

**QUÉBEC**

**NO : R-4112-2019**

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**DEMANDE DU TRANSPORTEUR RELATIVE À  
LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 320 KV  
ET À L'INSTALLATION D'ÉQUIPEMENTS AU  
POSTE DES APPALACHES**

---

**HYDRO-QUÉBEC**  
(ci-après le «TRANSPORTEUR»)

Demanderesse

et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES  
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS  
D'ÉLECTRICITÉ**  
(ci-après « AQCIE »)

Intervenante

---

**ARGUMENTATION DE L'AQCIE (version caviardée)**

---

## **INTRODUCTION**

Dans son mémoire, l'AQCIE traite de plusieurs aspects de la demande du Transporteur. Elle revient ici sur deux de ces aspects qui justifient, à son avis, le rejet de la demande du Transporteur au motif que le projet proposé est inutilement coûteux :

- A) Le coût de la ligne à 320 kV excède de près de ████████ M\$ ce qui est nécessaire; et
- B) Le rehaussement thermique n'est pas nécessaire et représente un coût inutile de près de ████████ M\$.

\*\*\*

### **A) Le coût de la ligne à 320 kV**

1. Dans sa preuve initiale, le Transporteur présente les caractéristiques de la ligne à 320 kV, notamment la capacité thermique à une température ambiante de 30°C<sup>1</sup>. Ce n'est qu'en réponse à une demande de la Régie produite le 23 avril 2020 qu'il mentionne qu'il « a été jugé, lors de l'étude d'avant-projet, qu'une température ambiante pouvant atteindre 40°C devait être considérée »<sup>2</sup>, sans toutefois justifier ce jugement par des données concrètes et une analyse coût-bénéfice.

En l'absence d'une telle démonstration, l'AQCIE maintient que la ligne à 320 kV n'a pas été optimisée sur le plan technique.

2. Par ailleurs, toujours en réponse à une demande de la Régie, le Transporteur présente, à la même date, une analyse comparative de l'utilisation de pylônes rigides à armement vertical et à armement horizontal pour le Projet<sup>3</sup>. Étant donné le contexte de la demande, l'AQCIE comprend qu'il s'agit d'une comparaison entre la famille de pylônes retenue pour le projet actuel et celle retenue pour le projet du dossier R-4056-2015.

À la ligne « Tonnage d'acier des pylônes », le Transporteur indique : « Équivalent pour les 2 types de pylônes ».

Or, en réponse à une demande antérieure de la Régie, le Transporteur mentionnait<sup>4</sup> :

---

<sup>1</sup> B-0026, page 24

<sup>2</sup> B-0040, page 17

<sup>3</sup> B-0040, page 13

<sup>4</sup> B-0026, page 8

---

« L'écart des coûts d'approvisionnement et de construction entre le type de ligne choisi pour le Projet actuel et le type de ligne choisi pour le projet R-3956-2015 s'explique principalement par les raisons suivantes :

- *l'utilisation de pylônes haubanés dans le cadre du projet R-3956-2015 réduit le tonnage d'acier requis pour la construction de la ligne ;*
- *la portée moyenne des pylônes du projet R-3956-2015 est plus grande (370 m) et réduit le tonnage d'acier requis pour la construction ;*
- *les chemins de construction à mettre en place pour le Projet actuel doivent être de meilleure qualité puisque les pylônes sont de tonnage plus élevé ;*
- *le Projet actuel à construire requiert plus de déboisement, étant situé à 88 % en milieu forestier alors que le projet R-3956-2015 l'était à 50 % ;*
- *les conditions de marchés dans le domaine de la construction sont à la hausse par rapport au contexte du projet R-3956-2015. » (Nos soulignements)*

Avec respect, il paraît bien difficile de réconcilier les affirmations qui précèdent.

3. Dans le dossier actuel, il est indiqué qu'il faut ériger 322 pylônes pour une portée moyenne de 325 mètres<sup>5</sup>. Dans le dossier R-3956-2015, la ligne comprenait 218 pylônes pour une portée moyenne de 370 mètres<sup>6</sup>.

En appliquant la portée moyenne du dossier R-3956-2015 au dossier actuel, la ligne de 103 km nécessiterait 278 pylônes, soit 44 pylônes de moins (322 – 278) ce qui devrait avoir un impact significatif sur le coût de la ligne.

Dans son analyse comparative de l'utilisation de pylônes rigides à armement vertical et à armement horizontal, le Transporteur mentionne :

« *La réduction des coûts associés à l'acquisition des servitudes et au déboisement est supérieure aux coûts supplémentaires d'ingénierie associés au développement d'une nouvelle famille de pylônes ».* (Notre soulignement)

Cependant, il en est autrement des coûts d'approvisionnement et de construction, lesquels sont beaucoup plus élevés. Dans une réponse à une demande de la Régie, le Transporteur explique l'écart entre les deux types de lignes<sup>7</sup>, mais il ne présente pas d'analyse coût-bénéfice pour justifier le type de ligne retenu.

---

<sup>5</sup> B-0004, page 11

<sup>6</sup> R-3956-2015, B-0004, page 12

<sup>7</sup> B-0026, page 8

Dans son mémoire l'AQCIE mentionne qu'au dossier actuel le coût unitaire de la ligne est ■■■% plus élevé que le coût unitaire de la ligne proposée au dossier R-3956-2015, pour une ligne ayant des caractéristiques très semblables. En appliquant le coût unitaire du dossier R-3956-2015, le coût de la ligne à 320 kV serait de ■■■■■M\$, soit une différence de ■■■■■M\$.

## **B) Le rehaussement thermique des lignes à 735 kV Lévis-Nicolet (lignes 7005 et 7035)**

Selon le Transporteur, le rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035 est requis lorsque la température ambiante est de 30°C, qu'une des deux lignes Lévis-Nicolet est hors service et qu'il y a un déclenchement sur la ligne Nicolet- Appalaches.

i) Dans le dossier de la ligne à 735 kV Micoua-Saguenay, pour une situation semblable, soit la perte d'une ligne en situation de réseau dégradé, le Transporteur utilisait le critère (n-1) – 1500. En conformité avec ce critère il appliquait la procédure suivante<sup>8</sup> :

*« Pour les études de réseau en condition dégradé N-1, le Transporteur réduit jusqu'à un maximum de 1 500 MW la puissance électrique fournie au réseau en amont du circuit retiré. À la suite de cet ajustement de la production, un nouvel équilibre entre la production et la charge est atteint en utilisant, dans l'ordre, les moyens suivants :*

- ajout d'unités de production disponibles dans les zones de charge (turbines à gaz, centrales thermiques, etc.) ;*
- utilisation des charges interruptibles comme moyen de gestion de la demande ou réduction des livraisons sur les lignes de transport à courant continu. » (Notre soulignement)*

Cependant, dans le dossier actuel, le Transporteur déclare<sup>9</sup> :

*« Il serait plus exact de dire qu'en condition de réseau dégradé, les critères de conception du Transporteur autorisent un réajustement jusqu'à la hauteur de 1 500 MW. En condition estivale, ce réajustement est effectué en répartissant différemment les sources de production. Dans le cas présent, le meilleur moyen d'alléger le circuit en dépassement de capacité thermique est de transférer une partie de la production à partir de la Côte-Nord vers la Baie-James. »*

Donc, en condition estivale le Transporteur ne considère qu'un réajustement des sources de production sans considérer une réduction des livraisons sur les lignes de transport à courant continu.

---

<sup>8</sup> R-4052-2018, B-0069, page 3

<sup>9</sup> B-0040, pages 5 et 6

On voit donc que l'application du critère n'est pas automatique, mais que le Transporteur s'adapte selon les circonstances. **Il y a donc une part de jugement du planificateur dans l'application de ce critère.**

ii) En réponse à une demande de la Régie, le Transporteur présente le tableau suivant qui montre le besoin en capacité de courant selon différents réajustements des sources de production entre les bassins de la Côte-nord et ceux de la Baie-James.<sup>10</sup>

Tableau R1.1 – Besoins de capacité en courant

Scénario	Description	Référence	Besoin de capacité en courant (A)
1	Production majoritairement en provenance du bassin de la Côte-Nord	HQT-3, Document 3, Annexe 1	3 240
2	Production répartie également entre les bassins de la Baie-James et de la Côte-Nord	HQT-3, Document 1.2, Annexe 1	■
3	Production majoritairement en provenance du bassin de la Baie-James	HQT-3, Document 1.2, Annexe 1	■

Ainsi, étant donné que la capacité actuelle des lignes 7005 et 7035 est de 2 644 A, il conclut que le besoin de rehausser la capacité de ces circuits est toujours présent.

Le Transporteur mentionne également que « *la répartition de la production du scénario 3 est optimiste et ne tient pas compte de contraintes supplémentaires liées à la gestion des réservoirs des centrales hydroélectriques* »<sup>11</sup>.

À cet égard, l'AQCIE souligne que les besoins totaux de ■■■ MW<sup>12</sup> simulés pour l'été de l'année 2022 correspondent à ■% des besoins totaux de service de transport (44 892 MW<sup>13</sup>)

<sup>10</sup> B-0040, page 5

<sup>11</sup> B-0040, page 5

<sup>12</sup> B-0039

<sup>13</sup> R-4096-2019, B-0012, page 7

prévus pour l'année 2022. Pour le scénario 3, la production en provenance du bassin de la Côte-Nord correspond à ■■■% de la puissance installée des centrales de ce bassin, ce qui n'apparaît pas exceptionnel.

Par ailleurs, l'AQCIE remarque que pour chacun des scénarios simulés les échanges totalisent ■■■ MW<sup>14</sup> alors que les besoins totaux prévus pour le service de point à point sont de ■■■ MW<sup>15</sup> pour l'année 2022, soit un niveau simulé d'échanges plus élevé de ■■■ MW.

Dans ce contexte, on notera que, dans le cas du scénario 3, l'écart entre la capacité thermique et les transits sur la ligne à 735 kV qui demeure en service à la suite des contingences est réduit à ■■■ A (■■■-2644), soit ■■■ MW.

**Selon l'AQCIE, une simulation qui représenterait le niveau des besoins pour le service de point à point prévu pour l'année 2022, ainsi qu'une réduction conséquente de la production des centrales du bassin de la Côte-Nord, devrait réduire davantage le transit sur la ligne à 735 kV entre Lévis et Nicolet.**

iii) Par ailleurs, le Transporteur ajoute que « *la couverture de cette situation est aussi requise par la norme de fiabilité TPL-001-4 adoptée par la Régie* ». <sup>16</sup>

À la page 9 de cette norme on retrouve le Tableau 1 – Événements de planification pour le comportement en régime permanent et en stabilité<sup>17</sup>.

À la colonne « *Interruption du service de transport ferme autorisée* », il apparaît une référence à la note 9 pour chaque situation où l'interruption n'est pas autorisée.

Cette note 9 mentionne :

*« 9. Le processus de planification devrait avoir notamment pour objectif de réduire au minimum la probabilité et l'ampleur de toute interruption du service de transport ferme découlant d'événements de contingence. La réduction du service de transport ferme est autorisée à titre d'ajustement du réseau (selon l'expression utilisée à la colonne Situation initiale du tableau 1), et aussi à titre de correctif lorsqu'elle découle d'un changement approprié de répartition de ressources dont la réaffectation est obligée, si l'on peut démontrer que les installations, à l'intérieur et à l'extérieur de la région du planificateur de réseau de transport, restent à l'intérieur de leurs caractéristiques assignées*

<sup>14</sup> B-0039

<sup>15</sup> R-4096-2019, B-0012, page 7

<sup>16</sup> B-0040, page 7

<sup>17</sup> <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/NormesFiabiliteTransportElectricite/Normes/TPL-001-4-fr>

---

*applicables et que le changement de répartition n'entraîne aucune perte de charge non subordonnée. Si les options de changement de répartition sont limitées, on devra tenir compte des sensibilités associées à la disponibilité de ces ressources. » (Notre soulignement)*

Ainsi, la note ne mentionne pas que le planificateur doit éliminer la probabilité d'une interruption de service de transport ferme, mais qu'il doit avoir comme objectif de réduire la probabilité d'une réduction de service.

**Encore ici, l'application de la norme n'est pas automatique, mais il y a une part de jugement du planificateur dans l'objectif de réduire la probabilité d'une réduction de service.**

**Selon l'AQCIE, cette part de jugement doit être supportée par plusieurs aspects, dont l'impact économique. Dans ce contexte, l'AQCIE considère que le Transporteur n'a pas démontré qu'une éventuelle réduction temporaire de quelques heures d'un transit de [REDACTED] MW entre le poste Lévis et Nicolet dont l'occurrence est conditionnelle à plusieurs circonstances simultanées indépendantes justifie un investissement de [REDACTED] M\$.**

iv) Par ailleurs, il est à noter que la notion de capacité ferme n'implique pas que la capacité doit être fournie en tout temps quelles que soient les circonstances, En effet, en réponse à une demande de l'AQCIE, le Transporteur mentionne<sup>18</sup> :

*« Le Transporteur confirme qu'un service de transport ferme à long terme de point à point peut être réduit, en tout ou en partie, dans certaines conditions.*

*Le Transporteur rappelle que l'appendice C des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec (les Tarifs et conditions ») prévoit que la capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons annuel et mensuel comprend une provision de 5 % de la durée pour tenir compte de l'entretien planifié des équipements et d'autres événements prévus pouvant occasionnellement réduire l'offre de capacité de transfert ferme.*

*De plus, l'article 13.6 des Tarifs et conditions prévoit la réduction du service de transport ferme qui peut être nécessaire pour maintenir une exploitation fiable du réseau. »*

Selon l'AQCIE, les événements qui limitent la capacité thermique des lignes 7005 et 7035, soit :

- Température ambiante de 30°C;
- Une des lignes Lévis-Nicolet hors service;
- Déclenchement de la ligne Lévis-Appalaches

---

<sup>18</sup> B-0028, page 16

---

font partie de la « *provision de 5 % de la durée pour tenir compte de l'entretien planifié des équipements et d'autres événements prévus pouvant occasionnellement réduire l'offre de capacité de transfert ferme* ». **La capacité thermique actuelle des lignes 7005 et 7035 permet donc de fournir le service prévu à la Convention de service en conformité avec les Tarifs et conditions.**

L'AQCIE réitère donc la recommandation formulée dans son mémoire **de ne pas autoriser le montant de ████████ M\$ pour le rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035.**

## **CONCLUSION**

Dans son mémoire l'AQCIE a évalué que sur une période de 20 ans, une réduction de 100 M\$ des coûts du Projet diminue la facture totale de la charge locale de 164,6 M\$. Pour une diminution de ████████ M\$, l'impact sur la facture de la charge locale est évalué à près de ████████ M\$.

Dans son argumentation, le Transporteur plaide:

*« Bien que la réalisation de projets d'investissement au moindre coût est un objectif continuellement poursuivi par le Transporteur, celui-ci ne peut réduire indûment les coûts de ce Projet réalisé à la demande d'un client, afin de faire bénéficier financièrement d'autres clients. Le client-demandeur a signé une convention de service d'une durée de 20 ans permettant de couvrir les coûts du Projet. Ainsi, le souhait de l'intervenant de réduire les coûts sans raison valable n'a pas de mérite, puisqu'il ne permettrait pas de réaliser le Projet demandé et d'offrir le service attendu par le client qui assume les coûts. »<sup>19</sup>*

Cependant, l'AQCIE ne propose pas de réduire indûment les coûts, mais considère que certains coûts ne sont pas nécessaires pour rendre le service prévu à la Convention de service. Il ne faut pas d'autre part que le Transporteur gonfle indûment ses coûts pour les rendre équivalents aux revenus anticipés en vertu de la Convention.

À cet égard, la possibilité qu'un ajout au réseau soit bénéfique aux autres clients est méritoire. Dès sa décision D-2002-095 au dossier R-3401-098, la Régie mentionnait<sup>20</sup> :

*« Tel que proposé par le transporteur, le montant total qu'il aurait à assumer correspond à la valeur actualisée du tarif de transport pour une période de 20 ans en prenant en compte les frais d'entretien et d'exploitation ainsi que la taxe sur le capital. La Régie reconnaît qu'ainsi, l'impact sera, au pire, neutre pour tous les clients et, au mieux, favorable en réduisant le tarif de transport pour l'ensemble des clients.*

---

<sup>19</sup> B-0045, page 17

<sup>20</sup> D-2002-095, page 298

---

*L'application de ce maximum protège donc les clients du service de transport contre des coûts de raccordement et d'intégration qui seraient excessifs. »*

La Régie a réitéré ce point de vue dans sa décision D-2015-209, aux pages 26 à 33, précisant notamment ce qui suit :

**« [83] C'est dans ce contexte que la Régie adopte, aux fins de la politique d'ajouts, les principes directeurs suivants :**

1. **éviter les coûts excessifs d'ajouts au réseau demandés par un client et, ainsi, protéger les clients existants;** (Notre soulignement)

(...) »

*« [97] La Régie a clairement énoncé que l'impact tarifaire d'un ajout au réseau pouvait, de ce fait, être à la baisse. Cette précision a été reprise dans le dossier d'investissement relatif au raccordement de la centrale Toulhustouc :*

*« La Régie accorde au Transporteur l'autorisation requise en vertu de l'article 73 de la Loi afin de réaliser le Projet sur la base de la preuve soumise à l'appui de la présente demande et, notamment, en tenant compte du fait que l'impact pourrait être à la baisse sur les tarifs ou, à la limite, neutre ». »*

Conformément aux principes retenus par la Régie, l'AQCIE conclut que le projet du Transporteur ne serait acceptable que s'il était amputé des travaux inutiles et des coûts excessifs relatifs à la ligne à 320 kV et au rehaussement thermique des lignes à 735 kV 7005 et 7035.

Lévis, le 19 mai 2020

(s) *Pierre Pelletier*

---

Me Pierre Pelletier  
Procureur de l'AQCIE