

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2019-087

R-4052-2018

25 juillet 2019

---

**PRÉSENTE :**

Esther Falardeau  
Régisseur

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision sur le fond et décision partielle sur les demandes  
de traitement confidentiel**

*Demande relative à la construction d'une ligne à 735 kV  
entre les postes Micoua et du Saguenay*



**Demanderesse :**

**Hydro-Québec**  
représentée par M<sup>e</sup> Yves Fréchette.

**Intervenants :**

**Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ)**  
représenté par M<sup>e</sup> Steve Cadrin;

**Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)**  
représenté par M<sup>e</sup> Pierre Pelletier;

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)**  
représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;

**Nalcor Energy Marketing Corporation (NEMC)**  
représentée par M<sup>e</sup> Paule Hamelin et M<sup>e</sup> Nicolas Dubé;

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)**  
représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman.

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. DEMANDE .....</b>	<b>6</b>
<b>2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE .....</b>	<b>9</b>
<b>3. MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET .....</b>	<b>9</b>
<b>4. DESCRIPTION DU PROJET .....</b>	<b>11</b>
<b>5. JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS .....</b>	<b>13</b>
5.1 Position des intervenants.....	20
5.2 Réponses du Transporteur.....	25
5.3 Opinion de la Régie.....	29
<b>6. CONSULTATIONS MENÉES AUPRÈS DU PUBLIC .....</b>	<b>33</b>
<b>7. AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES .....</b>	<b>35</b>
7.1 Estimation des coûts des solutions envisagées .....	37
7.2 Le coût des pertes électriques .....	38
7.3 Position des intervenants.....	39
7.4 Réponse du Transporteur .....	42
7.5 Opinion de la Régie.....	43
<b>8. LES COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET .....</b>	<b>48</b>
<b>9. IMPACT TARIFAIRE .....</b>	<b>50</b>
9.1 Position des intervenants.....	51
9.2 Réponse du Transporteur .....	52
9.3 Opinion de la Régie.....	53

---

<b>10. IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU OU SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE .....</b>	<b>54</b>
<b>11. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS .....</b>	<b>55</b>
<b>12. CONCLUSION SUR LE PROJET .....</b>	<b>56</b>
<b>13. DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL .....</b>	<b>58</b>
<b>DISPOSITIF .....</b>	<b>64</b>

## 1. DEMANDE

[1] Le 4 juillet 2018, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), une demande relative à la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay (la Demande ou le Projet) et la réalisation de travaux connexes. Le coût total du Projet, qui s'inscrit dans la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité du service », s'établit à 792,7 M\$.

[2] La Demande est déposée en vertu des articles 31 (1)(5<sup>o</sup>) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (le Règlement).

[3] Le Transporteur demande également à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel en vertu de l'article 30 de la Loi interdisant la divulgation, la publication et la diffusion de certains renseignements.

[4] Le 12 septembre 2018, la Régie rend sa décision procédurale D-2018-121<sup>3</sup> sur les demandes d'intervention, la procédure et le calendrier de traitement du dossier. Elle ordonne également au Transporteur de déposer un complément de preuve sur divers aspects du Projet.

[5] Le 20 septembre 2018, le Transporteur dépose un complément de preuve.

[6] Durant la période du 1<sup>er</sup> au 15 octobre 2018, le Transporteur répond aux demandes de renseignements (DDR) de la Régie et des intervenants. Il dépose plusieurs pièces, sous pli confidentiel, ainsi que des versions caviardées de certaines d'entre elles.

---

<sup>1</sup> [RLRQ, c. R-6.01.](#)

<sup>2</sup> [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

<sup>3</sup> Décision [D-2018-121](#).

[7] Le 21 novembre 2018, la Régie rend sa décision D-2018-167<sup>4</sup> par laquelle elle statue sur les demandes d'ordonnances des intervenants relatives aux réponses du Transporteur à certaines de leurs DDR et fixe un nouvel échéancier de traitement du dossier. Elle réserve également sa décision sur la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur à l'égard des divers renseignements et pièces qu'il a déposés sous pli confidentiel.

[8] Le 30 novembre 2018, le Transporteur donne suite à cette décision et dépose des versions révisées de ses réponses aux DDR de l'AHQ-ARQ, de l'AQCIE-CIFQ, de la FCEI et de SÉ-AQLPA, dont certaines sous pli confidentiel. Certaines pièces sont déposées à la fois sous pli confidentiel et en version caviardée.

[9] Le 9 décembre 2018, l'AQCIE-CIFQ demande que soit versée au présent dossier, sous le sceau de la confidentialité, la transcription des notes sténographiques des témoignages rendus par des représentants du Transporteur dans le dossier R-4045-2018, lors d'une audience tenue à huis clos le 9 novembre 2018<sup>5</sup>. Pour sa part, l'AHQ-ARQ demande que soit également versée au présent dossier la présentation PowerPoint à laquelle ces représentants se sont référés lors de l'audience en question<sup>6</sup>.

[10] Le 20 décembre 2018, la Régie rend sa décision D-2018-185<sup>7</sup> par laquelle elle accueille ces demandes et dépose au présent dossier les pièces A-0095 et B-0117 du dossier R-4045-2018. Elle modifie également l'échéancier de traitement du dossier afin de permettre le dépôt de DDR supplémentaires adressées au Transporteur.

[11] L'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, NEMC et SÉ-AQLPA déposent leur preuve respective les 9 et 10 janvier 2019. Pour sa part, la FCEI dépose des observations finales et précise qu'elle met ainsi fin à son intervention au présent dossier.

---

<sup>4</sup> Décision [D-2018-167](#).

<sup>5</sup> Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0014](#), visant la pièce A-0095 confidentielle du dossier R-4045-2018.

<sup>6</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0015](#), visant la pièce B-0117 confidentielle du dossier R-4045-2018.

<sup>7</sup> Décision [D-2018-185](#).

[12] Les 5, 12 et 21 février 2019, le Transporteur répond à des DDR supplémentaires de la Régie, de l'AHQ-ARQ, de l'AQCIE-CIFQ et de NEMC. Il donne notamment suite à une ordonnance de la Régie contenue dans sa décision D-2019-015<sup>8</sup> relative à une information demandée par l'AHQ-ARQ.

[13] Le 31 janvier 2019, la Régie adresse des DDR à l'AQCIE-CIFQ et à NEMC. Ces intervenants déposent leurs réponses le 8 février 2019.

[14] Les 12 et 15 février 2019, l'AHQ-ARQ et NEMC déposent des amendements à leur preuve respective.

[15] Le 15 février 2019, l'AQCIE-CIFQ dépose une requête, par laquelle il conteste le traitement confidentiel demandé par le Transporteur à l'égard de plusieurs renseignements et documents et demande à la Régie de se prononcer, avant l'ouverture de l'audience prévue le 25 février 2019, quant au caractère confidentiel des informations caviardées contenues aux documents produits au dossier sous pli confidentiel, tant par le Transporteur que par les intervenants<sup>9</sup>. Cette requête est appuyée par l'AHQ-ARQ, NEMC et SÉ-AQLPA<sup>10</sup>, mais contestée par le Transporteur<sup>11</sup>.

[16] Le 25 février 2019, la Régie tient une audience sur la requête de l'AQCIE-CIFQ. Au terme de l'audience, la Régie réserve sa décision sur cette requête en ce qui a trait au maintien ou non du traitement confidentiel de certains renseignements et réitère sa décision antérieure de se prononcer ultérieurement sur la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur. Des dispositions sont prises afin de faciliter l'accès des intervenants à certains documents confidentiels durant l'audience. Pour sa part, à la demande de la Régie, l'AHQ-ARQ prend l'engagement d'apporter des précisions et des références quant à sa position voulant que certains renseignements devraient être rendus publics. Enfin, la Régie demande au Transporteur de présenter une preuve testimoniale au soutien de certains aspects de sa demande d'ordonnance de traitement confidentiel<sup>12</sup>.

---

<sup>8</sup> Décision [D-2019-015](#).

<sup>9</sup> Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0025](#).

<sup>10</sup> Pièces [C-AHQ-ARQ-0026](#), [C-NEMC-0029](#) et [C-SÉ-AQLPA-0013](#).

<sup>11</sup> Pièce [B-0077](#).

<sup>12</sup> Pièce [A-0040](#), p. 187 à 194 et 200 à 202.

[17] L'audience sur la demande d'autorisation du Projet a lieu du 26 au 28 février 2019. Par la suite, le Transporteur dépose sa plaidoirie le 18 mars 2019. Les intervenants déposent la leur les 22 et 25 mars 2019. Le Transporteur y réplique le 29 mars 2019, date à laquelle la Régie entame son délibéré.

## **2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE**

[18] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie autorise le Projet soumis par le Transporteur.

## **3. MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET**

[19] Depuis 2013, la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord a subi une diminution importante, principalement en raison d'une réduction de la prévision de la demande d'électricité de clients industriels.

[20] De plus, en 2012, les centrales thermiques de Tracy et de La Citière ainsi que la centrale nucléaire de Gentilly-2 ont successivement fermé. Ces centrales, qui étaient situées sur la partie sud du réseau, contribuaient au soutien de la tension et à la stabilité du réseau de transport.

[21] La diminution de la demande d'électricité prévue sur la Côte-Nord, combinée à la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, accentue la sévérité de certains événements sur les lignes du corridor Manic-Québec, entraînant une dégradation de la fiabilité du réseau de transport principal. Les analyses du Transporteur révèlent que, pour les niveaux de transits prévus à l'horizon 2020-2021 et à l'horizon 2030-2031, les critères de conception du réseau de transport ne sont plus respectés<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> Pièce [B-0005](#), p. 8.

[22] Le Transporteur précise que ces analyses simulent le comportement du réseau de transport à la suite de divers événements dans des conditions initiales prédéfinies. Le comportement attendu du réseau de transport, les différentes conditions considérées et les divers types d'événements simulés sont encadrés par les critères de conception du Transporteur, les critères du *Northeast Power Coordinating Council Inc.* (NPCC) et la norme de fiabilité TPL-001-4<sup>14</sup>. En appliquant cette méthodologie d'analyse, le Transporteur constate une accentuation des oscillations de puissance et de tension sur le réseau, au-delà des limites permises par les critères de conception du réseau, à la suite d'événements impliquant la perte temporaire d'une ou plusieurs des lignes du corridor Manic-Québec. Ces phénomènes d'oscillations, lorsqu'accentués, peuvent entraîner la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord et causer la perte complète du réseau de transport, c'est-à-dire, une panne générale.

[23] Dans ce contexte, le Transporteur doit procéder à l'ajout d'équipements sur le réseau de transport principal afin de maintenir sa fiabilité, dans le respect des critères de conception.

[24] Le Transporteur ajoute qu'en plus des études de planification réalisées dans un contexte de pointe hivernale, il analyse également d'autres conditions potentiellement exigeantes pouvant influencer la planification ou l'exploitation du réseau de transport. Par exemple, afin de respecter la capacité thermique des équipements lors de la période estivale, il doit garder une plus grande disponibilité des équipements du réseau, ce qui complique les retraits de lignes requis en été pour l'entretien du réseau de transport. Cette situation causant des limitations importantes pour l'exploitation du réseau, il est donc essentiel de considérer l'impact sur la flexibilité d'exploitation lors du choix des solutions à mettre en œuvre pour maintenir la fiabilité du réseau<sup>15</sup>.

[25] 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 à assurer la stabilité du réseau de transport, dans le respect des critères de conception, et à maintenir la qualité d'alimentation pour l'ensemble de la clientèle. Le Projet a aussi comme objectif de poursuivre la sécurisation post-verglas du corridor Manic-Québec.

---

<sup>14</sup> Norme TPL-001-4 – Critères de comportement de la planification du réseau de transport – résultant de la refonte des normes TPL-001, TPL-002, TPL-003 et TPL-004, dont les versions « 0 » ont fait l'objet de demandes d'adoption dans le dossier R-3699-2009, adoptée par la Régie dans sa décision [D-2017-110](#), dans le cadre des dossiers R-3944/3949/3957-2015 et en vigueur au Québec depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2017.

<sup>15</sup> Pièce [B-0005](#), p. 10.

#### 4. DESCRIPTION DU PROJET

[26] Le Transporteur décrit les travaux associés au Projet :

- la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay;
- l'ajout d'un départ de ligne au poste Micoua et le réaménagement de deux lignes à 735 kV existantes à l'entrée du poste;
- l'ajout d'un départ de ligne au poste du Saguenay et le réaménagement, à l'entrée du poste, d'une ligne à 735 kV;
- des travaux de télécommunications.

[27] Le Transporteur précise que la nouvelle ligne sera conçue de façon à rencontrer les critères adoptés à la suite de la tempête de verglas de 1998 et visant la sécurisation du réseau.

##### *Ligne à 735 kV Micoua-Saguenay*

[28] Le tracé de la nouvelle ligne, qui est d'une longueur totale d'environ 262 km, est divisé en trois tronçons.

[29] Le premier tronçon, d'environ 100 km, traverse la région de la Côte-Nord en territoire non organisé. Dans cette section, la ligne sera construite dans un nouveau corridor.

[30] Le second tronçon, d'environ 126 km, traverse la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean en territoire non organisé. La majeure partie de ce tronçon longe la ligne à 735 kV existante reliant les postes Micoua et du Saguenay. Un nouveau corridor sera ouvert, sur environ 26 km, pour contourner le massif des Monts-Valin, une zone d'amplification de givre élevée. Trois autres corridors, d'environ 3 à 7 km, seront ouverts afin de contourner des zones d'amplification de givre élevée.

[31] Le troisième tronçon, d'environ 36 km, traverse la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean en territoire municipalisé. Cette section, située entre le poste du Saguenay et les Monts-Valin, longera également la ligne existante et passera majoritairement en terres agricoles et privées.

[32] La nouvelle ligne Micoua-Saguenay sera de type monoterne, avec quatre conducteurs de calibre 1 468 MCM pour chacune de ses trois phases. Deux câbles de garde, dont un à fibres optiques, surmonteront les phases. La ligne comptera 621 pylônes dont la portée entre deux pylônes variera entre 175 et 700 m, pour une portée moyenne d'environ 550 m.

### ***Travaux au poste Micoua***

[33] 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. Ce réaménagement nécessite la reconstruction de deux pylônes et la construction de deux nouveaux pylônes à l'entrée du poste.

### ***Travaux au poste du Saguenay***

[34] 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 nécessiteront un agrandissement du poste ainsi qu'un réaménagement des lignes à 735 kV et la reconstruction de deux pylônes à l'entrée du poste.

### ***Travaux en télécommunications***

[35] 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.

[36] 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.

### *Calendrier de réalisation*

[37] La mise en service de la nouvelle ligne est prévue pour juillet 2022, alors que celle des équipements de postes, notamment les départs de lignes, est prévue pour juin 2021. En réponse à des DDR de la Régie, le Transporteur précise que deux circuits pour le poste Micoua et un circuit pour le poste du Saguenay font l'objet de la mise en service prévue pour juin 2021<sup>16</sup>. Il précise également quels sont les équipements au poste Micoua associés au nouveau départ de ligne et quels sont les équipements du poste du Saguenay faisant l'objet d'une mise en service prévue en juin 2021<sup>17</sup>.

[38] Le Transporteur précise que l'échéancier de construction est établi en fonction de plusieurs contraintes (milieux humides, période de nidification, statut de certaines espèces, transport, périodes de mise hors tension des lignes existantes, etc.). Certains travaux doivent donc être faits à des périodes spécifiques. De plus, le Transporteur tient aussi compte de la disponibilité d'experts pour la mise en route et la mise en service de la ligne. Il a prévu un peu de marge dans l'échéancier, en vue de préserver une date de mise en service dans l'année prévue<sup>18</sup>.

## **5. JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS**

[39] Selon le Transporteur, la baisse de la prévision de la demande sur la Côte-Nord, combinée à la fermeture des trois centrales dans la région sud de son réseau, fait en sorte que certains événements sur les lignes du corridor Manic-Québec entraîneront une instabilité du réseau de transport, qui sera au-delà des limites permises par les critères de conception et qui pourrait causer la perte totale du réseau. En effet, les oscillations de puissance et de tension sur le réseau qui seront causées par ces événements seront au-delà des limites permises par les critères de conception du Transporteur.

---

<sup>16</sup> Pièce [B-0064](#), p. 9, R3.1.

<sup>17</sup> Pièce [B-0064](#), p. 9, R3.2.

<sup>18</sup> Pièce [B-0035](#), p. 45.

[40] Ces événements sont la perte temporaire simultanée de deux des six lignes à 735 kV du corridor Manic-Québec à la suite d'un défaut, ou la perte d'une ligne du corridor Manic-Québec lorsqu'une autre ligne est déjà au retrait dans ce corridor.

[41] Le Transporteur précise qu'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 lorsqu'une ligne à 735 kV était indisponible. La centrale Gentilly-2 était considérée en service pour toutes les conditions de réseau étudiées en planification. La présence de ces centrales dans la partie sud du réseau de transport avait pour effet de diminuer les oscillations de puissance et de tension à la suite d'événements dans le corridor Manic-Québec. Le Transporteur affirme que leur fermeture, en 2012, a aggravé les oscillations de puissance et de tension causées par certains événements mais que ces oscillations demeuraient à l'intérieur des limites permises par les critères de conception du réseau. L'ajout d'équipement dans ce corridor n'était donc pas requis.

[42] Cependant, en 2013, la prévision de la demande sur la Côte-Nord a été revue à la baisse, ce qui a entraîné une augmentation des niveaux de transits prévus dans le corridor Manic-Québec. Lorsque les niveaux de transits prévus dépassent ceux pour lesquels le réseau de transport est conçu, les oscillations causées par certains événements deviennent d'une amplitude suffisante pour entraîner la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord avec le réseau de transport et la perte complète de ce dernier.

[43] Le Projet est donc requis pour maintenir la stabilité du réseau de transport face à certains événements sur les lignes du corridor Manic-Québec.

[44] Le Transporteur produit une prévision 2018 de la demande d'électricité sur la Côte-Nord pour les pointes hivernales de 2020-2021 et 2030-2031 ainsi que les prévisions produites antérieurement, de 2010 à 2017. Il indique que les prévisions sont en hausse en 2018, par rapport à celles de 2017, en raison d'une croissance plus élevée pour les secteurs commercial et industriel et du raccordement du village La Romaine au réseau intégré d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur). Sur la base de la plus récente prévision de 2018, le Transporteur affirme que le Projet demeure requis<sup>19</sup>. Le tableau 1 qui suit reproduit l'évolution de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord de 2010 à 2018.

---

<sup>19</sup> Pièce [B-0027](#), p. 15.

**TABLEAU 1**  
**ÉVOLUTION DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ**  
**SUR LA CÔTE-NORD\***

Date d'émission de la prévision	Pointe de l'hiver 2020-2021		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
2018	2452	-844	2442	-860

\* *Prévision annuelle du Distributeur.*

\*\* *Écart avec la prévision émise en 2010.*

\*\*\* *Valeurs de l'hiver 2030-2032 extrapolées à partir des prévisions du Distributeur.*

Source : Pièce [B-0027](#), p. 15.

[45] En réponse à une DDR de la Régie, le Transporteur indique que la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord devrait être de l'ordre de ce qu'elle était en 2010 pour éliminer le besoin du Projet. Il précise qu'il devrait toutefois réaliser une étude afin de confirmer que, compte tenu de la fermeture des centrales dans le sud du réseau, le Projet n'est effectivement pas requis à ce niveau de demande. Par ailleurs, le Transporteur souligne que ses études sont réalisées en fonction des prévisions fournies par le Distributeur et qu'il ne dispose pas d'une information provenant du Distributeur lui indiquant qu'un tel niveau de la demande pourrait se réaliser<sup>20</sup>.

[46] Ainsi, la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, combinée à la diminution de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord, entraîne une dégradation du comportement du réseau à la suite de certains événements, au point où les critères de conception de réseau ne sont plus respectés. Le Projet permettra donc de maintenir un niveau de fiabilité adéquat du réseau de transport<sup>21</sup>.

<sup>20</sup> Pièce [B-0032](#), p. 5.

<sup>21</sup> Pièce [B-0032](#), p. 21 et 22, R7.2.

[47] Dans sa décision D-2018-121<sup>22</sup>, la Régie demande au Transporteur de préciser sur quels critères et sur quelles normes il fonde la justification du Projet parmi ses propres critères de conception du réseau de transport, ceux du NPCC et les normes de fiabilité qu'elle a approuvées. En complément de preuve<sup>23</sup>, le Transporteur rappelle que deux événements sont considérés déterminants pour la justification du Projet :

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

[48] Le Transporteur ajoute que, sans le Projet, avec tous les équipements en service, le courant circulant dans les batteries de condensateurs série du poste du Saguenay excède sa capacité nominale.

#### ***Perte d'un circuit de transport dans un réseau de pointe ayant déjà perdu un circuit***

[49] 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 et prenant en compte que la production et les transits peuvent être abaissés d'une quantité de puissance équivalente à la réserve d'exploitation, soit à 1 500 MW, à l'endroit le plus favorable pour maximiser la stabilité du réseau.

[50] L'événement décrit au paragraphe précédent correspond à un événement de base du réseau de transport, soit l'événement A en condition N-1-1500. Pour cet événement, 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.

---

<sup>22</sup> Décision [D-2018-121](#).

<sup>23</sup> Pièce [B-0027](#), p. 6 à 12.

[51] Ce critère de conception du Transporteur est équivalent à l'exigence « R7 » du « Directory 1 »<sup>24</sup> du NPCC et à l'exigence 4.1 pour la catégorie d'événement P6 de la norme de fiabilité TPL-001-4<sup>25</sup>.

### ***Perte temporaire simultanée de deux circuits de transport***

[52] Selon ce critère de conception du Transporteur, 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, tout en assurant que la stabilité du réseau soit 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, 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.

[53] Le Transporteur indique que l'événement décrit au paragraphe ci-dessus correspond à un de ses propres critères complémentaires. Ces critères 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. Ces critères complémentaires sont considérés comme des événements extrêmes par le NPCC et la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC). On trouve également ce type d'événement au tableau 1 de la norme TPL-001-4.

[54] Le Transporteur fait valoir que le Projet assure la fiabilité du réseau, en ce qu'il permet d'éviter la perte complète du réseau de transport à la suite des deux événements décrits plus haut. Il soumet que ces événements sont jugés de bonne sévérité et présentent une probabilité d'occurrence qui, bien que faible, demeure assez élevée pour qu'il faille s'en protéger.

---

<sup>24</sup> [Directory 1](#) – *Design and Operation of the Bulk Power System*.

<sup>25</sup> Norme [TPL-001-4](#).

[55] Le Transporteur fait valoir que le maintien de la fiabilité du réseau de transport dans le corridor Manic-Québec a une incidence sur le réseau de transport principal. Il précise que la perte d'une ligne du corridor Manic-Québec, lorsqu'une autre ligne est déjà au retrait dans ce corridor, entraîne la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord avec le réseau de transport, causant une panne générale au Québec<sup>26</sup>.

### *Capacité des batteries de condensateurs série*

[56] Les critères de conception du Transporteur exigent aussi que les batteries de condensateurs série puissent supporter en tout temps, sans surcharge, le courant correspondant aux conditions normales d'exploitation du réseau avec toutes les lignes en service. Ce critère est équivalent<sup>27</sup> à l'exigence R7 de la version 2015 du « Directory 1 » du NPCC et à l'exigence 3.1 de la norme TPL-001-4 pour la catégorie d'événement « P0 ».

### *Mesures temporaires*

[57] Le Transporteur indique que, temporairement, il fera appel à des automatismes et limitera le transit pour opérer le réseau dans des conditions permettant d'en garantir la stabilité jusqu'à la mise en service du Projet<sup>28</sup>.

[58] En 2015, le Transporteur a développé une mesure temporaire à partir d'un automate déjà existant, en prévision de la mise en service des centrales Romaine-3 et Romaine-4 et considérant la prévision du Distributeur. Cette mesure temporaire consiste en l'utilisation de l'automatisme de rejet de production et télé-délestage de charge.

[59] Il ajoute que l'utilisation de cet automate entraîne une dégradation temporaire du niveau de la fiabilité du réseau et, conséquemment, il est ainsi important de limiter au maximum sa durée d'utilisation.

---

<sup>26</sup> Pièce [B-0032](#), p. 22.

<sup>27</sup> Pièce [B-0027](#), p. 12.

<sup>28</sup> Pièce [B-0005](#), p. 18.

### *Hypothèses de l'étude de planification*

[60] Enfin, dans son complément de preuve, le Transporteur fournit les hypothèses utilisées pour identifier les besoins liés au Projet en matière de production, charge exportation et importation<sup>29</sup>. Il précise les principales hypothèses utilisées lorsqu'il réalise une étude de planification :

- 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'applicables) 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 *Open Access Same-Time Information System* (OASIS). Les réservations les plus contraignantes pour le réseau de transport principal sont priorisées.

[61] Le Transporteur précise que les hypothèses et paramètres utilisés pour cette étude demeurent représentatifs de la planification actuelle de son réseau. Les valeurs des paramètres de son analyse, pour la pointe 2020-2021, sont les suivantes :

- production : 43 811 MW;
- charge : 39 263 MW;
- exportation : 4 548 MW;
- importation : 0 MW.

---

<sup>29</sup> Pièce [B-0027](#), p. 5 et 6.

## 5.1 POSITION DES INTERVENANTS

### AHQ-ARQ

[62] L'AHQ-ARQ estime que le Transporteur ne s'est pas déchargé de son fardeau de preuve visant à démontrer la nécessité du Projet et le choix de la solution optimale sur le plan technico-économique<sup>30</sup>. L'intervenant recommande à la Régie de ne pas approuver le Projet dans sa version actuelle<sup>31</sup>. Par ailleurs, en plaidoirie, il soumet que le retard dans la mise en service de la centrale Romaine-4 a réduit l'urgence dans le présent dossier. Ainsi, à défaut de rejeter la Demande, l'intervenant invite la Régie à demander au Transporteur de corriger les lacunes de sa preuve, avant de se prononcer d'une manière définitive sur le Projet<sup>32</sup>.

[63] En premier lieu, l'intervenant estime que le Transporteur n'a pas rencontré son fardeau de preuve en ne fournissant pas une démonstration du niveau de la demande d'électricité sur la Côte-Nord qui déclenche le besoin pour le Projet<sup>33</sup>. En effet, l'AHQ-ARQ observe que, pour un niveau de demande d'électricité sur la Côte-Nord à la pointe de l'hiver 2020-2021 d'environ 3 300 MW, le Projet n'est pas requis, alors que pour un niveau de demande d'électricité sur la Côte-Nord d'environ 2 200 MW à la pointe de l'hiver 2020-2021, le Projet est requis. L'intervenant fait valoir qu'il existe forcément un niveau déclencheur du Projet sur cet intervalle de 1 100 MW. Il estime que cette information est cruciale pour justifier le besoin du Projet.

[64] Selon l'AHQ-ARQ, si ce seuil de demande d'électricité était connu, l'ampleur des initiatives requises afin de l'atteindre (par exemple, biénergie résidentielle demeurant à l'électricité, charges non interruptibles pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, etc.) serait connue et on pourrait en évaluer la faisabilité et la rentabilité par opposition à la réalisation du Projet de 792,7 M\$<sup>34</sup>.

---

<sup>30</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0037](#), p. 2.

<sup>31</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0024](#), p. 29.

<sup>32</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0037](#), p. 12.

<sup>33</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0024](#), p. 12.

<sup>34</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0024](#), p. 11.

[65] En second lieu, l'AHQ-ARQ considère que la valeur de production raccordée retenue par le Transporteur dans son modèle est surestimée. Il recommande à la Régie de demander au Transporteur de modifier sa preuve et de planifier le réseau de transport principal de 2020-2021 avec les hypothèses alternatives suivantes :

- production : 42 567 MW;
- charge locale : 39 263 MW;
- exportations point à point : 3 304 MW.

[66] L'intervenant soumet, notamment, sa propre évaluation de la production pour la pointe 2020-2021, en tenant compte de certaines hypothèses. Il souligne le fait que la capacité de la centrale thermique de TransCanada Energy Ltd ne devrait pas être considérée dans l'évaluation de la capacité de production totale. L'intervenant soumet aussi que la production totale devrait être réduite, entre autres, pour tenir compte de la non-simultanéité de la production éolienne sur l'ensemble du territoire. Cette recommandation ferait suite à une approche documentée dans le dossier R-3742-2010 et au sujet de laquelle le Transporteur avait témoigné un intérêt. Dans l'établissement de la capacité de production, l'intervenant propose aussi qu'un taux d'indisponibilités forcées moyen de 1,9 % soit appliqué.

[67] En troisième lieu, l'AHQ-ARQ conclut de son analyse des limites de transits que le réseau planifié pour l'hiver 2020-2021 ne génère pas de congestion en réseau noble, mais plutôt une marge de transit significative, soit de 843 MW en tenant compte des indisponibilités forcées<sup>35</sup>. L'intervenant estime que, compte tenu de cette marge de transit, le critère du Transporteur en condition de réseau N-1-1500 peut être respecté sans le Projet à la pointe de l'hiver 2020-2021.

## **AQCIE-CIFQ**

[68] L'intervenant estime que la justification du Transporteur comporte plusieurs lacunes et recommande à la Régie de ne pas autoriser le Projet.

---

<sup>35</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0024](#), p. 24.

[69] Sur le plan technique, l'intervenant est d'avis que plusieurs facteurs additionnels devraient être considérés par la Régie avant de décider de la Demande. Ces facteurs sont les suivants<sup>36</sup> :

- La validation du maintien de la valeur de la réduction de 1 500 MW dans le cas du critère en réseau dégradé : selon l'intervenant, la demande d'investissement ne saurait valablement reposer sur un critère de conception adopté dans les années 1980 qui n'a pas fait l'objet d'une mise à jour, notamment eu égard à l'accroissement important des besoins fermes satisfaits par le réseau de transport.
- La prise en compte des besoins du Distributeur qui doivent réellement transiter sur le réseau du Transporteur et non d'un niveau de production théorique qui ne reflète pas la réalité : l'intervenant soumet que la prise en compte de la réduction de capacité obtenue par l'application des mesures de gestion de la puissance permettrait de réduire la production, à la pointe 2020-2021, d'une capacité suffisante pour respecter le critère N-1-1500<sup>37</sup>. Il propose aussi que le Transporteur applique l'article 15.4 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (Tarifs et conditions) et réclame une contribution aux clients de point à point lors du renouvellement de leurs réservations, lorsqu'il y a insuffisance de capacité sur le réseau<sup>38</sup>.
- La prise en compte de la centrale de Bécancour pour optimiser la réduction de transit sur le corridor Manic-Québec.
- Une simulation plus réaliste de la production éolienne.
- La prise en compte de la contribution du déglaceur de Lévis en tant qu'appareil de compensation dynamique.
- La prise en compte des réservations de long terme qui viennent à échéance sur la période 2019-2024.

---

<sup>36</sup> Pièce [C-AOCIE-CIFO-0017](#), p. 33 et 34.

<sup>37</sup> Pièce [C-AOCIE-CIFO-0017](#), p. 11.

- L'obligation pour le Transporteur de rechercher une entente avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) quant aux mesures qui pourraient lui permettre de limiter le niveau de transit sur le corridor Manic-Québec à un niveau qui respecte ses critères de planification. Ces mesures pourraient être de courte durée, puisqu'en considérant la mise en service de la demande 215R (accroissement de puissance de la centrale Sainte-Marguerite de 440 MW) en 2025, tel que demandé par le Producteur, la mise en service de la ligne serait ainsi différée de seulement trois ans.

## FCEI

[70] Selon la FCEI, l'enjeu de fiabilité identifié par le Transporteur repose uniquement sur les critères de conception ou sur l'appréciation du Transporteur de ce qui constitue un événement extrême. L'intervenante soumet que l'ampleur du Projet milite en faveur d'un examen plus approfondi du bien-fondé de ces critères vieux de 30 ans dans le contexte actuel<sup>39</sup>.

[71] L'intervenante ajoute que l'étude de planification est basée sur un scénario qu'elle considère hautement improbable globalement, mais aussi au niveau de certains paramètres pris individuellement. Elle recommande à la Régie d'exiger du Transporteur une étude qui reflète davantage des conditions crédibles d'opération du réseau.

[72] L'intervenante soumet que le Transporteur inclut deux projets en croissance d'interconnexion dans son analyse, alors qu'il catégorise le Projet en « maintien et amélioration de la qualité du service ». Elle considère que cela n'est pas adéquat et recommande d'exclure ces deux projets de l'étude de planification.

[73] Enfin, la FCEI estime que le Transporteur n'a pas considéré toutes les solutions possibles, notamment celles permettant de moduler le besoin de transit en faisant intervenir les ressources au niveau des importations et de la gestion de la charge ou en compensant les clients de point à point pour qu'ils renoncent à certaines exportations. Elle recommande à la Régie d'exiger du Transporteur qu'il élargisse l'éventail des solutions potentielles pour inclure des ententes de coopération mutuellement bénéfiques avec ses clients ou d'autres acteurs de marchés susceptibles de contribuer à répondre aux besoins du réseau à moindre

---

<sup>39</sup> Pièce [C-FCEI-0017](#), p. 11.

coût. L'intervenante recommande qu'une telle analyse soit effectuée dans le présent dossier.

## **SÉ-AQLPA**

[74] L'intervenant recommande à la Régie de rejeter le Projet.

[75] En premier lieu, l'intervenant souligne que l'addition de compensation série sur une ligne crée une capacité de transit en comblant un déficit ou en créant une réserve.

[76] En second lieu, l'intervenant affirme qu'aucun test de stabilité n'a été déposé au dossier et que, par conséquent, il n'y a aucune preuve que le risque d'instabilité qui justifie le Projet existe vraiment. Selon lui, le Transporteur aurait au moins dû déposer un test de stabilité qui démontre le risque d'instabilité angulaire, sans l'ajout de la ligne Micoua-Saguenay. Par ailleurs, interrogé par la Régie, le témoin de l'intervenant soumet qu'il lui semble évident qu'il y a un problème de stabilité. Il précise que son inquiétude est davantage avec la quantification du risque<sup>40</sup>.

[77] Enfin, l'intervenant ajoute que le Transporteur n'a pas quantifié son besoin de transit additionnel par le dépôt de tests de stabilité successifs réalisés avec des incréments de 200 MW de la production et de la charge. Selon lui, la capacité de transit de la nouvelle ligne proposée serait de plus de 1 500 MW, ce qui est supérieur aux besoins qui seraient, selon son évaluation, plutôt de seulement de 500 à 1 000 MW. Il ajoute que l'alternative qui consiste à construire des plateformes de compensation série (solution 3) dépasserait également le besoin.

[78] L'intervenant conclut que la difficulté est d'interpréter les oscillations de puissance et admet qu'il est difficile de quantifier le risque, puisqu'il n'y pas de règle fixe<sup>41</sup>.

---

<sup>40</sup> Pièce [A-0052](#), p. 168 et 169.

<sup>41</sup> Pièce [A-0052](#), p. 170.

## 5.2 RÉPONSES DU TRANSPORTEUR

[79] De façon générale, le Transporteur affirme s'être largement acquitté de son fardeau de preuve et réitère que sa preuve documentaire est complète, que sa planification est robuste et qu'elle s'appuie sur les meilleures hypothèses disponibles<sup>42</sup>.

[80] En ce qui a trait à l'affirmation de l'AHQ-ARQ à l'effet qu'aucune démonstration n'a été fournie relativement au seuil de 1 000 MW requis pour éliminer le besoin de réaliser le Projet, le Transporteur indique que cette valeur provient d'analyses du comportement dynamique du réseau prouvant qu'en ajoutant cette quantité de charge à la prévision 2018, le Projet n'aurait pas été requis<sup>43</sup>. Il ajoute qu'une étude devrait toutefois être réalisée afin de confirmer que, compte tenu de la localisation exacte de l'augmentation de charge et des renforcements précis aux réseaux régionaux pour raccorder cette nouvelle charge, le Projet ne serait effectivement pas requis à ce niveau de demande.

[81] Pour ce qui est de l'affirmation de l'AHQ-ARQ à l'effet que la production raccordée serait surestimée, le Transporteur rappelle que, bien que les diminutions proposées aux éléments considérés dans le calcul de la production pour la pointe 2020-2021 aient leur sens dans un exercice de bilan de puissance pour des fins d'approvisionnement, il n'est pas approprié d'appliquer de telles diminutions lors d'un exercice de dimensionnement du réseau. Il rappelle également que la planification du réseau de transport s'effectue en considérant toutes les ressources possibles, mais aussi en considérant tous les équipements de transport en service. Dans le cadre de l'exploitation du réseau, il y a généralement plusieurs équipements de transport qui sont indisponibles. Le Transporteur doit s'assurer de concevoir son réseau pour qu'il soit exploitable en tout temps. Il estime que l'intervenant compare erronément des conditions d'exploitation passées avec la quantité qui doit être considérée dans une étude de planification pour soutenir sa recommandation<sup>44</sup>.

[82] De plus, le Transporteur souligne que les bilans effectués par l'intervenant sont basés sur des valeurs qui relèvent, entre autres, de l'exploitation et non de la planification, datant de 2004, et que plusieurs valeurs de puissance disponibles à la pointe qu'il utilise sont erronées<sup>45</sup>.

---

<sup>42</sup> Pièce [B-0094](#), p. 26.

<sup>43</sup> Pièce [B-0097](#), p. 5.

<sup>44</sup> Pièce [B-0094](#), p. 27.

<sup>45</sup> Pièces [B-0094](#), p. 27, et [B-0097](#), p. 6.

[83] En ce qui a trait à l'observation de l'AHQ-ARQ quant au fait que le réseau planifié pour l'hiver 2020-2021 ne génère pas de congestion en réseau noble mais plutôt une marge de transit significative, le Transporteur note que l'intervenant utilise une méthodologie d'analyse qui n'est pas adéquate, puisqu'il effectue la comparaison d'un bilan de production et de charge avec une limite de transit, négligeant ainsi plusieurs aspects techniques de la planification du réseau de transport. Ces bilans ne permettent pas de caractériser le comportement du réseau et ne peuvent donc être utilisés pour évaluer le respect des critères de conception.

[84] En réplique, le Transporteur réitère que les hypothèses qu'il a utilisées afin de dimensionner le réseau sont justes et légitimes. Les critères de conception appliqués avec cet ensemble d'hypothèses permettent d'obtenir un réseau exploitable en tout temps.

[85] En ce qui a trait aux affirmations de l'AQCIE-CIFQ relatives au maintien du critère de conception N-1-1500, le Transporteur fait valoir que les pratiques usuelles de la planification et les critères de conception permettent de dimensionner adéquatement le réseau de transport pour obtenir un réseau exploitable en tout temps. Selon lui, le critère de réseau dégradé avec une réduction de 1 500 MW demeure valide et doit être maintenu. Il précise que les critères de conception sont actualisés en temps continu, comme c'est usuel de le faire dans l'industrie.

[86] Le Transporteur rappelle que la quantité de 1 500 MW n'est pas associée aux besoins, mais représente plutôt une valeur équivalente à la somme des réserves disponibles en dix et trente minutes. Il souligne que le critère du NPCC limite la quantité d'ajustements permis pour le réseau, avec une ligne au retrait, aux ressources qui sont accessibles en dix ou en trente minutes pour l'ajustement des liens à courant continu<sup>46</sup>.

[87] En ce qui a trait à la proposition de l'AQCIE-CIFQ à l'effet que soient pris en compte les moyens de gestion de la puissance, le Transporteur affirme que ces moyens sont utilisés par le Distributeur lorsque les températures sont très froides. Il indique que l'utilisation des moyens de gestion de la pointe est considérée uniquement en condition de pointe exceptionnelle et que son utilisation en pointe normale ne permet pas un dimensionnement adéquat du réseau. Il rappelle qu'une pointe exceptionnelle, donc une pointe se retrouvant dans la portion où il y a cinquante pour cent de probabilité que la pointe soit plus haute que ce que prévoit le Distributeur, force l'exploitant à faire usage des

---

<sup>46</sup> Pièce [B-0094](#), p. 29.

moyens de gestion de la pointe. Si le Transporteur devait dimensionner son réseau en tenant compte des moyens de gestion de la pointe, le réseau ne serait plus exploitable.

[88] Pour ce qui est de la proposition de l'intervenant d'opérer la centrale de Bécancour afin d'assurer une production supplémentaire dans le sud du réseau, le Transporteur précise qu'il considère déjà cette centrale dans ses études de planification en condition réseau dégradé N-1-1500. Il ajoute que la centrale de Bécancour fait partie des moyens de gestion de la pointe et qu'il ne serait pas adéquat de la considérer pour la planification en réseau noble.

[89] Quant à la prise en compte des réservations qui viennent à échéance sur la période 2019-2024, le Transporteur affirme que cette recommandation doit être écartée, car elle est contraire aux dispositions de l'article 2.2 des Tarifs et conditions. Cet article accorde à un client existant du service de transport ferme, avec un contrat d'une durée de cinq ans ou plus, un droit de continuer d'utiliser le service de transport à l'expiration de sa convention en donnant un préavis de renouvellement dans le délai prescrit. Dans sa planification, le Transporteur doit présumer de l'exercice de ce droit.

[90] En ce qui a trait à la conclusion de l'AQCIE-CIFQ quant à l'obligation, pour le Transporteur, de rechercher une entente avec le Producteur pour des mesures qui pourraient lui permettre de limiter le niveau de transit sur le corridor Manic-Québec, le Transporteur répond qu'elle ne peut être retenue. En effet, une telle entente, avec tout client quel qu'il soit, ne fait pas partie des actions permises par les Tarifs et conditions et le cadre réglementaire, qui constituent le cadre à l'intérieur duquel le Transporteur doit fournir les services de transport qui y sont prévus pour répondre aux besoins des clients.

[91] En réponse à la FCEI, le Transporteur affirme que les critères de conception sont adaptés au contexte actuel puisqu'ils sont, comme ceux de la NERC et du NPCC, actualisés en continu. Il ajoute que ces critères sont également adaptés aux réalités du Québec pour avoir un niveau de fiabilité équivalent au reste de l'industrie<sup>47</sup>.

[92] Le Transporteur soumet que les hypothèses utilisées dans l'étude de planification sont valides et justifiées, puisque l'objectif est de dimensionner le réseau et que les hypothèses sont arrimées avec les besoins de ses clients.

---

<sup>47</sup> Pièce [B-0094](#), p. 33.

[93] Selon le Transporteur, il est requis et justifié d'inclure dans l'étude de planification les deux projets d'interconnexion présents dans OASIS, puisque les projets sont étudiés en séquence et qu'il faut considérer tous les besoins de transport fermes dans la planification du réseau.

[94] Le Transporteur indique que l'éventail des solutions analysées respecte le cadre réglementaire ainsi que les Tarifs et conditions. L'obligation de convenir d'ententes avec les clients pour résoudre des enjeux de fiabilité, comme proposé par la FCEI, n'existe pas.

[95] En plaidoirie, en réponse aux prétentions de SÉ-AQLPA, le Transporteur affirme que la capacité de transit éventuelle créée par le Projet est une conséquence du Projet à coût nul au fait de rétablir le respect des critères de conception et que chacune des solutions contient le minimum d'équipements requis pour atteindre cet objectif<sup>48</sup>.

[96] En ce qui a trait à l'absence de preuve relative au risque de stabilité angulaire qui est à la base du dossier, le Transporteur affirme, en audience, avoir réalisé un grand nombre de simulations dynamiques dans diverses conditions de réseau. Les événements et les conditions de réseau qui ont été simulés sont encadrés par les critères de conception. C'est l'analyse de ces résultats de simulation, par des ingénieurs spécialisés en planification, qui permet d'établir qu'il y a un risque d'instabilité.

[97] Le Transporteur affirme que la preuve déposée dans le présent dossier est, selon lui, conforme au cadre réglementaire applicable à une demande d'autorisation de projets par la Régie. Il considère que le dépôt des résultats de simulations dynamiques reflète un niveau de détail excessif pour l'examen du dossier<sup>49</sup>.

---

<sup>48</sup> Pièce [B-0094](#), p. 36.

<sup>49</sup> Pièce [A-0042](#), p. 157.

### 5.3 OPINION DE LA RÉGIE

#### *Prévision de la demande*

[98] En réponse à la DDR n° 3 de la Régie<sup>50</sup>, le Transporteur précise qu'il a effectué une évaluation sommaire qui a démontré qu'une charge additionnelle de 300 MW ou de 500 MW sur la Côte-Nord ne permettait pas d'éliminer le besoin du Projet. Par ailleurs, il estime qu'un ajout de l'ordre de 1 000 MW permettrait au réseau de transport de respecter les critères de conception sans le Projet, mais qu'une étude serait requise afin de confirmer cette estimation selon les quantités, les caractéristiques et l'emplacement de la charge à ajouter. Il ajoute que cette augmentation de 1 000 MW permettrait de respecter les critères de conception du réseau uniquement dans la mesure où aucune congestion ne serait créée<sup>51</sup>.

[99] La Régie retient aussi du témoignage des représentants du Transporteur qu'il faudrait que le Distributeur se soit trompé de 50 % sur sa prévision sur la Côte-Nord pour qu'on puisse considérer que le Projet n'est plus requis<sup>52</sup>. Elle est d'avis que l'accroissement de la demande qui serait requis pour éliminer le besoin du Projet est considérable et que la preuve au dossier ne permet d'envisager qu'une telle augmentation pourrait se matérialiser.

[100] Considérant notamment cette marge, la Régie ne juge pas utile d'identifier un niveau plus précis d'augmentation de la demande, qui serait de plus tributaire d'hypothèses relatives aux caractéristiques et à l'emplacement de charges non prévues par le Distributeur.

[101] La Régie est d'avis que les initiatives dont fait mention l'AHQ-ARQ dans sa preuve, relatives à l'utilisation de la biénergie résidentielle ou des charges non interruptibles pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, sont nettement insuffisantes pour éliminer le besoin d'un renforcement de réseau dans ce corridor.

---

<sup>50</sup> Pièce [B-0064](#), p. 11.

<sup>51</sup> Pièce [B-0089](#), p. 3.

<sup>52</sup> Pièce [A-0042](#), p. 85.

[102] **La Régie est satisfaite de la preuve soumise par le Transporteur relativement au niveau de la demande d'électricité sur la Côte-Nord qui déclenche le besoin pour le Projet. Elle estime que les analyses sommaires effectuées par le Transporteur démontrent de façon satisfaisante l'importance de l'ajout de charges qui serait requis sur la Côte-Nord pour éliminer ce besoin.**

*Les critères de conception du réseau de transport et les hypothèses relatives à la planification du réseau*

[103] Dans sa preuve, le Transporteur affirme qu'il a l'obligation, en vertu des Tarifs et Conditions, de fournir un service de transport permettant de répondre aux besoins des clients, en assurant la continuité et la qualité du service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de transport<sup>53</sup>.

[104] En ce qui a trait à l'obligation de respecter les critères de conception de son réseau, le Transporteur souligne que les appendices C et D des Tarifs et conditions identifient les lignes directrices et les 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, les critères et lignes directrices du NPCC ainsi que les critères et directives du Transporteur sont identifiés<sup>54</sup>.

[105] D'une part, la Régie constate que la prise en compte des critères du NPCC et de ceux utilisés par Hydro-Québec lors de la réalisation d'une étude d'impact sur le réseau est codifiée aux Tarifs et Conditions<sup>55</sup>.

[106] D'autre part, la Régie partage l'opinion du Transporteur à l'effet que la demande d'autorisation doit être étudiée en vertu du cadre réglementaire applicable, c'est-à-dire à une demande déposée en vertu de l'article 73 de la Loi ainsi que du Règlement. Elle est d'avis que l'analyse et la détermination de la demande du Transporteur doivent être réalisées en conformité avec ce cadre et selon les règles qui prévalent au moment de son dépôt.

---

<sup>53</sup> Pièce [B-0005](#), p. 19.

<sup>54</sup> Pièce [B-0032](#), p. 21.

<sup>55</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/consommateur/Tarifs\\_CondServices/HOT\\_TarifsConditions2018\\_28mars2018.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/consommateur/Tarifs_CondServices/HOT_TarifsConditions2018_28mars2018.pdf).

[107] À cet égard, la Régie s'est prononcée, dans ses décisions antérieures, sur le questionnement qui est pertinent à l'analyse d'une demande déposée en vertu de l'article 73 de la Loi et du Règlement<sup>56</sup>.

[108] Dans le contexte du présent dossier, l'article 73 de la Loi et le Règlement imposent un cadre d'analyse où les questions suivantes sont pertinentes :

- a. Quels sont les objectifs visés par le Projet?
- b. Ces objectifs sont-ils utiles ou nécessaires à la prestation du service de transport d'électricité?
- c. Le Projet est-il justifié en relation avec les objectifs visés?
- d. Les coûts associés au Projet sont-ils justifiés et raisonnables?
- e. Les études de faisabilité et les analyses de sensibilité sont-elles satisfaisantes?
- f. Quel est l'impact des coûts du Projet sur les tarifs de transport d'électricité?
- g. Quel est l'impact du Projet sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité?
- h. Est-ce que d'autres solutions ont été envisagées par le Transporteur pour atteindre les objectifs qu'il vise?

[109] En outre, la Régie indiquait dans sa décision D-2018-167<sup>57</sup> qu'elle considère qu'il n'est pas opportun de remettre en cause les critères de conception du réseau de transport dans le cadre du présent dossier.

[110] Pour ces raisons, la Régie ne retient pas la recommandation de l'AHQ-ARQ relative à la valeur de la production raccordée qui est utilisée par le Transporteur dans son modèle. Elle écarte aussi la recommandation de l'AQCIE-CIFQ de valider le maintien de la valeur de 1 500 MW dans le cas du critère de conception appliqué en réseau dégradé ainsi que les autres recommandations des intervenants relatives aux hypothèses retenues par le Transporteur quant à la planification du réseau. Par ailleurs, la Régie prend note des observations offertes par le Transporteur sur ces questions et s'en déclare satisfaite.

---

<sup>56</sup> Dossier R-3770-2011, décision [D-2011-124](#), p. 9.

<sup>57</sup> Décision [D-2018-167](#), p. 11, par. 40.

[111] De plus, la Régie comprend que les critères de conception utilisés par le Transporteur pour la planification de son réseau sont actualisés en continu. Elle comprend qu'il participe aux travaux de la NERC et du NPCC pour faire évoluer les pratiques de l'industrie et que cette évolution se reflète dans ses critères. Elle retient que ces critères de conception, adoptés à la fin des années 1980, demeurent actuels et sont nécessaires, compte tenu de la grande dépendance de la clientèle du Québec à l'électricité et des caractéristiques particulières du réseau de transport<sup>58</sup>.

[112] Pour ce qui est de la recommandation de SÉ-AQLPA de faire produire au dossier un test de stabilité angulaire en guise de preuve que le risque d'instabilité qui fonde le dossier existe vraiment, la Régie rappelle que le Transporteur a réalisé un grand nombre de simulations dynamiques dans diverses conditions de réseau et que c'est l'analyse de ces résultats de simulation, par des ingénieurs spécialisés en planification du Transporteur, qui a permis d'établir qu'il y a un risque d'instabilité<sup>59</sup>. Elle rappelle également que l'intervenant ne nie pas qu'il y a un problème de stabilité, lui-même concluant que la difficulté est d'interpréter les oscillations de puissance et admettant qu'il n'est pas évident de quantifier le risque, puisqu'il n'y pas de règle fixe. Dans ce contexte, la Régie estime que la preuve au dossier est satisfaisante et que cette information recherchée par l'intervenant ne serait pas pertinente à sa prise de décision dans le présent dossier.

[113] Le Transporteur indique qu'il utilisera temporairement, soit jusqu'à la mise en service du Projet, des automatismes afin de limiter le transit pour opérer le réseau dans des conditions permettant d'en garantir la stabilité. En réponse à la Régie, il explique que les critères de conception du réseau n'autorisent pas l'utilisation d'automatismes pour faire face aux événements de base. La Régie retient aussi que le Transporteur estime qu'il est important de limiter au maximum la durée d'utilisation de l'automatisme, puisque son utilisation entraîne une dégradation temporaire du niveau de fiabilité du réseau<sup>60</sup>. L'utilisation d'automatismes ne peut donc être envisagée sur une base permanente pour atteindre les objectifs visés par le Projet<sup>61</sup>.

---

<sup>58</sup> Pièce [B-0064](#), p. 15.

<sup>59</sup> Pièce [A-0042](#), p. 157.

<sup>60</sup> Pièce [B-0027](#), p. 17.

<sup>61</sup> Pièce [B-0032](#), p. 19.

[114] La Régie comprend que l'étude de planification ainsi que les hypothèses et paramètres utilisés pour cette étude sont représentatifs de la planification actuelle du réseau de transport<sup>62</sup>. Elle estime que les enjeux liés à la pertinence des critères de conception ainsi qu'à l'évaluation des paramètres utilisés dans la planification du réseau soulevés par les intervenants débordent du cadre réglementaire applicable au présent dossier.

**[115] Par ailleurs, la Régie est satisfaite des informations produites par le Transporteur au soutien des objectifs visés et de la justification du Projet. Elle retient qu'en raison de la baisse de la demande prévue sur la Côte-Nord ainsi que de la fermeture de centrales de production dans la région sud du réseau, les critères de conceptions actuels ne sont pas respectés à la suite de l'occurrence de certains événements, ce qui mettrait à risque la fiabilité du réseau de transport et pourrait entraîner la perte totale du réseau.**

## **6. CONSULTATIONS MENÉES AUPRÈS DU PUBLIC**

[116] Le Transporteur affirme avoir tenu une importante campagne de consultation et d'information auprès des communautés touchées par le Projet. L'effort de consultation et d'information visait à<sup>63</sup> :

- a) 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;
- b) répondre aux besoins d'information des différents intervenants et assurer les suivis nécessaires;
- c) 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.

---

<sup>62</sup> Pièce [B-0027](#), p. 5.

<sup>63</sup> Pièce [B-0007](#), annexe 4, p. 3.

[117] Le Transporteur indique avoir tenu compte des attentes et des préoccupations exprimées par les personnes consultées, afin d'adapter le mieux possible le Projet en vue de son intégration harmonieuse au milieu.

[118] La démarche de participation du public relative au Projet s'est principalement déroulée entre l'hiver 2016 et l'automne 2017, malgré que certaines activités se soient poursuivies 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.

[119] Selon le Transporteur, la démarche a donné lieu à de multiples activités de communication, incluant :

- a) plus d'une centaine d'occasions d'échanges;
- b) plus d'une centaine d'appels reçus à la ligne Info-projets;
- c) plus d'une centaine de formulaires d'avis reçus;
- d) quatre bulletins d'information transmis;
- e) un site Web consacré au Projet;
- f) plusieurs échanges et rencontres avec les médias régionaux.

[120] Le Transporteur a analysé chaque demande de modification de tracé et a effectué un suivi auprès des demandeurs, afin de leur communiquer sa réponse à leur demande. Des échanges se poursuivent avec certains groupes pour traiter de cas particuliers et limiter au minimum les impacts du Projet. Le Transporteur indique que le tracé retenu est accueilli favorablement par la majorité des groupes, qui s'est montrée satisfaite de l'avancement du Projet et des modifications apportées au tracé.

[121] Les activités d'information et de consultation, organisées en collaboration avec les représentants innus à l'intention des membres de leurs communautés respectives, ont permis de répondre aux préoccupations et d'ajuster le tracé en fonction de l'utilisation du territoire.

[122] Un comité de travail sur le caribou forestier, mis en place afin de répondre à une préoccupation importante de la communauté de Pessamit, a permis de rassembler l'information nécessaire afin de déterminer le meilleur tracé pour le caribou forestier, compte tenu des contraintes techniques et environnementales. Certaines mesures d'atténuation seront également étudiées afin d'améliorer le Projet à cet égard.

[123] Au moment du dépôt de la Demande, les échanges se poursuivaient avec les trois communautés innues afin de répondre à leurs questions et préoccupations.

## 7. AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[124] Trois solutions ont été envisagées par le Transporteur<sup>64</sup> :

- Solution 1 : construction d'une ligne à 735 kV entre les postes de Micoua et du Saguenay;
- Solution 2 : construction d'une ligne à 735 kV entre les postes aux Outardes et des Laurentides;
- Solution 3 : construction de six plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec.

[125] Le Transporteur identifie la solution 1, qui consiste à construire une ligne à 735 kV d'environ 262 km entre les postes Micoua et du Saguenay, comme étant la solution optimale. Cette solution permettra d'assurer une robustesse adéquate du réseau de transport principal pour résoudre de façon fiable les enjeux de stabilité identifiés. Il ajoute que le Projet permettra aussi une plus grande disponibilité du réseau en soulageant les contraintes en matière d'exploitation et d'entretien du réseau de transport principal. Enfin, il permettra de poursuivre la sécurisation post-verglas du fait que la nouvelle ligne sera construite selon les critères de robustesse adoptés par le Transporteur à la suite de la tempête de verglas de 1998. C'est aussi la solution qui présente les coûts globaux actualisés les plus faibles.

---

<sup>64</sup> Pièce [B-0005](#), p. 20.

[126] La solution 2 consiste à construire une nouvelle ligne à 735 kV entre les postes aux Outardes et des Laurentides d'une longueur d'environ 425 km. Cette solution présente les mêmes avantages que la solution 1, mais des coûts globaux actualisés plus élevés du fait, entre autres, de la longueur de la ligne et des investissements qui en découlent. Le Transporteur précise que cette solution constitue la solution technique la plus structurante pour l'évolution du réseau de transport principal, puisqu'elle permet d'acheminer directement la production des centrales de la Côte-Nord et de Churchill Falls vers les grands centres de consommation de la région de Québec. Son coût global actualisé plus élevé que celui de la solution 1 fait en sorte que le Transporteur l'a écartée, au profit de la solution 1.

[127] La solution 3 consiste à construire six nouvelles plateformes de compensation série et à modifier les plateformes déjà installées sur cinq des six lignes à 735 kV existantes du corridor Manic-Québec. Malgré le fait que les investissements de cette solution soient moins élevés, elle occasionne d'importantes pertes électriques sur le réseau à 735 kV, de telle sorte que son coût global actualisé (CGA) est plus élevé que celui de la solution 1.

[128] Le Transporteur ajoute que la solution 3 constitue une solution minimale qui conduirait à l'atteinte des limites technologiques d'ajout de compensation série pour le corridor Manic-Québec. Ainsi, toute augmentation subséquente de la quantité de puissance électrique à transporter par le corridor Manic-Québec entraînerait la construction d'une nouvelle ligne pour renforcer ce corridor. À titre d'exemple, le Transporteur indique que, dans l'éventualité d'une mise en service en 2025 de la demande du Producteur visant l'agrandissement de la centrale Sainte-Marguerite-3, la ligne Micoua-Saguenay serait requise. Selon le Transporteur, la solution 3 conduirait donc à un surinvestissement sur le réseau<sup>65</sup>.

[129] De plus, la compensation série ajoutée au fil des ans a contribué à augmenter les transits sur les lignes existantes. L'ajout de compensation série mènerait à la poursuite d'une dégradation des conditions d'exploitation et d'entretien du réseau<sup>66</sup>. Le Transporteur indique aussi que la mise en œuvre de cette solution aurait un impact dans plusieurs installations existantes et soulèverait des difficultés relatives à la disponibilité du réseau de transport au cours des travaux.

---

<sup>65</sup> Pièce [B-0032](#), p. 26 et 27.

<sup>66</sup> Pièce [B-0005](#), p. 21.

[130] Par ailleurs, en comparaison avec la solution 2, le Transporteur soumet que la solution 1 permet de répondre efficacement aux besoins présents et de renforcer le réseau par étapes. Aussi, la solution 1 permet de reporter la construction d'une ligne au sud du poste du Saguenay à un moment où cela sera requis. La solution 1 permet ainsi de minimiser l'impact sur les tarifs, tout en permettant une évolution optimale du réseau de transport<sup>67</sup>.

## 7.1 ESTIMATION DES COÛTS DES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[131] Le Transporteur présente les résultats de l'analyse économique, comparant les solutions en tenant compte des investissements requis pour la construction, des réinvestissements, des valeurs résiduelles, de la taxe sur les services publics, des pertes électriques et du coût du capital. L'analyse est réalisée sur une période de 45 ans.

**TABLEAU 2**  
**COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS**  
**(M\$ ACTUALISÉS 2018)**

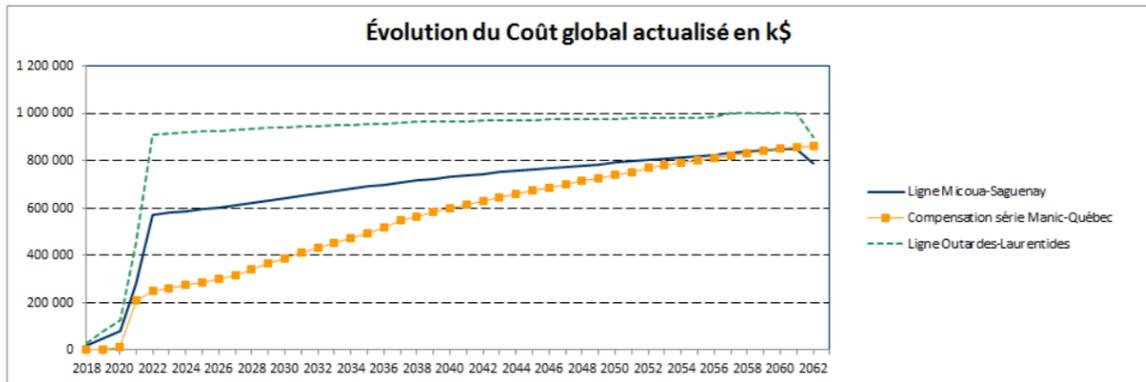
	<b>Solution 1</b> Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	<b>Solution 2</b> Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	<b>Solution 3</b> Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7	929,0	277,5
Valeurs résiduelles	-67,9	-102,0	-2,7
Taxe sur les services publics	45,4	71,5	16,1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

Source : Pièce [B-0005](#), p. 23.

[132] Le Transporteur présente aussi l'analyse détaillée, incluant les flux monétaires actualisés cumulés pour chacune des années de 2018 à 2062. Le graphique suivant, provenant de la preuve du Transporteur, présente l'évolution du coût global actualisé des trois solutions considérées.

<sup>67</sup> Pièce [B-0074](#), p. 35.

## GRAPHIQUE 1



Source : Pièce [B-0007](#), annexe 5, p. 3.

## 7.2 LE COÛT DES PERTES ÉLECTRIQUES

[133] Dans son analyse économique, le Transporteur prend en considération le coût, en puissance et en énergie, des pertes différentielles induites par les solutions 1 et 3 en sus de celles intrinsèquement liées à la solution 2.

[134] En réponse à la demande de la Régie dans sa décision D-2018-121<sup>68</sup>, le Transporteur produit, en complément de preuve, des précisions relatives à l'estimation des pertes électriques.

[135] Le Transporteur précise que les écarts de pertes en puissance entre diverses solutions sont déterminés par la comparaison des écoulements de puissance de chacune des solutions.

<sup>68</sup> Décision [D-2018-121](#), p. 12.

[136] Il précise aussi que les écarts de pertes en énergie sur une base annuelle entre les solutions sont établis par l'équation qui suit<sup>69</sup> :

$$P_{EA} = P_{PP} \times F_P \times 8760 \text{ heures}$$

Où :

$P_{PP}$  : représente la valeur des écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau

$F_P$  : est le facteur de pertes calculé à partir de l'équation polynomiale suivante :

$$FP = 0,9 \times F_C^2 + 0,1 \times F_C$$

où  $F_C$  = facteur de charge qui correspond normalement à un taux d'utilisation du réseau de 70 % qui a été déterminée en fonction des valeurs mesurées sur le réseau.

### 7.3 POSITION DES INTERVENANTS

#### AHQ-ARQ

[137] L'AHQ-ARQ soumet certaines recommandations relatives à l'établissement de la solution optimale.

[138] Dans un premier temps, l'intervenant soumet qu'il y a lieu de retenir, comme pertes différentielles en puissance par rapport à la solution 2, les valeurs de 37 MW pour la solution 1 et de 73 MW pour la solution 3. Il considère que ces valeurs, qui résultent d'une simulation basée sur les données réelles du réseau de transport 2017 ajusté, produisent une évaluation des pertes électriques qui est plus valable<sup>70</sup>.

---

<sup>69</sup> Pièce [B-0023](#), p. 17.

<sup>70</sup> Pièce [C-AHQ-ARQ-0024](#), p. 38.

[139] Dans un deuxième temps, l'intervenant recommande d'utiliser un facteur de pertes de 0,40 pour transformer les pertes différentielles de la puissance à l'énergie. Il estime que le facteur de pertes pris en compte pour l'évaluation des pertes évitées de la ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île, à titre de comparaison, s'est avéré trop élevé. Il soumet qu'un facteur de pertes de 0,40 serait adéquat plutôt que celui de 0,70 considéré dans l'analyse du Transporteur.

[140] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Transporteur que des analyses de sensibilité du calcul des pertes différentielles, à partir des valeurs qu'il recommande, soient effectuées. De plus, il estime que cette analyse doit prévoir une réduction de plus de 5 % de la quantité estimée de pertes en puissance, étant donné son analyse des pertes électriques évitées de la nouvelle ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île.

[141] Enfin, l'intervenant recommande de ne pas retenir les coûts de la solution 3 pour la sécurisation post-verglas et de demander au Transporteur de quantifier les gains monétaires pour les solutions 1 et 2 découlant du fait d'avoir ce service de sécurisation post-verglas.

## **AQCIE-CIFQ**

[142] L'intervenant affirme que son analyse démontre qu'il reste une grande incertitude quant à la valeur économique des pertes électriques, autant en quantité qu'en coût unitaire de long terme. Il ajoute que la valeur économique des pertes est un facteur déterminant quant au choix de la solution retenue par le Transporteur. Étant donné l'incertitude quant au différentiel de pertes électriques entre la solution 1 et la solution 3, ainsi que l'incertitude relative au coût unitaire de l'énergie de long terme, l'AQCIE-CIFQ est d'avis que la justification économique de la solution retenue n'est pas faite<sup>71</sup>.

[143] Dans son analyse économique des différentes options, l'intervenant retient les pertes en puissance correspondant au réseau 2017 ajusté. Il soumet aussi une estimation des pertes en énergie utilisant un facteur de charge de 60 % plutôt que de 70 %, comme le fait le Transporteur. L'intervenant soumet aussi qu'il y aurait lieu de considérer l'augmentation des pertes par effet couronne en plus des pertes par effet joules.

---

<sup>71</sup> Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0017](#), p. 34.

[144] Selon l'AQCIE-CIFQ, les coûts de sécurisation du réseau ne devraient pas être inclus dans l'analyse économique du dossier actuel.

## NEMC

[145] NEMC reconnaît qu'il y a un besoin de renforcement dans le secteur Micoua-Saguenay pour des raisons de fiabilité de réseau et ne remet pas en cause les raisons soumises par le Transporteur pour justifier le Projet. Cependant, l'intervenante estime que la solution la moins coûteuse pour résoudre le problème de fiabilité sur le corridor Manic-Québec est la solution de compensation en série. Elle estime que cette solution est adéquate et plus flexible, car l'étendue de la compensation série pourrait éventuellement être réduite dans l'éventualité qu'une augmentation de la charge sur la Côte-Nord se matérialise. Aussi, toute demande d'intégration future donnerait possiblement lieu à la construction d'une nouvelle ligne entre Micoua et Saguenay, pour laquelle il y aurait un partage des coûts différent<sup>72</sup>.

[146] NEMC identifie certains enjeux relatifs à l'établissement des pertes électriques :

- le facteur de pertes utilisé est trop élevé;
- les coûts évités en énergie et en puissance sont trop élevés.

## SÉ-AQLPA

[147] L'intervenant estime qu'il n'y a pas d'avantage économique à la solution 1 par rapport à la solution 3, si le facteur d'utilisation du réseau dépasse même très légèrement le taux de 60 %.

[148] L'intervenant estime aussi que la solution alternative 3 est disproportionnée, étant donné qu'une capacité de compensation série qui serait équivalente à celle de la ligne Micoua-Saguenay dépasse nettement le besoin réel pour sécuriser le réseau face à une instabilité angulaire éventuelle. Il recommande à la Régie de demander au Transporteur de quantifier le besoin de capacité additionnelle qui serait nécessaire pour sécuriser le réseau par la compensation série, afin de bâtir un scénario 3 alternatif qui soit plus réaliste.

---

<sup>72</sup> Pièce [C-NEMC-0027](#), p. 35.

## 7.4 RÉPONSE DU TRANSPORTEUR

[149] Le Transporteur soumet que l'utilisation de la formule polynomiale avec les mégawatts de perte du réseau de 2017, comme le suggère l'AHQ-ARQ, constitue une erreur méthodologique<sup>73</sup>.

[150] En ce qui a trait à la proposition de l'intervenant d'insérer un facteur de pertes de 0,4 dans l'équation établissant les pertes électriques, le Transporteur affirme, en audience, qu'un tel niveau résulterait en un facteur de charge de 0,61, ce qui a été testé dans le cadre des analyses de sensibilité<sup>74</sup>.

[151] Quant à la recommandation de l'AHQ-ARQ portant sur la sécurisation post-verglas, le Transporteur affirme que les coûts de cette sécurisation ne sont pas inclus dans l'analyse économique déposée au dossier, mais sont offerts en analyse de sensibilité pour que la Régie puisse apprécier la valeur intrinsèque des solutions de lignes par rapport à la solution de compensation série. Le Transporteur affirme aussi que la méthodologie proposée par l'intervenant paraît erronée et revient à lui demander de quantifier la sécurité d'alimentation du public<sup>75</sup>. En réplique, le Transporteur réitère que le corridor Manic-Québec fait partie des axes ciblés aux fins de la sécurisation contre le verglas<sup>76</sup>.

[152] En réponse à l'AQCIE-CIFQ, le Transporteur précise qu'un facteur de charge de 0,6, extrait de son dossier tarifaire (R-4058-2018), ne peut être utilisé pour calculer les pertes en énergie, puisqu'il s'agit d'un facteur d'utilisation qui diffère du facteur de charge employé dans la formule polynomiale pour évaluer les pertes différentielles<sup>77</sup>.

[153] Le Transporteur estime que les valeurs proposées par l'AQCIE-CIFQ pour l'estimation des coûts des pertes électriques ne sont pas acceptables et rappelle que les coûts évités qu'il utilise correspondent aux coûts approuvés par la Régie dans sa décision D-2017-022<sup>78</sup>. Il ajoute que son analyse a été faite avec des niveaux de sensibilité raisonnables, de manière prudente et à l'aide de données référencées.

---

<sup>73</sup> Pièce [A-0042](#), p. 96.

<sup>74</sup> Pièce [A-0042](#), p. 98.

<sup>75</sup> Pièce [B-0094](#), p. 27 et 28.

<sup>76</sup> Pièce [B-0097](#), p. 7.

<sup>77</sup> Pièce [B-0094](#), p. 31 et 32.

<sup>78</sup> Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#).

[154] En ce qui a trait à la recommandation des intervenants de ne pas tenir compte du coût de la sécurisation pour le verglas dans l'analyse économique, le Transporteur soutient que l'axe Micoua-Saguenay est ciblé et qu'il soit prévisible que cet axe soit renforcé<sup>79</sup>.

[155] En réponse à NEMC, le Transporteur réaffirme ses démonstrations faites à l'audience selon lesquelles les volumes de pertes en énergie, découlant du calcul avec le polynôme, ont été validés sur le réseau 2017 ajusté et sont du bon ordre de grandeur. Il est de plus justifié d'utiliser les coûts évités du Distributeur pour valoriser les pertes évitées puisque ce dernier est responsable de fournir en tout temps les pertes réelles associées au service de transport qui lui est fourni sur le réseau du Transporteur<sup>80</sup>.

[156] Le Transporteur rappelle aussi que le Projet est appuyé par une analyse économique robuste et prudente et qu'il représente la solution optimale d'un point de vue technico-économique pour assurer la fiabilité du réseau.

[157] En réplique à NEMC qui avance un facteur de charge de l'ordre de 0,533, provenant de l'étude d'impact du complexe hydroélectrique de La Romaine, le Transporteur affirme qu'il s'agissait d'un projet bien différent de celui présenté au présent dossier. Le complexe de la Romaine présente un taux d'utilisation plus faible que celui du corridor Manic-Québec.

## 7.5 OPINION DE LA RÉGIE

[158] Dans sa décision D-2018-121, la Régie constate que la prise en compte des pertes électriques est déterminante dans le choix de la solution retenue et estime qu'il est prudent de requérir du Transporteur une analyse de sensibilité<sup>81</sup>.

[159] En complément de preuve, le Transporteur produit une analyse de sensibilité modifiant plusieurs paramètres de l'analyse économique, incluant le calcul des pertes électriques<sup>82</sup>. Six différents scénarios ont été élaborés et l'analyse économique des trois

---

<sup>79</sup> Pièce [A-0042](#), p. 124.

<sup>80</sup> Pièce [B-0097](#), p. 16.

<sup>81</sup> Décision [D-2018-121](#), p. 11 et 12.

<sup>82</sup> Pièce [B-0027](#).

solutions considérées a été produite pour chacun d'eux. Les scénarios évalués sont les suivants :

- Comparaison économique des solutions en retenant les coûts évités les plus faibles observés au cours des six dernières années, c'est-à-dire les coûts évités en énergie de la décision D-2016-033<sup>83</sup> et les coûts évités en puissance de la décision D-2014-037<sup>84</sup>.
- Comparaison économique des solutions en appliquant une réduction de 5 % de la quantité estimée des pertes en puissance afin de prendre en compte la possibilité de modifications mineures au tracé de la ligne électrique, bien qu'une telle modification soit peu probable<sup>85</sup>.
- Comparaison économique des solutions en appliquant un facteur de charge de 0,6 plutôt que de 0,7 dans le scénario de référence.
- Comparaison économique des solutions en appliquant un facteur de charge de 0,6 et une réduction de 5 % de la quantité des écarts de pertes à la pointe. Le Transporteur considère qu'il obtient des hypothèses pessimistes pour l'évaluation des pertes électriques.
- Comparaison économique des solutions en intégrant les coûts de renforcement du réseau actuel pour tenir compte de la sécurisation pour le verglas.
- Comparaison économique des solutions en intégrant les coûts relatifs à la sécurisation pour le verglas et les hypothèses pessimistes du scénario 4.

[160] Le tableau qui suit présente la synthèse des résultats de l'analyse de sensibilité.

---

<sup>83</sup> Dossier R-3933-2015, décision [D-2016-033](#).

<sup>84</sup> Dossier R-3854-2013 Phase 1, décision [D-2014-037](#).

<sup>85</sup> Pièce [B-0074](#), p. 31.

**TABLEAU 3**  
**SYNTHÈSE DE L'ANALYSE DE SENSIBILITÉ**

		<b>Solution 1</b> Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay		<b>Solution 2</b> Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides		<b>Solution 3</b> Compensation série dans le corridor Manic-Québec	
		CGA	Ratio	CGA	Ratio	CGA	Ratio
1	Référence (Tableau 4, HQT-1, Document 1)	<b>785,7 M\$</b>	<b>100 %</b>	898,5 M\$	114 %	862,3 M\$	110 %
2	Coûts pertes puissance 2014 et énergie 2016	<b>742,2 M\$</b>	<b>100 %</b>	898,5 M\$	121 %	750,3 M\$	101 %
3	Pertes en puissance à la pointe P <sub>PP</sub> -5 %	<b>774,7 M\$</b>	<b>100 %</b>	898,5 M\$	116 %	833,8 M\$	108 %
4	Facteur de charge F <sub>C</sub> =0,6 plutôt que F <sub>C</sub> =0,7	<b>742,8 M\$</b>	<b>100 %</b>	898,5 M\$	121 %	751,9 M\$	101 %
5	Combinaison F <sub>C</sub> =0,6 et P <sub>PP</sub> -5% (pertes minimales)	733,8 M\$	100 %	898,5 M\$	122 %	<b>728,8 M\$</b>	<b>99 %</b>
6	Coûts sécurisation verglas solution 3 inclus	<b>785,8 M\$</b>	<b>100 %</b>	898,5 M\$	114 %	1132,8 M\$	144 %
7	Sécurisation verglas solution 3, F <sub>C</sub> =0,6 et P <sub>PP</sub> -5%	<b>733,8 M\$</b>	<b>100 %</b>	898,5 M\$	122 %	999,3 M\$	136 %

CGA : Coût global actualisé.

Source : Pièce [B-0023](#), p. 26.

[161] Le Transporteur a produit certaines simulations additionnelles, notamment en tenant compte des pertes par effet couronne en plus des pertes par effet joules et en considérant une période de 70 ans plutôt que de 40 ans, qui correspond à la durée de vie de l'option 3 (compensation série). Il précise que les solutions 1 et 2 ont une durée de vie d'au moins 80 ans et que le fait d'utiliser un horizon d'analyse supérieur à 40 ans avantage les solutions 1 et 2, en raison des coûts liés aux pertes qui seraient considérés sur un horizon plus long<sup>86</sup>.

[162] Enfin, le Transporteur a produit une évaluation des coûts des solutions en tenant compte des coûts liés à l'exploitation et l'entretien des équipements. Ces coûts avaient été omis de l'analyse, étant donné qu'ils étaient considérés immatériels par le Transporteur<sup>87</sup>. La Régie constate que, pour chacune de ces simulations additionnelles, la solution 1 demeure la moins coûteuse, tel qu'il appert du tableau 4.

<sup>86</sup> Pièces [B-0074](#), p. 16 à 19, et [B-0032](#), p. 30 et 31.

<sup>87</sup> Pièce [B-0074](#), p. 22.

**TABLEAU 4**  
**COÛTS GLOBAUX ACTUALISÉS DES SOLUTIONS**  
**(M\$ ACTUALISÉS)**

	<b>Solution 1 Nouvelle ligne Micoua-Saguenay</b>	<b>Solution 2 Nouvelle ligne Outardes- Laurentides</b>	<b>Solution 3 Compensation série</b>
Incluant les pertes par effet couronne	738,8 M\$	898,5 M\$	795,0 M\$
Incluant durée de vie de 70 ans	912,3 M\$	1009,0 M\$	1093,4 M\$
Durée de vie de 70 ans et incluant effet couronne	852,5 M\$	1009,0 M\$	1007,6 M\$
Incluant coûts d'entretien et d'exploitation	787,0 M\$	900,4 M\$	866,3 M\$

Source : Pièce [B-0089](#), p. 17, 18 et 23.

[163] Après analyse des résultats de l'ensemble des simulations, la Régie constate que la solution 1 demeure celle présentant les CGA les plus faibles dans la majorité des scénarios considérés, bien que les scénarios pessimistes, qui ne tiennent pas compte de coûts de sécurisation pour le verglas (scénarios 2, 4 et 5 du tableau 3), produisent des résultats où le CGA de la solution 3 (compensation série) est comparable ou légèrement inférieur au coût de la solution retenue (construction d'une ligne Micoua-Saguenay). Par ailleurs, lorsque les coûts de sécurisation du réseau sont inclus dans l'analyse économique, la solution 1 est clairement la moins coûteuse.

[164] Interrogé en audience, le Transporteur confirme que des travaux de sécurisation seraient requis dans l'éventualité où l'option 3 est réalisée<sup>88</sup>. La Régie comprend toutefois que le Transporteur n'a pas fait d'avant-projet sur la solution 3 et devrait la développer afin d'obtenir un coût de construction qui correspondrait à un résultat de l'avant-projet, dans l'éventualité où cette solution serait retenue<sup>89</sup>.

<sup>88</sup> Pièce [A-0052](#), p. 44.

<sup>89</sup> Pièce [A-0052](#), p. 43.

[165] Le Transporteur fait valoir la supériorité de la solution 1 du point de vue technique, comparativement à la solution 3, en raison de ses avantages quant à la flexibilité d'exploitation, l'évolution du réseau et la sécurisation du corridor Manic-Québec<sup>90</sup>. Il confirme aussi, en audience, que lorsque deux solutions ont un coût comparable, la solution qui est la plus performante d'un point de vue technique est retenue<sup>91</sup>.

[166] La Régie considère que la réalisation des analyses de sensibilité fournies par le Transporteur permet de tenir compte d'un certain niveau d'incertitude quant à la valeur des différents paramètres pris en compte dans l'analyse économique. Elle considère que l'analyse économique produite est suffisante et juge qu'il n'est pas nécessaire de produire davantage d'analyses de sensibilité.

**[167] La Régie est d'avis que, bien que les coûts actualisés des solutions 1 et 3 puissent être équivalents pour certains scénarios pessimistes, la combinaison des aspects techniques et économiques favorise clairement la solution 1. Elle considère que l'analyse technico-économique a démontré, de façon probante, la supériorité de la solution retenue.**

[168] Par ailleurs, la Régie observe aussi que, pour diverses raisons, certains facteurs n'ont pas été pris en compte dans l'analyse économique soumise initialement par le Transporteur. Ces facteurs ont été intégrés à l'analyse à la suite de questions des intervenants et de la Régie.

[169] La Régie est d'avis que, pour des raisons de transparence et afin de faciliter l'interprétation des résultats de l'analyse économique, celle-ci doit, dans la mesure du possible, inclure l'ensemble des coûts se rapportant à chacune des options envisagées. À cet égard, le Transporteur affirme qu'il « *est normal que certains éléments ne soient pas inclus dans l'analyse économique si ceux-ci n'ont pas d'impacts sur le choix de la solution retenue ou n'ont pour effet que d'amplifier les écarts entre les solutions* »<sup>92</sup>.

---

<sup>90</sup> Pièce [B-0074](#), p. 32.

<sup>91</sup> Pièce [A-0042](#), p. 22.

<sup>92</sup> Pièce [B-0074](#), p. 17.

[170] Étant donné le degré d'incertitude se rapportant à certains paramètres pris en compte dans l'évaluation d'un projet de cette envergure, la Régie est plutôt d'avis que tous les coûts se rapportant à chacune des solutions envisagées doivent être inclus dans l'analyse économique, sans égard à leur matérialité ou au fait qu'ils avantagent ou non le Projet. Elle invite le Transporteur à présenter ces analyses économiques en conséquence lors de demandes futures.

## 8. LES COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[171] Tel qu'illustrés au tableau suivant, les coûts associés au Projet s'élèvent à 792,7 M\$ et incluent les montants se rapportant à l'installation d'équipement de télécommunications.

**TABLEAU 5**  
**COÛTS DES TRAVAUX AVANT-PROJET ET PROJET**  
**(EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION)**

	<b>Total lignes, postes et télécommunications</b>
<b>Coûts de l'avant-projet</b>	
<b>Sous-total</b>	<b>9 897,9</b>
<b>Coûts du Projet</b>	
Ingénierie, approvisionnement et construction	607 425,9
Client	107 558,9
Frais financiers	67 835,7
<b>Sous-total</b>	<b>782 820,5</b>
<b>TOTAL</b>	<b>792 718,4</b>

Source : Pièce [B-0005](#), p. 23, tableau 5.

[172] Le coût pour les actifs de télécommunications qui sont associés au Projet s'élève à 15,0 M\$ et représente 1,9 % du coût total des travaux associés au Projet.

[173] Le Transporteur précise que la rubrique « clients », qui s'élève à 107,6 M\$, inclut les coûts relatifs aux éléments suivants :

- Ententes avec les autochtones : ententes avec les Innus d'Essipit, le Conseil de la Première Nation des Pekuakamiulnuatsh 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 elles.
- Expertise immobilière : activités réalisées par l'unité Immobilier de la direction principale Centre de Services partagés pour, entre autres, l'obtention des droits de servitude, l'acquisition de terrains et l'évaluation des indemnités immobilières.
- Mise en valeur : crédit consacré à la mise en valeur de l'environnement et à l'appui au développement régional, afin d'amortir les impacts du Projet dans le milieu. La mise en valeur est établie à 1 % des crédits d'engagement admissibles.
- Inspection finale et mise en route : activités réalisées par le Transporteur associées aux essais techniques et spécialisés pour s'assurer du bon fonctionnement des équipements installés, avant la mise en service commerciale.
- Expertise technique : activités réalisées par certaines unités du Transporteur.
- Communications et relations publiques : activités réalisées par l'unité régionale qui assure les communications avec le public, les municipalités et les différents organismes régionaux.

[174] Le Transporteur s'engage à obtenir une nouvelle autorisation et à en informer la Régie, en temps opportun, dans l'éventualité où le coût total du Projet dépasse le montant autorisé de plus de 15 % ou de plus de 100 M\$, selon la première de ces éventualités. Il souligne qu'il s'efforcera de contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

[175] Le Transporteur indique qu'il assurera un suivi étroit des coûts du Projet. Il indique qu'il fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel à la Régie, si elle le requiert. Le Transporteur propose de présenter le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détail que ceux du tableau 5 de la pièce B-0005 ainsi que, sous pli confidentiel jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de sa mise en service

finale, sous la même forme et le même niveau de détail que ceux du tableau 1 de la pièce B-0008.

[176] Le Transporteur propose aussi, dans les deux cas, de présenter un suivi de l'échéancier du Projet et de fournir, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels ainsi que les échéances.

## 9. IMPACT TARIFAIRE

[177] Le Transporteur indique que le Projet s'inscrit dans la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité du service ». Les ajouts au réseau de transport provenant de cette catégorie d'investissement permettent d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable, au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. Ces investissements ne génèrent pas de revenus additionnels et leurs coûts ont donc un impact à la hausse sur le revenu requis du Transporteur et sur ses tarifs.

[178] L'impact sur les revenus requis, à la suite de la mise en service du Projet, prend en compte les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics, aux frais d'entretien et d'exploitation ainsi que les besoins de transport. Le Transporteur présente l'impact tarifaire calculé sur une période de 20 ans et de 75 ans, mais précise que les résultats pour la période de 75 ans sont, à son avis, 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.

[179] 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.

[180] Une analyse de sensibilité prenant en compte une variation à la hausse de 15 % du coût du Projet et du capital prospectif porte à 82,5 M\$ l'impact tarifaire sur 20 ans et à 51,32 M\$ l'impact tarifaire calculé sur 75 ans.

## 9.1 POSITION DES INTERVENANTS

### AQCIE-CIFQ

[181] L'intervenant est d'avis que, dans l'éventualité où la Régie autorise le Projet, les coûts ne devraient pas être intégrés en totalité aux revenus requis. Une partie des coûts devrait être assumée par le Producteur qui est celui qui a pris la décision de fermer les centrales de Tracy, de la Citière et de Gentilly-2 et qui doit en assumer les conséquences, dans la mesure où ces fermetures ont un impact sur la limite de transit Manic-Québec et entraînent des investissements pour y faire face<sup>93</sup>.

[182] Selon l'intervenant, le Projet permettrait de dégager une certaine réserve de capacité, laquelle serait utilisée au bénéfice d'autres projets de production d'électricité, sans que leurs promoteurs aient à assumer une partie des coûts du Projet. L'AQCIE-CIFQ soumet que, dans les circonstances, des mesures temporaires pourraient être mises en place afin de retarder le Projet jusqu'à l'intégration d'autres projets, ce qui permettrait de répartir les coûts de façon plus équitable entre la charge locale et les clients point à point<sup>94</sup>.

### NEMC

[183] L'intervenante estime que la baisse de la prévision de la demande sur la Côte-Nord aurait dû donner lieu, dès 2013, à une réévaluation du projet de renforcement de réseau en vue de l'intégration des centrales de La Romaine 3 et 4. Elle soumet que la décision D-2011-083<sup>95</sup> de la Régie, qui traitait du projet d'intégration de La Romaine, prévoyait que des ajustements au projet de raccordement des centrales devraient faire l'objet d'une approbation de la Régie.

[184] NEMC estime que le Transporteur aurait pu informer la Régie de la baisse de la charge observée, dès 2013, et du fait que la fermeture des centrales dans la portion sud du territoire requerrait des ajustements au projet La Romaine qui nécessitait une réévaluation par la Régie. L'intervenante est d'avis que les problèmes de fiabilité qui caractérisent le réseau dans cette région présentement découlent de décisions prises par le Producteur et ne devraient pas entraîner un impact tarifaire pour l'ensemble de la clientèle du Transporteur<sup>96</sup>.

---

<sup>93</sup> Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0017](#), p. 29.

<sup>94</sup> Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0017](#), p. 29.

<sup>95</sup> Dossier R-3757-2011, décision [D-2011-083](#).

<sup>96</sup> Pièce [C-NEMC-0039](#), p. 18.

## SÉ-AQLPA

[185] L'intervenant recommande à la Régie d'appliquer de façon cohérente les règles existantes inscrites aux Tarifs et conditions quant à la catégorisation des investissements. Si un investissement répond à un besoin de croissance de charges ou de ressources, il devrait être alloué à cette fin (avec contribution éventuelle du bénéficiaire), que l'investissement survienne avant, pendant ou même après l'intégration de cette charge ou ressource. Les contrats entre le Transporteur et de tels bénéficiaires devraient être rédigés afin d'y pourvoir, en étant ainsi cohérents avec les conditions de service existantes<sup>97</sup>.

[186] Par ailleurs, l'intervenant soumet que si la Régie juge que l'investissement fait partie de la notion d'« amélioration et maintien du réseau » visant à structurer ce réseau afin d'y prévoir des surcapacités dont bénéficieront des charges ou ressources futures additionnelles, alors il devrait y avoir une cohérence dans l'application de cette approche, de manière à ce qu'un client (le Producteur) ne soit pas le seul à en bénéficier. Les autres entreprises ayant des charges ou des ressources à raccorder devraient également pouvoir bénéficier de surcapacités « structurantes » qui leur seraient ainsi offertes par le Transporteur et payées par tous, selon une approche commune équitable.

## 9.2 RÉPONSE DU TRANSPORTEUR

[187] En réponse à NEMC, le Transporteur soumet que l'intégration des centrales du complexe de la Romaine n'est pas un déclencheur du Projet et que ces deux dossiers ne sont pas reliés<sup>98</sup>. En audience, il réitère que la fermeture des centrales et la baisse de la prévision de charges sur la Côte-Nord sont des déclencheurs qui sont étrangers au projet La Romaine<sup>99</sup>.

[188] Il ajoute que le principe de causalité des coûts, qui tient compte du séquençement des demandes de services de transport dans le temps, est respecté en suivant les principes du déclencheur-payeur. Le Transporteur confirme que ce sont la fermeture de centrales dans le sud du réseau et la baisse de la prévision de la demande sur la Côte-Nord qui ont mené à la dégradation du réseau. Ces éléments n'appartenant ni à la croissance, ni à la

---

<sup>97</sup> Pièce [C-SÉ-AQLPA-0011](#), p. v.

<sup>98</sup> Pièce [B-0094](#), p. 34.

<sup>99</sup> Pièce [A-0042](#), p. 142.

pérennité, ils appartiennent à la catégorie « maintien et amélioration de la qualité du service ».

[189] En réponse à SÉ-AQLPA, le Transporteur soumet que la catégorisation du Projet est juste, alors que les moyens proposés par l'intervenant remettent en cause la notion de déclencheur-payeur et de files d'attente ou « *queuing* ». Il rappelle que l'analyse économique du Projet est favorable, ce qui fait en sorte que la capacité excédentaire, si elle existe, est un bénéfice collatéral à coût nul<sup>100</sup>. Le Transporteur ajoute que l'application de la catégorie « croissance des besoins de la clientèle », comme le propose l'intervenant, exigerait une démonstration que le Projet est suscité par des besoins provenant de clients précis<sup>101</sup>, ce qui n'est pas le cas dans le présent dossier.

### 9.3 OPINION DE LA RÉGIE

[190] La Régie partage l'opinion du Transporteur à l'effet que la preuve offerte dans ce dossier ne contient aucune démonstration établissant que le Projet ait été déclenché par une croissance de la demande de la charge locale ou par un nouveau projet de centrale d'un client des services de transport de point à point. La preuve établit plutôt que les déclencheurs du Projet sont une diminution de la prévision de la demande d'électricité dans la zone de la Côte-Nord ainsi que la fermeture de centrales dans la zone sud du réseau qui, combinées, entraînent des problèmes de stabilité qui excèdent les critères de conception et qui présentent un risque de mener à la perte totale du réseau.

[191] Dans ce contexte, la Régie est d'avis que les investissements sont associés à la catégorie « maintien et amélioration de la qualité du service ». La caractérisation du Projet ne peut être revue du seul fait qu'il pourrait résulter en une augmentation de la capacité du réseau.

[192] Par ailleurs, le projet de raccordement des centrales du complexe hydroélectrique de la Romaine repose sur de nombreuses déterminations finales de la Régie. Ces décisions ne peuvent valablement être reconsidérées dans le présent dossier. Sur cette question, la Régie réfère à sa décision D-2018-021<sup>102</sup>.

---

<sup>100</sup> Pièce [B-0094](#), p. 37.

<sup>101</sup> Pièce [B-0097](#), p. 20.

<sup>102</sup> Décision [D-2018-021](#), p. 128 à 137.

[193] La Régie comprend aussi que le projet d'agrandissement du poste de Sainte-Marguerite (SM-3) reste à être défini et que la décision d'aller de l'avant avec ce projet n'est pas encore prise. Indépendamment de ce projet, l'instabilité anticipée du réseau, dans le contexte d'une baisse de la demande sur la Côte-Nord et de la fermeture des centrales dans le sud du réseau, requiert un renforcement du corridor Manic-Québec et l'option retenue est la solution optimale pour assurer la fiabilité du réseau<sup>103</sup>.

[194] **La Régie est satisfaite des informations produites au soutien de la catégorisation des investissements liés au Projet ainsi que celles relatives à son impact tarifaire.**

## **10. IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU OU SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE**

[195] Le Transporteur soutient que la construction de la ligne Micoua-Saguenay permet d'assurer la fiabilité du réseau en ce qu'elle permet, à la suite de la fermeture des centrales de Tracy, la Citière et de Gentilly-2 dans le secteur sud du réseau et dans un contexte de baisse de la demande d'électricité sur la Côte-Nord, de rétablir un réseau qui respecte les critères de conception du Transporteur et les normes du NPCC.

[196] De plus, le Transporteur soutient que le Projet constitue la solution optimale qui permet de maintenir la fiabilité du réseau de transport et d'en améliorer l'exploitation, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle, tout en respectant les critères de conception et de planification en vigueur. Il permettra de disposer d'une nouvelle ligne de transport à 735 kV dans le corridor Manic-Québec pour assurer la fiabilité, la disponibilité et la robustesse du réseau de transport, le tout dans le respect des critères de conception de ce réseau.

[197] **La Régie constate que la réalisation du Projet aura un impact positif sur la fiabilité du réseau de transport.**

---

<sup>103</sup> Pièce [A-0042](#), p. 41.

## 11. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[198] Conformément à l'article 2 du Règlement, le Transporteur présente la liste des principales autorisations exigées en vertu d'autres lois pour la réalisation du Projet :

### *Volet provincial*

- Un certificat d'autorisation, délivré au terme de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, est requis du gouvernement du Québec en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*<sup>104</sup> pour la construction d'une ligne de transport d'énergie électrique de tension égale ou supérieure à 315 kV sur une distance de plus de 2 km, conformément au *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*<sup>105</sup>.
- Un certificat d'autorisation est requis du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* pour la construction d'une ligne de transport d'énergie électrique de tension égale ou supérieure à 120 kV sur une distance de plus de 2 km, conformément au *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*.
- Une résolution formulant un avis sur la conformité du Projet aux objectifs du schéma d'aménagement et de développement est requise des municipalités régionales de comté sur le territoire duquel se situe le Projet en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*<sup>106</sup>.
- Une autorisation est requise de la Commission de protection du territoire agricole du Québec en vertu de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*<sup>107</sup> pour utiliser, à des fins autres que l'agriculture, des parties de lots situés en zone agricole.

---

<sup>104</sup> [RLRQ, c. Q-2.](#)

<sup>105</sup> [RLRQ, c. Q-2, règlement 23.](#)

<sup>106</sup> [RLRQ, c. A-19.1.](#)

<sup>107</sup> [RLRQ, c. P-41.1.](#)

- Un permis d'occupation temporaire est requis du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) en vertu de la *Loi sur les terres du domaine de l'État*<sup>108</sup> pour l'occupation de terres publiques requises pour le Projet.
- Un permis d'intervention est requis du MERN en vertu de la *Loi sur l'aménagement durable du territoire forestier*<sup>109</sup> pour réaliser les activités d'aménagement forestier requises pour le Projet.

### **Volet fédéral**

- Des approbations pourront être requises de Transports Canada en vertu de la *Loi sur la protection de la navigation*<sup>110</sup> pour la construction d'une ligne au-dessus des cours d'eau visés par cette loi.

[199] Le Transporteur indique que d'autres autorisations pourraient être requises au fil de l'avancement du Projet.

## **12. CONCLUSION SUR LE PROJET**

[200] La Régie considère que l'information fournie par le Transporteur au soutien du Projet est probante et suffisante au regard des prescriptions de la Loi et du Règlement. Dans son appréciation de la robustesse de l'analyse économique, elle retient le grand nombre de scénarios différents qui ont démontré la supériorité de la solution retenue. En effet, la Régie juge que la solution retenue est clairement la plus avantageuse, tenant compte de l'ensemble des considérations économiques et techniques.

---

<sup>108</sup> [RLRQ, c. T-8.1.](#)

<sup>109</sup> [RLRQ, c. A-18.1.](#)

<sup>110</sup> [L.R.C. 1985, c. N-22.](#)

[201] La Régie est d'avis que le Transporteur a démontré de façon satisfaisante la supériorité de la solution retenue. Il a démontré le caractère temporaire et problématique que présente l'alternative naturelle à la solution retenue, soit la construction de six plateformes de compensation série (solution 3).

[202] À la suite de l'examen de l'ensemble de la preuve, la Régie comprend que le Projet est conçu et sera réalisé selon les pratiques usuelles adoptées par le Transporteur.

**[203] En conséquence, la Régie autorise le Transporteur à réaliser le Projet, tel que soumis. Le Transporteur ne pourra apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier, de façon appréciable, la nature, les coûts ou la rentabilité. La Régie demande à cet égard au Transporteur de se conformer aux exigences prévues aux paragraphes 508 à 511 de sa décision D-2014-035<sup>111</sup> et aux paragraphes 364 à 366 de sa décision D-2017-021<sup>112</sup>.**

**[204] Par ailleurs, la Régie prend acte du fait que le Transporteur s'engage à l'informer, en temps opportun, si le coût total du Projet devait dépasser le montant autorisé de plus de 15 % ou de plus de 100 M\$, selon la première de ces éventualités.**

**[205] La Régie demande au Transporteur de déposer publiquement, lors du dépôt de son rapport annuel, le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détail que ceux présentés au tableau 5 de la pièce B-0005.**

**[206] La Régie demande également au Transporteur de présenter, au même moment, le suivi des coûts réels détaillés du Projet, sous la même forme et le même niveau de détail que ceux du tableau 1 de la pièce B-0010<sup>113</sup>. Par ailleurs, elle dispose de la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur à l'égard d'un tel suivi à la section 13 de la présente décision.**

**[207] Enfin, dans l'un et l'autre cas, la Régie demande au Transporteur de présenter un suivi de l'échéancier du Projet et d'expliquer, le cas échéant, les écarts majeurs entre les coûts projetés et les coûts réels ainsi que les échéances.**

---

<sup>111</sup> Dossier R-3823-2012, décision [D-2014-035](#), p. 109 et 110.

<sup>112</sup> Dossier R-3981-2016, décision [D-2017-021](#), p. 91.

<sup>113</sup> Pièce [B-0010](#), p. 5.

### 13. DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[208] Le Transporteur demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des documents et des renseignements suivants :

- Les pièces suivantes et leur contenu :
  - B-0006;
  - B-0009;
  - B-0022;
  - B-0039;
  - B-0068;
  - B-0070;
  - B-0079.
  
- Les pièces suivantes ainsi que les renseignements qu'elles contiennent, caviardés aux pièces correspondantes indiquées ci-après entre parenthèses :
  - B-0008 (B-0010);
  - B-0021 (B-0023);
  - B-0026 (B-0027);
  - B-0033 (B-0032);
  - B-0036 (B-0035);
  - B-0040 (B-0038);
  - B-0042 (B-0041);
  - B-0054 (B-0053);
  - B-0056 (B-0055);
  - B-0058 (B-0057);
  - B-0075 (B-0074);
  - B-0090 (B-0089).

[209] Cette demande a une incidence également sur le traitement confidentiel des pièces suivantes déposées par la Régie et les intervenants :

➤ Les pièces suivantes :

- A-0021;
- A-0044;
- A-0045;
- A-0047;
- A-0048;
- A-0050;
- A-0053;
- C-AHQ-ARQ-0020;
- C-AHQ-ARQ-0022;
- C-AHQ-ARQ-0028;
- C-NEMC-0017;
- C-NEMC-0035.

➤ Les pièces suivantes ainsi que les renseignements qu'elles contiennent, caviardés aux pièces correspondantes indiquées ci-après entre parenthèses :

- A-0022 (B-0092);
- A-0033 (A-0031);
- C-AHQ-ARQ-0025 (C-AHQ-ARQ-0024);
- C-AHQ-ARQ-0030 (C-AHQ-ARQ-0034);
- C-AQCIE-CIFQ-0020 (C-AQCIE-CIFQ-0017);
- C-NEMC-0028 (C-NEMC-0027).

➤ Les renseignements caviardés à la pièce C-AHQ-ARQ-0031<sup>114</sup>.

---

<sup>114</sup> L'AHQ-ARQ a indiqué qu'il n'y avait pas lieu de déposer une version intégrale de la pièce [C-AHQ-ARQ-0031](#), pour les motifs indiqués à la pièce [C-AHQ-ARQ-0035](#).

[210] Tel que mentionné précédemment, l'AQCIE-CIFQ a présenté une requête par laquelle il conteste le traitement confidentiel demandé par le Transporteur à l'égard de plusieurs renseignements et documents. La Régie a tenu une audience à ce sujet le 25 février 2019, au terme de laquelle elle a réservé sa décision sur cette requête et sur la demande de traitement confidentiel du Transporteur.

[211] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande de traitement confidentiel du Transporteur à l'égard des pièces B-0006, B-0008, B-0009 et B-0033 et des renseignements confidentiels caviardés aux pièces B-0010 et B-0032. Elle rendra ultérieurement sa décision en ce qui a trait au traitement confidentiel des autres pièces et renseignements mentionnés aux paragraphes 208 et 209 de la présente décision.

[212] Au soutien de la demande du Transporteur relative à la pièce B-0006<sup>115</sup>, soit le schéma de liaison et les schémas unifilaires relatifs au Projet<sup>116</sup>, le Transporteur invoque les décisions D-2016-086<sup>117</sup> et D-2016-091<sup>118</sup> de la Régie. Il dépose également une déclaration sous serment de M. Benoît Delourme, chef Innovation technologique et évolution du réseau, direction principale Planification, expertise et soutien opérationnel pour la division Hydro-Québec TransÉnergie<sup>119</sup>. Monsieur Delourme allègue, notamment, que la pièce B-0006 contient des renseignements d'ordre stratégique relatifs aux installations du Transporteur et que leur divulgation publique faciliterait la localisation de ces installations, permettrait d'identifier leurs caractéristiques et pourrait ainsi compromettre la sécurité du réseau de transport. Il soumet que le caractère confidentiel de cette pièce et l'intérêt public requièrent l'émission de l'ordonnance demandée, sans restriction quant à sa durée.

[213] L'AQCIE-CIFQ ne conteste pas la demande du Transporteur à cet égard<sup>120</sup>. L'AHQ-ARQ<sup>121</sup> et NEMC<sup>122</sup> appuient la position de l'AQCIE-CIFQ. Pour sa part, SÉ-AQLPA soumet que la localisation des lignes et des postes du Transporteur peut être repérée à partir d'informations du domaine public et que, par conséquent, la demande du

---

<sup>115</sup> Pièce B-0006 confidentielle.

<sup>116</sup> Pièce [B-0002](#), par. 8 et conclusions de la demande d'autorisation.

<sup>117</sup> Dossier R-3956-2015, décision [D-2016-086](#).

<sup>118</sup> Dossier R-3960-2016, décision [D-2016-091](#).

<sup>119</sup> Pièce [B-0002](#), p. 6.

<sup>120</sup> Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0025](#), par. 21, tel que précisé par l'intervenant à l'audience du 25 février 2019 (pièce [A-0040](#), p. 16, 22 et 174).

<sup>121</sup> Pièces [C-AHQ-ARQ-0026](#) et [A-0040](#), p. 44 et 45.

<sup>122</sup> Pièce [C-NEMC-0029](#), p. 3.

Transporteur à l'égard de la pièce B-0006 doit être rejetée<sup>123</sup>.

[214] La Régie juge que les motifs invoqués par monsieur Delourme au soutien de la demande de traitement confidentiel de la pièce B-0006 sont probants. Elle ne retient pas le motif de contestation soulevé par SÉ-AQLPA. Tel que le rappelle le Transporteur<sup>124</sup>, la pièce B-0006 ne permet pas seulement d'identifier la localisation de ses lignes et de ses postes, mais également leurs caractéristiques. Les motifs énoncés par la Régie dans sa décision D-2016-106<sup>125</sup> demeurent pertinents.

**[215] Pour ces motifs, la Régie accueille cette demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur et interdit la divulgation, la publication et la diffusion de la pièce B-0006 et des renseignements qu'elle contient, sans restriction quant à sa durée.**

[216] Le Transporteur demande également à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, et d'interdire, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an à partir de la date de mise en service finale du Projet, la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements relatifs aux coûts détaillés du Projet contenus à la pièce B-0008<sup>126</sup> et caviardés à la pièce B-0010<sup>127</sup> et des renseignements relatifs aux coûts annuels du Projet contenus à la pièce B-0009<sup>128 129</sup>.

[217] Il demande qu'une telle ordonnance soit également rendue, pour la même durée, à l'égard des renseignements relatifs au suivi des coûts réels du Projet qui seront déposés, le cas échéant, selon les exigences de la Régie indiquées au paragraphe 206 de la présente décision<sup>130</sup>.

[218] Au soutien de ces demandes, qui n'ont fait l'objet d'aucune contestation, le Transporteur dépose la déclaration sous serment de M. Mario Albert, directeur principal, Approvisionnement stratégique pour Hydro-Québec<sup>131</sup>.

---

<sup>123</sup> Pièces [C-SÉ-AQLPA-0013](#) et [A-0040](#), p. 58 et 59.

<sup>124</sup> Pièce [A-0040](#), p. 82 et 83.

<sup>125</sup> Dossier R-3966-2016, décision [D-2016-106](#), p. 23 à 25, par. 89 à 101.

<sup>126</sup> Pièce B-0008 confidentielle.

<sup>127</sup> Pièce [B-0010](#).

<sup>128</sup> Pièce B-0009 confidentielle.

<sup>129</sup> Pièce [B-0002](#), par. 10 et conclusions de la demande d'autorisation.

<sup>130</sup> Pièce [B-0002](#), par. 11 et conclusions de la demande d'autorisation.

<sup>131</sup> Pièce [B-0002](#), p. 7.

[219] Monsieur Albert allègue que, afin d'assurer une saine concurrence et un niveau de compétitivité optimal et afin d'obtenir les meilleures conditions du marché, Hydro-Québec sollicite les fournisseurs par appels d'offres ou de propositions. Dans cette optique, Hydro-Québec souhaite maintenir l'imprévisibilité dans le développement de ses stratégies d'approvisionnement. Monsieur Albert soumet que si les coûts détaillés et les coûts annuels du Projet étaient divulgués, les fournisseurs sollicités pourraient préparer leurs soumissions en fonction des coûts présentés à la Régie plutôt que de faire preuve de créativité, ce qui limiterait le potentiel de création de valeur pour le Transporteur, notamment, en ne lui permettant pas d'obtenir les biens et services requis au meilleur coût possible. Monsieur Albert invoque les mêmes motifs en ce qui a trait au suivi des coûts réels du Projet, dans le cadre du rapport annuel du Transporteur à la Régie. Dans les deux cas, il demande que l'ordonnance sollicitée soit en vigueur jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an suivant la mise en service finale du Projet, afin d'assurer la compétitivité des marchés lors de travaux futurs, notamment sur les installations visées par le Projet<sup>132</sup>.

**[220] Pour les motifs invoqués par monsieur Albert et ceux énoncés dans ses décisions D-2016-091<sup>133</sup> et D-2016-106<sup>134</sup>, la Régie accueille ces demandes d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur et interdit, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an à partir de la date de mise en service finale du Projet, la divulgation, la publication et la diffusion de la pièce B-0008 et des renseignements qu'elle contient, caviardés à la pièce B-0010, de la pièce B-0009 et des renseignements qu'elle contient ainsi que des renseignements relatifs au suivi des coûts réels du Projet, selon les exigences énoncées au paragraphe 206 de la présente décision, qui seront déposés dans le cadre du rapport annuel du Transporteur à la Régie.**

**[221] Toutefois, à l'expiration du délai d'un an, cette ordonnance demeurera en vigueur, sans restriction quant à sa durée, à l'égard de la pièce B-0008 et de certains des renseignements caviardés à la pièce B-0010, en raison de l'ordonnance émise ci-après au paragraphe 228.**

[222] Le Transporteur demande également à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, et d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements relatifs aux coûts apparaissant sous la description « Ententes avec les autochtones », à la rubrique « Coûts du client », au tableau 2

---

<sup>132</sup> Pièce [B-0002](#), p. 7 à 11.

<sup>133</sup> Dossier R-3960-2016, décision [D-2016-091](#), p. 16 à 21.

<sup>134</sup> Dossier R-3966-2016, décision [D-2016-106](#), p. 17 à 22.

de la pièce B-0008<sup>135</sup>, caviardés à la pièce B-0010<sup>136</sup>, ainsi que des renseignements fournis à la pièce B-0033<sup>137</sup>, en réponse à la question 15.2 de la Régie, et caviardés à la pièce B-0032<sup>138</sup>, sans restriction quant à sa durée<sup>139</sup>.

[223] Au soutien de cette demande, qui n'a fait l'objet d'aucune contestation, le Transporteur dépose la déclaration sous serment de M. Mathieu Boucher, chef Relations avec les Autochtones, Direction amélioration continue et Relations avec les autochtones, pour Hydro-Québec<sup>140</sup>.

[224] Monsieur Boucher allègue que les coûts apparaissant sous la description « Ententes avec les autochtones » à la rubrique précitée de la pièce B-0008 constituent des informations financières sensibles et confidentielles ayant des incidences économiques à l'égard du Projet, dont la divulgation pourrait causer un préjudice important à la position de négociation du Transporteur à l'égard des communautés autochtones visées par le Projet et à l'égard d'autres communautés autochtones intéressées dans les projets futurs du Transporteur.

[225] Monsieur Boucher soumet que la divulgation de ces renseignements pourrait influencer négativement la capacité du Transporteur de négocier efficacement avec des communautés autochtones et des tiers dans le cadre de projets futurs et, ainsi, nuire à sa clientèle qui assumera le coût de ces projets par le biais des tarifs de transport du Transporteur.

[226] Enfin, monsieur Boucher souligne que la pièce B-0008 reproduit des renseignements ayant des incidences économiques qui sont contenus aux ententes entre Hydro-Québec et les communautés autochtones. Il ajoute que ces renseignements sont soustraits à la divulgation pour les motifs prévus aux articles 21 et 22 de la *Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels*<sup>141</sup>.

---

<sup>135</sup> Pièce B-0008 confidentielle.

<sup>136</sup> Pièce [B-0010](#).

<sup>137</sup> Pièce B-0033 confidentielle.

<sup>138</sup> Pièce [B-0032](#).

<sup>139</sup> Pièces [B-0002](#), par. 11 et conclusions de la demande d'autorisation, et [B-0032](#), p. 37.

<sup>140</sup> Pièce [B-0003](#).

<sup>141</sup> [RLRQ, c. A-2.1](#).

[227] En conséquence, monsieur Boucher soumet que l'intérêt public requiert l'émission de l'ordonnance demandée, pour une durée indéterminée.

[228] **Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Boucher, la Régie accueille cette demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur. En conséquence, elle interdit la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements apparaissant sous la description « Ententes avec les autochtones », à la rubrique « Coûts du client », au tableau 2 de la pièce B-0008, caviardés à la pièce B-0010, sans restriction quant à la durée. Elle interdit également la divulgation, la publication et la diffusion de la pièce B-0033 et des renseignements qu'elle contient, caviardés à la pièce B-0032, sans restriction quant à la durée.**

[229] **En conséquence des ordonnances émises aux paragraphes 220, 221 et 228 de la présente décision, la Régie demande au Transporteur de l'informer, par voie administrative, de la date de mise en service finale du Projet. Le Transporteur devra alors déposer une version révisée de la pièce B-0010, dans laquelle demeureront caviardés, sans restriction quant à la durée, uniquement les renseignements visés au paragraphe 228 de la présente décision. La Régie verra alors également à ce qu'une version non caviardée de la pièce B-0009 soit versée au dossier public.**

[230] **Considérant ce qui précède,**

### La Régie de l'énergie :

**AUTORISE** le Transporteur à réaliser le projet de construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay ainsi que les travaux connexes, tel que décrit par le Transporteur, ce dernier ne pouvant apporter, sans autorisation préalable de la Régie, quelque modification que ce soit au projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable les coûts ou la rentabilité;

**ACCUEILLE** partiellement les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur;

**INTERDIT** la divulgation, la publication et la diffusion des documents et des renseignements suivants :

- les pièces B-0006, B-0008 et B-0033 et les renseignements qu'elles contiennent, sans restriction quant à la durée,
- les renseignements apparaissant sous la description « Ententes avec les autochtones », à la rubrique « Coûts du client », au tableau 2 de la pièce B-0008 et caviardés à la pièce B-0010, sans restriction quant à la durée,
- les autres renseignements contenus à la pièce B-0008 et caviardés à la pièce B-0010, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an à partir de la date de mise en service finale du Projet,
- la pièce B-0009 et les renseignements qu'elle contient, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an à partir de la date de mise en service finale du Projet,
- les renseignements qui seront fournis par le Transporteur dans le cadre du suivi des coûts réels du Projet, selon les exigences énoncées au paragraphe 206 de la présente décision, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an à partir de la date de mise en service finale du Projet,
- les renseignements caviardés à la pièce B-0032, sans restriction quant à la durée;

**RÉSERVE** sa décision sur les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur à l'égard des autres pièces et renseignements mentionnés au paragraphe 208 de la présente décision ainsi qu'à l'égard du traitement confidentiel des pièces et des renseignements mentionnés au paragraphe 209 de la présente décision;

**ORDONNE** au Transporteur d'informer la Régie, par voie administrative, de la date de mise en service finale du Projet et de déposer, au même moment, une version révisée de la pièce B-0010, dans laquelle demeureront caviardés uniquement les renseignements apparaissant sous la description « Ententes avec les autochtones », à la rubrique « Coûts du client », au tableau 2 de cette pièce;

**DEMANDE** au Transporteur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5°) de la Loi :

- un suivi des coûts du Projet, selon les exigences formulées aux paragraphes 205 et 206 de la présente décision,

- un suivi de l'échéancier du Projet ainsi que, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et les coûts réels ainsi que les échéances, tel que précisé au paragraphe 207 de la présente décision;

**ORDONNE** au Transporteur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Esther Falardeau

Régisseur