

**MÉMOIRE DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE
INDÉPENDANTE (FCEI)**

**Demande d'approbation du Transporteur pour le renforcement du réseau à 315 kV de
l'Est de l'Île de Montréal**

**Préparé dans le cadre du dossier
R-4180-2021
de la Régie de l'énergie du Québec**

**Par
Antoine Gosselin**

**Le 10 mars 2022
Révisé le 15 mars 2022**

1. Introduction

Le Transporteur demande à la Régie de l'autoriser à réaliser un projet d'investissement dont le coût total s'élève à 336,4 M\$. Ce coût se divise essentiellement entre les catégories d'investissement « croissance des besoins la clientèle », pour 206,3 M\$, et « Maintien et amélioration de la qualité de service », pour 129,5 M\$. Une somme de 0,5 M\$ est également prévue relativement à la catégorie « Respect des exigences ».

Les coûts relatifs à la croissance des besoins découlent de la conclusion que les besoins de transformation de la section 735-315 kV du poste Duvernay excéderont la capacité de celui-ci à partir de 2025-2026. Cette conclusion repose sur l'évaluation que fait le Transporteur de la capacité de transformation du poste Duvernay à 735-315 kV et de la croissance des besoins de transformation de ce poste.

L'intervention de la FCEI vise à mieux comprendre les déterminations du Transporteur relativement à ces deux paramètres. Conformément à la décision D-2022-027, la FCEI fera part de ses commentaires relativement à la croissance des besoins d'ici au 15 mars 2022, à midi. La section suivante présente les commentaires de la FCEI relativement la capacité de transformation du poste Duvernay à 735-315 kV.

2. Capacité de transformation

Les questionnements de la FCEI relativement à la capacité de transformation de la section 735-315 kV du poste Duvernay découlent des contradictions apparentes entre les capacités de transformation soumises dans le cadre de ses dossiers tarifaires¹ et celle soumise au présent dossier. En effet, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, le Transporteur indique une capacité de transformation de 4 561 MVA alors qu'il rapporte plutôt une capacité de 4 366 MVA au présent dossier. Cette différence a un impact considérable sur la pertinence du projet puisqu'en fonction de la capacité de transformation de 4561 MVA, le dépassement de capacité du poste serait repoussé de 2025-2026 à 2032-2033.²

Concernant cette différence, le Transporteur explique que les capacités de transformation présentées dans les deux forums diffèrent parce qu'elles reposent sur des facteurs de surcharge hivernale différents. Ces facteurs sont appliqués à la capacité de transformation du poste en première contingence à 30 °C qui est de 3 300 MVA (2 x 1650 MVA) pour obtenir la capacité de transformation en hiver. La capacité de 4 561 MVA repose sur un facteur de surcharge hivernal de 1,4 basé sur une température de -20 °C³ alors que celle de 4 366 MVA repose sur un facteur de surcharge hivernal de 1,34 basé sur une température de 0 °C⁴. Dans les deux cas, la FCEI comprend des réponses du Transporteur que la capacité de transformation est légèrement inférieure au produit de la capacité à 30 °C et du facteur de surcharge hivernal à cause de légères différences entre les impédances des transformateurs. Toutefois, le

¹ À la pièce portant sur l'état de transformation des postes.

² B-0023, p. 10, tableau 2.

³ B-0028, p. 5, réponse 1.1.

⁴ B-0028, p. 13, réponse 1.8.

Transporteur n'explique pas pourquoi il serait préférable d'utiliser le facteur de surcharge de 1,34 MVA plutôt que celui de 1,4 MVA pour les fins de la planification.

Selon la compréhension de la FCEI, la charge desservie par le poste Duvernay inclut une forte composante de chauffage, notamment parce qu'elle compte un très grand nombre de clients provenant de tous les segments de clientèle, dont le segment résidentiel. De toute évidence, la pointe de cette clientèle ne survient pas à 0 °C. L'utilisation du facteur de surcharge de 1,34 paraît donc contre-intuitive. **La FCEI estime que des explications additionnelles sont requises à cet égard.**

Considérant que la méthodologie utilisée par le Distributeur pour évaluer l'aléa climatique repose sur des simulations basées sur les conditions climatiques observées historiques sur une longue période, la FCEI se questionne même sur le choix d'une température de -20 °C pour établir la capacité de transit en condition de pointe de demande hivernale. À n'en pas douter, les pointes historiques sont survenues à des températures significativement plus froides et il serait étonnant que la prévision de besoins à la pointe hivernale du Distributeur ne repose pas sur des températures plus froides que -20 °C.⁵

De plus, dans les dossiers d'investissement récents qu'elle a répertoriés, la FCEI observe que la capacité de transformation utilisée pour justifier le projet est systématiquement la même à une exception près où un léger écart est observé, mais dans ce cas, la capacité utilisée au dossier d'investissement est supérieure à celle du dossier tarifaire. Le cas du poste Duvernay semble donc s'écarter de la pratique habituelle.

⁵ Le Distributeur utilise l'ensemble des conditions climatiques réelles depuis 1971 pour évaluer l'aléa climatique sur la prévision de demande dans le cadre de ses dossiers d'approvisionnement. Voir par exemple R-4110-2019, B-0007, p. 33.

Tableau 1**Comparaison des CLT entre les dossiers d'investissement et les dossiers tarifaires**

| Dossier de projet | Dossier tarifaire | Poste | CLT (MVA) - hiver selon : | | |
|-------------------|-------------------|----------------------------|---------------------------|-----------------------------|-----------|
| | | | Dossier de projet | Dossier tarifaire précédent | Écart (%) |
| R-3974-2016 | R-3934-2015 | Messines à 69-25 kV | 11.3 | 11 | 0.0% |
| R-3974-2016 | R-3934-2015 | Gracefield à 69-25 kV | 18.8 | 19 | 0.0% |
| R-3974-2016 | R-3934-2015 | Kazabazua à 69-25 kV | 16.8 | 17 | 0.0% |
| R-3974-2016 | R-3934-2015 | Grand-Remous à 69-25 kV | 9.7 | 10 | 0.0% |
| R-3974-2016 | R-3934-2015 | Maniwaki à 120-25 kV | 58.8 | 59 | 0.0% |
| R-4029-2017 | R-3981-2016 | Brossard à 315-25 kV | 545 | 545 | 0.0% |
| R-4029-2017 | R-3981-2016 | Chambly à 120-25 kV | 129 | 129 | 0.0% |
| R-4030-2017 | R-3981-2016 | La Trappe à 120-25 kV | 105 | 105 | 0.0% |
| R-4030-2017 | R-3981-2016 | Saint-Eustache à 120-25 kV | 194 | 194 | 0.0% |
| R-4030-2017 | R-3981-2016 | Ste-Thérèse-O. à 120-25 kV | 312 | 312 | 0.0% |
| R-4030-2017 | R-3981-2016 | Mirabel à 120-25 kV | 127 | 127 | 0.0% |
| R-4037-2018 | R-4012-2017 | St-Calixte 69-25 kV | 19 | 19 | 0.0% |
| R-4037-2018 | R-4012-2017 | St-Hippolyte 69-25 kV | 40 | 40 | 0.0% |
| R-4037-2018 | R-4012-2017 | St-Charles 69-25 kV | 18 | 18 | 0.0% |
| R-4037-2018 | R-4012-2017 | Ste-Marguerite 69-25 kV | 30 | 30 | 0.0% |
| R-4037-2018 | R-4012-2017 | St-Lin 69-25 kV | 21 | 21 | 0.0% |
| R-4037-2018 | R-4012-2017 | St-Lin 120-25 kV | 193 | 193 | 0.0% |
| R-4037-2018 | R-4012-2017 | Magnan 120-25 kV | 129 | 126 | 2.4% |
| R-4037-2018 | R-4012-2017 | Arthur-Buies 120-25 kV | 194 | 194 | 0.0% |
| R-4037-2018 | R-4012-2017 | Rolland 120-25 kV | 192 | 192 | 0.0% |
| R-4063-2018 | R-4012-2017 | Sainte-Rose à 120-25 kV | 193 | 193 | 0.0% |
| R-4063-2018 | R-4012-2017 | De Chomedey à 315-25 kV | 528 | 528 | 0.0% |
| R-4063-2018 | R-4012-2017 | Renaud à 120-25 kV | 295 | 295 | 0.0% |
| R-4115-2020 | R-4167-2021 | Guy à 315-25 kV* | 537 | 537 | 0.0% |
| R-4180-2021 | R-4167-2021 | Duvernay à 735-315 kV | 4366 | 4561 | -4.3% |

* En l'absence de dossier tarifaire en 2020, le dossier 2021 a été utilisé.

Par ailleurs, comme le fait remarquer l'AHQ-ARQ, le Transformateur semblait utiliser une capacité supérieure à 4 366 MVA dans sa présentation au Distributeur de septembre 2018 et n'anticipait pas de dépassement avant 2030 au plus tôt.⁶

3. Prévision de la demande

Le dépassement de la capacité du poste Duvernay en 2025-2026 découle d'une prévision de croissance significative des besoins de 2021-2022 à 2023-2024.

Dans ses décisions D-2022-011⁷ et D-2022-027,⁸ la Régie a jugé que l'examen de la prévision de demande du Distributeur faisait partie des enjeux du présent dossier. En réponse aux demandes de renseignements, le Distributeur a ventilé la croissance prévue de la demande au poste Duvernay entre la croissance naturelle, les charges ponctuelles, les transferts et les clients haute tension.

⁶ B-0027, p. 9 de 20, lecture visuelle du graphique.

⁷ Paragraphe 48

⁸ Paragraphe 27

Tableau R1.9

Explication de la croissance au poste de Duvernay à 735-315 kV

| Pointes hivernales | 21-22 vs 20-21 | 22-23 vs 21-22 | 23-24 vs 22-23 | 24-25 vs 23-24 |
|--------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Différence de prévision (MVA) | 156 | 123 | 113 | 26 |
| Croissance naturelle * | 29 | 35 | 34 | 35 |
| Charges ponctuelles | 106 | 94 | 65 | 23 |
| Transferts | 13 | -11 | -40 | -38 |
| Clients Haute tension | 8 | 5 | 53 | 6 |

* La croissance naturelle inclut également les efforts de décarbonation (électrification des transports et conversions) et les pertes

Lors de ces trois années, une prévision de charges ponctuelles importantes ainsi que le raccordement d'un client industriel entraînent une forte croissance des besoins de 123 à 166 MVA. Cette croissance est environ 4 à 5 fois plus que celle des années subséquentes lors desquelles une croissance naturelle de l'ordre 30 MVA explique l'essentiel de l'augmentation de la croissance.⁹

Bien que le Distributeur ait ventilé sa prévision de demande, la FCEI juge que l'information offerte demeure limitée pour permettre à la Régie de porter un jugement éclairé sur la croissance des besoins, notamment en ce qui a trait aux charges ponctuelles qui représentent près de 300 MW sur les années 2021-2022 à 2024-2025 et que le Distributeur justifie comme suit:

« Plus d'une centaine de nouvelles charges seront alimentées par le poste de Duvernay et couvrent les secteurs résidentiel, commercial, institutionnel et industriel. De surcroît, plusieurs grands chantiers sont en cours dans la zone qu'il dessert, notamment le REM, le projet RoyalMount et quelques projets de centres de données. Finalement, l'alimentation de charges industrielles à haute tension planifiées, de l'ordre de 50 MVA, est prévue pour l'hiver 2023-2024. »¹⁰

La FCEI estime que de simplement décrire les éléments constitutifs de la prévision des nouvelles charges n'est pas équivalent à les justifier. La Régie doit également pouvoir porter un jugement sur le réalisme et la probabilité de réalisation de ces charges. Or, l'énumération de quelques projets ne permet pas, selon la FCEI, de porter un tel jugement. Pour ce faire, il aurait par exemple fallu savoir quel est le pourcentage historique de réalisation des prévisions de charges ponctuelles et si la prévision au présent dossier en tient compte. Il faudrait également comprendre comment une charge se qualifie comme en étant une ponctuelle et quelle est l'interaction entre les charges ponctuelles et la croissance naturelle.

De plus, le Transporteur indique que c'est lui et non le Distributeur qui calcule la prévision des postes stratégiques et des postes sources à partir de l'information fournie par le Distributeur sur la demande des postes satellites¹¹. La FCEI partage à cet égard les inquiétudes exprimées par l'AHQ-ARQ eu égard à la coïncidence des pointes utilisées pour réaliser cette prévision et

⁹ B-0034, p. 15, tableau R1.9, complément à la réponse 1.9.

¹⁰ B-0034, p. 15, tableau R 1.9.

¹¹ B-0028, p. 7, réponse 1.7.

au manque de clarté quant à la méthodologie utilisée par le Transporteur pour combiner ces informations¹².

Ainsi, tant en ce qui concerne la prévision de la demande par poste satellite du Distributeur que pour ce qui est de la méthodologie utilisée par le Transporteur pour combiner ces informations, la FCEI estime que des explications additionnelles sont requises.

Par ailleurs, la FCEI note qu'une part importante de la croissance provient des postes Saraguay 315-120 / Saint-Jean 315-25. Sur la période 2022-2023 à 2024-2025, la croissance de la charge de ces deux postes combinés est de 142 MVA, soit 54% de la croissance totale du poste Duvernay alors qu'ils ne représentent que 26% de la charge¹³. Pour la seule année 2022-2023, la croissance prévue de la charge combinée de ces deux postes excède 7%, ce qui paraît d'autant plus élevé que l'ampleur de la charge desservie par ces postes est significative.

Tableau 2 : Croissance de la demande aux postes Saraguay et Saint-Jean

| | CLT Hiver 2021 | 2021-2022 | 2022-23 | 2023-2024 | 2024-2025 |
|----------------------|-------------------|-----------|------------|--------------|------------|
| Saraguay 315-120 kV | 1012 | 1038 | 1067 | 1074 | 1085 |
| Saint-Jean 315-25 kV | 190 | 42 | 89 | 119 | 137 |
| Total | | 1080 | 1156 | 1193 | 1222 |
| Croissance | | | +76 (7,0%) | + 37 (3,2 %) | +29 (2,4%) |

Sources : B-0028, p. 7 réponse 1.7 et R-4167-2021, B-0069, p. 11

La FCEI note également que la charge du poste Saraguay 315-120 excède la capacité de ce poste dès 2021-2022. En effet, la capacité ferme en hiver du poste Saraguay 315-120 est de 1012 MVA¹⁴ alors que la charge prévue est de 1038 MVA dès 2021-2022 et croît par la suite¹⁵. La FCEI n'a pu trouver d'indication qu'une augmentation de capacité de transformation était prévue au poste Saraguay. Toutefois, un projet d'augmentation de la capacité de ce poste a été soumis par le Transporteur en 2016, mais il a été abandonné en 2017. Dans la lettre informant la Régie de l'abandon du projet, le Transporteur y mentionnait différents moyens pour faire face à une croissance potentielle de la demande. Notamment, il indique que les transformateurs disposent d'une surcharge admissible de 40% et qu'ils peuvent être opérés dans ces conditions temporairement. Il mentionnait également le transfert de charge du poste Reed au poste Fleury.

« Mesures de mitigation au poste à 315-120 kV de Saraguay »

Compte tenu de l'abandon du Projet, le Transporteur déploiera les mesures de mitigation suivantes pour l'alimentation de la charge, en cas d'indisponibilité d'un ou des transformateurs ainsi que des disjoncteurs et ce, jusqu'à la conversion complète à 315 kV des postes satellites alimentés par le poste à 315-120 kV de Saraguay, à savoir:

- La capacité ferme des huit transformateurs de puissance à 315-120 kV du poste de Saraguay étant de 1 012 MVA, l'indisponibilité d'un transformateur peut être compensée temporairement par la surcharge² admissible intrinsèque des transformateurs ;

¹² C-AHQ-ARQ-0012, pp. 9 et 10.

¹³ 1080 MVA/4091 MVA.

¹⁴ R-4167-2021, B-0069, p. 11.

¹⁵ B-0028, p. 7, réponse 1.7.

- Près de 200 MVA de la charge du poste Reed peut être transférée vers le poste Fleury;
- Un transformateur de remplacement peut être installé de façon temporaire;
- Des disjoncteurs de remplacement sont disponibles.

Le Transporteur est disponible pour fournir toute information supplémentaire que la Régie jugerait utile, notamment pour présenter la récente mise à jour du *Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal 2009-2024*, dans le cadre d'une rencontre administrative au moment qu'il conviendra à la Régie de fixer.

[...]

²La surcharge est de 40 %. »¹⁶ (Nous soulignons)

La FCEI note qu'une capacité excédentaire significative semble toujours disponible au poste Fleury à l'hiver 2021, à savoir 74 MVA sur la section 120-12 et 159 MVA sur la nouvelle section 315-25¹⁷. Elle soumet que des explications devraient être demandées au Transporteur eu égard à la possibilité de mettre en place cette mesure de manière à réduire la demande du poste Duvernay.

La FCEI estime que le Transporteur devrait expliquer que la charge prévue au poste Saraguay excède sa capacité ferme en hiver. Elle se questionne à savoir s'il est réaliste, dans ces circonstances, d'attendre la demande prévue à partir de ce poste ou si cette situation ne sera pas plutôt gérée par des transferts vers le poste Fleury. De plus, si cette dernière solution n'est pas retenue, le Transporteur devrait expliquer pourquoi. Il est à noter que la capacité disponible en 2021 sur les différentes sections du poste Fleury est sensiblement similaire à ce qu'elle était en 2017.¹⁸

Finalement, eu égard à la possibilité d'opérer les transformateurs en surcharge, la FCEI se questionne quant à la possibilité d'appliquer une mesure similaire au poste Duvernay, considérant notamment que la preuve disponible suggère que le Transporteur applique actuellement cette mesure au poste Saraguay.

4. Recommandation de la FCEI

La FCEI recommande à la Régie d'exiger du Transporteur qu'il justifie davantage le choix méthodologique retenu pour établir la capacité de transformation à la pointe d'hiver du poste Duvernay dans le présent dossier, incluant notamment une démonstration du bien-fondé d'établir cette capacité sur la base d'une température de 0 °C.

¹⁶ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2016-172/HQT_LtrAnnulation_30mai2017.pdf.

¹⁷ R-4167-2021, B-0069, p. 18.

¹⁸ Voir R-4012-2017-B-0083, p. 18 et R-4167-2021-B-0069, p. 18.

La FCEI recommande à la Régie d'exiger du Transporteur qu'il produise les informations nécessaires pour qu'elle puisse porter un jugement sur le réalisme des prévisions de demande du Distributeur plutôt que de simplement la constater à un niveau plus désagrégé, dont notamment une analyse historique de la probabilité de réalisation des charges ponctuelles prévues.

La FCEI recommande à la Régie d'exiger du Transporteur qu'il clarifie si la prévision de demande du poste Duvernay représente l'addition simple des pointes non coïncidentes des postes qu'il alimente et, si oui, de présenter la prévision à la pointe coïncidente et d'en expliquer la méthodologie.

La FCEI recommande à la Régie d'exiger du Transporteur qu'il explique comment il compte gérer le dépassement de capacité des postes alimentés par le poste Duvernay, dont notamment le poste Saraguay et, le cas échéant, d'expliquer pourquoi un transfert de charge au poste Fleury ne permettrait pas de pallier le dépassement de capacité du poste Duvernay à court terme.