**CANADA**

**PROVINCE DE QUÉBEC**
**DISTRICT DE MONTRÉAL**

N$^{O}$ : R-4052-2018

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

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

**HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**

**Demanderesse**

---

**PLAN D'ARGUMENTATION DE NALCOR ENERGY MARKETING CORPORATION (« NEMC »)**

---

## I. INTRODUCTION ET REMARQUES PRÉLIMINAIRES[1]

1. À titre de client du service de transport point à point d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « **Transporteur** »), NEMC est préoccupée par l'impact tarifaire que pourrait avoir la demande du Transporteur relative à la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay (le « **Projet de ligne Micoua-Saguenay** »), dont les coûts s'élèvent à quelques 792,7 millions de dollars ;

2. Dans l'éventualité où NEMC maintenait ses réservations fermes à long terme de point à point sur une période de 20 ans, lesquelles totalisent en date d'aujourd'hui 265 mégawatts (« **MW** »), le Projet de ligne Micoua-Saguenay, s'il devait être autorisé par la Régie, résulterait en un impact tarifaire considérable d'environ cinq (5) millions de dollars seulement pour NEMC ;

3. **Dans un premier temps, NEMC, tout comme d'autres intervenants au présent dossier[2], est d'avis que l'analyse économique comparative effectuée par le Transporteur entre les diverses solutions envisagées est erronée et qu'au surplus la solution 3, à savoir l'ajout de compensation série dans le corridor Manic-Québec, est la solution qui a le moins d'impact tarifaire sur la clientèle du Transporteur et dont les coûts globaux actualisés sont inférieurs aux solutions 1 (le Projet de ligne Micoua-Saguenay) et 2 (la construction d'une nouvelle ligne à 735 kV entre les postes des Outardes et Laurentides), et ce, indépendamment de l'analyse économique comparative réalisée par le Transporteur[3]** ;

---

[1] C-NEMC-0027, par. 1 et 2; C-NEMC-0037, p. 3 et 4; témoignage d'Erin McCormack, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 193, l. 6 à la p. 194, l. 9.
[2] AQCIE-CIFQ, AHQ-ARQ et SÉ-AQLPA.
[3] Voir la section IV des présentes.

4. **NEMC demande donc respectueusement à la Régie de refuser le Projet de ligne Micoua-Saguenay pour cette raison ;**

5. Dans un second temps, NEMC souhaite s'assurer que la demande du Transporteur respecte la législation et les principes réglementaires applicables en l'espèce ainsi que les meilleures pratiques de l'industrie en matière de planification des réseaux de transport, tout en réduisant au minimum l'impact tarifaire pour la clientèle du Transporteur ;

6. Or, NEMC est d'avis que la problématique de fiabilité identifiée par le Transporteur dans le corridor Manic-Québec est en grande partie occasionnée par des décisions prises par son affilié, en l'occurrence Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « **Producteur** »), alors que les enjeux liés à la fiabilité et à la stabilité du corridor Manic-Québec étaient connus depuis fort longtemps par Hydro-Québec[4] ;

7. NEMC soumet respectueusement à la Régie qu'il serait injuste qu'un investissement en « maintien et amélioration de la qualité du service » soit entièrement assumé par l'ensemble de la clientèle du Transporteur, alors que cette problématique a été occasionnée en grande partie par des décisions d'un affilié non réglementé du Transporteur, ce qui soulève l'application du principe de la causalité des coûts ;

8. Par conséquent, dans l'éventualité où la Régie est d'avis que le Projet de ligne Micoua-Saguenay devait être autorisé sous la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité de service », ce que NEMC conteste, **cette dernière demande respectueusement à la Régie de se prononcer sur les véritables causes du projet, et ce, afin que la Régie, lors de l'intégration à la base tarifaire du Transporteur des coûts liés au Projet de ligne Micoua-Saguenay dispose de toutes les déterminations requises quant aux véritables causes et/ou déclencheurs justifiant le projet et qu'un débat sur l'application du principe de causalité des coûts en pareilles circonstances puisse avoir lieu** ;

---

[4] Voir la section 3.1 des présentes; C-NEMC-0027, sections 3.1, 3.2 et 3.3; C-NEMC-0037, p. 10 à 14; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 198, l. 15 à la p. 201, l. 19.

9. NEMC est également d'avis que les objectifs et les justifications sous-jacents au Projet de ligne Micoua-Saguenay fournis par le Transporteur sont incomplets et qu'il existe d'autres objectifs que la fiabilité, tel qu'identifié par le Transporteur[5], pour justifier le Projet de ligne Micoua-Saguenay[6] ;

10. À cet égard et dans l'éventualité où le Projet de ligne Micoua-Saguenay devait être autorisé par la Régie, ce que NEMC conteste, cette dernière soumet respectueusement à la Régie que le projet ne s'inscrit pas uniquement dans la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité de service », contrairement à ce que prétend le Transporteur[7], mais qu'il s'inscrit aussi dans la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle » ;

11. NEMC est d'avis que cette question est importante en l'espèce et qu'elle devrait faire l'objet d'une détermination par la Régie dans le cadre de la présente instance, puisqu'il faut éviter dans le cadre d'un éventuel dossier tarifaire de socialiser des coûts servant les intérêts de clients en particulier. Cette situation est particulièrement préoccupante dans le présent dossier puisque le client en question se trouve à être un affilié du Transporteur ;

12. **NEMC demande donc à la Régie, dans l'éventualité où le Projet de ligne Micoua-Saguenay devait être autorisé, ce que NEMC conteste, de se prononcer sur la ou les catégorie(s) d'investissement définissant le Projet de ligne Micoua-Saguenay, et ce, afin que la Régie dispose de toutes les déterminations requises dans le cadre d'un dossier tarifaire ultérieur portant sur l'intégration à la base tarifaire du Transporteur, en partie ou en totalité, des coûts liés au Projet de ligne Micoua-Saguenay ;**

13. Ceci étant dit, peu importe la solution envisagée pour pallier au problème de fiabilité identifié par le Transporteur dans le corridor Manic-Québec, NEMC réitère l'importance de bien identifier les causes de ce problème et de catégoriser adéquatement le projet d'investissement qui pourrait être autorisé par la Régie dans le cadre du présent dossier, en l'occurrence le Projet de ligne Micoua-Saguenay, ou tout autre projet d'investissement qui pourrait être ultimement retenu par le Transporteur pour résoudre la problématique alléguée (à savoir notamment la solution 2 ou 3) ;

---

[5] HQT-1, Document 1 (B-0005), p. 17, l. 17 à 23 : selon le Transporteur, le Projet de ligne Micoua-Saguenay est requis pour maintenir la stabilité du réseau de transport en raison de la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, combinée à la baisse importante de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord.
[6] Voir la section 3.2 des présentes.
[7] HQT-1, Document 1 (B-0005), p. 5, l. 5 à 7.

## II. CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE APPLICABLE

### 2.1 La *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, c. R-6.01 (la « LRÉ ») et le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, RLRQ, c. R-6.01, r. 2 (le « Règlement »)

14. La demande du Transporteur relative au Projet de ligne Micoua-Saguenay est soumise à la Régie en vertu du paragraphe 5 de l'alinéa 1 de l'article 31 LRÉ et de l'alinéa 1 de l'article 73 LRÉ ainsi qu'en vertu des articles 1, 2 et 3 du Règlement, lesquels sont explicités ci-après ;

15. En effet, en vertu de l'alinéa 1 de l'article 73 LRÉ, le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle a fixés par son Règlement, pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité :

> « **73.** Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour:
>
> 1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution; […] »

16. En vertu du sous-paragraphe 1º a) de l'alinéa 1 de l'article 1 du Règlement, le Transporteur doit obtenir une autorisation de la Régie pour acquérir et construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité et dont le coût est de 25 millions de dollars et plus ;

17. La Régie a toute la compétence pour décider de cette demande en vertu du paragraphe 5 de l'alinéa 1 de l'article 31 LRÉ et elle peut refuser ou autoriser le Projet de ligne Micoua-Saguenay, et ce, aux conditions qu'elle détermine :

> « **31.** La Régie a compétence exclusive pour:
>
> […]
>
> 5° décider de toute autre demande soumise en vertu de la présente loi.
>
> […]
>
> **73.** Le transporteur d'électricité, le distributeur d'électricité et les distributeurs de gaz naturel doivent obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour:
>
> 1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution;
>
> […]

La Régie peut autoriser le projet aux conditions qu'elle détermine. […] »

(Nos soulignés)

18. L'article 1 du Règlement mentionne ce qui suit :

« **1.** Une autorisation de la Régie de l'énergie est requise pour:

1° acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution ainsi que pour étendre, modifier ou changer l'utilisation du réseau de transport ou de distribution dans le cadre d'un projet de:

a) transport d'électricité d'un coût de 25 000 000 $ et plus;

b) distribution d'électricité d'un coût de 10 000 000 $ et plus;

c) distribution de gaz naturel d'un coût de 1 500 000 $ et plus lorsque les livraisons annuelles du distributeur sont de 1 milliard de mètres cubes et plus;

d) distribution de gaz naturel d'un coût de 450 000 $ et plus lorsque les livraisons annuelles du distributeur sont inférieures à 1 milliard de mètres cubes;

2° cesser ou interrompre les opérations du transporteur ou du distributeur pour des raisons autres que la sécurité publique ou l'exploitation normale d'un réseau;

3° effectuer une restructuration des activités du transporteur ou du distributeur ayant pour effet d'en soustraire une partie de l'application de la Loi.

Une autorisation est également requise pour les projets dont le coût est inférieur aux seuils énoncés au paragraphe 1 du premier alinéa et qui n'ont pas encore été reconnus prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité, du réseau de distribution d'électricité ou de gaz naturel en vertu du paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01).

Le deuxième alinéa ne s'applique pas aux projets de rétablissement du service, ni aux travaux de raccordement demandés au distributeur ou au transporteur après la date de dépôt d'une demande d'autorisation. »

(Nos soulignés)

19. L'article 2 du Règlement énumère les renseignements que doit contenir toute demande d'autorisation en vertu du premier alinéa de l'article 1 du Règlement :

« **2.** Toute demande d'autorisation en vertu du premier alinéa de l'article 1, doit être 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. »
>
> (Nos soulignés)

20. Quant à l'article 3 du Règlement, il prévoit d'autres renseignements devant accompagner spécifiquement toute demande d'autorisation pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité :

> « **3.** Une demande d'autorisation pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport ou à la distribution doit également être accompagnée des renseignements suivants:
>
> 1° selon la nature du projet, la liste des principales normes techniques qui y seront appliquées;
>
> 2° le cas échéant, les prévisions de vente attribuables au projet du distributeur d'électricité ou des distributeurs de gaz naturel;
>
> 3° le cas échéant, les engagements contractuels des consommateurs du service ainsi que leurs contributions financières. »

21. Il ressort de l'article 2 du Règlement que le Transporteur doit soumettre à la Régie l'ensemble des objectifs et justifications sous-jacents au Projet de ligne Micoua-Saguenay ;

22. Le Guide dépôt du Transporteur prévoit à cet égard ce qui suit à la section 2.2, article 6 :

> « **6.** Justifier le Projet en termes techniques et économiques, réglementaire ou autres, en démontrant comment les objectifs visés sont atteints. Décrire les éléments du Projet indispensables à l'atteinte des objectifs et préciser pourquoi. »[8]
>
> (Nos soulignés)

[8] C-NEMC-0033, p. 24.

23. La Régie est donc compétente et doit se prononcer dans la présente instance sur les véritables objectifs, justifications et causes sous-jacents au Projet de ligne Micoua-Saguenay, et de manière générale au problème de fiabilité identifié par le Transporteur dans le corridor Manic-Québec, car ces déterminations auront une incidence directe sur l'intégration à la base tarifaire du Transporteur des coûts liés au Projet de ligne Micoua-Saguenay dans le cadre d'une éventuelle cause tarifaire ;

24. Le Transporteur doit également fournir à la Régie, dans le cadre de sa demande relative au Projet de ligne Micoua-Saguenay, l'impact tarifaire d'un tel projet d'investissement sur les tarifs de transport d'électricité des clients du Transporteur, et ce, en vertu du paragraphe 7 de l'article 2 du Règlement ;

25. À cet égard, le Guide de dépôt du Transporteur prévoit ce qui suit à la section 2.2, article 22 :

> « **22.** Fournir l'analyse de l'impact sur les revenus requis et sur les tarifs du Transporteur et […] »[9]

26. Cette exigence est importante puisque si le Projet de ligne Micoua-Saguenay devait être approuvé par la Régie tel que présenté par le Transporteur dans sa demande, les coûts associés à la réalisation d'un tel projet seraient éventuellement intégrés en totalité à la base tarifaire du Transporteur dans le cadre d'une éventuelle cause tarifaire ;

27. Tel que mentionné par le Transporteur sous la rubrique « Impact tarifaire » du document HQT-1, Document 1, le Projet de ligne Micoua-Saguenay s'inscrirait entièrement dans la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité de service »[10], ce que NEMC conteste ;

28. Par conséquent, il importe que la Régie se prononce sur l'impact tarifaire du Projet de ligne Micoua-Saguenay et, par voie de conséquence, sur la ou les catégories d'investissement dans laquelle ou lesquelles le projet s'inscrit compte tenu de l'incidence de cette détermination à l'égard de l'intégration à la base tarifaire du Transporteur des coûts liés au Projet de ligne Micoua-Saguenay ;

---

[9] C-NEMC-0033, p. 26.
[10] HQT-1, Document 1 (B-0005), p. 26, l. 18 et 19.

## 2.2 Autres principes réglementaires applicable en l'espèce

### *(i) La protection contre les risques de discrimination indue en matière de planification du réseau de transport du Transporteur*

29. Dans la décision D-2012-010, la Régie, lorsqu'elle approuvait le nouvel appendice K portant sur le processus de planification des installations du réseau de transport, a réitéré le principe fondamental d'assurer le traitement équitable et non discriminatoire de l'ensemble des clients du Transporteur dans leur accès au réseau de transport de ce dernier et d'assurer une protection suffisante contre les risques de discrimination indue en matière de planification du réseau de transport du Transporteur, et ce, en raison du caractère monopolistique des activités de transport d'électricité au Québec et de la présence d'entités affiliées au Transporteur dans les secteurs de la distribution et du marché de gros de l'électricité ;

- D-2012-010 (extraits), par. 303 à 305 :

> « [303] Néanmoins, **la Régie juge que l'objectif de la FERC d'assurer une protection suffisante contre les risques de discrimination indue en matière de planification des réseaux de transport mérite une attention particulière**, en raison, d'une part, du caractère monopolistique des activités de transport d'électricité au Québec et, d'autre part, de la présence d'affiliées dans les secteurs de la distribution et du marché de gros de l'électricité.
>
> [304] La Régie réitère l'objectif fondamental d'assurer le traitement équitable et non discriminatoire de l'ensemble des clients dans leur accès au réseau, objectif qu'elle a énoncé à plusieurs reprises dans ses décisions. À cette fin, la Régie a adopté, au fil des ans, divers outils réglementaires, dont le texte des Tarifs et conditions, lequel inclut une partie IV portant sur les conditions applicables à la desserte de la charge locale au Québec et un appendice J portant sur la politique d'ajouts au réseau. Ces outils comprennent également le système OASIS, le code de conduite du Transporteur ainsi que le processus de traitement des plaintes des clients du réseau de transport.
>
> [305] En matière d'autorisation d'investissements dans les infrastructures du réseau de transport, la Régie exerce sa compétence selon les prescriptions de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application, le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie »
>
> (Nos soulignés, emphase ajoutée et références omises)

30. Tel que mentionné par la Régie dans l'extrait ci-dessus, ce principe réglementaire de protection contre les risques de discrimination indue a, bien que dans des contextes différents, été soulevé par la Régie notamment dans le cadre des décisions D-2002-95 et D-2006-66, tel qu'il appert des extraits qui suivent ;

- D-2002-95 (extraits), p. 36 :

> « La tâche de la Régie est de mettre en place les outils régulatoires assurant l'efficacité de la séparation fonctionnelle, de manière à protéger la clientèle du

service réglementé contre les risques d'interfinancement, et à permettre un accès non discriminatoire aux services. Les outils privilégiés sont le code de conduite, le système OASIS et une procédure d'examen des plaintes. À ces outils, s'ajouteront les tarifs et conditions de service applicables aux services offerts, tel que discuté à la section 11. »

(Nos soulignés)

- D-2006-66 (extraits), p. 36 :

« L'objectif de l'article 12A.2 est d'assurer que tout nouveau raccordement de centrale génère des revenus additionnels qui permettent de couvrir les coûts qui y sont associés. Cet objectif est assuré par la neutralité tarifaire dont les modalités s'adaptent aux circonstances particulières de chaque projet. L'enjeu, pour la Régie, est d'assurer de façon raisonnable l'atteinte de l'objectif tout en assurant un traitement équitable et non discriminatoire tant aux nouveaux clients qu'à ceux présents sur le réseau. C'est là que réside le choix à faire par la Régie dans l'intérêt public. »

(Nos soulignés)

31. Soulignons également que ce principe a été réitéré par la Régie en matière de politique d'ajouts au réseau de transport dans le cadre de la décision D-2015-209, et ce, en ces termes ;

- D-2015-209 (extraits), par. 76 et 83 :

« [76] De plus, la Régie constate que les principes directeurs proposés par le Transporteur sont cohérents avec la pratique courante de l'industrie en Amérique du Nord. À cet égard, la Régie retient que la *higher of policy* de la FERC, mise en place au début de la restructuration du secteur électrique américain, continue d'être un élément de référence dans la pratique nord américaine en matière de politique d'ajouts.

[…]

[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;

2. assurer la couverture des coûts des ajouts au réseau réalisés pour un client;

3. assurer un traitement équitable et un accès non discriminatoire au réseau de transport à tous les clients du Transporteur. »

(Nos soulignés)

32. Bien que les contextes diffèrent d'une décision à l'autre, il ressort des extraits mentionnés précédemment que la Federal Energy Regulatory Commission (la « **FERC** ») et la Régie portent une attention très particulière à la protection des clients contre tout risque de discrimination indue et de traitement inéquitable dans le cadre de l'accès et de la planification des réseaux de transport[11] ;

33. En effet, il importe pour NEMC que les clients du Transporteur soient traités équitablement dans le cadre de la planification du réseau de transport, qu'ils soient protégés contre tout coût excessif d'ajout au réseau et que la planification du réseau de transport du Transporteur se fasse de manière ouverte et transparente afin de s'assurer que le Transporteur ne planifie pas son réseau de transport de manière à favoriser l'une de ses entités affiliées[12] ;

34. De l'avis de NEMC, le Projet de ligne Micoua-Saguenay déroge de ces principes réglementaires fondamentaux en ce que notamment le projet vise à intégrer une partie de la production des centrales du complexe hydroélectrique La Romaine, notamment La Romaine 3 et 4, sans que le Producteur n'ait à contribuer à une partie de l'investissement découlant du Projet de ligne Micoua-Saguenay. NEMC constate également que la planification du réseau de transporteur faite par le Transporteur aura vraisemblablement pour effet de favoriser le projet de la Centrale de Sainte-Marguerite-3 (« **Centrale SM-3** »), tel qu'expliqué plus amplement ci-après[13] ;

35. Le Projet de ligne Micoua-Saguenay aurait donc pour effet de favoriser indûment le Producteur, au détriment du reste de la clientèle du Transporteur, le tout respectueusement soumis ;

***(ii) Le principe de la causalité des coûts***

36. Dans l'éventualité où le Projet de ligne Micoua-Saguenay devait être autorisé par la Régie, se poserait éventuellement la question de l'intégration à la base tarifaire du Transporteur des coûts liés au Projet de ligne Micoua-Saguenay ;

37. Tel que mentionné précédemment, l'intégration à la base tarifaire du Transporteur des coûts liés au Projet de ligne Micoua-Saguenay serait directement tributaire de la catégorie d'investissement ou des catégories d'investissement dans laquelle ou lesquelles le projet s'inscrit ;

---

[11] C-NEMC-0027, par. 6 à 9; C-NEMC-0037, p. 7; témoignage de Pascal Cormier, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 196, l. 3 à l. 20.
[12] *Idem.*
[13] Voir la section VI des présentes.

38. NEMC soumet par ailleurs à la Régie que le principe de la causalité des coûts a également une grande importance lorsque vient le temps de déterminer quelle portion des coûts d'un projet l'on doit intégrer à la base tarifaire du Transporteur. Cela est d'autant plus vrai dans le cadre du Projet de ligne Micoua-Saguenay ;

39. NEMC est d'avis que même si la Régie en venait à décider que le Projet de ligne Micoua-Saguenay devait être autorisé sous la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité de service », ce qui n'est pas l'approche préconisée par NEMC, cela n'impliquerait pas nécessairement que l'ensemble des coûts liés à ce projet devrait être socialisé auprès de l'ensemble de la clientèle du Transporteur, et ce, en raison de l'application du principe de causalité des coûts ;

40. En effet, il est important que la Régie se prononce sur les véritables causes sous-jacentes au Projet de ligne Micoua-Saguenay, car s'il était démontré à la satisfaction de la Régie que le problème de fiabilité identifié par le Transporteur dans le corridor Manic-Québec a été occasionné en partie ou en totalité par le Producteur, se poserait alors la question suivante dans le cadre d'une cause tarifaire : qui doit supporter les coûts du projet ?

41. NEMC est d'avis à cet égard qu'en pareilles circonstances le coût de la solution pour pallier au problème de fiabilité dans le corridor Manic-Québec ne devrait pas être supporté entièrement par l'ensemble de la clientèle du Transporteur, puisqu'un tel traitement serait inéquitable envers la clientèle existante du Transporteur ;

42. Le paragraphe 1 de l'article 49 LRÉ prévoit que pour la fixation d'un tarif de transport d'électricité, la Régie doit établir la base de tarification du Transporteur en tenant compte notamment « *de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité* » ;

43. Lors d'une demande d'inclusion d'actifs ou d'immeubles préalablement autorisée en vertu de l'article 73 de la Loi à la base de tarification du Transporteur, le test pour déterminer la juste valeur des actifs que la Régie estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité se résume comme suit :

(1) Le Transporteur doit, dans le cadre d'un dossier tarifaire, démontrer la prudence et l'utilité de ses investissements; il ne peut tout simplement s'en remettre à l'autorisation délivrée en vertu de l'article 73 de la Loi ;

(2) Pour faire cette démonstration, le Transporteur doit identifier les actifs ayant fait l'objet de l'autorisation, démontrer le respect des conditions d'approbation préalable et fournir aux intervenants et à la Régie suffisamment d'information sur ceux-ci <u>pour leur permettre d'apprécier la justification des ajouts demandés à la base de tarification</u> ;

(3) Si et seulement si, sur la base des informations fournies dans le cadre du dossier tarifaire, la Régie en vient à la conclusion que le projet est réalisé dans le contexte qui soutient son autorisation préalable et que les coûts de réalisation ne sont pas supérieurs à ceux approuvés, cette dernière peut alors présumer de leur prudence et de leur caractère utile ;

(4) Sur la base de cette démonstration, la présomption de prudence et d'utilité s'applique et il y a renversement du fardeau de la preuve sur les intervenants qui peuvent toujours remettre en question l'inclusion de l'actif à la base de tarification du Transporteur et ce, en vertu des motifs suivants : abus, dépassements de coûts exagérés, imprudence, autres motifs ;

44. Cet examen de la juste valeur des actifs et du caractère prudemment acquis et utile d'un investissement par la Régie lors d'une demande d'inclusion à la base de tarification du Transporteur découle notamment des décisions suivantes :

- D-2002-95 (extraits), p. 78 et 79 :

  « 3.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

  La Régie juge opportun de préciser qu'une distinction doit être faite entre l'autorisation d'ajouts d'immeubles ou d'actifs au réseau de transport et la prise en compte de la valeur de ceux-ci dans l'établissement de la base de tarification du transporteur.

  […]

  Toutefois, le caractère prudemment acquis et utile d'actifs pour l'exploitation du réseau de transport ainsi que leur juste valeur pour les fins de l'établissement de la base de tarification du transporteur doivent faire l'objet d'un examen lors d'un dossier tarifaire, tel que prévu au paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, même si l'ajout de ces actifs a été autorisé par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi.

  En conséquence, la Régie est d'avis que c'est dans ce cadre défini par la Loi que l'inclusion d'actifs à la base de tarification doit être traitée. »

  (Références omises)

- D-2005-50 (extraits), p. 50 à 52 :

  « Il appartient au Transporteur de démontrer la prudence et l'utilité de ses investissements. Ce fardeau de preuve, commun à tous les demandeurs et à l'ensemble de la demande tarifaire, ne peut lui échapper à l'égard des ajouts à la base de tarification. Aucune disposition, dans la Loi, ne soutient une absence de preuve ou un tel renversement du fardeau de la preuve aux intervenants à ce sujet.

  […]

Si le projet est réalisé dans le contexte qui soutient son autorisation préalable et que les coûts de réalisation ne sont pas supérieurs à ceux approuvés, la Régie peut présumer de leur prudence et de leur utilité.

Malgré tout, lors de la demande d'inclusion à la base de tarification, le Transporteur ne peut se contenter d'alléguer l'existence de l'autorisation préalable pour justifier l'inclusion de l'actif puisqu'une telle autorisation ne doit pas être interprétée comme une reconnaissance automatique pour fins d'inclusion dans la base de tarification. Le Transporteur doit identifier les actifs, démontrer le respect des conditions d'approbation préalable et **fournir aux intervenants et à la Régie suffisamment d'information sur ceux-ci pour leur permettre d'apprécier la justification de l'ajout demandé à la base de tarification**.

Pour ses prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Transporteur de dresser la liste des actifs (par projets ou catégories de projets de moins de 25 M$) qu'il désire ajouter à sa base de tarification. Il en mentionnera l'origine et les conditions de l'approbation préalable. Il soutiendra, vraisemblablement par la déclaration de ses gestionnaires, que ces actifs sont en usage pour l'exploitation de son réseau et qu'ils sont mis au service de ses clients. Par exemple, dans le cas d'une ligne de transport, il affirmera que la ligne est en service ou qu'elle le sera durant l'année témoin projetée et qu'il en perçoit des revenus de transport conformément aux *Tarifs et conditions*.

Sur la base de cette démonstration, la présomption de prudence et d'utilité prend son sens et renversera le fardeau de la preuve pour la faire porter sur les intervenants qui remettent en question l'inclusion de l'actif à la base de tarification du Transporteur.

Sur la base de l'information soumise, les intervenants pourront examiner les demandes d'ajout d'actifs, mais ils assumeront le fardeau de renverser cette présomption de bonne foi des décisions antérieures du Transporteur, par une démonstration d'abus, de dépassements de coûts exagérés, d'imprudence ou autrement.

La Régie pourra ainsi, à la lumière des informations soumises par le Transporteur, s'assurer que les sommes approuvées ont été prudemment engagées à la lumière des circonstances qui prévalaient au moment de la prise de décision et qu'elle donnera effet à la présomption de bonne foi invoquée par le Transporteur. »

(Nos soulignés, emphase ajoutée et références omises)

45. La Régie, dans la décision D-2016-100 (une décision rendue dans le domaine du gaz naturel), a réitéré que le principe de la causalité des coûts demeure central à toute étude d'allocation des coûts ;

- D-2016-100 (extraits), par. 71 et 75 :

« [71] La Régie considère que pour statuer sur les méthodes d'allocation des coûts à retenir, elle doit s'appuyer impérativement sur des principes directeurs. Elle juge que les principes proposés par Gaz Métro, qui découlent notamment de l'ordonnance G-429 et de la décision D-97-47, **sont des principes intemporels et toujours pertinents**.

[72] En conséquence, elle retient les principes suivants :

- le respect de la causalité des coûts;

- l'absence de service gratuit;

- le partage juste et équitable des économies et des déséconomies d'échelle;

- l'identification de méthodes d'allocation des coûts qui sont précises, fiables, stables et, dans la mesure du possible, simples d'application.

[73] Cependant, la Régie ajoute les considérations suivantes à ces principes.

4.3.1 RESPECT DE LA CAUSALITÉ DES COÛTS

[74] La Régie considère, comme l'ensemble des participants au dossier, que l'Étude devrait, autant que possible, reposer sur l'identification des relations de cause à effet. Ainsi, le principe de respect de la causalité des coûts demeure central à toute étude d'allocation des coûts.

[75] Cependant, la Régie constate que bien que ce principe fasse l'unanimité entre les différents participants, son interprétation et son application peuvent varier considérablement d'un participant à l'autre. »

(Nos soulignés et emphase ajoutée)

46. En ce qui concerne l'intégration à la base tarifaire du Transporteur du projet de ligne à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l'Île (le « **Projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île** »), la Régie a reconnu que le débat sur la causalité des coûts en lien avec l'inclusion des coûts du Projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île devait se faire dans le cadre d'un dossier tarifaire ;

- Dossier R-3934-2015, pièce A-0019, Notes sténographiques de l'audience du 24 novembre 2015 - Volume 1, p. 152, l. 2 à 14 :

« En ce qui a trait au principe de la causalité des coûts, la Régie note, d'une part, que l'ensemble de la preuve présentée au mémoire traite d'un dossier pour lequel aucune demande d'inclusion à la base de tarification n'est demandée dans ce dossier. D'autre part, l'intervenante ne demande aucune application de ce principe dans le cadre du dossier actuel.

La Régie confirme que ce type de débat doit se dérouler dans le cadre d'un dossier tarifaire, le cas échéant, comme le mentionne la décision D 2005-50. Cependant, dans le présent dossier, il est prématuré. »

(Nos soulignés et emphase ajoutée)

47. Il ressort de ce qui précède que le cadre réglementaire présentement en vigueur permet à la Régie de statuer sur le respect du principe de la causalité des coûts lorsque vient le temps de se questionner sur l'intégration à la base tarifaire du Transporteur des coûts liés à un projet d'investissement ;

48. Par conséquent et tel que mentionné précédemment, NEMC demande à la Régie dans le cadre du présent dossier de statuer sur les véritables causes ayant occasionné le problème de fiabilité dans le corridor Manic-Québec, et ce, afin que les intervenants lors d'une éventuelle demande d'inclusion à la base tarifaire du Transporteur des coûts du Projet de ligne Micoua-Saguenay disposent des déterminations nécessaires de la Régie pour faire le débat quant à l'application du principe de causalité des coûts en pareilles circonstances ;

## III. APPLICATION DES PRINCIPES LÉGISLATIFS ET RÉGLEMENTAIRES AU PROJET DE LIGNE MICOUA-SAGUENAY

49. Selon le Transporteur, le Projet de ligne Micoua-Saguenay serait requis pour maintenir la stabilité du réseau de transport en raison de la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, combinée à la baisse importante de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord ;

50. NEMC est d'avis que le problème de fiabilité identifié par le Transporteur dans le corridor Manic-Québec découle en grande partie de décisions prises par le Producteur, ce qui soulève le principe de la causalité des coûts : qui devrait payer pour pallier au problème de fiabilité identifié par le Transporteur dans le corridor Manic-Québec ?

51. NEMC est également d'avis qu'il existe d'autres objectifs et raisons justifiant le Projet de ligne Micoua-Saguenay ou toute autre solution pour pallier au problème de fiabilité dans le corridor Manic-Québec, tel que la construction d'une nouvelle ligne à 735 kV entre les postes des Outardes et Laurentides (la solution 2) ou l'ajout de plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec (la solution 3), ce qui soulève la question suivante : dans quelle(s) catégorie(s) d'investissement le Projet de ligne Micoua-Saguenay devrait-il s'inscrire ?

### 3.1 Les véritables causes du problème de fiabilité dans le corridor Manic-Québec et l'impact sur le principe de la causalité des coûts

52. Selon NEMC, il y a trois (3) causes sous-jacentes au problème de fiabilité identifié par le Transporteur dans le corridor Manic-Québec, à savoir :

(1) La baisse importante de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord observée depuis 2013 ;

(2) La fermeture au sud des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2 ;

(3) L'intégration de la production future des centrales hydroélectriques du complexe de La Romaine 3 et 4[14] ;

53. La baisse importante de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord depuis 2013 est hors du contrôle de l'ensemble de la clientèle du Transporteur. Toutefois, NEMC soumet à la Régie que les autres causes résultent directement des décisions prises par le Producteur[15], alors qu'Hydro-Québec connaissait depuis fort longtemps les enjeux de fiabilité et de stabilité dans le corridor Manic-Québec[16] ;

54. La preuve démontre que le Transporteur savait que la fermeture de centrales dans le sud du réseau ainsi que l'intégration de la production future des centrales hydroélectriques du complexe de La Romaine 3 et 4 combinée à la baisse de la demande d'électricité sur la Côte-Nord observée depuis 2013, allait occasionner un problème de fiabilité sur son réseau, et ce, dès 2013/2014[17] ;

55. Toutefois, il est intéressant et surprenant de noter que malgré ce contexte le Distributeur (sur la base d'une information provenant du Transporteur) a rapporté en 2014 au Northeast Power Coordinating Council (le « **NPCC** ») une capacité de transfert de 13 200 MW pour le corridor Manic-Québec en 2018/2019. Le Transporteur a tout simplement présumé que le Projet de ligne Micoua-Saguenay serait autorisée par la Régie[18] ;

---

[14] C-NEMC-0027, par. 43 à 47; C-NEMC-0036, par. 10 et 11; C-NEMC-0037, p. 9 et 21; témoignage de Pascal Cormier, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 197, l. 14 à la p. 198, l. 12; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 204, l. 21 à la p. 207, l. 1.

[15] *Idem.*

[16] C-NEMC-0027, sections 3.1, 3.2 et 3.3; C-NEMC-0037, p. 10 à 14; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 198, l. 15 à p. 201, l. 19.

[17] C-NEMC-0027, par. 43; C-NEMC-0037, p. 24; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 205, l. 17 à l. 22; HQT-5, Document 1 (B-0085), p. 10.

[18] C-NEMC-0027, par. 44; C-NEMC-0037, p. 24; HQT-3, Document 5.1 (B-0043), R.2.2, page 12, l. 19 à 23.

56. Cette problématique de fiabilité sur le corridor Manic-Québec n'a été rapportée à la Régie que dans le cadre de la présente demande du Transporteur, soit en 2018 ;

57. Soulignons par ailleurs que le Transporteur avait mentionné, lors du dépôt du projet d'intégration des centrales hydroélectriques du complexe de La Romaine, que ce projet n'aurait aucun impact sur sa tarification et sur les limites d'exploitation de son réseau :

> « […] le Projet ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport.
>
> […]
>
> La réalisation du Projet permet de répondre à la demande du Producteur tout en assurant un niveau de fiabilité adéquat et ce, dans le respect des critères de conception et d'exploitation du Transporteur et du NPCC.
>
> […]
>
> Le Transporteur souligne que les ajouts prévus pour le complexe de la Romaine n'ont pas d'impact direct lors de l'exploitation du réseau, notamment sur les limites d'opération du réseau et sur les grands automatismes de sauvegarde du réseau. Les ajouts identifiés sur le réseau principal n'ont pour but que de maintenir le même niveau de fiabilité qu'avant l'intégration du complexe de la Romaine. Ainsi, aucun impact sur les transits n'est identifié. »[19]
>
> (Nos soulignés)

58. Or et tel que mentionné précédemment, le retrait des centrales de Tracy (mars 2011), de La Citière (mars 2012) et de Gentilly-2 (décembre 2012) ont contribué au problème de fiabilité dans le corridor Manic-Québec[20] ;

59. De plus, il est devenu clair, dès la baisse de la prévision de la demande sur la Côte-Nord observée en 2013, que l'intégration complète des centrales hydroélectriques du complexe de La Romaine, particulièrement La Romaine 3 et 4, était problématique et que cela aurait pour effet de causer des enjeux de fiabilité dans le corridor Manic-Québec[21] ;

60. Si le projet d'intégration des centrales hydroélectriques du complexe de La Romaine 3 et 4 avait été repoussé, la production en amont du corridor Manic-Québec aurait été réduite de quelques 640 MW et le problème de fiabilité dans le corridor Manic-Québec aurait été évité, de même que le besoin du Projet de ligne Micoua-Saguenay[22] ;

---

[19] C-NEMC-0027, par. 27; C-NEMC-0037, p. 16.
[20] C-NEMC-0027, par. 29 à 31; C-NEMC-0037, p. 14 et 21.
[21] C-NEMC-0027, par. 38 à 47; C-NEMC-0037, p. 22, 23 et 24; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 205, l. 4 à la p. 207, l. 1.
[22] C-NEMC-0027, par. 45 et 46; C-NEMC-0037, p. 25; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 206, l. 14 à l. 20.

61. NEMC soumet respectueusement à la Régie que le Transporteur aurait pu, dès 2013/2014, informer la Régie du problème de fiabilité identifié dans le corridor Manic-Québec et qu'il aurait pu revoir le projet d'intégration des centrales hydroélectriques du complexe de La Romaine, particulièrement La Romaine 3 et 4, et ce, sujet à l'approbation de la Régie afin de protéger la clientèle existante du Transporteur et considérant à l'évolution du réseau depuis la demande d'intégration de La Romaine (baisse de la demande sur la Côte-Nord et fermetures de centrales au sud)[23];

- D-2011-083 (extraits), par. 93 :

« [93] La Régie est satisfaite de la réplique du Transporteur à cet égard :

[…]

> […]. *Cette évolution* [l'évolution optimale du réseau de transport du Transporteur] *commande, lorsque nécessaire, d'adapter et de moduler certaines solutions techniques en fonction de l'évolution du réseau*.
>
> […]
>
> *Or, le réseau de transport n'est pas statique et le Transporteur agit en gestionnaire prudent et diligent d'un actif de grande valeur économique et stratégique, tel que l'est le réseau de transport.*
>
> *D'ailleurs, l'*Entente de raccordement *prévoit ce qui suit:*
>
> […]
>
> > « Le Transporteur peut, après avoir transmis un avis au Producteur, modifier les travaux d'intégration relatifs aux projets connexes décrits à l'annexe III dans la mesure où ces modifications n'entraînent pas de délais additionnels ni de hausse de coûts pour le Producteur. » (Nous soulignons) [Soulignés de la Régie]
>
> […]
>
> ***L'Entente de raccordement prévoit la possibilité, pour le Transporteur, de modifier les travaux d'intégration au réseau de transport d'électricité du complexe hydroélectrique de la Romaine. Il s'agit d'une disposition contractuelle requise par le Transporteur afin d'être en mesure de s'adapter à l'évolution constante du réseau de transport en adéquation avec les besoins des clients du Transporteur***.
>
> *Comme mentionné précédemment, le réseau de transport n'est pas statique et le Transporteur, agissant en gestionnaire prudent et diligent, pourrait être amené à considérer, si le cas se présente, des options différentes de configurations de son réseau.*

[23] -NEMC-0027, par. 47; C-NEMC-0037, p. 25.

> *Avec la perspective d'un Projet de longue durée, comme celui en cause, le Transporteur mentionne à sa demande d'autorisation d'investissements pour le Projet, qu'il ne peut « [...] apporter sans autorisation préalable de la Régie aucune modification au projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable les coûts ou la rentabilité » [note de bas de page omise]. Il s'agit d'une approche présentée systématiquement par le Transporteur qui a reçu l'aval de la Régie à de nombreuses reprises que l'intervenant tente de dénaturer en alléguant que le Projet présenté par le Transporteur n'est pas final.*
>
> […]
>
> *De plus, le Transporteur dispose des outils contractuels et réglementaires afin de s'ajuster aux circonstances. Cette faculté d'adaptation et le fait que le réseau de transport évolue constamment ne font pas en sorte de remettre en doute le caractère final et optimal du Projet à l'étude.* […] »
>
> (Nos soulignés et emphase ajoutée)

62. NEMC soumet donc à la Régie que, dans ce contexte et en fonction des principes réglementaires applicables en l'espèce, notamment le principe de la causalité des coûts, il serait inéquitable de faire supporter à l'ensemble de la clientèle du Transporteur les coûts liés au Projet de ligne Micoua-Saguenay ou les coûts de toute autre solution visant à pallier le problème de fiabilité identifié par le Transporteur dans le corridor Manic-Québec, qui est en grande partie lié à la décision d'intégrer les centrales hydroélectriques du complexe de La Romaine 3 et 4, et ce, malgré une baisse marquée de la demande sur la Côte-Nord depuis 2013 ;

### 3.2 Les objectifs et justifications sous-jacents au Projet de ligne Micoua-Saguenay et l'impact sur la catégorie d'investissement du projet

63. Tel que mentionné au paragraphe 34 des présentes, NEMC est d'avis qu'un des objectifs sous-jacent au Projet de ligne Micoua-Saguenay, ainsi qu'aux solutions 2 et 3, est l'intégration des centrales hydroélectriques du complexe de La Romaine 3 et 4 ;

64. Cela ressort notamment des éléments de preuve suivant :

- Dans le cadre de l'analyse économique comparative des solutions envisagées par le Transporteur, ce dernier a considéré les besoins de transport découlant de l'intégration complète des centrales hydroélectriques du complexe de La Romaine[24] ;

[24] HQT-2, Document 1.1 (B-0027), p. 19; témoignage d'André Dagenais, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 28, l. 7 à la p. 29, l. 10.

- Lors de la présentation donnée par le Transporteur dans le cadre de la rencontre de planification du 13 novembre 2015, le Transporteur a mentionné que l'augmentation de la production sur la Côte-Nord allait nécessiter un investissement sur le réseau de transport du Transport. Or et tel qu'il appert de la preuve non contredite administrée par NEMC, il a été question du Projet de ligne Micoua-Saguenay lors de cette présentation et particulièrement lors de la présentation de la planche numéro 3 sur laquelle la hausse de la production sur la Côte-Nord est donnée comme justification pour expliquer la nouvelle redistribution de la demande du nord vers le sud[25] ;

    - Un représentant de NEMC était présent lors de cette rencontre de planification[26] ;

    - Le Transporteur n'a pas inclus dans la preuve documentaire au présent dossier cette justification, alors que cette justification avait été présentée aux participants à l'époque ;

    - Le Transporteur a admis en audience que la hausse de production sur la Côte-Nord mentionnée sur cette planche numéro 3 provenait en grande partie de La Romaine et que le Projet de ligne Micoua-Saguenay et l'ajout de plateformes de compensation série avaient été abordés lors de cette rencontre de planification :

> « Q. [18] Vous êtes d'accord avec moi que ce qui a été dit lors de cette présentation-là c'est que l'augmentation de la génération dans la Côte-Nord provenait en grande partie de l'intégration du complexe la Romaine?
>
> R. Oui.
>
> […]
>
> Q. [22] Je vous remercie pour l'explication. Ma question était plutôt simple, elle était la suivante : Lorsque cette diapositive-là a été présentée, est-ce que c'est à votre souvenir qu'il a été question de la ligne Micoua-Saguenay? 16
>
> R. Non.
>
> Q. [23] Lorsque cette page-là a été présentée.
>
> R. Je n'ai plus exactement le souvenir de la « slide » suivante là, mais c'est clair qu'un peu plus tard, on a dû dire qu'on était en train de regarder comment gérer cette situation sur la Côte-Nord et qu'on devait avoir deux projets en tête,

[25] C-NEMC-0027, par. 61 à 64; C-NEMC-0037, p. 27; témoignage de Pascal Cormier, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 207, l. 4 à la p. 208, l. 2.
[26] Témoignage de Pascal Cormier, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 230, l. 13 à l. 18.

à savoir la compensation série et la ligne. Ça, c'est sûr qu'on a dû le dire. […] »[27]

- Le Transporteur a reconnu, en audience, que la solution 3, à savoir l'ajout de plateformes de compensation série, visait à intégrer l'ensemble de la production provenant des centrales hydroélectriques du complexe de La Romaine 3 et 4 et qu'il était possible d'ajouter moins de compensation série pour n'intégrer que La Romaine 3, tout en respectant les critères de fiabilité du réseau[28] ;

65. Par conséquent et de l'avis de NEMC, le Projet de ligne Micoua-Saguenay déroge aux principes réglementaires fondamentaux établis précédemment en ce que notamment le projet vise à intégrer l'ensemble de la production future des centrales hydroélectriques du complexe La Romaine, à savoir La Romaine 3 et 4, sans que le Producteur n'ait à contribuer aux coûts découlant du Projet de ligne Micoua-Saguenay ou de tout autre projet visant à pallier au problème de fiabilité dans le corridor Manic-Québec ;

66. NEMC se questionne à savoir si le Projet de ligne Micoua-Saguenay s'inscrit réellement et entièrement dans la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité de service » et est d'avis que cette question devrait faire l'objet d'une détermination de la Régie eu égard à la preuve administrée en audience ;

## IV. CRITIQUE DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE COMPARATIVE DES SOLUTIONS ENVISAGÉES PAR LE TRANSPORTEUR

67. De l'avis du Transporteur, la solution 1, à savoir le Projet de ligne Micoua-Saguenay, est la solution dont les coûts globaux actualisés sont inférieurs à ceux des solutions 2 et 3, et ce, essentiellement en raison des coûts associés aux pertes électriques qui seraient largement supérieurs pour l'option de l'ajout de plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec[29];

68. NEMC rappelle que le rôle de la Régie, dans le cadre de toute décision relative à la planification du réseau de transport, est notamment de protéger les clients existants du Transporteur contre les coûts excessifs d'ajouts au réseau de transport[30] ;

69. Or, de l'avis de NEMC, la solution 1 représente des coûts excessifs en ce que la solution 3 est la solution la plus économiquement rentable puisqu'il s'agit de la solution dont les coûts globaux actualisés sont les plus bas en comparaison avec les solutions 1 et 2, et ce, pour les raisons plus amplement expliquées ci-après ;

---

[27] Témoignage de Benoît Delourme, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 44, l. 13 à l. 18 et p. 47, l. 11 à l. 24.
[28] Voir le paragraphe 109 des présentes.
[29] HQT-1, Document 1 (B-0005), p. 23, Tableau 4.
[30] Voir le paragraphe 30 des présentes.

### 4.1 Le facteur de pertes utilisé par le Transporteur est trop élevé[31]

70. Selon NEMC, le facteur de pertes utilisé par le Transporteur (0,511) est trop élevé, puisque le facteur de charge (0,70) utilisé dans l'équation polynomiale est trop élevé ;

71. NEMC soumet respectueusement à la Régie qu'un facteur de charge de l'ordre de 0,591 devrait être utilisé, soit le facteur de charge du réseau de transport utilisé dans le cadre du dossier R-4058-2018, ce qui donnerait un facteur de pertes de l'ordre de 0,37345 ;

72. NEMC a effectué une analyse de sensibilité en se basant sur les données des cinq (5) dernières années provenant des rapports annuels du Transporteur et, selon cette analyse, le facteur de charge moyen serait de l'ordre de 0,6729, ce qui donnerait un facteur de pertes de l'ordre de 0,4749[32] ;

73. Soulignons également que le facteur de charge utilisé par le Transporteur dans le cadre de l'étude d'impact du complexe hydroélectrique de La Romaine était de l'ordre de 0,533[33] ;

74. Selon la preuve au dossier, il n'est pas contesté par le Transporteur que l'énergie qui sera produite par le complexe hydroélectrique de La Romaine transitera par le corridor Manic-Québec. En effet et tel que le mentionne le Transporteur, dans le cadre de l'analyse économique comparative des solutions envisagées, le Transporteur a considéré l'intégration complète du complexe de La Romaine afin d'obtenir un réseau représentatif avec chacune des solutions, c'est-à-dire que les trois (3) solutions envisagées doivent répondre à la même quantité de besoins, notamment la production provenant du complexe hydroélectrique de La Romaine[34] ;

75. Ce faisant, un facteur de charge de l'ordre de 0,533 tel qu'utilisé par le Transporteur dans le cadre de l'étude d'impact du complexe hydroélectrique de La Romaine ou de l'ordre de 0,591 tel que proposé par NEMC serait plus approprié, de l'avis de NEMC, qu'un facteur de charge de 0,70 tel qu'utilisé par le Transporteur en la présente instance ;

76. NEMC est donc d'avis que l'estimation du coût des pertes électriques faite par le Transporteur dans le cadre de la présente demande est basée sur une hypothèse peu réaliste, à savoir un facteur d'utilisation du réseau trop élevé ;

---

[31] C-NEMC-0027, par. 85, 86 à 89; C-NEMC-0037, p. 33 à 36; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 213, l. 15 à la p. 215, l. 20.
[32] C-NEMC-0027, par. 87; C-NEMC-0037, p. 35; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 215, l. 16 à 20.
[33] C-NEMC-0022, p. 3 et 15.
[34] HQT-2, Document 1.1 (B-0027), p. 18, l. 8 à10; témoignage de Luc Matteau, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 28, l. 7 à la p. 29, l. 6.

77. Soulignons par ailleurs que la plupart des intervenants au présent dossier critiquent le facteur de pertes utilisé par le Transporteur dans le cadre de son analyse économique comparative des solutions envisagées par ce dernier :

- AQCIE-CIFQ : l'intervenante constate que le transporteur utilise un facteur de charge du réseau de transport de 0,591 dans le dossier R-4058-2018 et qu'en utilisant ce facteur, le facteur de pertes serait de l'ordre de 0,373[35] ;

- AHQ-ARQ : l'intervenante propose un facteur de pertes de l'ordre de 0,40[36] ;

- SÉ-AQLPA : l'intervenante constate que les rapports annuels du Transporteur montre des facteurs d'utilisation du réseau de près de 0,60 et qu'en utilisant cette valeur comme facteur de charge, l'écart économique entre les solutions 1 et 3 est réduit à un peu plus de 1%[37] ;

78. Or, plus le facteur de charge est bas (et donc plus le facteur de pertes est bas lui aussi), plus la solution 3, soit l'ajout de plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec, devient économiquement plus avantageuse par rapport aux solutions 1 et 2, à savoir le Projet de ligne Micoua-Saguenay et la construction d'une nouvelle ligne à 735 kV entre les postes des Outardes et Laurentides[38], puisqu'il est admis par le Transporteur que la solution 3 est celle qui est la plus sensible aux pertes électriques[39], d'où l'importance d'utiliser des hypothèses adéquates dans le cadre de l'analyse économique comparative entre les diverses solutions qui ont été envisagées par le Transporteur ;

### 4.2 Le coût des pertes en énergie est trop élevé[40]

79. Selon NEMC, le coût des pertes en énergie utilisé par le Transporteur dans le cadre de son analyse économique comparative des solutions envisagées est trop élevé et NEMC est d'avis qu'il n'est pas approprié et raisonnable d'utiliser la valeur des coûts évités en énergie du Distributeur pour déterminer le coût des pertes en énergie ;

---

[35] C-AQCIE-CIFQ-0017, p. 19 et 20.
[36] C-AHQ-ARQ-0024, p. 33.
[37] C-SÉ-AQLPA-0011, p. (vi), 3 et, 40.
[38] Témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 214, l. 18 à la p. 215, l. 7.
[39] Témoignage d'André Dagenais, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 27, l. 21 à la p. 28, l. 6.
[40] C-NEMC-0027, par. 90 à 94; C-NEMC-0037, p. 37; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 215, l. 21 à la p. 218, l. 6; témoignage de Pascal Cormier, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 218, l. 18 à l. 25.

80. NEMC propose plutôt d'utiliser les prix de marchés pour déterminer le coût des pertes en électricité (plus précisément le prix en temps réel de l'ISO-NE pour la ligne Phase 2 (entre les postes de Radisson et Sandy Pond) moins 6,00$US/MWh)[41];

81. De l'avis de NEMC, ce prix est approprié ;

82. Soulignons à cet égard qu'en matière de tarification des écarts de réception, la Régie a reconnu dans la décision D-2009-015, qu'il était juste et approprié d'utiliser un prix de référence qui reflétait les prix horaires des marchés limitrophes, ajusté des coûts de transport[42]. D'où la recommandation de NEMC d'utiliser les prix de marchés pour déterminer le coût des pertes en électricité dans le cadre de la présente demande ;

83. Il importe également de souligner que la valeur des coûts évités en énergie du Distributeur a été revue à la baisse par la Régie dans la récente décision D-2019-027[43] et que par conséquent la valeur des coûts des pertes en énergie utilisée par le Transporteur dans le cadre de son analyse économique comparative est surestimée ;

84. Soulignons également que dans cette même décision, la Régie mentionne que l'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut, éventuellement, requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés par le passé par la Régie[44] ;

85. Finalement, nous désirons attirer la Régie sur les commentaires formulés par la représentante de NEMC lors de l'audience quant aux coûts évités en énergie du Distributeur :

> « Q. [186] Ms. McCormack, based on your professional experience as an energy trader, do you have any comments pertaining to the use by HQT of HQD's avoided costs.
>
> Ms. ERIN McCORMACK:
>
> A. Yes. When I see this jump in the energy cost from forty-nine dollars ($49) in two thousand twenty seven (2027) to a hundred and eight dollars ($108) in two thousand twenty-eight (2028), this is not representative of any forecast of energy values that I have seen, and it does, you know, make me wonder if that hundred and eight dollars ($108) is including capital costs of a new built to provide that energy. And if that's the case, I would think that it is likely already included in the capacity cost for losses. »

---

[41] C-NEMC-0027, par. 93; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 221, l. 22 à la p. 222, l. 12.
[42] D-2009-015, p. 111.
[43] D-2019-027, section 10.1.2.
[44] D-2019-027, par. 313.

86. Des commentaires similaires à ceux de la représentante de NEMC ont également été formulés par les analystes externes retenus par NEMC dans le cadre de la présente demande, et ce, en ces termes :

> Témoignage de monsieur Bill Marshall :
>
> « So, you can see they used an escalation of two percent (2%) but you see that the energy rate, forty-six dollars ($46) running up to forty-nine (49) by twenty twenty-seven (2027) and then jumping to a hundred and eight dollars ($108). And you see below that, capacity at a very low value at twenty two dollars a megawatt-year ($22/MW-year) to twenty-two thousand a megawatt-year ($22,000/MW11 year) going over and then jumping up to a hundred and thirty-one million dollars a megawatt-year ($131 M/MW-year). This is a significant jump. (14 h 41)
>
> Now the concern I have is that in twenty twenty-eight (2028) you see that there's a big jump in the energy and you also have the high capacity. I believe that capacity is being double counted because the only way you could get that high of an energy price is that you're considering some of the capacity costs, investment costs, in that. That is definitely not a marginal energy cost in any market anywhere that I'm aware of in that time frame. »[45]
>
> (Nos soulignés)
>
> Témoignage de monsieur Pascal Cormier :
>
> « If I may add, Mr. Marshall, par rapport à l'information qui est divulguée sur l'utilisation du coût d'opportunité du Distributeur, effectivement, le saut de quarante-neuf (49) à cent huit dollars (108 $) qu'on voit ici, ma compréhension du coût d'opportunité c'est que le saut il s'explique par l'obtention de blocs d'énergie à long terme qui sont basés généralement, les prix de référence c'est le prix des CCGT, les centrales à turbine à gaz comme TCE, par exemple, qui inclut un incitatif pour que l'offreur, le participant soit capable de payer son coût fixe.
>
> Donc, il y a une prime de capacité, là. Donc, cent huit (108), selon ma compréhension, inclut une prime de capacité. Donc l'affirmation de monsieur Marshall semble être corroborée par mon interprétation du coût d'opportunité. »[46]

[45] Témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 216, l. 3 à l. 23.
[46] Témoignage de Pascal Cormier, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 218, l. 8 à l. 25.

### 4.3 Le coût des pertes en puissance est trop élevé[47]

87. Toujours selon NEMC, le coût des pertes en puissance utilisé par le Transporteur dans le cadre de son analyse économique comparative des solutions envisagées est également trop élevé et NEMC est d'avis qu'il n'est pas approprié et raisonnable d'utiliser la valeur des coûts évités en puissance du Distributeur pour déterminer le coût des pertes en puissance ;

88. Pour le long terme, NEMC propose plutôt d'utiliser dans l'analyse économique comparative entre les solutions envisagées par le Transporteur une valeur de 101 977,07$CD/MW/année à partir de 2026 plus une augmentation de 2% par année, ce qui correspond au coût en puissance d'une centrale à turbine à combustion, avec une hausse des coûts de 2% par année ;

89. De l'avis de NEMC, cette valeur est appropriée ;

90. Pour le court terme (2023-2025), NEMC propose plutôt d'utiliser une valeur de 3,70$US/kW/mois, ce qui correspond au prix de l'ISO-NE Forward Capacity Market ;

### 4.4 Analyse économique comparative et de sensibilité réalisées par NEMC[48]

91. Considérant ce qui précède, NEMC a réalisé une analyse économique comparative et de sensibilité entre les solutions envisagées par le Transporteur et il ressort de ces analyses que, si l'on utilise un facteur de pertes de l'ordre de 0,37345 et les prix de marchés proposés par NEMC pour déterminer le coût des pertes en énergie et en puissance, la solution 3, à savoir l'ajout de plateformes de compensation série sur le corridor Manic-Québec, devient la solution la plus avantageuse au niveau économique, tout en rencontrant les critères de fiabilité de la Régie, du Transporteur et du NPCC :

---

[47] C-NEMC-0027, par. 95 à 100; C-NEMC-0037, p. 38; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 219, l. 2 à la p. 220, l. 18.
[48] C-NEMC-0027, par. 101 à 109; C-NEMC-0037, p. 39 et 40; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 220, l. 19 à la p. 223, l. 9.

| NEMC Modelling Summary Results ($000) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | HQT Base Case | | Revised HQT Base Case | | Revised NEMC Update | |
| | Mic-Sag Line | Series Comp | Mic-Sag Line | Series Comp | Mic-Sag Line | Series Comp |
| **Investment** | 571,790 | 248,548 | 571,790 | 248,548 | 571,790 | 248,548 |
| **Reinvestment** | 13,886 | 28,948 | 13,886 | 28,948 | 13,886 | 28,948 |
| **Residual** | 67,883 | 2,744 | 67,883 | 2,744 | 67,883 | 2,744 |
| **Taxes** | 45,329 | 16,205 | 45,329 | 16,205 | 45,329 | 16,205 |
| **Losses** | 222,598 | 451,794 | 177,053 | 451,794 | **118,629** | **302,426** |
| | | | | | | |
| **NEMC Total** | 785,721 | 862,367 | 740,176 | 742,751 | **681,752** | **593,384** |
| **HQT Total** | 785,748 | 862,308 | | | | |
| | | | | | | |
| **Differential Cost** | | 76,560 | | 2,575 | **88,369** | |
| | | | | | | |
| **Assumptions** | | | | | | |
| **Loss Factor** | 0.511 | | 0.37345 | | 0.37345 | |
| **Energy cost ($/MWh)** | 45.8 in 2023 esc @ 2.0% | | 45.8 in 2023 esc @ 2.0% | | PIRA/Platts to 2040 less $6 then 2% | |
| | 107.75 in 2028 esc @ 2.0% | | 107.75 in 2028 esc @ 2.0% | | 42.2 in 2023 to 77.0 in 2040 then 2% esc | |
| **Capacity ($/kW-yr)** | $22.97/kW-yr in 2023-2025 | | $22.97/kW-yr in 2023-2025 | | $55.5/kW-yr in 2023-2025 | |
| **from 2026** | 131.7kW-yr esc @ 2% | | 131.7kW-yr esc @ 2% | | $101.98/kW-yr esc @ 2% | |

| NEMC Economic Update and Sensitivity Results ($000) | | | |
|---|---|---|---|
| | **Series Comp** | **Mic-Sag Line** | **Differential** |
| **Updated Analysis** | 593,384 | 681,752 | 88,369 |
| | | | |
| **Sensitivities** | | | |
| **Loss Factor = 0.32725** | 568,787 | 672,497 | 103,710 |
| **Loss capacity 5% less** | 577,706 | 681,532 | 103,826 |
| **Energy price 5% less** | 582,886 | 677,802 | 94,916 |
| | | | |
| **Exchange rate = $0. 75US** | 606,532 | 686,640 | 80,108 |

### 4.5 Le risque de matérialisation des pertes électriques dans le cadre de l'analyse économique de la solution 3[49]

92. De l'avis de NEMC, l'analyse économique de la solution 3 faite par le Transporteur n'est pas réaliste, puisque le risque de matérialisation des pertes électriques dans l'hypothèse où la Régie refusait le Projet de ligne Micoua-Saguenay et que le Transporteur optait plutôt pour l'ajout de compensation série est surestimé en ce que les pertes électriques estimées par le Transporteur ne se matérialiseraient pas à la hauteur de ce qu'il a présenté à la Régie ;

93. En effet, si la Régie refusait la demande du Transporteur quant au Projet de ligne Micoua-Saguenay, les prochains ajouts de puissance en amont du corridor Manic-Québec, en l'occurrence la demande 197R (Parc éolien Lévesques – 220 MW) et fort probablement la demande 215R (Centrale de SM-3 – 440 MW) ou tout autre ajout de puissance en amont de ce corridor, généreront le besoin pour une nouvelle ligne de transport dans ce corridor, et ce, aux frais des initiateurs du projet, avec un impact

[49] Témoignage de Pascal Cormier, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 228, l. 17 à la p. 229, l. 24.

neutre ou à la baisse sur les tarifs de transport, le tout en conformité avec le cadre réglementaire actuel ;

94. Ces ajouts auraient également un impact positif sur les pertes électriques pour l'ensemble de la clientèle du Transporteur ;

95. Autrement dit, l'enjeu des pertes électriques sera considérablement réduit au moment où le Transporteur procédera à des ajouts à son réseau pour raccorder toute nouvelle puissance en amont du corridor Manic-Québec, et ce, dans un horizon relativement rapproché ;

96. Par conséquent, NEMC soumet respectueusement à la Régie que le risque de matérialisation des pertes électriques tel que présenté à la Régie dans le cadre de l'analyse économique relative à la solution 3 n'est pas réaliste considérant ce qui précède ;

97. NEMC soumet donc à la Régie, pour l'ensemble des motifs invoqués précédemment, que le calcul des coûts liés aux pertes électriques effectué par le Transporteur est très peu probant, d'autant plus qu'il est fort contesté par l'ensemble des intervenants au présent dossier ;

98. L'impact d'un éventuel accroissement de la charge sur la Côte-Nord, tel que discuté à la section 5.2 des présentes, pourrait également avoir un impact positif sur les pertes électriques dans le corridor Manic-Québec ;

### 4.6 Critères de robustesse liés au risque de verglas

99. De l'avis de NEMC, les critères de renforcement du réseau pour pallier au risque de verglas ne devraient pas être considérés dans l'analyse économique comparative des solutions envisagées par le Transporteur, notamment en ce qui concerne la solution 3, et ce, pour les raisons mentionnées par NEMC en audience[50] ;

100. Par ailleurs, soulignons que le Transporteur n'a présenté dans le cadre de la présente instance aucune preuve justifiant la nécessité de renforcer le réseau pour pallier au risque de verglas dans le corridor Micoua-Saguenay ;

101. Au contraire, la preuve au dossier démontre qu'aucun renforcement au réseau n'est requis dans la région du nord-est du Québec (le corridor Micoua-Saguenay). Cette preuve administrée par NEMC n'a pas été contredite par le Transporteur en audience ;

---

[50] Témoignage de Pascal Cormier, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 224, l. 18 à la p. 227, l. 25; C-NEMC-0027, p. 32 à 34; C-NEMC-0037, p. 42 et 43.

102. Or, en l'absence de preuve justifiant un tel renforcement, la Régie ne peut inférer qu'un tel renforcement serait requis ;

103. Comme l'ont affirmé les intervenantes AQCIE-CIFQ en audience, au mieux un tel renforcement doit être considéré comme un bénéfice collatéral découlant des solutions 1 et 2, mais ce bénéfice ou ce gain ne devrait pas être évalué ou considéré par la Régie dans le cadre de l'analyse économique de la solution 3[51] ;

104. L'AHQ-ARQ soulève également le fait que le Transporteur n'apporte aucune justification quant à la sécurisation du corridor Micoua-Saguenay contre les risques liés au verglas[52] ;

105. Soulignons finalement le fait que le Transporteur n'a pas considéré de critères de sécurisation liés au risque de verglas lorsqu'il a proposé une solution utilisant de la compensation série pour l'intégration du complexe hydroélectrique de La Romaine en 2011 ;

## V. AUTRES CONSIDÉRATIONS PERTINENTES

### 5.1 La capacité de transit associée à chacune des solutions envisagées par le Transporteur[53]

106. De l'avis de NEMC, afin d'être en mesure de prendre une décision éclairée quant à la solution proposée par le Transporteur pour pallier au problème de fiabilité identifié par ce dernier dans le corridor Manic-Québec, la capacité de transit associée à chacune des solutions envisagées par le Transporteur devrait être disponible. NEMC réitère à nouveau les questions qu'elle a soulevées dans le cadre de sa preuve :

> « 118. HQT's evidence is lacking information on the amount of series compensation that is proposed. The two transmission line projects provide increased blocks of transfer capacity while series compensation provides incremental transfer capacity dependent on the amount added. This raises several questions that should be considered in the economic evaluation of the options. Consider the following:
>
> - Is the amount of Series Compensation evaluated by HQT equal to the minimum amount needed to meet the N-1-1,500 criteria?

---

[51] Témoignages Paul Paquin, notes sténographiques de l'audience du 28 février 2019 - Volume 4 (A-0052), p. 74, l. 14 à la p. 75, l. 19 et p. 85, l. 2 à 22.
[52] Témoignages Marcel Paul Raymond, notes sténographiques de l'audience du 28 février 2019 - Volume 4 (A-0052), p. 113, l. 8 à la p. 114, l. 6 et p. 115, l. 2 à 9.
[53] C-NEMC-0028, section 3.6; C-NEMC-0035 (sous pli confidentiel), p. 4 et 7; C-NEMC-0037, p. 41; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 223, l. 10 à la p. 224, l. 5; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (sous pli confidentiel) (A-0048), p. 15, l. 17 à la p. 16, l. 6.

- Is the amount of Series Compensation evaluated by HQT an amount that would provide equivalent transfer capacity to the Micoua-Saguenay project, or the Outardes-Laurentides project?

- Do the two transmission line projects provide identical or different transfer capacities?

- Is it possible to phase in series compensation or is it all required for year 2020-21? »[54]

107. Or, malgré la demande de renseignement numéro 2 de NEMC[55], le Transporteur n'a fourni aucune capacité de transit concernant les trois (3) solutions envisagées ni aucune réserve de capacité qui pourrait être générée pour chacune de ces trois (3) solutions ;

108. De l'avis de NEMC, il est raisonnable de se demander quel est le niveau de transit minimum requis pour rencontrer le critère de fiabilité N-1-1 500 ;

109. Ce niveau minimum de transit est-il égal au niveau de capacité qui serait généré par le Projet de ligne Micoua-Saguenay ou par le projet de ligne à 735 kV entre les postes des Outardes et Laurentides ?

110. Soulignons à cet égard que le Transporteur a reconnu, en audience, que la solution 3, contrairement aux deux (2) autres solutions qui ajoutent des blocs de capacité sur le réseau de transport, permet l'ajout de capacité de transit dans le corridor Manic-Québec de manière incrémentale et que la solution 3 a comme objectif d'intégrer entièrement la production provenant du complexe hydroélectrique La Romaine 3 et 4, tout en admettant qu'une quantité moindre d'équipement en compensation série était possible pour n'intégrer que La Romaine 3 :

> « M. LUC MATTEAU :
>
> R. Vous voyez que, dans le scénario 3, je dois ajouter de la compensation série sur toutes les lignes. Est-ce que j'aurais pu juste pour Romaine-3 n'en mettre des plus petites qu'est-ce que j'ai besoin pour tout mon besoin en deux mille dix-huit (2018)? Peut-être. […]
>
> […]
>
> R. Bien, en fait, mon collègue Benoît l'a mieux expliqué que ce que j'ai fait tout à l'heure. C'est que le besoin, on ne peut pas... dans le fond, c'est que s'il n'y avait pas eu Romaine-4, ça aurait peut-être pris moins de compensations série que si Romaine-4 est venue, mais ceci dit, là, c'est une situation...
>
> Q. [124] C'était ça ma question.

[54] C-NEMC-0027, par. 118.
[55] HQT-3, Document 5.2 (sous pli confidentiel).

> R. ... c'est une situation hypothétique qu'on a pas évaluée là, de combien ça aurait baissé, on ne l'a pas évalué, je ne peux pas vous le dire.
>
> Q. [125] O.K. Non, parce que tout à l'heure, vous avez commencé à répondre, vous avez dit ce que ça prenait pour Romaine-3 et vous avez dit que c'était pas une bonne idée puis là, on est rentré dans l'explication de la construction, déploiement, etc., c'est une meilleure idée d'intervenir une fois plutôt que deux fois. Ça va. Mais vous, vous aviez dit que ça prenait une compensation série plus petite.
>
> R. D'un point de vue théorique, on aurait peut-être pu en faire avec des plus petites s'il n'y avait pas eu Romaine-4 qui venait en service par après.
>
> Q. [126] D'accord.
>
> R. C'est ce que je voulais dire tout à l'heure.
>
> Q. [127] D'accord. Alors, vous n'aviez pas évalué ça, vous n'aviez aucune idée.
>
> R. Ça n'a pas été évalué la quantité requise. »[56]

111. NEMC est donc en droit de se questionner si l'ajout d'équipement en compensation série pour n'intégrer que la production provenant de La Romaine 3 serait suffisante pour pallier au problème de fiabilité identifié par le Transporteur sur le corridor Manic-Québec ;

112. Or et tel que mentionné précédemment, le Transporteur ne fournit à la Régie aucune information quant au niveau de transit généré par la solution 3, à savoir l'ajout de compensation série sur le corridor Manic-Québec, ni même d'ailleurs quant au niveau de transit généré par les autres solutions ;

### 5.2 L'impact d'un éventuel accroissement de la charge sur la Côte-Nord[57]

113. NEMC est également d'avis que l'impact d'une hausse probable de la charge sur la Côte-Nord devrait être considérée dans l'analyse des solutions envisagées par le Transporteur ;

---

[56] Témoignage de Luc Matteau, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 129, l. 23 à la p. 130, l. 3 et p. 145, l. 15 à la p. 146, l. 17.

[57] C-NEMC-0028, section 3.6; C-NEMC-0035 (sous pli confidentiel), p. 4 et 7; C-NEMC-0037, p. 41; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 223, l. 10 à la p. 224, l. 5; témoignage de Bill Marshall, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (sous pli confidentiel) (A-0048), p. 15, l. 17 à la p. 16, l. 6.

114. Or, le Transporteur dans son analyse visant à déterminer la solution la plus optimale d'un point de vue technico-économique n'a pas considéré que tout accroissement de la charge sur la Côte-Nord serait approvisionné par de la production provenant de cette région, ce qui aurait pour effet de diminuer le niveau de transit devant circuler vers le sud par le biais du corridor Manic-Québec ;

115. Considérant la nature incrémentale de la solution 3, à savoir l'ajout de plateformes de compensation série dans le corridor Manic-Québec, toute hausse de la consommation d'électricité sur la Côte-Nord aurait pour effet de diminuer les coûts de la solution 3 puisqu'une quantité moindre d'équipement en compensation série serait requise pour pallier au problème de fiabilité identifié par le Transporteur dans le corridor Manic-Québec ;

116. Or et tel que le mentionne les intervenantes AQCIE-CIFQ dans leur preuve, on ne peut pas présumer qu'il n'y aura pas d'augmentation de charge sur la Côte-Nord au cours des prochaines années[58] :

> « Et je pense qu'il n'y a personne qui peut présumer qu'il n'y aura pas d'augmentation de charge dans cette région pour les quarante (40) prochaines années.
>
> […]
>
> Dernier commentaire, je pense qu'on l'a mentionné en terminant, est-ce que la charge sur la Côte-Nord va évoluer? Ça nous semble assez évident. Je porterai à votre attention qu'actuellement même dans les journaux, on peut voir que plusieurs projets industriels importants sont à l'étude. Je comprends que leur position sur les réseaux pour l'instant, on n'est pas capable d'analyser exactement mais je nommerai certainement celui-là au nord du Saguenay qui est le projet de compression de gaz naturel, c'est un appel de cinq cent cinquante mégawatts (550 MW). Il y a également un projet de mine important de Rio Tinto. Il y a le redémarrage de la mine Scully. Il y a le doublement de la capacité de la mine du Lac Bloom. Ça fait que qu'il y a plusieurs projets qui sont déjà présentement à l'étude. Alors, dans un horizon vingt (20), vingt-cinq (25), on peut penser qu'il va y avoir des changements quand même notables. »[59]

117. Sans compter également la possibilité que la Régie, dans le cadre du dossier R-4045-2018, ordonne la création d'un bloc dédié d'énergie sur la Côte-Nord pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, ce qui aurait pour effet de diminuer le niveau de transit sur le corridor Manic-Québec et d'augmenter la charge sur la Côte-Nord ;

---

[58] C-AQCIE-CIFQ-0028, p. 14.

[59] Témoignages Paul Paquin et Pierre Vézina, notes sténographiques de l'audience du 28 février 2019 - Volume 4 (A-0052), p. 74, l. 1 à l. 4 et p. 79, l. 6 à l. 24.

118. Soulignons à cet égard que le Transporteur a reconnu en audience que l'ajout des 245 MW du complexe hydroélectrique La Romaine 4, en l'absence de la construction d'une ligne de transport à 735 kV, nécessiterait l'ajout de compensation série[60]. Nous pouvons donc conclure qu'une hausse de la charge de 245 MW sur la Côte-Nord aurait pour impact de réduire le besoin en compensation série. En d'autres mots, toute hausse de la charge sur la Côte-Nord, et ce même inférieur à 1000 MW[61], aurait pour impact de diminué le coût de la solution 3, ce qui aurait pour impact de réduire davantage l'impact tarifaire de cette solution ;

119. Soulignons également le fait que la solution 3 est préférable à la solution 1, car elle comporte moins d'incertitude que la solution 1 notamment concernant la valeur des pertes électriques. En effet, toute augmentation de la charge sur la Côte-Nord aurait pour effet de faire diminuer les pertes électriques au cours des prochaines années, ce qui aurait également comme effet de diminuer le coût de la solution 3[62] ;

120. De l'avis de NEMC, la solution 3 est la solution de planification de réseau la plus optimale du point de vue technico-économique et est la solution qui causera significativement le moins d'impact sur les tarifs des clients du Transporteur ;

## VI. CONCLUSION

121. NEMC est d'avis que la planification du réseau de transport du Transporteur, tel qu'il le propose dans le cadre de la présente demande, ne respecte pas les principes réglementaires fondamentaux établis précédemment, notamment quant à la causalité des coûts, et favorise grandement le Producteur ;

122. Dans le cadre de cette planification de réseau, NEMC est d'avis que les clients du Transporteur ne sont pas traités de manière équitable face au Producteur qui est un affilié non réglementé du Transporteur ;

123. En effet, il ressort de la preuve que c'est la charge locale et les clients point à point qui devront assumer l'ensemble des coûts liés au problème de fiabilité dans le corridor Manic-Québec, alors que ce problème est occasionné en grande partie par des décisions prises par le Producteur ;

124. Cette préoccupation est partagée par les intervenants au présent dossier, notamment par les intervenantes AQCIE-CIFQ :

---

[60] Voir le paragraphe 109 des présentes.

[61] Le Transporteur prétend que pour que le réseau de transport respecte les critères de conception sans le Projet de ligne Micoua-Saguenay, un ajout de charges fermes en tout temps et disponibles à long terme de l'ordre de 1 000 MW serait requis sur la Côte-Nord (le tout sujet à la réalisation d'une étude afin de le confirmer) (B-0092, p. 7).

[62] C-AQCIE-CIFQ-0028, p. 13 et 14; témoignage de Paul Paquin, notes sténographiques de l'audience du 28 février 2019 - Volume 4 (A-0052), p. 73, l. 13 à l. 25 et p. 74, l. 1.

> « En fait, bien conscient de la décision en Phase 1 dans le 3888, toutefois, je vous dirais que les clients que moi, je représente, les industriels, puis j'ai le sentiment aussi que certains autres clients d'associations ici présents, bien, on a l'impression qu'on n'est pas traité équitablement dans cette approche-là.
>
> On l'a vu, le Producteur a fait un certain nombre de changements dans le positionnement de ses ressources et on se retrouve qu'avec ces changements-là, bien, c'est la charge locale qui doit assumer les coûts. »[63]
>
> « Je ne veux pas répéter ce que mon collègue a dit. Alors je vais m'en tenir à ça. Là, on compte beaucoup sur la Régie, hein, avec le personnel technique pour justement aider à préserver l'intérêt. […] Mais évidemment c'est important que l'ensemble des consommateurs et des clients industriels, notamment ceux que je représente, soient convaincus effectivement que la Régie a regardé toutes les facettes et soit capable d'optimiser pour le bien-être non pas seulement d'Hydro-Québec mais de l'ensemble des clients du Québec. Merci. »[64]
>
> (Nos soulignés)

125. NEMC tient à préciser qu'elle ne soulève en aucun temps le principe de l'utilisateur-payeur (ou payeur-bénéficiaire), lequel a fait l'objet d'une décision de la Régie[65], mais qu'elle soulève le principe de la causalité des coûts dans le contexte où elle prétend que le problème de fiabilité dans le corridor Manic-Québec est occasionné en grande partie par des décisions corporatives prises par le Producteur. Qui doit alors assumer les coûts des solutions pour pallier à cet enjeu de fiabilité ?

> « La justification du présent dossier, selon NEMC, il y a différents éléments qui sont apportés. Selon nous, il y a des justifications qui sont hors de contrôle des clients existants. C'est-à-dire, on fait référence ici à la baisse de la demande sur la Côte-Nord.
>
> Et il y a certaines justifications apportées au dossier par le Transporteur dans le présent dossier qui sont, selon nous, liées à des actions d'Hydro-Québec Production. Ici, on fait référence bien sûr, comme ça a été mentionné dans notre preuve, à la fermeture des centrales de Tracy, la Citière et Gentilly qui font partie du parc de production d'Hydro-Québec Production, ainsi que l'intégration du projet Romaine, particulièrement Romaine 3 et 4. Comme on en parlera un petit peu plus tard, il y a une différence entre Romaine-1 et 2 et 3 et 4 par rapport à l'ordonnancement de la mise en service de ces centrales. Évidemment, il y a l'importance de l'application du principe de causalité des coûts, comme j'ai mentionné, dans le processus décisionnel de la Régie. »[66]

---

[63] Témoignages de Pierre Vézina, notes sténographiques de l'audience du 28 février 2019 - Volume 4 (A-0052), p. 77, l. 22 à la p. 78, l. 8.
[64] Témoignages de Jocelyn D. Allard, notes sténographiques de l'audience du 28 février 2019 - Volume 4 (A-0052), p. 83, l. 11 à 24.
[65] D-2018-152.
[66] Témoignage de Pascal Cormier, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 197, l. 15 à la p. 198, l. 12.

126. Force est toutefois d'admettre que le délai anormalement élevé et déraisonnable que prend le Transporteur pour réaliser l'étude impact sur le réseau quant à la demande 215R (intégration de la production de la Centrale SM-3), soit plus de 15 mois après le dépôt de la demande, favorise grandement le Producteur, puisque si cette étude avait été finalisée avant le dépôt de la présente demande et qu'une convention d'étude d'avant-projet avait été signée par le Producteur également avant le dépôt de la présente demande, le Transporteur aurait clairement considéré la demande 215R comme un projet sérieux et cette demande aurait été incluse dans la séquence de planification du réseau par le Transporteur. Elle aurait par conséquent été identifiée comme un déclencheur du Projet de ligne Micoua-Saguenay, ce qui aurait eu un impact sur l'allocation des coûts proposée par le Transporteur dans le cadre de la présente demande[67] ;

127. Soulignons à cet égard que, de manière générale, en matière de demande de service de transport point à point, le Transporteur doit agir avec diligence pour terminer l'étude d'impact sur le réseau dans un délai de cent vingt (120) jours, sauf dans le cas d'une étude qui nécessite un délai additionnel, lequel sera précisé au client[68]. Un délai de plus de 15 mois tel que mentionné au paragraphe précédent est de l'avis de NEMC totalement injustifié ;

128. Or, le projet de Centrale SM-3 est un projet qui a une probabilité suffisamment grande de se réaliser à brève échéance considérant que la centrale existe déjà[69] ;

129. Pour l'ensemble des motifs mentionnés aux présentes, NEMC demande respectueusement à la Régie de refuser la demande du Transporteur en la présente instance.

**LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.**

---

[67] Témoignage de Benoît Delourme, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 83, l. 20 à la p. 91, l. 16 et p. 94, l. 6 à la p. 98, l. 2; témoignage de Benoît Delourme, notes sténographiques de l'audience du 26 février 2019 - Volume 2 (A-0042), p. 132, l. 23 à la p. 133, l. 17.
[68] Article 19.3 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*; notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 3 (A-0049), p. 79, l. 13 à l. 21.
[69] Témoignages de Marcel Paul Raymond, notes sténographiques de l'audience du 28 février 2019 - Volume 4 (A-0052), p. 116, l. 21 à la p. 117, l. 5; commentaire de la Présidente, notes sténographiques de l'audience du 27 février 2019 - Volume 4 (A-0049), p. 89, l. 12 à l. 18.