont censés débrancher automatiquement pour chaque événement.</p> <p>d. Simuler l'élimination normale d'un défaut, sauf indication particulière.</p> <p>e. Les réglages de réseau planifiés, comme les changements à la configuration du transport ou à la répartition de la production, sont autorisés s'ils sont exécutables à l'intérieur du délai applicable aux caractéristiques assignées d'une installation.</p> |   |   |                             |                            |   |  |
| Catégorie   | Situation initiale  | Événement <sup>1</sup>  | Type de défaut <sup>2</sup> | Niveau du BES <sup>3</sup> | Interruption du service de transport ferme <sup>4</sup> autorisée | Perte de charge non subordonnée autorisée <sup>5</sup> |
| <b>P6</b><br>Contingence multiple (chevauchement de deux contingences simples)  | Perte d'un des éléments suivants suivi de réglages du réseau <sup>2</sup> :<br>1. <b>Circuit de transport</b><br>2. Transformateur <sup>5</sup><br>3. Élément shunt <sup>5</sup><br>4. Pôle d'une ligne à courant continu | Perte d'un des éléments suivants :<br>1. <b>Circuit de transport</b><br>2. Transformateur <sup>5</sup><br>3. Élément shunt <sup>5</sup> | 3Ø                          | THT et HT                  | Oui   | Oui  |
|   |   | 4. Pôle d'une ligne à courant continu   | 1ØT                         | THT et HT                  | Oui   | Oui  |

»

### Demandes :

- 5.1 Veuillez élaborer sur l'application au Québec du concept « perte de charge non subordonnée ».
  - 5.2 Veuillez confirmer qu'en vertu de la norme TPL-001-4, lors d'une contingence multiple P6, autant l'interruption du service ferme que la perte de charge non subordonnée sont autorisées.
  - 5.3 Veuillez préciser si, selon le « Directory 1 » du NPCC, l'interruption du service ferme et la perte de charge non subordonnée sont autorisées pour l'équivalent de cet événement.
  - 5.4 Veuillez préciser si, selon les critères de conception du Transporteur, l'interruption du service ferme et la perte de charge non subordonnée sont autorisées pour l'équivalent de cet événement.
- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0027](#), p. 9 à 11;
  - (ii) Pièce [B-0032](#), p. 21 et 22, R7.2;
  - (iii) Norme de fiabilité [TPL-001-4](#).

### Préambule :



(i) En ce qui a trait à l'évènement « Perte temporaire simultanée de deux circuits de transport » faisant partie des critères complémentaires du réseau de transport selon les critères de conception du Transporteur, ce dernier soumet les suivants.

En page 9 :

*« Le réseau de transport, avec tous ses équipements en service, doit disposer d'une capacité suffisante pour desservir la charge prévue à la pointe du réseau intégré selon la condition suivante : la stabilité du réseau doit être maintenue durant et après un défaut monophasé permanent sur un circuit de transport, avec élimination normale du défaut, entraînant simultanément la perte d'un autre circuit parallèle (mauvais fonctionnement des protections de ligne), compte tenu du système de réenclenchement. La continuité de service est requise en tout temps avec l'exception qu'il est permis, dans les cas impliquant une instabilité de la tension, de recourir à un automatisme de délestage de charge en sous-tension jusqu'à un maximum de 1 500 MW.*

*Le tableau suivant, extrait des critères de conception du Transporteur, résume ses critères complémentaires, lui permettant de recourir à des automatismes de réseau lors de certains événements particuliers. On y trouve l'évènement A avec l'état du réseau N, Pn correspondant à l'évènement décrit ci-dessus ».*

En page 10 :

« Les critères complémentaires du Transporteur découlent de la structure distinctive du réseau à 735 kV et regroupent les événements jugés assez probables pour que le Transporteur souhaite respecter le plus possible la continuité de service. Ils sont considérés comme des événements extrêmes par le NPCC et la North American Electric Reliability Corporation.

L'événement perte temporaire simultanée de deux lignes est donc un événement déterminé d'après l'expérience du Transporteur. On trouve ce type d'événement au tableau suivant reproduisant des extraits de la version 2015 du « Directory I ».

[...]

On trouve également ce type d'événement au « Tableau 1 – Événements extrêmes pour le comportement en régime permanent et en stabilité » de la norme TPL-001-4 adoptée par la Régie ». [nous soulignons]

(ii) « 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 1 000 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 ». [nous soulignons]

(iii) En pages 5 et 6 :

« E3. Pour la portion analyse en régime permanent de l'évaluation de la planification, chaque planificateur de réseau de transport et coordonnateur de la planification doit effectuer des études

*pour l'horizon de planification du transport à court et à long terme conformément aux alinéas 2.1 et 2.2 de l'exigence E2. Ces études doivent utiliser des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

[...]

*3.2. Des études doivent être effectuées pour évaluer l'impact des événements extrêmes qui sont identifiés dans la liste établie d'après l'alinéa 3.5 de l'exigence E3.*

[...]

*3.5. Les événements extrêmes du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le réseau doivent être identifiés et une liste de ces événements à évaluer, conformément à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3. Le raisonnement du choix des contingences à évaluer doit être fourni à l'appui. Si l'analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des déclenchements en cascade, une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d'en atténuer les conséquences et les effets nuisibles doit être effectuée ».*

En pages 7 et 8 :

*« E4. Pour l'analyse de stabilité prescrite aux alinéas 2.4 et 2.5 de l'exigence E2 dans le cadre de l'évaluation de la planification, chaque planificateur de réseau de transport et coordonnateur de la planification doit effectuer les analyses de contingences indiquées au tableau 1. Ces analyses doivent utiliser des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]*

[...]

*4.2. Des études doivent être effectuées pour évaluer l'impact des événements extrêmes qui sont identifiés dans la liste établie d'après l'alinéa 4.5 de l'exigence E4.*

[...]

*4.5. Les événements extrêmes du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le réseau doivent être identifiés et une liste de ces événements à évaluer, conformément à l'alinéa 4.2 de l'exigence E4. Le raisonnement du choix des contingences à évaluer doit être fourni à l'appui. Si l'analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des déclenchements en cascade, une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d'en atténuer les conséquences doit être effectuée ».*

[nous soulignons]

**Demandes :**

6.1 Veuillez indiquer si une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité d'évènements extrêmes ou d'en atténuer les conséquences a été réalisée.

6.2 Veuillez expliquer davantage la structure distinctive du réseau à 735 kV référée en (i) qui fait en sorte que le Transporteur juge assez probable l'évènement extrême « perte temporaire simultanée de deux lignes » référé également en (i). Dans votre réponse, veuillez notamment faire la mise en contexte avec la norme TPL-001-4 tel que référée en (iii) ainsi que les extraits de la version 2015 du « Directory 1 » référés en (i).

## ANALYSE ÉCONOMIQUE

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0032](#), R11.1, p. 28 et 29;
  - (ii) Pièce [B-0007](#), Annexe 5, p. 4 à 10 et pièce B-0012.

### **Préambule :**

(i) « [...] »

### ***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 référerait 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<br>2017<br>ajusté | Solution 1<br>Nouvelle ligne<br>à 735 kV<br>Micoua-<br>Saguenay | Solution 2<br>Nouvelle ligne<br>à 735 kV<br>Outardes-<br>Laurentides | Solution 3<br>Compensation<br>série dans le<br>corridor Manic-<br>Québec |
|--------------------------------------|--------------------------|---|--|--|
| Écart des pertes à<br>la pointe (MW) | 73                       | 37  | 0  | 73   |
| Écart des pertes<br>annuelles (GWh)  | 270                      | 123   | 0  | 285  |

»

(ii) Le Transporteur présente l'analyse économique du Projet dans laquelle il évalue la valeur des pertes de chacune des solutions.

**Demandes :**

La Régie comprend du tableau R11.1 que la solution 1 permettrait, comparativement au réseau actuel, sans ajout d'équipements visé par le Projet, un niveau de pertes inférieur de 36 MW (73 MW – 37 MW) et de 147 GWh (270 GWh – 123 GWh), annuellement.

7.1 Veuillez valider la compréhension de la Régie et, au besoin, la corriger.

7.2 Veuillez évaluer, en M\$ actualisés, la valeur des pertes de la solution 1 par rapport au réseau actuel, considérant les valeurs confirmées à la question précédente et les valeurs monétaires de la référence (ii).

7.2.1. Veuillez fournir le détail annuel du calcul sous le même format que celui utilisé pour l'évaluation des pertes faite à la pièce B-0012.