C A N A D A

R É G I E D E L' É N E R G I E

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-4052-2018

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q., c. H-5), ayant son siège social au 75, boul. René-Lévesque Ouest, dans les cité et district de Montréal, province de Québec, H2Z 1A4,

Demanderesse

DEMANDE DU TRANSPORTEUR RELATIVE À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 735 KV ENTRE LES POSTES MICOUA ET DU SAGUENAY

PLAIDOIRIE DU TRANSPORTEUR

Table des matières

1 Introduction 3

2 Cadre réglementaire 4

3 Planification du réseau de transport 6

4 Objectifs 9

5 Justification 13

6 Solutions envisagées 15

7 Coûts du Projet 21

8 Impact tarifaire 22

9 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité 24

10 Réponses aux intervenants 25

10.1 AHQ-ARQ 25

10.2 AQCIE-CIFQ 28

10.3 FCEI 32

10.4 NEMC 34

10.5 SÉ-AQLPA 36

11 Conclusion 38

1 Introduction

Le 4 juillet 2018, le Transporteur a déposé auprès de la Régie de l'énergie (la « Régie ») la Demande du Transporteur relative à la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay (la « Demande » ou le « Projet »), laquelle est introduite en conformité avec l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») et le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*.

Le 18 juillet 2018, la Régie a publié sur son site Internet un Avis aux personnes intéressées (« Avis ») afin de solliciter la participation éventuelle d'intervenants au présent dossier[1].

Le Projet, d'un coût total de 792,7 M$, s'inscrit dans la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité du service » et est rendu nécessaire afin de maintenir la fiabilité du réseau de transport. Les mises en service du Projet sont prévues entre les mois de juin 2021 et juillet 2022.

Comme la preuve documentaire produite dans ce dossier ainsi que les témoignages des représentants du Transporteur l'ont démontré lors de l'audience, le Transporteur soumet à l'autorisation de la Régie un projet nécessaire à l'accomplissement de sa mission et de son mandat, soit le maintien d'un service de transport fiable au bénéfice de sa clientèle desservie par le réseau de transport.

Les sections qui suivent reprennent les principaux éléments du Projet qui sont arrimés au cadre réglementaire ainsi que certains aspects d'intérêt plus particulier pour la Régie.

---

[1] Le 25 juillet 2018, le Transporteur a transmis copie de cet avis par courriel et par la poste aux municipalités concernées, ainsi qu'aux communautés autochtones.

2 Cadre réglementaire

Le Transporteur a déposé auprès de la Régie la Demande, laquelle est introduite en conformité avec l'article 73 de la Loi et le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*. Selon les articles 2 et 3 du règlement précité et tel qu'il appert de la preuve documentaire, la Demande du Transporteur est accompagnée des renseignements suivants :

1° les objectifs visés par le projet ;

2° la description du projet ;

3° la justification du projet en relation avec les objectifs visés ;

4° les coûts associés au projet ;

5° l'étude de faisabilité économique du projet ;

6° la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois ;

7° l'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité ;

8° l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel ;

9° le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents ;

10° selon la nature du projet, la liste des principales normes techniques qui y seront appliquées.

La Demande est complète et en adéquation avec le règlement précité, le tout tel qu'il appert notamment du Tableau 1 de la pièce HQT-1, Document 1[2].

Comme mentionné à sa lettre du 7 août 2018 dans le présent dossier (sous la rubrique 2 intitulée Cadre réglementaire), de très nombreuses décisions de la Régie ont précisé qu'une demande d'autorisation introduite en vertu de l'article 73 de la Loi et du règlement précité constitue un exercice d'analyse technico-économique qui

[2] Par ailleurs, en février 2007, à la suite d'une période de consultation auprès des personnes intéressées, la Régie a mis en place le *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité* (le « Guide »). Ce Guide s'applique notamment aux demandes d'autorisation de projets d'investissements (Chapitre 2) et a pour objet de standardiser l'information documentaire requise afin, entre autres, d'améliorer l'efficacité de traitement des demandes du Transporteur. Le Transporteur a produit dans ce dossier toute l'information disponible identifiée au Guide.

doit porter sur la justification du projet en regard de ses objectifs et de l'impact du projet sur les tarifs et la fiabilité du réseau de transport d'électricité.

La Régie s'est exprimée dans plusieurs décisions relatives à des demandes d'autorisation de projets d'investissement concernant le cadre réglementaire applicable à l'autorisation d'un projet d'investissement[3]. À ce sujet, la Régie s'est exprimée notamment comme suit :

> *« La Régie est d'avis qu'il incombe au Transporteur de faire ses choix technologiques lorsqu'il élabore un projet et de justifier devant la Régie que son projet va lui permettre de rencontrer ses objectifs. »* (Décision D-2004-175, page 14) ;
>
> *« Sous l'article 73 de la Loi, l'examen de la Régie porte sur la question de savoir si le Projet du Distributeur satisfait aux exigences citées plus haut du Règlement. Ces exigences sont essentiellement de nature technico-économique et portent sur la justification du Projet en regard de ses objectifs, de l'impact des coûts sur les tarifs et de l'impact du Projet sur la fiabilité du réseau de distribution. […] »* (Décision D-2007-20, page 4) ;
>
> *« [...] c'est le Projet du Transporteur qu'elle examine, et non un projet alternatif que l'intéressée pourrait vouloir lui soumettre »* (Décision D-2009-068, page 7) *;*
>
> *« [26] La Régie précise que dans le cadre de l'examen d'une demande d'investissement, c'est l'aspect technico-économique du projet du Transporteur qu'elle examine, et non celui d'un projet alternatif ou hypothétique. »* (Décision D-2010-036, page 8).

L'analyse de la Demande du Transporteur doit se faire en respectant le cadre réglementaire et les décisions antérieures de la Régie qui délimitent le cadre de l'étude de la Demande présentée pour autorisation par le Transporteur.

Dans ce dossier, le Transporteur a couvert tous les aspects requis par le cadre réglementaire et les décisions précitées de la Régie, notamment quant aux objectifs du Projet, sa justification, sa faisabilité économique, l'impact sur la fiabilité du réseau et la qualité du service ainsi que l'impact tarifaire à la marge du Projet. La preuve du Transporteur à cet égard est complète et probante.

---

[3] Voir aussi Décision D-2014-118, page 8, par. 30 et D-2016-043, page 13, par 52 à 55.

3 Planification du réseau de transport[4]

Le Projet est issu d'un exercice de planification rigoureux qui prend en considération la fiabilité et l'évolution optimale du réseau, comme démontré par le Transporteur notamment en audience[5].

La planification du réseau de transport principal tient compte de l'ensemble des besoins des clients, notamment en ce qui concerne les ressources de production disponibles ainsi que la prévision de la demande du Distributeur. Pour assurer un niveau de fiabilité adéquat du réseau de transport, le Transporteur utilise des critères de conception qui encadrent la réalisation des études de planification pour le choix d'une solution optimale sur les plans technique, économique et environnemental. Ces critères de conception permettent d'assurer que le réseau de transport dispose de la robustesse nécessaire afin d'être en mesure de satisfaire les besoins de transport des clients en toute sécurité et ce malgré la variabilité des conditions d'exploitation, la survenance de défaut ou d'indisponibilité d'équipements.

Au Québec, puisque la demande d'électricité est élevée durant les périodes de pointe en hiver, le réseau doit disposer d'équipements de transport suffisants pour répondre à cet appel maximal de puissance. C'est donc dans un contexte de pointe hivernale que le Transporteur réalise ses études de planification. Pour les fins de l'étude, il considère donc un appel de puissance maximal pour faire face à la demande de ses clients considérant que l'ensemble des ressources énergétiques sont en pleine production[6].

Lors de l'audience, MM. Delourme et Matteau s'expriment comme suit à cet égard :

> *« Donc, notre objectif, nous, planification, je le répète, c'est de livrer un réseau qui va être fiable et exploitable en tout temps et on procède à un exercice de dimensionnement du réseau. »* [7] ;

> *« Mais d'un point de vue du Transporteur, cet éolien, ce même parc éolien, bien nous, on va l'intégrer à cent pour cent (100 %) de sa capacité. Pourquoi cent pour cent (100 %)? Bien, pour que justement on puisse le sortir en tout temps et que le jour où il va venter, on va être capable de l'emmener jusqu'à la charge locale. Et si on n'avait pas fait cet exercice-là, bien on aurait limité l'accès à cette ressource, et en limitant cet accès à cette ressource, le quarante pour cent (40 %) que le Distributeur aurait mis dans son bilan serait erroné, il serait plus petit. »* [8] ;

---

4 Voir notamment HQT-1, Document 1, page 6 et suivantes.
5 HQT-5, Document 1, pages 4 à 8.
6 HQT-2, Document 1.1 révisé, pages 5 et 6.
7 NS du 26 février 2019, page 13.
8 NS du 26 février 2019, pages 16 et 17.

> *« Donc, on cherche à concevoir un réseau qui dispose de suffisamment d'équipements pour répondre aux besoins des clients du Transporteur. Pour pouvoir faire ça, il faut faire une planification du réseau qui est sans congestion. »* [9].

En sus des critères de conception, les exigences de fiabilité sont également considérées par le Transporteur dans le cadre de la réalisation de son étude de planification, comme ce fut le cas à l'égard du présent Projet[10].

Lors de l'audience, MM. Delourme et Matteau s'expriment comme suit à l'égard de l'importance des critères de conception :

> *« En planification, on utilise les critères de conception qui nous permettent de nous assurer que le réseau répond correctement en termes de performance. »* [11] ;

> *« Donc, je vais revenir sur comment on fait notre planification de réseaux. Donc, la planification de réseaux, c'est basé d'abord et avant tout sur nos critères de conception de réseaux. Donc, nos critères de conception, c'est ce qui définit le niveau de fiabilité adéquat du réseau. Donc, dans un contexte de planification, un niveau adéquat c'est aussi le niveau minimal de fiabilité qu'on doit respecter. […] Nos critères de conception sont arrimés avec les critères de la NERC et du NPCC et ils sont adaptés aux besoins du Québec. »* [12] ;

> *« On a des critères qui sont spécifiques au Transporteur. Ceci est nécessaire dû particularités de notre réseau. Donc, on a un réseau qui est très étendu, qui est peu maillé et dont la production est très éloignée de la demande. On a peu de lignes, il y a uniquement onze (11) lignes à sept cent trente-cinq (735 kV), qui raccordent cette production-là éloignée vers les centres de consommation. Il y a une forte dépendance de notre clientèle à l'alimentation électrique, notamment dû au chauffage en hiver. Et donc, la fiabilité du réseau, de ce fait, devient un enjeu de sécurité publique. Donc, nos critères particuliers nous permettent d'obtenir un niveau de fiabilité qui est équivalent à celui de nos voisins et à l'ensemble de l'industrie. »* [13].

Les critères de conception sont vitaux et incontournables pour le Transporteur et sa clientèle notamment en ce qu'ils définissent le niveau de fiabilité <u>minimal</u> du réseau de transport.

La planification du Projet est conforme à ce qui est appliqué aux projets de l'ensemble du réseau. À cet égard, la solution retenue par le Transporteur au présent dossier a été étudiée selon les règles de l'art et elle a franchi les étapes de planification et d'avant-projet.

---

9 NS du 26 février 2019, pages 21 et 22.
10 HQT-2, Document 1.1 révisé, pages 6 à 13.
11 NS du 26 février 2019, page 18.
12 NS du 26 février 2019, page 19.
13 NS du 26 février 2019, pages 20 et 21.

Le Projet du Transporteur est conçu et sera réalisé selon les pratiques usuelles qu'il a adoptées et qui ont été présentées à de multiples reprises à la Régie au fil des ans et des projets autorisés par cette dernière.

Dans ce contexte, la preuve probante démontre que le Transporteur doit procéder à la réalisation du Projet et ainsi à l'ajout d'équipements sur le réseau de transport principal afin de maintenir sa fiabilité, et ce au bénéfice de sa clientèle.

4 Objectifs[14]

Le corridor Manic-Québec, qui relie la Côte-Nord à la région de Québec, est constitué de 6 lignes à 735 kV qui ont été mises en services entre les années 1965 et 1973.

Les clients de la Côte-Nord étant alimentés par les postes à 735 kV situés au nord-est du corridor Manic-Québec, une variation à la baisse de la prévision de la demande d'électricité engendre une augmentation de la puissance électrique à transporter vers le sud du réseau de transport par ces mêmes lignes.

En termes d'éléments déclencheurs du Projet, le Transporteur identifie les éléments suivants :

- année 2012 : fermeture des centrales thermiques de Tracy et de La Citière, ainsi que de la centrale nucléaire de Gentilly-2 ; ces centrales avaient comme particularité d'être situées dans le sud du réseau et contribuaient au soutien de la tension et à la stabilité du réseau de transport ;
- année 2013 : la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord a subi une diminution importante causée principalement par une réduction de la prévision de la demande des clients industriels (HQT-1, Document 1, page 7, tableau 2)[15].

Malgré les différents projets d'ajout d'équipements présentés à la Régie au fil des ans, la diminution importante de la demande d'électricité depuis 2013 sur la Côte-Nord, combinée à la fermeture de centrales dans le sud de la province, accentue la sévérité de certains événements sur les lignes du corridor Manic-Québec, entraînant une dégradation de la fiabilité du réseau de transport principal. Ainsi, les analyses du Transporteur ont révélé que, pour les niveaux de transit prévus tant à l'horizon 2020-2021 qu'à l'horizon 2030-2031, les critères de conception de réseau de transport ne sont plus respectés.

De ses analyses, 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 pouvant aller jusqu'à l'instabilité du réseau, et ce à la suite d'événements impliquant la perte temporaire (déclenchement) d'une ou de plusieurs lignes du corridor Manic-Québec.

---

[14] Voir notamment HQT-1, Document 1, page 10 et suivantes.

[15] Voir également HQT-2, Document 1.1 révisé, page 15 et HQT-5, Document 1, pages 9 à 13.

L'événement dimensionnant est la perte d'une ligne en condition de réseau dégradé N-1-1500. Il s'agit d'un événement dit « de base » commun aux critères du Transporteur, du NPCC et de la NERC[16]. Les études du Transporteur montrent que cet événement cause la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord ce qui entraîne la perte complète du réseau de transport et donc une panne générale[17].

Ce type de conséquences, dans le cadre d'études de planification, est un signal fort que des renforcements majeurs seront requis pour atteindre le respect des critères de conception et que le service de transport attendu des clients du Transporteur ne pourra pas être fourni en exploitation[18].

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

Le Projet vise à assurer la stabilité du réseau de transport dans le respect des critères de conception afin de maintenir la qualité et la fiabilité d'alimentation de l'ensemble de la clientèle.

Dans le cadre de ses études pour les fins du Projet, le Transporteur a également considéré l'impact de celui-ci sur la flexibilité d'exploitation pour maintenir la fiabilité du réseau.

Le Projet permettra le déploiement d'une architecture de réseau optimale pour maintenir la fiabilité du réseau de transport tout en résultant en une économie de pertes électriques au bénéfice de tous les clients des services de transport.

Dans sa preuve, le Transporteur fait état que la mise en service du Projet aurait été requise pour 2018. Les délais de réalisation pour une nouvelle ligne ne permettant pas cette mise en service avant 2022, le Transporteur autorise l'utilisation temporaire d'un automatisme (RPTC) entre 2018 et la mise en service[19].

D'ailleurs, l'utilisation de l'automatisme RPTC a été implantée pour les besoins de l'exploitation du réseau depuis l'hiver 2018 et a été utilisée à différents moments pour les périodes de pointe de charge hivernale. L'utilisation à titre permanent de cet automatisme, dans les présentes circonstances exprimées au dossier, ne constitue pas une alternative au présent Projet puisque cela ne respecte pas les critères de conception du réseau. L'utilisation de cet automatisme représente donc une

---

16 NS du 26 février 2019, page 44, lignes 23 à 25.
17 NS du 26 février 2019, page 45, lignes 1 à 6.
18 NS du 26 février 2019, page 45-46, lignes 20 à 6.
19 NS du 26 février 2019, page 43, lignes 7 à 19.

dégradation temporaire du niveau de fiabilité du réseau de transport et il est ainsi important d'en limiter au maximum la durée d'utilisation[20]. Dans tous les cas, le Transporteur souligne que l'usage temporaire de cet automatisme ne représente aucunement une alternative viable au présent Projet soumis pour autorisation.

Le Transporteur a élaboré son Projet selon les meilleures pratiques et a ainsi déterminé un tracé de moindre impact. Ce tracé bénéficie d'ailleurs d'une large consultation auprès de la population. Le tracé retenu est accueilli favorablement par la majorité des publics consultés, lesquels se sont montrés satisfaits de l'avancement du Projet et des diverses modifications apportées au cours des diverses consultations liées au tracé[21].

Lors de l'audience, M. Dagenais s'exprime comme suit à cet égard :

> *« En résumé, le tracé retenu par Hydro-Québec est accueilli favorablement, là, par la majorité des publics, qui s'est montré satisfaite de l'avancement du projet et des modifications apportées au tracé. Donc, le travail qu'on a fait en collaboration avec le milieu, l'écoute, ainsi que la rapidité des communications et des consultations ont été soulignées par les publics rencontrés. Donc, tout comme aussi la valeur des consultations qui ont été réalisées. Ça, ce que je viens de dire, c'est la conclusion donc de l'annexe 4, HQT-1, Document 1, qui vient faire la liste de toutes ces consultations-là. »* [22]

En bref, le tracé du Projet de ligne, d'une longueur totale de 262 km, est divisé en trois (3) tronçons :

- le premier tronçon d'une longueur de 100 km traverse la région de la Côte-Nord[23] ;
- le second tronçon d'une longueur de 126 km traverse la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean[24] ;
- le troisième tronçon d'une longueur de 36 km traverse la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean en territoire municipalisé[25].

Le Projet comporte également des travaux au poste Micoua qui consistent notamment à ajouter un nouveau départ de ligne à 735 kV et à réaménager diverses lignes à l'entrée du poste.

---

[20] HQT-2, Document 1.1 révisé, pages 16 et 17.
[21] HQT-1, Document 1, Annexe 4, page 4.
[22] NS du 26 février 2019, pages 66 et 67.
[23] HQT-1, Document 1, page 13.
[24] HQT-1, Document 1, page 14.
[25] HQT-1, Document 1, page 15, figure 5.

Le Projet comprend aussi des travaux au poste du Saguenay qui consistent à ajouter un nouveau départ de ligne à 735 kV doté d'une inductance shunt. Ces modifications nécessiteront un agrandissement du poste[26].

Enfin, le Projet comporte la mise en place d'une liaison optique qui se trouvera 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.

Cette nouvelle liaison permettra de répondre au critère de performance applicable aux services de télécommunications requis par les systèmes de protection et les automatismes du réseau de transport.

Le Transporteur a décrit et quantifié de manière probante les objectifs du Projet proposé pour autorisation. Il a valablement démontré la problématique découlant de la situation actuelle ainsi que les modifications et les bénéfices que le Projet apportera.

Le Transporteur a offert une description détaillée du Projet et de chacune de ses composantes. La démarche de mise en œuvre du Projet est claire et l'échéancier réaliste.

Selon les témoignages probants des représentants du Transporteur, le Projet aura un impact positif essentiel sur la qualité du service offert à toute la clientèle.

---

[26] HQT 1, Document 1, page 16, figure 6.

5 Justification

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

Le Projet est requis pour maintenir la stabilité du réseau face à certains événements sur les lignes de ce corridor dont la sévérité des impacts s'est accentuée à la suite de la fermeture des centrales citées précédemment dans le sud, le tout combiné à la baisse importante de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord. Ces événements sont la perte temporaire (déclenchement) simultanée de deux (2) des six (6) lignes à 735 kV du corridor Manic-Québec à la suite d'un défaut ou encore la perte d'une ligne du corridor Manic-Québec lorsqu'une autre ligne est déjà au retrait dans ce même corridor[27].

Soulignons que la fermeture des centrales au sud de la province a aggravé les oscillations de puissance et de tension à la suite d'événements dans ce corridor. Ce constat, associé à une diminution importante de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord depuis 2013, entraîne une augmentation des niveaux de transit prévus dans le corridor Manic-Québec jusqu'à l'horizon 2030-2031 amplifiant ainsi les phénomènes d'oscillations de puissance et de tension.

Le Transporteur rappelle que lorsque ces niveaux de transit prévus dépassent ceux pour lesquels le réseau de transport est conçu, les oscillations causent la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord avec le réseau de transport pouvant entraîner la perte complète du réseau.

Ainsi, ces éléments combinés dégradent le comportement du réseau de transport au point où la perte temporaire d'une ligne à 735 kV à la suite d'un défaut, pour une condition de réseau en pointe avec une autre ligne à 735 kV au retrait, cause la perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord avec le réseau de transport.

Le Projet permet d'éviter la perte complète du réseau de transport et donc de maintenir sa fiabilité au niveau minimal requis. Il constitue la solution optimale retenue par le Transporteur.

Le Projet permet d'assurer une robustesse adéquate du réseau de transport pour résoudre de façon fiable les enjeux identifiés. Il assure une répartition des transits sur le réseau de transport permettant de limiter les oscillations de puissance et de

---

[27] HQT-1, Document 1, page 17 et suivantes et HQT-5, Document 1, pages 11 à 13.

tension des lignes à 735 kV du corridor Manic-Québec, et ce à l'intérieur des limites permises par les critères de conception.

La nouvelle topologie du réseau de transport s'avère optimale, notamment en ce que l'ajout de cette nouvelle ligne permet de réduire les pertes électriques par rapport à une solution qui ne requiert pas un tel ajout.

Enfin, le Projet permet une plus grande disponibilité du réseau de transport en soulageant les contraintes du corridor en matière d'exploitation et d'entretien du réseau de transport principal tout en contribuant à la poursuite de la sécurisation du réseau de transport en réponse à la tempête de verglas de 1998. De fait, la ligne sera construite selon des critères de robustesse plus élevés afin de faire face à de tels événements.

Le Transporteur soutient que le Projet est réalisable tant du point de vue technique que de l'échéancier. L'avant-projet réalisé a permis de confirmer la faisabilité du Projet et d'en préciser les contraintes inhérentes.

Les justifications du Projet offertes par le Transporteur, en relation avec ses objectifs, sont probantes. Les analyses techniques et économiques pertinentes au Projet ont été présentées à la Régie et elles sont claires.

Le Projet est pleinement justifié en termes techniques et économiques selon la preuve prépondérante offerte par le Transporteur.

6 Solutions envisagées[28]

Dans le cadre de son processus de planification, le Transporteur a étudié trois (3) solutions. Ces solutions permettent d'assurer la fiabilité du réseau de transport dans le respect des critères de conception. Afin de retenir le Projet en vue de son autorisation par la Régie, les aspects techniques, économiques, environnementaux et sociaux ont été considérés, comme amplement démontré par le Transporteur et ce, notamment à l'audience[29].

Le Transporteur rappelle que les solutions qu'il a considérées sont minimales en termes d'équipements requis. Des solutions moindres, notamment un scénario de compensation série réduit, seraient insuffisantes pour atteindre le respect des critères de conception du réseau[30].

Le Projet présente les coûts globaux actualisés les plus faibles de toutes les solutions envisagées dans le cadre du présent dossier. Le Transporteur souligne qu'il a comparé les coûts des diverses solutions au moyen d'une analyse économique, robuste et prudente.

Pour le Projet, la première analyse économique a été réalisée en 2014. L'analyse a par la suite été mise à jour en intégrant les paramètres économiques et financiers de 2018 afin de confirmer le choix de la solution retenue en amont de sa présentation pour autorisation à la Régie.

Le Transporteur souligne que dans la réalisation de ses analyses économiques, il compare les diverses 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 en capital. L'analyse économique du Projet a été réalisée sur une période de 45 ans, soit 40 ans après sa mise en service.

En réponse à une demande de la Régie, le Transporteur a réalisé différentes analyses de sensibilité relative aux paramètres pris en considération pour son analyse économique[31]. Il a réalisé une analyse à l'égard de la valeur des coûts évités en puissance et en énergie du Distributeur, une analyse reliée aux pertes en

---

28 HQT-1, Document 1, page 19 et suivantes.

29 HQT-5, Document 1, pages 14 à 23.

30 NS du 26 février 2019, page 22, lignes 12 à 15 et pages 45, ligne 24 à et page 46, lignes 1 et 2.

31 Voir notamment HQT 5, Document 1, page 16 et suivantes.

puissance, une analyse liée au facteur de charge ainsi qu'une analyse relative au coût de sécurisation pour le verglas[32].

De plus, considérant la période de 40 ans utilisée dans l'analyse économique qui a pour effet de tronquer la valeur des pertes électriques au-delà de cette période, le Transporteur a réalisé une analyse de sensibilité avec une durée de 70 ans, se rapprochant davantage de la durée de vie utile de la ligne Micoua-Saguenay. Les résultats démontrent que la solution 1 (le Projet) représente un avantage économique par rapport à la solution de compensation série, ce qui vient confirmer la robustesse du choix de cette solution 1 (le Projet) et constitue une approche très prudente de la valorisation des pertes électriques dans l'analyse économique déposée au dossier[33].

À l'issue de ces analyses de sensibilité, l'examen des coûts globaux actualisés en résultant démontre clairement dans tous les cas que le Projet demeure la solution la plus économique, et ce même dans le cas d'hypothèses pessimistes à l'égard des pertes.

Au surplus, d'autres avantages, tels que la faisabilité et la flexibilité d'exploitation accrue, permettent aux Transporteur de conclure que le Projet demeure la solution technico-économique optimale afin de maintenir la fiabilité et la performance du réseau de transport principal pour l'alimentation de la clientèle.

Le Projet de ligne Micoua-Saguenay est le résultat d'une planification robuste qui vise à minimiser les investissements à long terme. Le Projet bénéficie à tous les clients et est optimal notamment en ce qu'il :

- permet de maintenir le niveau de fiabilité attendu du réseau correspondant au respect des critères de conception du réseau ;
- positionne le réseau de manière optimale pour l'avenir[34];
- diminue les pertes électriques ;
- présente plusieurs avantages sur le plan de la sécurisation, de la flexibilité d'exploitation et de la faisabilité (qu'incidemment le Transporteur n'a pas pris en compte dans l'analyse économique) ;

---

32 HQT-2, Document 1.1 révisé, pages 20 à 27.

33 NS du 26 février 2019, page 57, lignes 3 à 20.

34 NS du 26 février 2019, page 69.

- a vu sa faisabilité confirmée au cours de l'avant-projet (ce qui n'est pas le cas des autres solutions présentées)[35].

Les deux autres solutions présentées par le Transporteur, bien qu'adéquates, ne sont pas optimales. En effet, en comparaison avec le Projet de ligne Micoua-Saguenay, la solution de compensation série :

- augmente le niveau de pertes électriques ;
- présente un grand risque de surinvestissement advenant une augmentation importante du transit dans l'avenir (équipements de compensation série rendus inutiles advenant une nouvelle augmentation de transit qui requerrait l'ajout d'une nouvelle ligne)[36] ;
- détériore la flexibilité d'exploitation du réseau[37].

En comparaison avec le Projet de ligne Micoua-Saguenay, la solution qui consiste à construire une nouvelle ligne Outardes-Laurentides :

- présente un risque au niveau de la faisabilité (tracé plus long dans une région urbaine)[38] ;
- présente un risque de surinvestissement élevé (solution plus coûteuse par rapport à la ligne Micoua-Saguenay qui solutionne la problématique de fiabilité de manière tout aussi efficace et durable)[39].

Trois éléments clés démontrent le caractère robuste et prudent de l'analyse économique qui fondent le choix du Projet de la ligne Micoua-Saguenay, soit :

- l'analyse économique est réalisée sur 40 ans, ce qui induit un biais défavorable à l'égard du Projet vis-à-vis la solution de compensation série[40] ;
- le Projet présente des avantages en matière de sécurisation pour le verglas, de la flexibilité d'exploitation et de la faisabilité qui ne sont pas pris en compte dans l'analyse économique[41] ;

---

35 NS du 26 février 2019, page 66.
36 NS du 26 février 2019, page 70.
37 NS du 26 février 2019, page 65.
38 NS du 26 février 2019, page 67.
39 NS du 26 février 2019, pages 68 à 69.
40 NS du 26 février 2019, pages 57 et 58.
41 NS du 26 février 2019, page 72.

- le Projet présente le risque le plus faible de surinvestissement puisqu'il permet une évolution du réseau optimale, ce qui n'est pas pris en compte dans l'analyse économique.

Malgré ces trois éléments, l'analyse économique réalisée par le Transporteur démontre que le Projet de la ligne Micoua-Saguenay est la solution la plus économique. Il s'agit d'un choix robuste et prudent. La ligne Micoua-Saguenay est la solution technico-économique optimale pour assurer le maintien de la fiabilité du réseau.

Lors de l'audience, MM. Delourme et Dagenais s'expriment comme suit :

> -*« Donc, voici comment on a établi ce minorant sur le volume des pertes électriques. Donc, nous avons combiné le cas de sensibilité qui considère une très faible utilisation du corridor Manic-Québec […]. Donc, un facteur de charge point six (0,6). Donc, avec celui qui prévoit une ligne plus longue que le tracé, donc une autre analyse de sensibilité, une ligne plus longue que ce qui est montré à la pièce HQT-1, Document 1, donc on vient donc majorer les pertes électriques de Micoua-Saguenay »*[42];
>
> *« Donc, une autre sensibilité qu'on a voulu inclure, bien comme j'ai dit plus tôt, la durée d'analyse de quarante (40) ans, ça vient tronquer la valeur des pertes électriques. Donc, la durée de vie prévue de la ligne Micoua-Saguenay, c'est bien plus long que quarante (40) ans. Et on a réalisé, à l'exercice de sensibilité qui consiste à modifier la durée d'analyse de soixante-dix (70) ans, donc ce qui nous apparaît plus cohérent avec la durée de vie d'une ligne. »*[43] ;
>
> *« Donc, bien, le projet Micoua-Saguenay, on a démontré qu'il est le plus économique, la plus économique des solutions qu'on a présentées, on a démontré aussi que l'analyse économique est prudente parce qu'on a considéré une durée d'analyses de quarante (40) ans. On a fait le choix de choisir... de prendre une durée d'analyses de quarante (40) ans, de ne pas... de ne pas considérer la sécurisation dans l'analyse de base et on n'a pas chiffré non plus les autres éléments techniques qui favorisent Micoua-Saguenay, ça aurait été très complexe et un exercice périlleux, mais ça fait en sorte que l'analyse est très prudente.*
>
> *Donc, l'analyse économique donc elle est aussi robuste parce qu'on a fait une analyse de sensibilité et Micoua-Saguenay est la meilleure solution dans tous les cas même en considérant des volumes et des coûts de perte plus faibles.*
>
> *Et aussi, la solution Micoua-Saguenay, bien, c'est la solution technique optimale, donc, elle vient corriger la problématique de fiabilité mais elle positionne aussi le réseau de manière optimale. Donc, c'est une solution qui est structurante sans surinvestir par contre et qui est positive pour l'avenir du réseau. On n'envoie pas un signal comme quoi l'évolution du réseau va se terminer. Ça, ça serait le signal qu'enverrait la compensation série.*

---

[42] NS du 26 février 2019, pages 56 et 57.

[43] NS du 26 février 2019, page 57.

> *Donc, elle est le résultat d'une planification robuste qui va minimiser les investissements à long terme. Et en plus, il ne faut pas oublier que la compensation série, bien, serait rendue inutile si on devait construire une ligne par-dessus si les besoins futurs le demandaient.*
>
> *Donc, Micoua-Saguenay, ça offre une flexibilité d'exploitation aussi que la compensation série ne peut pas offrir. Disons que le projet est techniquement largement supérieur à la compensation série. C'est pour ça qu'on vient dire que le projet est aussi la solution optimale technico-économique pour assurer la fiabilité du réseau. »*[44] ;
>
> *« Donc, les solutions ligne, bien nécessairement permettent de simplifier la gestion du réseau, parce qu'avec une ligne de plus bien le transit par ligne vient diminuer et ça aide l'exploitant à retirer des lignes pour entretenir le réseau. Donc, la solution de compensation série, bien à l'inverse, va détériorer la flexibilité d'exploitation parce qu'elle permet l'augmentation du transit sur les liens existants. »*[45].

Les démonstrations faites et les témoignages rendus à l'audience favorisent clairement le Projet du Transporteur qui est le moins coûteux de tous en plus de procurer des avantages indéniables en termes de fiabilité des services de transport pour la clientèle[46]. Cette démonstration économique favorable au Projet est magnifiée lorsqu'on lui adjoint les avantages techniques qui en découlent tels que la flexibilité d'exploitation, la faisabilité démontrée du Projet et les risques de surinvestissement induits par les autres solutions examinées dans le cadre du présent dossier[47].

En conclusion, Le Transporteur a décrit les autres solutions envisagées pour atteindre les objectifs poursuivis par le Projet ainsi que leurs avantages et inconvénients.

Le Transporteur a déposé les études et analyses techniques et économiques comparatives ayant mené au choix du Projet, y incluant les analyses de sensibilité demandées par la Régie.

De cet exercice de comparaison, il ressort clairement et sans équivoque que le Projet soumis pour autorisation est largement supérieur aux autres solutions envisagées quant aux aspects techniques et économiques ainsi qu'en termes d'impacts sur la qualité du service.

Il a été démontré de façon probante que l'analyse économique qui appuie le Projet est robuste et prudente.

---

[44] NS du 26 février 2019, pages 70, 71 et 72.
[45] NS du 26 février 2019, page 65.
[46] HQT-5, Document 1, pages 21 et 22.
[47] NS du 26 février 2019, pages 68 à 70 et 77 à 78.

Selon la preuve prépondérante du Transporteur, le Projet est la solution la plus économique qui offre une occasion unique de sécuriser cet axe du réseau de transport à moindre coût.

7 Coûts du Projet[48]

Le Transporteur souligne que le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à 792,7 M$; cette somme inclut un montant de 15 M$ pour l'installation d'équipements de télécommunication.

Le tableau 5 (voir la pièce HQT-1, Document 1, page 23) présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et projet.

Le Transporteur souligne que c'est à la division HQIÉSP que revient la responsabilité de mener à bien, sans marge bénéficiaire, la réalisation du Projet.

Le Transporteur a présenté les coûts du Projet par étape, par activité, par nature et par année, en conformité avec le cadre réglementaire.

Le coût total du Projet ne doit pas dépasser son montant autorisé par le Conseil d'administration de plus de 15 %, auquel cas le Transporteur doit obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, il s'engage à en informer la Régie en temps opportun. Le Transporteur souligne qu'il continuera de s'efforcer de contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

Le Transporteur fera le suivi des coûts du Projet lors du dépôt de son rapport annuel selon les indications de la Régie.

---

48 HQT-1, Document 1, page 22 et suivantes.

8 Impact tarifaire[49]

L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis du Transporteur est de 68,2 $M sur une période de vingt (20) ans et de 40,5 $M sur une période de soixante-quinze (75) ans, ce qui représente un impact à la marge de 2 % sur une période de vingt (20) ans et de 1,2 % sur une période de soixante-quinze (75) ans par rapport aux revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2018. Le Transporteur considère que les résultats obtenus sur une période de soixante-quinze (75) ans pour le calcul de l'impact tarifaire sont plus représentatifs puisqu'ils sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations visées par le Projet[50].

L'impact tarifaire ne vise pas à choisir une solution parmi d'autres dans le cadre d'un projet d'investissement, mais plutôt à présenter l'impact de la solution retenue sur les revenus requis du Transporteur sur une durée d'analyse[51].

En audience, M. Delourme s'exprime comme suit concernant l'impact tarifaire de la solution compensation série (solution 3) par rapport à celui du Projet (solution 1) :

> *« On fait un parallèle entre l'analyse économique et l'analyse financière, en fait. Donc, l'analyse financière, l'impact financier. Bien, c'est sûr que la solution un, elle va avoir un impact tarifaire un peu plus important que la solution trois. La solution trois, on ne l'a pas calculée, l'impact tarifaire. Mais, mathématiquement, ça va être clair.*
>
> *En revanche, la solution un, quand on va la déployer, on va aussi avoir un impact tarifaire sur le distributeur, dans la mesure où lui, il va moins approvisionner de pertes. Donc, quelque part, il va y avoir une influence sur son tarif, à lui aussi. Donc, on a peut-être un impact chez nous, mais il y aura un impact positif de son côté. Donc ça, c'est quelque chose qui va venir balancer, puis l'analyse économique traduit ce rééquilibrage-là. Donc, oui, il y a un impact chez nous, transporteur, dans le fait qu'on va avoir un CAPEX plus élevé, mais, à terme, le distributeur, lui, ayant moins besoin d'approvisionner, va forcément avoir un impact de son bord qui va contrebalancer. Et c'est, selon nous, c'est ce que l'analyse économique traduit. »*[52]

---

49 HQT-1, Document 1, page 26 et suivantes et Annexe 6.

50 HQT-1, Document 1, pages 26 et 27.

51 HQT-3, Document 1.7, page 7, lignes 12 à 14.

52 NS du 28 février 2019, page 34.

Le Transporteur souligne que ce témoignage de M. Delourme, illustré par l'effet du Projet sur les approvisionnements du Distributeur, s'applique également à l'égard des clients des services de transport de point à point, qui doivent fournir les pertes associées à leurs transactions[53]. Ainsi, l'effet bénéfique du Projet sur les pertes du réseau de transport s'applique en faveur de tous les clients.

Le Transporteur soutient que l'impact tarifaire du Projet est raisonnable notamment lorsque l'on considère les bénéfices tangibles anticipés de son déploiement sur la fiabilité du réseau de transport et la qualité de service attendue par la clientèle.

---

[53] Article 15.7, *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*.

9 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité[54]

Le Projet présenté pour autorisation à la Régie représente la solution optimale retenue pour répondre aux enjeux de performance qui touchent le comportement du réseau de transport, la continuité du service, la fiabilité des équipements et la qualité du service aux clients.

Il constitue la solution optimale qui permet de maintenir la fiabilité du réseau de transport et d'en améliorer l'exploitabilité au bénéfice de l'ensemble de la clientèle, le tout en respectant les critères de conception et de planification.

Le Projet permettra de disposer d'une nouvelle ligne dans le corridor Manic-Québec pour assurer la fiabilité, la disponibilité et la robustesse du réseau de transport.

Le Projet résulte en un impact positif sur la fiabilité et la qualité de la prestation du service de transport que le Transporteur est tenu de fournir à sa clientèle.

Le Transporteur a présenté l'analyse de l'impact du Projet sur la fiabilité et la qualité du service pour la zone sous étude et la région visée ainsi que pour le réseau global. Dans tous les cas, le Projet est supérieur aux autres solutions envisagées, en termes d'impact sur la fiabilité et sur la qualité du service.

Les démonstrations et témoignages des représentants du Transporteur sont probants et établissent que le Projet constitue la solution optimale technico-économique pour assurer la fiabilité du réseau de transport[55].

---

54 HQT-1, Document 1, page 27.

55 HQT-5, Document 1, page 23.

10 Réponses aux intervenants

10.1 AHQ-ARQ

L'intervenant au mémoire de son analyste[56] conclut comme suit :

> *L'AHQ-ARQ demande à la Régie de donner effet à l'ensemble des propositions présentées dans le cadre du présent mémoire et notamment de :*
>
> 1. *Constater 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 déclenchant le besoin pour le Projet, une information pourtant incontournable pour justifier le besoin du Projet*
> 2. *Puisque l'AHQ-ARQ considère que la valeur de production retenue par le Transporteur de 43 811 MW est surestimée, elle 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 suivantes :*
> - *Production : 42 567 MW*
> - *Charge locale : 39 263 MW*
> - *Exportations point à point : 3 304 MW.*
> 3. *Puisque l'AHQ-ARQ considère que le réseau planifié pour l'hiver 2020- 2021 ne génère pas de congestion en réseau noble mais plutôt une marge de transit significative; et que le critère du Transporteur en condition de réseau (N-1)-1 500 peut être respecté sans le Projet à la pointe de l'hiver 2020-2021, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas approuver le Projet dans sa version actuelle.*
> 4. *Subsidiairement, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de : Demander au Transporteur 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.*
> 5. *Demander au Transporteur d'utiliser un facteur de pertes (fp) de 0,40 pour transformer les pertes différentielles de la puissance à l'énergie.*
> 6. *Demander au Transporteur de réaliser les analyses de sensibilité du calcul des pertes différentielles à partir des valeurs recommandées ci- haut et en faisant varier celles-ci sinon l'AHQ-ARQ est d'avis que les analyses effectuées par le Transporteur ne seraient pas centrées.*

---

[56] Mémoire amendé de l'AHQ-ARQ, version caviardée, préparé par Marcel Paul Raymond analyste le 12 février 2019.

7. *Étant donné que la surestimation des pertes différentielles en puissance dans le dossier Chamouchouane – Bout-de-l'Île a été de plus de 50 %, l'AHQ-ARQ considère que la réduction de 5 % dans l'analyse de sensibilité correspondante n'est pas suffisante.*

8. *Ne pas retenir les coûts de la solution 3 pour la sécurisation post-verglas mais plutôt de demander au Transporteur de quantifier les gains monétaires pour les solutions 1 et 2 d'avoir ce service de sécurisation post-verglas.* (pages 37 et ss)

En réponse, le Transporteur réitère les témoignages rendus lors de l'audience[57]. Le Transporteur considère s'être largement acquitté de son fardeau de preuve. Il réitère que sa preuve documentaire est complète, que sa planification est robuste et qu'elle s'appuie sur les meilleures hypothèses disponibles.

Le Transporteur rappelle ce qu'il a mentionné en réponse à la demande de renseignements numéro 3 de la Régie[58] :

- qu'il estime qu'un ajout de l'ordre de 1 000 MW, soit une augmentation de la demande d'électricité de la Côte-Nord jusqu'à 3 450 MW, permettrait au réseau de transport de respecter les critères de conception sans le Projet.

En bref, le Transporteur mentionne en audience :

- que la prévision de la demande, sur laquelle les hypothèses du Transporteur sont basées pour identifier le besoin, provient du Distributeur. Cette prévision est réalisée par des experts prévisionnistes et elle est adoptée par la Régie[59] ;
- qu'il a effectué une analyse de robustesse à la demande de la Régie dans la cadre du dossier R-4045-2018 du Distributeur[60] et a montré que le Projet était toujours requis ;
- qu'il faudrait que le Distributeur se soit trompé de cinquante pour cent (50 %) sur sa prévision parce qu'aujourd'hui on a deux mille deux cents mégawatts (2200 MW) sur la Côte-Nord pour qu'on puisse considérer que le Projet n'est plus requis en regard de la prévision[61].

Pour la valeur de production considérée, le Transporteur soutient que celle-ci n'est pas surestimée. Il réitère sa réponse à la demande de renseignements numéro 4 de

---

57 NS du 26 février 2019, pages 84 et suivantes.
58 HQT-3, Document 1.4, réponse à la question 4.1.
59 NS du 26 février 2019, pages 84, ligne 22 à page 85, ligne 5.
60 NS du 26 février 2019, pages 85 et 86.
61 NS du 26 février 2019, page 85, lignes 14 à 20.

la Régie[62] et rappelle 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. 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.

Pour sa recommandation 3, 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 de réseau de transport, comme le Transporteur l'a indiqué en audience[63]. Ces bilans ne permettent pas de caractériser le comportement du réseau et ne peuvent donc pas être utilisés pour évaluer le respect des critères de conception. À cet effet, la réalisation d'écoulements de puissance et d'études de comportement dynamique est nécessaire pour assurer l'évaluation adéquate du respect des critères de conception.

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.

Quant aux recommandations 4 à 7 avancées par l'AHQ-ARQ sur le calcul des pertes différentielles, celui-ci comporte une erreur méthodologique dans l'analyse de l'intervenant comme expliqué par le Transporteur en audience[64]. En effet, l'intervenant ne peut pas calculer à nouveau des pertes en énergie à partir des valeurs de puissance du réseau de 2017 ajusté puisque les pertes en énergie et en puissance de ce réseau 2017 sont déjà calculées sur 8 760 heures et représentent un tout indissociable.

Finalement, pour la recommandation 8 portant sur la sécurisation post-verglas, le Transporteur réitère que les coûts de celle-ci ne sont pas inclus dans l'analyse économique déposée au dossier[65], mais sont offerts en analyse de sensibilité pour

---

62 HQT-3, Document 1.5, page 29.
63 NS du 26 février 2019, page 91, lignes 1 à 17.
64 NS du 26 février 2019, page 96.
65 HQT-1, Document 1, Annexe 5.

que la Régie puisse apprécier la valeur intrinsèque des solutions de lignes par rapport à la solution de compensation série[66]. De plus, la méthodologie proposée par l'intervenant paraît erronée et revient à demander au Transporteur de quantifier la sécurité d'alimentation du public[67].

Avec égards, les recommandations de l'intervenant devraient être écartées par la Régie.

10.2 AQCIE-CIFQ

L'intervenant au mémoire de son analyste[68] conclut comme suit :

> *Selon les intervenants, la justification du Transporteur comporte plusieurs lacunes autant sur le plan technique que sur le plan économique.*
>
> *Sur le plan technique, l'analyse des intervenants montre que plusieurs facteurs additionnels devraient être considérés par la Régie avant de décider de la demande d'investissements de 792 M$ pour une nouvelle ligne entre les postes Micoua et Saguenay :*
>
> - *la validation du maintien de la valeur de la réduction de 1500 MW dans le cas du critère en réseau dégradé;*
> - *la prise en compte des besoins du Distributeur qui doivent réellement transiter sur le réseau du Transporteur eu égard aux moyens de gestion de la puissance;*
> - *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;*
> - *l'obligation pour le Transporteur de rechercher une entente avec 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, mesures qui pourraient être de courte durée puisqu'en considérant la mise en service de la*

---

66 NS du 26 février 2019, page 101.

67 NS du 26 février 2019, page 102.

68 Mémoire de l'AQCIE et du CIFQ, version caviardée, le 9 janvier 2019.

> *demande 215R (accroissement de puissance de la centrale SM-3 de 440 MW) en 2025 tel que demandé par le Producteur, la mise en service de la ligne serait ainsi différée de seulement 3 ans.*
>
> *De plus, sur le plan économique, l'analyse des intervenants montre qu'il reste une grande incertitude quant à la valeur économique des pertes électriques, autant en quantité qu'en coût unitaire de long terme. Or la valeur économique des pertes est un facteur déterminant quant au choix de la solution retenue par le Transporteur.*
>
> *Considérant ces éléments, les intervenants recommandent à la Régie de ne pas autoriser le Projet.* (pages 33 et ss)

En réponse, le Transporteur réitère les témoignages rendus lors de l'audience[69].

Pour la réduction de 1 500 MW du critère en réseau dégradé, le Transporteur mentionne :

- que les pratiques usuelles de la planification et les critères de conception du réseau de transport permettent de dimensionner adéquatement pour obtenir un réseau exploitable en tout temps[70] ;
- que le critère de réseau dégradé avec une réduction de 1 500 MW demeure valide et doit être maintenu pour un dimensionnement adéquat du réseau de transport qui bénéficie à l'ensemble de la clientèle québécoise. Contrairement à ce que présume l'intervenant, ces critères sont actualisés en continu comme c'est usuel dans l'industrie. Le Transporteur rappelle que la quantité de 1 500 MW n'est pas associée aux besoins, mais est plutôt une valeur équivalente à la somme des réserves disponibles en dix minutes et trente minutes. Le Transporteur 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 minutes ou en trente minutes pour l'ajustement des liens à courant continu[71] ;
- qu'il va déjà au-delà de ce qui est généralement fait par l'industrie en ce qui concerne le maximum d'ajustements permis par rapport au critère en condition dégradé.

---

69 NS du 26 février, pages 103-105.

70 NS du 26 février, pages 22-23, lignes 23 à 7.

71 NS du 26 février, page 104, lignes 2 à 25.

Pour la prise en compte des moyens de gestion de la puissance, ceux-ci sont utilisés par le Distributeur lorsque les températures sont très froides. En audience[72], le Transporteur indiquait 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. Le Transporteur rappelle qu'une pointe exceptionnelle, donc une pointe se retrouvant dans la portion où il y a cinquante pour cent (50 %) de probabilité que la pointe soit plus haute que ce que prévoit le Distributeur, force l'exploitant à faire usage des moyens de gestion de la pointe. Si le Transporteur devait dimensionner son réseau avec ces moyens de gestion de la pointe, le réseau ne sera plus exploitable.

Concernant la centrale de Bécancour, le Transporteur considère déjà cette centrale dans ses études de planification en condition réseau dégradé N-1-1500 comme il l'a précisé dans la demande de renseignements numéro 4 de la Régie[73]. La centrale de Bécancour fait partie des moyens de gestion de la pointe et il ne serait pas adéquat de la considérer pour la planification en réseau noble.

Quant à la prise en compte des réservations de long terme qui viennent à échéance sur la période 2019-2024, cette recommandation de l'intervenant doit être écartée[74], car contraire aux dispositions de l'article 2.2 des *Tarifs et conditions*, comme le Transporteur l'explique en audience[75] :

- Il convient de rappeler certains principes concernant le droit de renouvellement du client du service de transport en vertu de cet article 2.2. Ces principes ont été énoncés par la Régie dans sa décision D-2010-160 à la suite de deux plaintes d'un client des services de transport à l'encontre d'une décision du Transporteur de ne pas renouveler deux conventions de service de transport ferme en raison d'une capacité ferme de transport à long terme devenue insuffisante.

- Ces principes peuvent se résumer ainsi[76] :

  - l'article 2.2 des *Tarifs et conditions* accorde à un client existant du service de transport ferme d'une durée de contrat de cinq ans ou

---

72 NS du 26 février 2019, page 109, lignes 11 à 25.
73 HQT-3, Document 1.5, réponse à la question 2.1, page 7.
74 NS du 28 février 2019, pages 59 et 60.
75 NS du 26 février 2019, pages 112 et 113.
76 D-2010-160, paragraphe 100.

plus[77], 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 donc présumer de l'exercice de ce droit ;

- ce droit de renouvellement existe qu'il y ait ou non des demandes concurrentes ;
- le Transporteur a la responsabilité de s'assurer que la capacité sur son réseau de transport est suffisante pour répondre aux demandes des clients qui détiennent des droits de renouvellement ;
- une demande de renouvellement conforme ne peut être traitée comme une nouvelle demande de service, cette dernière étant régie par l'article 15.4 des *Tarifs et conditions* ;
- le Transporteur peut apporter des limitations ou restrictions au droit de renouvellement, mais celles-ci doivent être précisées dans la convention de service initiale.

Quant à la conclusion de l'intervenant eu égard 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 que cette conclusion 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 dans lequel le Transporteur doit fournir les services de transport qui y sont prévus[78] pour répondre aux besoins des clients[79].

Quant aux propos de l'intervenant alléguant une incertitude quant à la valeur économique des pertes électriques, le Transporteur répond ce qui suit.

- L'intervenant suggère d'utiliser un facteur de charge de 0,6 extrait du dossier tarifaire du Transporteur (R-4058-2018). Cette valeur ne peut pas être utilisée pour calculer des pertes en énergie[80] puisqu'il s'agit d'un facteur d'utilisation

---

77 La durée a été portée d'un à cinq ans aux termes des décisions D-2012-010 et D-2012 069.
78 HQT-3, Document 1.1, réponse à la question 7.1.
79 NS du 26 février 2019, pages 115 et 116.
80 NS du 26 février 2019, page 120.

qui diffère du facteur de charge employé dans la formule polynomiale pour évaluer les pertes différentielles[81];

- L'intervenant propose d'utiliser des coûts évités reliés aux pertes électriques différents de ceux utilisés dans l'analyse économique du Transporteur et propose des valeurs plus faibles. Les valeurs proposées par l'AQCIE-CIFQ ne sont pas acceptables et les coûts évités utilisés par le Transporteur correspondent aux coûts approuvés par la Régie dans sa décision D-2017-022[82].
- L'analyse du Transporteur a été faite avec des niveaux de sensibilité raisonnables, de manière prudente, à l'aide de données référencées[83];
- Pour la sécurisation, l'intervenant cite le dossier R-3522-2003 pour tenter de démontrer que l'axe Micoua-Saguenay n'est pas visé pour un renforcement contre le verglas. Le Transporteur soutient que l'axe Micoua-Saguenay est ciblé pour un renforcement comme montré à la pièce HQT-1, Document 2, Annexe G du dossier R-3522-2033[84].

Avec égards, les recommandations de l'intervenant devraient être écartées par la Régie.

10.3 FCEI

L'intervenant au mémoire de son analyste[85] conclut comme suit :

> *La FCEI constate que l'enjeu de fiabilité identifié par le Transporteur repose uniquement sur les critères de conception ou l'appréciation du Transporteur de ce qui constitue un évènement extrême.* ***Selon la FCEI, l'ampleur du projet à l'étude milite en faveur d'un examen plus approfondi du bien-fondé de ces critères vieux de 30 ans dans le contexte actuel****.*
>
> *L'étude de planification est basée sur un scénario hautement improbable globalement, mais aussi au niveau de certains paramètres pris individuellement.* ***La FCEI recommande d'exiger une étude qui reflète davantage des conditions crédibles d'opération du réseau****.*
>
> *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 de service. La FCEI considère que*

---

81 NS du 27 février 2019, pages 53 et 54.
82 NS du 26 février 2019, page 122.
83 NS du 26 février 2019, page 123.
84 NS du 26 février 2019, page 124.
85 Observations de la FCEI, par Antoine Gosselin analyste, le 9 janvier 2018 (sic).

> *cela n'est pas adéquat et risque de faire indûment supporter des coûts à la charge locale si l'un ou l'autre de ces projets ou les deux conjointement devaient être déterminants dans la décision d'investissement.* ***La FCEI recommande d'exclure ces deux projets de l'étude de planification****.*

> *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 point à point pour qu'ils renoncent à certaines exportations. La FCEI recommande à la Régie d'exiger du Transporteur qu'il élargisse l'éventail des solutions potentielles pour inclure des ententes de coopérations mutuellement bénéfiques avec ses clients ou d'autres acteurs de marchés susceptibles de contribuer à répondre aux besoins du réseau à moindre coût.* ***Elle recommande qu'une telle analyse soit effectuée dans le présent dossier****.* (page 11)

En réponse, le Transporteur réitère les témoignages rendus lors de l'audience[86]. En bref, le Transporteur mentionne :

- que les critères de conception du Transporteur sont adaptés au contexte actuel puisqu'ils sont, comme ceux de la NERC et du NPCC, actualisés en continu. Ces critères sont également adaptés aux réalités du Québec pour avoir un niveau de fiabilité équivalent au reste de l'industrie[87] ;
- 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 des clients du Transporteur[88] ;
- qu'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[89] ;
- que l'éventail des solutions analysées par le Transporteur respecte le cadre réglementaire ainsi que les *Tarifs et conditions*. L'établissement d'ententes avec les clients pour résoudre des enjeux de fiabilité, comme proposé par l'intervenant, n'existe pas[90].

---

86 NS du 26 février 2019, pages 150 à 154.
87 NS du 26 février 2019, page 150, lignes 18 à 25 et page 151, lignes 1 à 7.
88 NS du 26 février 2019, page 152, lignes 3 à 9.
89 NS du 26 février 2019, page 152, lignes 23 à 25 et page 153, lignes 1 à 3.
90 NS du 26 février 2019, page 154, lignes 13 à 23.

Avec égards, les recommandations de l'intervenant devraient être écartées par la Régie.

10.4 NEMC

L'intervenant au mémoire de son analyste[91] conclut comme suit :

> *122. NEMC recognizes the need for investment in the Micoua-Saguenay region due to reliability concerns on the system.*
>
> *123. NEMC believes that the lowest-cost solution to solve the reliability issue on the Manic-Québec corridor is the series compensation solution. The series compensation solution is an adequate and more flexible solution, because its economics would be further improved by any load demand growth in the north shore, which would reduce the scale of the series compensation option and the resultant losses. As well, there is potential for future generation integration requests to trigger the Micoua-Saguenay Line, which would replace the series compensation investment and better allocate the costs of investment in the Manic-Québec corridor, while meeting reliability and network integration needs.*
>
> *124. Although NEMC believes that the series compensation solution is the adequate solution, NEMC believes that the principles of cost causation and rate neutrality will have to be carefully considered in the rate hearing to integrate the investment costs into rates. As raised in this report, NEMC is of the view that reliability issues raised by HQT to justify the need for new investments are mostly driven by changes in the production profile of HQP. Whether we refer to the closures of the thermal power plants in the southern portion of HQT's system or the addition of 1,550 MW upstream of the Manic-Québec corridor in both case, they are in fact the result of corporate decisions of an unregulated HQT client that should not impact the rates of the other HQT clients.* (page 35)

En réponse, le Transporteur réitère les témoignages rendus lors de l'audience[92]. En bref, le Transporteur mentionne :

- que l'intégration des centrales du complexe de la Romaine (correspondant à la mention « the addition of 1,550 MW » ci-dessus) n'est pas un déclencheur du présent Projet et que ces deux dossiers ne sont pas corrélés[93] ;
- qu'en ce qui a trait au complexe de la Romaine, la Régie a autorisé, par sa décision D-2011-083, le raccordement au réseau de transport de 1550 MW

---

91 Amended evidence of Nalcor Energy Marketing Corporation of February 15, 2019, version caviardée.

92 NS du 26 février 2019, pages 124 à 149.

93 NS du 26 février 2019, page 129, lignes 12 à 22 et page 130, lignes 8 à 17.

en provenance des quatre centrales du complexe[94]. La Régie a également déterminé, dans sa décision D-2011-083 Motifs, que les engagements contractuels du Producteur déposés dans ce cadre étaient conformes aux dispositions réglementaires en vigueur[95] ;

- que la causalité des coûts, qui tient compte du séquencement des demandes de services de transport dans le temps et de leur empilement, est respectée en suivant les principes du déclencheur-payeur. Le niveau de fiabilité du réseau est dégradé par la fermeture de centrales dans le sud du réseau et la baisse de la prévision de la demande sur la Côte-Nord. Ces éléments n'appartenant ni à la croissance, ni à la pérennité, appartiennent à la catégorie « Maintien et amélioration de la qualité du service »[96] ;
- qu'aucune limite de transit n'est calculée en fonction du déploiement du Projet. En planification, le Transporteur s'assure que ses critères de conception, ainsi que ceux de la NERC et du NPCC, sont respectés[97] ;
- que le Projet est requis et économique sans l'intégration du parc éolien Lévesque et du troisième groupe de la centrale SM-3[98] ;
- que le différentiel de pertes n'a pas été inclus dans le dossier de la Romaine puisque les pertes n'étaient pas discriminantes au moment du choix de la solution[99] ;
- que le Transporteur a informé la Régie concernant l'évolution du projet de la Romaine comme il se devait[100] ;
- que 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[101] ;
- qu'il est justifié d'utiliser les coûts d'approvisionnement du Distributeur pour valoriser les pertes évitées puisque l'utilisation de tels coûts est conforme à la décision de la Régie et puisque c'est ce dernier qui assure

---

94 Voir paragraphe 17.
95 Voir paragraphe 85.
96 NS du 26 février 2019, page 149, lignes 1 à 13.
97 NS du 26 février 2019, page 131, lignes 9 à 23.
98 NS du 26 février 2019, page 133, lignes 3 à 13.
99 NS du 26 février 2019, page 139, lignes 18 à 23 et page 141, lignes 11 à 16.
100 NS du 26 février 2019, page 142, lignes 7 à 19.
101 NS du 26 février 2019, page 144, lignes 7 à 11.

l'approvisionnement pour l'équilibrage des pertes sur le réseau de transport qui ne sont pas calculées selon le taux de pertes[102] .

Avec égards, les recommandations de l'intervenant devraient être écartées par la Régie.

10.5 SÉ-AQLPA

L'intervenant au mémoire de son analyste[103] conclut comme suit :

> *RECOMMANDATION NO. 3-1*
> *NOTION DE BASE : L'AJOUT D'UNE CAPACITÉ DE TRANSIT*
>
> *RECOMMANDATION NO. 4-1*
> *L'ABSENCE DE PREUVE QUE LE RISQUE D'INSTABILITÉ ANGULAIRE QUI FONDE LE PRÉSENT PROJET EXISTE VRAIMENT*
>
> *RECOMMANDATION NO. 4-2*
> *L'ABSENCE DE PREUVE QUE LA CAPACITÉ DE LA LIGNE PROPOSÉE EST CELLE REQUISE POUR LES BESOINS ÉNONCÉS PAR LE TRANSPORTEUR*
>
> *RECOMMANDATION NO. 5-1*
> *POUR UNE APPLICATION COHÉRENTE DES RÈGLES EXISTANTES INSCRITES AUX CONDITIONS DE SERVICE QUANT À LA CATÉGORISATION DES INVESTISSEMENTS*
>
> *RECOMMANDATION NO. 6-1*
> *POUR L'ÉVALUATION D'UNE SOLUTION ALTERNATIVE NO. 3 (COMPENSATION SÉRIE) QUI SOIT RÉALISTE ET ADAPTÉE AUX BESOINS RÉELS*
>
> (pages iii à vi)

En réponse, le Transporteur réitère les témoignages rendus lors de l'audience du 26 février 2019[104]. En bref, le Transporteur mentionne :

- que la capacité de transit créée par le Projet, si elle existe, n'est qu'une conséquence collatérale 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[105] ;
- que le risque d'instabilité a été analysé par des ingénieurs spécialisés en planification[106] ;

---

102 NS du 26 février 2019, page 144, lignes 7 à 25 et page 145, lignes 1 et 2.

103 La ligne Micoua-Saguenay d'Hydro-Québec Transport, un projet excessif, rapport de Jean-Claude Deslauriers consultant en énergie avec la collaboration de Jacques Fontaine consultant en énergie, le 9 janvier 2019.

104 NS du 26 février 2019, pages 155 à 166.

105 NS du 26 février 2019, page 156, lignes 2 à 11.

106 NS du 26 février 2019, page 157, lignes 1 à 13.

- qu'une analyse de robustesse a démontré la pérennité du besoin[107] ;
- que la catégorisation du Projet est juste, tandis que les moyens proposés par l'intervenant remettent en cause la notion de déclencheur-payeur et de files d'attente ou « queuing »[108] ;
- 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[109] ;
- que le nombre de plateformes prévu dans la solution de compensation série est adapté au besoin[110].

Dans son témoignage, M. Jean-Claude Deslauriers, consultant en énergie pour SÉ-AQLPA, constate qu'il y a un problème de stabilité et que le réseau est à risque sans projet[111]. Ce dernier propose qu'un projet de compensation série échelonnée dans le temps permette de répondre au besoin à moindre coût[112]. Cependant, comme le Transporteur l'a mentionné à plusieurs reprises dans son témoignage, toutes les plateformes de compensation série sont requises dès maintenant pour ne pas déséquilibrer les transits dans le corridor Manic-Québec et ainsi engendrer un non-respect des critères à la suite d'autres événements dynamiques [113].

Avec égards, les recommandations de l'intervenant devraient être écartées par la Régie.

---

[107] NS du 26 février 2019, page 158, lignes 12 à 23.
[108] NS du 26 février 2019, page 149, lignes 7 à 13 et page 161, lignes 13 à 22.
[109] NS du 26 février 2019, page 162, lignes 3 à 8.
[110] NS du 26 février 2019, page 164, lignes 3 à 6.
[111] NS du 28 février 2019, page 168, lignes 25 et page 169 lignes 1 à 8.
[112] NS du 28 février 2019, page 169, lignes 13 à 15.
[113] NS du 27 février 2019, page 143, lignes 3 à 25 et page 144 lignes 1 à 3.

11 Conclusion

Le Transporteur, pour la desserte de sa clientèle, a développé et souhaite mettre en œuvre le Projet visant à répondre aux besoins identifiés et à maintenir la fiabilité du réseau de transport. Ce faisant, il a élaboré le Projet sur la base de son expertise, dans le respect de ses critères de conception, ainsi que dans une perspective d'optimisation de ses interventions et de minimisation des coûts.

La preuve documentaire et testimoniale offerte par le Transporteur à la Régie démontre, de façon prépondérante, le bien-fondé et la valeur du Projet. Le Transporteur réitère que la solution mise de l'avant est optimale et que les investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable du réseau de transport. De ce qui précède et de ce qui fut produit au dossier, le Transporteur soutient que le Projet est requis afin de maintenir et d'améliorer la qualité et la fiabilité du service pour les clients du service de transport.

Le dossier produit par le Transporteur est conforme à l'article 73 de la Loi, au Règlement ainsi qu'au Guide. Le Transporteur a produit auprès de la Régie tous les renseignements requis et pertinents à l'étude de sa demande.

En raison de ce qui précède et du caractère probant du dossier du Transporteur, celui-ci prie la Régie d'accueillir sa demande selon ses conclusions.

Le tout respectueusement soumis.

Montréal, le 18 mars 2019

(s) Affaires juridiques d'Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec

(Me Yves Fréchette)