Version caviardée

Réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 4 de la Régie de l'énergie (« la Régie »)

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE TRANSPORTEUR RELATIVE À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 735 kV ENTRE LES POSTES MICOUA ET DU SAGUENAY

1. Référence : Pièce C-AQCIE-CIFQ-0017, p. 4.

Préambule :

« *Les intervenants comprennent qu'une réduction de transit de* [redacted] *sur la section Manic-Québec, par rapport aux conditions simulées par le Transporteur, permettrait probablement de respecter les critères de planification et que la nouvelle ligne ne serait pas justifiée* ».

Demande :

1.1 Veuillez commenter la compréhension de l'AQCIE-CIFQ citée en référence.

Réponse :

Une réduction du transit prévu à la pointe de l'hiver 2020-2021 de l'ordre de 1 000 MW pourrait permettre de respecter les critères de conception du réseau. Toutefois, cela dépend de la façon dont est réalisée la réduction de transit.

Le Transporteur souligne qu'il conçoit son réseau sans congestion[1]. Ceci lui permet de garantir que la capacité de transport soit suffisante pour satisfaire les besoins de ses clients, que ce soit pour l'alimentation de la charge locale ou pour les services de transport de point à point.

Le Transporteur souligne également que le transit prévu à la pointe du corridor Manic-Québec, considéré dans les études de planification, est affecté par deux facteurs, soit d'une part les niveaux de la demande d'électricité sur la Côte-Nord, et d'autre part ceux de la production raccordée en amont de ce corridor. Autant une augmentation de la demande qu'une réduction de la production réduiraient le transit du corridor Manic-Québec.

Une réduction du transit de l'ordre de 1 000 MW permettrait donc de respecter les critères de conception du réseau uniquement dans la mesure où il n'y a pas de congestion qui est créée.

Autrement dit, si la réduction de transit provient de l'augmentation de la demande d'électricité à la pointe hivernale sur la Côte-Nord et que le comportement du réseau est validé par des études considérant des projets réels d'augmentation de la demande, cela respecterait les critères de conception. Toutefois, une réduction de 1 000 MW du niveau de production

[1] Voir HQT-2, Document 1 révisé, page 5, lignes 14 et 15.

considéré ne respecterait pas les critères de conception du réseau puisque cela créerait de la congestion et ainsi ne garantirait plus une capacité de transport suffisante pour satisfaire les besoins des clients du Transporteur.

2. Références :
(i) Pièce B-0064, p. 7, R2.1;
(ii) Pièce C-AHQ-ARQ-0018, p. 14 à 18 et B-0055, R1.5, p. 5;
(iii) Pièce B-0053, R1.1, p. 5;
(iv) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0017, p. 9 et 10 et 13 à 15;
(v) Pièce C-FCEI-0017, p. 8;
(vi) Dossier R-3848-2013, décision D-2015-014, p. 56.

Préambule :

(i) « *Malgré cela, le Transporteur confirme que le Projet serait requis même dans l'éventualité d'un retrait de la demande OASIS 117T en plus du retrait de la demande 157T.*

[…]

Du point de vue des études de planification du Transporteur, la quantité totale de puissance exportée demeure donc la même. Le retrait des demandes 117T et 157T aurait ainsi pour seule conséquence de modifier la répartition de la puissance exportée par les différentes interconnexions faisant l'objet d'une demande de service de transport ferme.

Le comportement du réseau de la Côte-Nord est notamment tributaire du transit de puissance dans le corridor Manic-Québec. Le retrait des demandes 117T et 157T ne modifierait pas le transit de puissance dans ce corridor et donc n'aurait pas d'impact sur les besoins liés au Projet ».

(ii) L'AHQ-ARQ rappelle les hypothèses de base qui caractérisent le cas simulé par le Transporteur afin d'illustrer la situation à la pointe 2020-2021.

En page 15 :

« *Forte de l'expérience du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île décrite à la section 2.1 plus haut où la production raccordée était surestimée considérablement, l'AHQ-ARQ se questionne sur la valeur de 43 811 MW de production raccordée utilisée dans le présent dossier.*

[…]

Tout d'abord, le Transporteur indique que la centrale thermique de Bécancour n'est pas incluse dans cette valeur de 43 811 MW en réseau noble mais que la centrale de TCE est incluse[35]*. Cette inclusion de la centrale thermique de TCE contrevient aux critères du Transporteur et n'est aucunement réalisable tel que l'a indiqué le Distributeur récemment* ». [nous soulignons] [notes de bas de page omises].

La note de bas de page 35 réfère à réponse suivante fournie à la pièce B-0055 :

« Le Transporteur comprend que l'intervenant entend par « la centrale thermique de Bécancour » les turbines à gaz du poste Bécancour appartenant à Hydro-Québec Production (le « Producteur ») et non à la centrale de TransCanada Energy Ltd. (« TCE »). La production de la centrale thermique de Bécancour n'est pas incluse dans la capacité de production de 43 811 MW, qui correspond à la production en réseau noble (avec tous les équipements en service). Dans le cadre des études de planification, la production de la centrale thermique de Bécancour n'est pas activée en réseau noble, mais est activée pour certaines autres conditions de réseau, tel qu'en réseau dégradé (N-1)-1500. La centrale de TCE, quant à elle, est incluse dans toutes les conditions de réseau ».

L'intervenant conclut comme suit en page 18 :

« *L'AHQ-ARQ considère que la valeur de production retenue par le Transporteur de 43 811 MW est surestimée et 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* ».

(iii) « *Les prévisions de la demande de la référence (ii) tiennent compte de l'effacement attribuable à la biénergie résidentielle. Par contre, celles-ci n'ont pas été réduites pour tenir compte des autres moyens de gestion de la demande (GDP Affaires, électricité interruptible du Distributeur et puissance interruptible du Producteur)* ».

(iv) En pages 9 et 10, l'AQCIE-CIFQ soumet ce qui suit quant aux besoins à alimenter :

« *En réponse à une demande de renseignements, le Transporteur mentionne que les besoins de la charge locale n'ont pas été réduits pour tenir compte des moyens de gestion de la demande tels le programme GDP Affaires et l'option d'électricité interruptible du Distributeur et de la puissance interruptible du Producteur.*

Selon les intervenants, les simulations du Transporteur ne devraient pas refléter les besoins totaux du Distributeur, mais seulement les besoins à alimenter puisque c'est cette capacité qui transite sur le réseau du Transporteur.

Le tableau ci-dessous présente les besoins à alimenter en tenant compte de la réduction due à la Gestion de la demande en puissance. L'écart par rapport aux simulations est la différence entre les besoins à alimenter et les besoins simulés de 43 811 MW.

Tableau AQCIE-CIFQ 1 : Besoins à alimenter (MW)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Charge locale (besoins à la pointe) [1]	39027	39364	39643	39892	40103	40286
Point à point [2]	4619	4724	5883	5883	5883	5883
Total des besoins à la pointe	43646	44088	45526	45775	45986	46169
Gestion de la demande en puissance [1]	1420	1470	1500	1510	1530	1540
Besoins à alimenter	42226	42618	44026	44265	44456	44629
Écart par rapport aux simulations	1585	1193	-215	-454	-645	-818

1 : tableau 7 de la page précédente
2 : R-4058-2018, B-0092, page 32

».

[note de bas de page omise]

Quant aux simulations du réseau, l'AQCIE-CIFQ, en pages 13 à 15 :

- rappelle que la production de la centrale thermique de Bécancour n'est pas activée en réseau noble mais est activée pour certaines autres conditions de réseau, tel qu'en réseau dégradé (N-1)-1500 mais souligne que le Transporteur n'explique pas pourquoi elle n'est pas activée en réseau noble;
- estime que des simulations modélisant la production éolienne à 40 % de leur capacité devraient être réalisées;
- souhaite que le Transporteur indique si les possibilités offertes par le déglaceur de Lévis (dossier R-3522-2003) ont été modélisées dans la simulation des trois scénarios analysés, que le Transporteur présente l'impact d'une telle modélisation et, le cas échéant, qu'il mentionne les motifs pour lesquels il n'en a pas tenu compte.

(v) La FCEI soumet ce qui suit quant à l'inclusion des projets d'interconnexion 117T et 157T à la demande de transport point à point :

« *Par ailleurs, bien qu'il soit conforme aux normes d'inclure les nouvelles installations projetées à l'étude, la FCEI estime que l'inclusion des projets d'interconnexion 117T et 157T à la demande de transport point à point (menant à un total de 6 862 MW) n'est pas compatible avec la demande du Transporteur qui vise un projet en maintien et amélioration de la qualité de service alors que ceux-ci sont plutôt des projets en croissance.*

Selon les hypothèses retenues dans l'étude de planification du Transporteur, ces projets n'ont pas d'impact sur la conclusion de l'étude. Dans ce contexte, la FCEI convient que leur inclusion ou exclusion est sans conséquence.

Toutefois, si la Régie devait modifier les paramètres de l'étude de planification et que ces projets aient un impact sur le résultat de l'étude, alors la demande du Transporteur devrait être modifiée en projet de croissance, en partie ou en totalité.

Étant donné que le Transport présente un projet en maintien de la qualité de service, la FCEI soumet que la demande de transport ferme point à point devrait exclure ces deux projets et être limitée à 4 697 MW pour les fins du présent dossier.

Une analyse distincte pourrait être réalisée en ajoutant ces deux projets de manière à déterminer s'ils occasionnent des investissements additionnels à la marge ».

(vi) « *[231] Dans ce contexte, compte tenu que la Régie a fixé à 40 % la valeur des retours d'énergie pour la période d'octobre d'une année à mars de l'année suivante, elle fixe à 40 % la valeur de la puissance complémentaire exigible pour la période d'hiver.*

[232] ***En conséquence, la Régie accueille la proposition du Distributeur relative à l'exigence d'une garantie de puissance pour la période d'hiver, mais elle fixe à 40 % la valeur de cette garantie de puissance*** ». [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez élaborer sur les raisons expliquant que la centrale thermique de Bécancour n'est pas incluse dans la valeur de 43 811 MW en réseau noble tandis que la centrale de TCE y est incluse.

Réponse :

En réseau noble, le Transporteur planifie son réseau sans utiliser les moyens de gestion de la pointe. Ces moyens de gestion sont considérés dans la planification du réseau pour les conditions de réseau dégradé N-1-1500 ou pour les conditions de pointe exceptionnelle.

La centrale de Bécancour (turbines à gaz) est une centrale qui fait partie des moyens de gestion de la pointe, c'est pourquoi elle n'est pas considérée aux fins de planification en réseau noble. La centrale de TCE ne fait pas partie des moyens de gestion de la pointe puisqu'elle est intégrée au réseau pour l'alimentation normale de la charge. Elle est donc considérée dans toutes les conditions de réseau aux fins de planification.

2.2 Veuillez commenter la compréhension de l'AHQ-ARQ (référence (ii)) à l'effet que cette inclusion de la centrale TCE contrevient aux critères du Transporteur.

Réponse :

La compréhension de l'AHQ-ARQ est erronée. Au contraire, c'est l'exclusion de la centrale de TCE qui contreviendrait aux critères de conception du réseau. La centrale de TCE a été intégrée au réseau pour l'alimentation de la charge. Cette centrale est fermée de façon temporaire. Puisque la fermeture n'est que temporaire, le réseau de transport se doit d'être conçu en considérant que celle-ci peut être démarrée à tout moment. Il est donc nécessaire de considérer

cette centrale aux fins de la planification du réseau de transport afin de garantir que le réseau puisse acheminer la production de celle-ci advenant son démarrage. Le Transporteur ne pourrait retirer cette centrale de ses hypothèses de planification que s'il reçoit un avis de fermeture permanente comme ce fut le cas par exemple pour la centrale de Gentilly-2.

2.3 Veuillez préciser si le Transporteur a modélisé les possibilités offertes par le déglaceur de Lévis (référence (iv)) dans la simulation des trois scénarios analysés.

2.3.1. Dans l'affirmative, veuillez élaborer.
2.3.2. Dans la négative, veuillez préciser les motifs pour lesquels le Transporteur n'en a pas tenu compte.

Réponse :

Les possibilités offertes par le déglaceur du poste de Lévis sont déjà prises en considération dans les études de planification du Transporteur. Le Transporteur modélise celui-ci comme un équipement de contrôle dynamique de tension.

2.4 Par la décision D-2015-014 (référence (vi)), la Régie fixe à 40 % la valeur de la garantie de puissance de la capacité éolienne pour la période d'hiver. Veuillez élaborer sur la pertinence, selon le Transporteur, de réaliser des simulations modélisant la capacité éolienne à 40 % de leur capacité.

Réponse :

Le Transporteur rappelle qu'il conçoit son réseau sans congestion. Ceci lui permet de garantir que la capacité de transport soit suffisante pour satisfaire les besoins de ses clients, que ce soit pour l'alimentation de la charge locale ou pour les services de transport de point à point. Afin de garantir que la production éolienne puisse être transportable en tout temps, et donc disponible pour satisfaire les besoins des clients du Transporteur, le réseau se doit d'être planifié en considérant 100 % de la capacité éolienne.

Bien que cette quantité de production éolienne ne puisse être garantie à la pointe, elle est toutefois possible. Une diminution de la quantité de production éolienne considérée pour la planification du réseau créerait de la congestion sur le réseau rendant ainsi captive une partie de cette production. D'ailleurs, toutes les études du Transporteur pour l'intégration des parcs éoliens, notamment à la suite des appels d'offres du Distributeur, ont été réalisées en considérant 100 % de la production éolienne à la pointe hivernale.

2.5 En vous référant à la remarque de l'AQCIE-CIFQ en référence (iv), veuillez expliquer que les prévisions de la demande d'électricité sur la Côte-Nord fournies en preuve ne soient pas ajustées pour tenir compte des moyens de gestion de la demande tels le

programme GDP Affaires, l'option interruptible du Distributeur et la puissance interruptible du Producteur.

Réponse :

Le Transporteur rappelle qu'il considère les moyens de gestion de la demande uniquement pour les conditions de réseau dégradé N-1-1500 ou de pointe exceptionnelle. L'électricité interruptible du Distributeur et la puissance interruptible du Producteur sont donc considérées à ce titre. Pour ce qui est du programme GDP Affaires du Distributeur, celui-ci est pour l'instant également considéré comme un moyen de gestion de la demande. Toutefois, la faible quantité de puissance prévue pour ce programme (de l'ordre de 200 MW) fait en sorte que celui-ci n'aura que peu d'impacts sur la planification du réseau quelle que soit la façon dont il est considéré.

De plus, ces moyens ont tous pour effet de réduire davantage le niveau de charge sur la Côte-Nord et donc d'augmenter le transit du corridor Manic-Québec amplifiant ainsi la réduction de fiabilité du réseau à l'origine du Projet.

2.6 En lien avec la référence (v), veuillez commenter la position de la FCEI voulant que les projets OASIS 117T QC-NH et OASIS 157T HERTEL-NY doivent être exclus de la demande de transport ferme point à point.

Réponse :

Le Transporteur considère, contrairement à ce qu'affirme la FCEI, que les demandes OASIS 117T QC-NH et OASIS 157T HERTEL-NY devaient être considérées dans la demande de transport ferme de point à point pour l'étude de planification.

Le Transporteur rappelle que, lorsqu'il réalise une étude de planification, il modélise tous les projets de transport et de production dont la date de mise en service est à l'intérieur de l'horizon considéré par l'étude et qui ont minimalement atteint le stade d'avant-projet[2]. Lors de la réalisation des études de planification ayant mené au Projet, les deux demandes en question répondaient à ces conditions.

Le Transporteur rappelle également que, bien que la demande OASIS 157T liée à l'interconnexion Hertel-New York ait récemment été retirée, le Projet demeure requis. Voir à cet effet les réponses aux questions 2.1 et 2.2 de la demande de renseignements numéro 3 de la Régie à la pièce HQT-3, Document 1.4.

[2] Voir HQT-2, Document 1.1 révisé, page 5, lignes 16-18.

3. Références : (i) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0017, p. 18 et19;
(ii) Pièce B-0027, p. 17 à 19;
(iii) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0017, p. 20;
(iv) Dossier R-4058-2018, pièce B-0092, annexe 1, p. 8 et 9;
(v) Dossier R-4058-2018, pièce B-0094, p. 6 et 7.

Préambule :

(i) « *Dans le cas de base, le différentiel de pertes en puissance est de 24,7 MW pour la solution 1 et de 63,4 MW pour la solution 3.*

Le Transporteur précise également que les pertes en énergie sont établies par les équations suivantes :

[…]

En utilisant ces hypothèses, le différentiel de pertes en énergie est de 110,8 GWh pour la solution 1 et de 286,8 GWh pour la solution 3.

Cependant, les intervenants constatent que dans sa comparaison économique des solutions appliquées au réseau 2017 ajusté, le Transporteur a modifié les différentiels de pertes en puissance sans modifier proportionnellement les différentiels de pertes en énergie. En effet, les différentiels de pertes en puissance sont de 37 MW et 78 MW respectivement pour la solution 1 et la solution 3, alors que les pertes en énergie sont respectivement de 123 GWh et 285 GWh, soit des pertes en énergie sensiblement semblables à celles indiquées ci-haut.

L'analyse des intervenants retient les pertes en puissance correspondant au réseau 2017 ajusté ». [notes de bas de pages omises]

(ii) « *Le Transporteur précise que les écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau (P_{PP}) entre diverses solutions qu'il utilise sont déterminés par la comparaison des écoulements de puissance de chacune des solutions. Le Transporteur précise également que les écarts de pertes en énergie sur une base annuelle (P_{EA}) entre plusieurs solutions sont établis par l'équation qui suit :*

$P_{EA} = P_{PP} \times F_P \times 8760$ *heures*
Où :
P_{PP} *représente la valeur des écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau.*
F_P *est le facteur de pertes calculé à partir de l'équation polynomiale suivante :*
$F_P = 0{,}9 \times F_C^2 + 0{,}1 \times F_C$
Où :
F_C *= facteur de charge correspond normalement à un taux d'utilisation du réseau de 70 %. Cette valeur a été déterminée en fonction de valeurs mesurées sur le réseau.*
Ainsi, $F_P = 0{,}9 \times 0{,}7^2 + 0{,}1 \times 0{,}7 = 0{,}511$

Le tableau suivant rappelle les écarts de pertes de l'analyse économique du Transporteur présentée à la pièce HQT-1, Document 1, Annexe 5 et qui ont été calculés en utilisant cette méthode.

Tableau 9
Écarts de pertes entre les solutions

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Écart des pertes à la pointe (MW)	24,7	0	63,4
Écart des pertes annuelles (GWh)	110,6	0	283,8

[…]

Le tableau qui suit présente une estimation de la variation des pertes en puissance et en énergie qu'aurait procurée chacune des solutions envisagées par rapport à un réseau dérivé du réseau de transport actuel (2017). Pour estimer la variation de pertes, le Transporteur a utilisé la même méthodologie que celle qu'il a utilisée dans le cadre de l'« Étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport ».

Tableau 10
Écarts de pertes de chacune des solutions par rapport au réseau de transport 2017 ajusté

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Écart des pertes à la pointe (MW)	37	0	73
Écart des pertes annuelles (GWh)	123	0	285

Les résultats montrent que les écarts de pertes obtenus en appliquant les solutions au réseau 2017 sont tous plus élevés que les valeurs du tableau 9.

Le tableau suivant, présente la comparaison économique des solutions en utilisant les valeurs de pertes obtenues par l'application des solutions au réseau 2017 ajusté.

Tableau 11
Comparaison économique des solutions appliquées au réseau 2017 ajusté
(M$ actualisés 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	277,5 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-2,7 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	16,1 M$
Pertes en puissance	37,0 MW	0,0 MW	78,0 MW
Pertes en énergie	123,0 GWh	0,0 GWh	285,0 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	268,5 M$	0,0 M$	602,6 M$
Coûts globaux actualisés (CGA)	**831,7 M$**	898,5 M$	893,5 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100 %**	108 %	107 %

(iii) « *Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Transporteur confirme que l'évaluation comprend uniquement les pertes par effet Joule.*

À cet égard, les intervenants réfèrent à une étude approfondie réalisée par le Transporteur « expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport ». L'étude mentionne que les pertes électriques dépendent de divers facteurs. Notamment, concernant les pertes par effet couronne, l'étude mentionne :

> « *Les pertes par effet couronne résultent de l'ionisation de l'air humide ambiant aux conducteurs soumis à des tensions élevées. Majoritairement présentes sur les lignes à 735 kV, elles représentent environ 10 % des pertes électriques en énergie annuelle sur le réseau de transport. Elles sont toutefois difficiles à préciser puisque plusieurs facteurs peuvent les affecter, comme les conditions climatiques (température, précipitations, humidité, etc.) et l'emplacement géographique. Elles sont de nature très variable et, <u>contrairement aux pertes par effet Joule, elles sont très peu influencées par les puissances transitées dans les lignes</u>.*
>
> *À titre informatif, pour une ligne de transport à 735 kV de 100 km transitant environ 1 900 MW, les pertes par effet Joule sont d'environ 8,1 MW. Les pertes par effet couronne associées varient toutefois de 0,5 à 1,8 MW par temps sec et de 5 à 18 MW sous la pluie* ».

Comme mentionné par le Transporteur, l'ajout d'une ligne a pour effet de réduire l'impédance équivalente du réseau de transport, ce qui contribue à réduire les pertes par effet Joule. Par contre, l'ajout d'une ligne a également un impact sur les pertes par effet couronne car ce type de pertes dépend des conditions climatiques. Ainsi, par sa seule

présence sur le réseau, une nouvelle ligne a pour effet d'augmenter les pertes par effet couronne et, comme mentionné plus haut, celles-ci sont majoritairement présentes sur les lignes à 735 kV.

En conséquence, selon les intervenants, le fait de considérer la diminution des pertes par effet Joule sans considérer l'augmentation des pertes par effet couronne a pour résultat de surestimer l'écart des pertes en énergie entre les solutions analysées.

Cette constatation est préoccupante étant donné que la valeur des pertes est déterminante dans le choix de la solution la plus économique ». [notes de bas de pages omises]

(iv) En page 8 :

« *Le Transporteur doit utiliser une méthode différente de celle pour le calcul du taux de pertes pour quantifier les facteurs qui influencent le taux de pertes actuel sur son réseau. L'utilisation d'une méthode qui repose sur un « modèle de réseau », modélisant les différents éléments qui entraînent des pertes de transport, est donc pertinente pour évaluer de façon analytique la variation des pertes sur le réseau du Transporteur. L'année 2016 a été choisie comme année témoin dans le cadre de cette étude, puisqu'elle était l'année complétée la plus récente disponible lors du début l'étude. Cette année a été modélisée en utilisant un échantillonnage horaire. Ainsi, 8 784 situations instantanées du réseau de transport ont été représentées par un modèle de réseau pour l'année bissextile 2016. L'évaluation du taux de pertes dans le cadre de l'étude est estimée à partir des pertes et de l'énergie livrée en puissance (instantanées) sur une base horaire, en posant comme hypothèse que celles-ci s'avèrent constantes dans l'heure. Cette fréquence horaire est suffisante pour avoir un portrait représentatif du comportement du réseau dans le cadre de cette étude.*

Chaque modèle de réseau utilisé lors de l'étude reflète la topologie, le niveau de production, la quantité et la distribution des charges réelles ainsi que les points d'opération (tensions, transits, etc.) des équipements sur le réseau de transport ».

En page 9, le Transporteur mentionne ce qui suit à l'égard de l'évaluation des pertes par effet couronne dans le cadre de la méthode reposant sur un modèle de réseau :

« <u>Les pertes par effet couronne</u> apparaissent essentiellement sur le réseau à 735 kV lorsque les conditions météorologiques y sont propices. <u>Pour évaluer ces pertes, ce sont les mesures des transits aux extrémités des lignes à 735 kV du Transporteur qui sont utilisées</u>. Ces dernières permettent d'évaluer les pertes globales sur une ligne en effectuant la différence entre les mesures de transits entrants et sortants estimés. <u>Les pertes par effet couronne sont ensuite obtenues en faisant la soustraction entre les pertes globales sur la ligne et les pertes par effet Joule calculées. Théoriquement, cette différence représente la combinaison des pertes par effet couronne, des pertes de fuites et d'induction.</u>

Toutefois, comme ces dernières sont relativement faibles, notamment en regard de la précision des mesures de transits, <u>la résultante est alors définie dans la présente étude comme étant les pertes par effet couronne.</u> Il est à noter également que les transits entrant et sortant

estimés des lignes à 735 kV ne comprennent pas le transit dans les inductances shunt qui sont branchées sur celles-ci ». [nous soulignons].

(v) « *À la suite de ces revalidations, des écarts ont été identifiés et ont amené la révision des taux de pertes des années 2015, 2016 et 2017. Ceux-ci sont issus essentiellement de changements au réseau de transport qui n'ont pas été pris en compte adéquatement, ou n'ont pas été reflétés dans les équations.*

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 1
Taux de pertes de transport pour les années 2015 à 2017
et taux moyen pour l'année 2019

Année	Taux de pertes initiaux[3]	Taux de pertes révisés[4]
2015	6,13 %	5,49 %
2016	6,34 %	5,23 %
2017	5,79 %	5,35 %
Taux moyen 2019	6,1 %	5,4 %

»

Demandes :

3.1 La Régie constate que la valeur des pertes différentielles en puissance de la solution 3 est de 73 MW au tableau 10 de la référence (ii) et qu'elle est de 78 MW au tableau 11 de la référence (ii), soit la comparaison économique des solutions appliquées au réseau 2017 ajusté. Veuillez confirmer la valeur des pertes différentielles de la solution 3 selon le réseau de transport 2017 ajusté en références (i) et (ii). Le cas échéant, veuillez corriger la comparaison économique faite au tableau 11 (référence (ii)).

Réponse :

En préambule, le Transport comprend que les tableaux 9, 10 et 11[3] de la référence (ii) devraient respectivement se lire tableaux 10, 11 et 12[4]. Les réponses du Transporteur aux questions 3.1 à 3.4 s'appuient sur ces derniers.

Le tableau 12 de la référence (ii) devrait en effet indiquer 73,0 MW plutôt que 78,0 MW. Le tableau ci-dessous présente les résultats de l'analyse économique à la suite de la correction de cette valeur. Il vient également effectuer une légère correction dans les coûts des pertes de la solution 1.

[3] Ces tableaux correspondent à ceux de la pièce B-0023, soit HQT-2, Document 1.1 du 20 septembre 2018.
[4] Ces tableaux correspondent à ceux de la pièce B-0027, soit HQT-2, Document 1.1 révisée en date du 1er octobre 2018.

Tableau R3.1
Comparaison économique des solutions appliquées au réseau 2017 ajusté
(M$ actualisés)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	277,5 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-2,7 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	16,1 M$
Pertes en puissance	37,0 MW	0,0 MW	*73,0* MW
Pertes en énergie	123,0 GWh	0,0 GWh	285,0 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	*266,7 M$*	0,0 M$	592,6 M$
Coûts globaux actualisés(CGA)	***829,9 M$***	898,5 M$	883,5 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100%**	108%	106%

3.2 La Régie constate que les différentiels de pertes en énergie des solutions 1 et 3 ne sont pas modifiés de manière proportionnelle entre le tableau 9 et le tableau 10 (références (i) et (ii)).
Veuillez fournir le calcul menant à l'établissement du niveau de pertes en énergie soumis au tableau 10 de la référence (ii) en précisant notamment le facteur de charge utilisé. Dans le cas où le facteur de charge serait différent d'une solution à l'autre, veuillez expliquer.

Réponse :

Il est normal que les différentiels de pertes en énergie des solutions 1 et 3 ne soient pas modifiés de manière proportionnelle entre le tableau 10 et le tableau 11 (référence (ii)) puisque la méthode utilisée est différente dans les deux cas.

Dans le cas du tableau 10 de la référence (ii), les pertes différentielles en énergie ont été calculées en utilisant les équations de la référence (ii) et un facteur de charge de 70 %.

Toutefois, dans le cas du tableau 11 de la référence (ii), le Transporteur n'a pas utilisé un calcul basé sur un facteur de charge appliqué à un écart de pertes en puissance à la pointe. Il a plutôt utilisé la méthodologie définie dans l'« Étude

expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport »[5] appliquée au réseau 2017 ajusté. Cette méthodologie utilise la comparaison de 8 760 écoulements de puissance horaires par solution pour calculer les pertes différentielles en énergie.

3.2.1. Le cas échéant, veuillez valider ou corriger les valeurs des pertes incluses aux tableaux 10 et 11 et mettre à jour les comparaisons économiques qui les sous-tendent.

Réponse :

Le tableau R3.1 (voir réponse à la question 3.1) et le tableau 11 de la référence (ii) reflètent bien l'analyse du réseau 2017 ajusté.

3.3 La Régie comprend des références (iii) et (iv) que par leur seule présence sur le réseau de transport, l'ajout d'une nouvelle ligne (solution 1 – nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay et solution 2 – nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides) augmente les pertes par effet couronne, car elles sont majoritairement présentes sur les lignes à 735 kV. Veuillez préciser si le Transporteur a considéré l'impact sur les pertes par effet couronne de l'ajout d'une ligne (solution 1 et solution 2 sur le réseau) dans les comparaisons économiques.

Réponse :

Le Transporteur n'a pas inclus les pertes par effet couronne associées à l'ajout d'une ligne dans les comparaisons économiques. En effet, ces pertes par effet couronne sont difficiles à préciser puisqu'elles dépendent de plusieurs facteurs, dont l'emplacement géographique et les conditions climatiques (température, précipitations, humidité, etc.). Pour les mêmes raisons, ces pertes peuvent fluctuer grandement d'une année à l'autre.

Toutefois, en se basant sur un historique de quatre ans, le Transporteur estime que les pertes par effet couronne occasionnées pour la solution 1 seraient d'environ 13 GWh et celles occasionnées pour la solution 2 d'environ 43 GWh. Il est à noter que les pertes par effet couronne ont un impact sur les pertes en énergie annuelle et non sur les pertes en puissance puisqu'en situation de pointe, les conditions météorologiques ne sont pas propices à l'effet couronne.

Le tableau suivant montre le résultat de l'analyse économique incluant les pertes par effet couronne.

[5] R-4058-2018, HQT-9, Document 1, Annexe 1.

Tableau R3.3 A
Comparaison économique des solutionsincluant les pertes par effet couronne (M$ actualisés)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	277,5 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-2,7 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	16,1 M$
Pertes en puissance	24,7 MW	0,0 MW	63,4 MW
Pertes en énergie	80,6 GWh	0,0 GWh	240,8 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	175,6 M$	0,0 M$	504,1 M$
Coûts globaux actualisés(CGA)	**738,8 M$**	898,5 M$	795,0 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100%**	122%	108%

Le Transporteur tient à souligner que l'objectif de l'analyse économique est de guider le choix de la solution à retenir.

À cet effet, il est normal que certains éléments ne soient pas inclus dans l'analyse économique si ceux-ci n'ont pas d'impacts sur le choix de la solution retenue ou n'ont pour effet que d'amplifier les écarts entre les solutions.

L'inclusion des pertes par effet couronne a ici pour effet de favoriser la solution 3 dans la comparaison économique des solutions. Par contre, puisque l'analyse économique est basée[6] sur la plus courte durée de vie commune aux diverses solutions, soit celle de la compensation série (40 ans) et puisque les pertes différentielles sont calculées sur cette durée de vie, l'analyse économique a donc pour conséquence de défavoriser les solutions 1 et 2 qui ont une durée de vie plus longue (au moins 80 ans). En effet, les économies de pertes au-delà de 40 ans des solutions 1 et 2 se trouvent être écartées dans l'analyse comparative avec la solution 3.

À titre comparatif, les tableaux suivants montrent l'impact sur l'analyse économique d'utiliser une durée d'analyse de 70 ans, avec et sans les pertes par effet couronne.

[6] Voir la réponse à la question 12.1 (lignes 9 à 19) de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-13, Document 1.1.

Tableau R3.3 B
Comparaison économique des solutions avec une durée d'analyse de 70 ans, excluant les pertes par effet couronne

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	587,4 M$	943,1 M$	352,0 M$
Valeurs résiduelles	-6,7 M$	-10,3 M$	-7,1 M$
Taxe sur les services publics	48,0 M$	76,2 M$	20,6 M$
Pertes en puissance	24,7 MW	0,0 MW	63,4 MW
Pertes en énergie	110,6 GWh	0,0 GWh	283,8 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	283,6 M$	0,0 M$	727,9 M$
Coûts globaux actualisés(CGA)	**912,3 M$**	1009,0 M$	1093,4 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100%**	111%	120%

Tableau R3.3 C
Comparaison économique des solutions avec une durée d'analyse de 70 ans, incluant les pertes par effet couronne

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	587,4 M$	943,1 M$	352,0 M$
Valeurs résiduelles	-6,7 M$	-10,3 M$	-7,1 M$
Taxe sur les services publics	48,0 M$	76,2 M$	20,6 M$
Pertes en puissance	24,7 MW	0,0 MW	63,4 MW
Pertes en énergie	80,6 GWh	0,0 GWh	240,8 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	223,8 M$	0,0 M$	642,1 M$
Coûts globaux actualisés(CGA)	**852,5 M$**	1009,0 M$	1007,6 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100%**	118%	118%

En comparant les tableaux R3.3 C et R3.3 A, on constate donc que l'impact d'omettre les pertes par effet couronne est moindre que celui de tronquer l'impact des pertes au-delà de 40 ans. L'utilisation d'une durée d'analyse de 40 ans permet donc d'obtenir un coût actualisé pour les pertes qui soit prudent, voire précautionneux, même si les pertes par effet couronne ne sont pas prises en compte.

Finalement, le Transporteur mentionne que d'autres éléments qui auraient également pour effet de favoriser la solution 1 n'ont pas été inclus dans l'analyse économique, notamment :

- **les coûts attribuables à la sécurisation du réseau ;**
- **les coûts attribuables à la flexibilité d'exploitation accrue ;**
- **l'impact de l'augmentation de la charge sur les niveaux de pertes évitées.**

Au final, le Transporteur est d'avis que l'analyse économique qu'il a présentée est prudente et suffisante pour démontrer que la solution 1 est plus économique que la solution 3.

3.3.1. Dans le cas où l'impact de l'effet de couronne n'aurait pas été pris en compte dans la comparaison économique des trois solutions, veuillez :

3.3.1.1. Expliquer que l'effet de couronne ne soit pas pris en compte;
3.3.1.2. Élaborer sur l'ampleur de cet effet sur le niveau de pertes différentielles des trois solutions en précisant si cela rend la solution 3 plus économique.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.3.

3.4 Veuillez préciser si les récents développements faisant l'objet du dossier R-4058-2018 (référence (v)), notamment la découverte d'erreurs au niveau du calcul de pertes, pourraient avoir un impact sur l'évaluation des pertes faite par le Transporteur au présent dossier. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

La découverte d'erreurs dans le calcul du taux de pertes du dossier R-4058-2018 n'a pas d'impact sur l'évaluation des pertes différentielles entre les trois solutions du présent dossier. Il s'agit de calculs complétement indépendants et qui sont basés sur des données et des méthodes totalement différentes.

Le calcul servant à établir le taux de pertes de transport repose sur la méthode dite des injections, à partir de mesures réelles[7].

L'évaluation des pertes différentielles entre les trois solutions au présent dossier a été faite selon deux méthodes.

1) Les écarts de pertes en puissance qui ont été utilisés dans l'analyse économique du Transporteur présentée à la pièce HQT-1, Document 1, Annexe 5, et qui sont présentés au tableau 10 de la référence (ii), ont été évalués par simulation sur un réseau projeté de la pointe de charge. Ensuite, les pertes en énergie sur une base annuelle ont été estimées à partir de l'équation polynomiale en utilisant les équations décrites à la pièce HQT-2, Document 1.1, section 6.

2) Les écarts de pertes en puissance et en énergie présentés dans le tableau 11 de la référence (ii) ont été calculés également par simulation, mais en évaluant les pertes sur 8 760 heures de l'année 2017 ajustée, en se basant sur la méthode utilisée pour l'année 2016 dans le cadre de l'« Étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport »[8].

Bien que cette méthode soit basée sur des situations réelles, elle permet d'évaluer les pertes selon leurs types (effet Joule, effet couronne, etc.) plutôt que par des données de mesurage entre les points de réception à l'entrée du réseau de transport et les points de livraison à la sortie du réseau de transport.

Ainsi, la découverte d'erreurs au niveau du calcul servant à établir le taux de pertes de transport n'a aucun impact sur l'évaluation de pertes différentielles entre les trois solutions réalisée par le Transporteur au présent dossier, que ce soit avec l'une ou l'autre méthode utilisée.

4. Références :
(i) Pièce C-NEMC-0019, p. 15;
(ii) Pièce B-0005, tableau 4, p. 23 et B-0027, tableaux 12 à 19, p. 20 à 27;
(iii) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0017, p. 17;
(iv) Pièce B-0007, Annexe 6.

Préambule :

(i) « *51. The series compensation solution solves the reliability issue, which we know because HQT included it as a proposed solution. Its capital costs are much lower than the Micoua-Saguenay Line, and its overall costs are lower according to NEMC's economic analysis.* […] » [nous soulignons]

[7] Dossier R-4058-2018, pièce HQT-9, Document 1, Annexe 1, page 7, lignes 15 à 18.
[8] Dossier R-4058-2018, pièce HQT-9, Document 1, Annexe 1, page 8, lignes 2 à 5 et 14 à 18.

(ii) Aux fins des différentes comparaisons économiques des solutions, le Transporteur considère les rubriques de coûts suivantes :

- Investissements;
- Valeurs résiduelles;
- Taxe sur les services publics;
- Charges d'exploitation (Pertes électriques).

(iii) « *Les intervenants ont préparé le tableau ci-dessous qui présente les coûts globaux actualisés selon une composante relative aux investissements et une composante relative aux pertes.*

Tableau AQCIE-CIFQ 2

Répartition des coûts selon les composantes		
	Solution 1 M$	Solution 3 M$
Composante investissements	563 $	291 $
composante pertes	267 $	603 $
Total	830 $	894 $

Composante investissements	67,8%	32,5%
composante pertes	32,2%	67,5%

»

(iv) Le Transporteur fournit l'impact tarifaire du Projet dans lequel il tient notamment compte du coût du capital et des frais d'entretien et d'exploitation.

Constats de la Régie :

La Régie comprend que la proportion plus élevée de la composante investissements (référence (iii)) pour la solution 1 fait en sorte que :

- le coût en capital associé à la solution 1 serait plus élevé que celui de la solution 3;
- les frais d'entretien et d'exploitation associés à la solution 1 seraient plus élevés que ceux de la solution 3.

Ces constats sont d'autant plus applicables à la solution 2, considérant qu'il s'agit de la solution présentant les investissements les plus importants.

Demandes :

4.1 Veuillez confirmer que la rubrique « Charges d'exploitation » (référence (ii)) n'est composée que des pertes électriques.

Réponse :

Le Transporteur le confirme.

4.2 Veuillez préciser si les constats de la Régie mentionnés ci-dessus sont reflétés dans les analyses économiques déposées au présent dossier.

Réponse :

L'analyse économique déposée au présent dossier n'inclut pas de frais d'entretien et d'exploitation, hormis les coûts reliés aux pertes électriques différentielles. De l'avis du Transporteur, les coûts reliés à l'entretien et à l'exploitation des équipements installés pour chacune des trois solutions sont faibles et relativement équivalents et sont donc écartés aux fins de l'analyse économique. Dans le présent dossier, il est inapproprié de faire un lien de proportionnalité entre le coût en capital et les frais d'entretien et d'exploitation de chacune des solutions, surtout en comparant une solution visant une nouvelle ligne avec une solution visant la compensation série. Les lignes requièrent peu d'entretien comparativement à la compensation série. L'intervention la plus coûteuse au cours de la durée de la vie utile des lignes consiste généralement à vérifier le bon fonctionnement des isolateurs à partir de 15 ans après la mise en service. Elles nécessitent également une inspection visuelle annuelle.

Hormis les réinvestissements requis au niveau de la commande de la compensation série déjà considérés dans l'analyse économique, le calendrier d'entretien de la compensation série est plus chargé que celui d'une ligne. Les plateformes de compensation série requièrent des inspections spécialisées. Par expérience, le Transporteur note également que ces équipements étant composés de multiples éléments, ceux-ci nécessitent généralement des interventions fréquentes afin de remplacer des pièces défectueuses (fusibles, condensateurs, etc.) Finalement, le Transporteur rappelle que la solution 3 présentée au présent dossier comprend six plateformes de compensation série, ce qui vient alourdir l'entretien relié à cette solution.

À titre informatif, la comparaison économique des solutions intégrant les coûts d'entretien et d'exploitation spécifiques aux équipements installés est présentée au tableau ci-dessous.

Tableau R4.2
Comparaison économique des solutions

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	277,5 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-2,7 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	16,1 M$
Coûts reliés aux pertes électriques évitées	222,6 M$	0,0 M$	571,4 M$
Coûts reliés à l'entretien et l'exploitation des équipements installés	1,2 M$	1,9 M$	4,0 M$
Coûts globaux actualisés(CGA)	**787,0 M$**	900,4 M$	866,3 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100%**	115%	110%

Ces coûts n'influencent pas de manière significative l'analyse économique. C'est pourquoi ils sont généralement écartés dans les études économiques relatives aux projets d'investissement.

4.2.1. Le cas échéant, veuillez expliquer comment ils sont pris en compte.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.2.

4.2.2. Si l'un ou l'autre ou l'ensemble de ces constats ne sont pas reflétés dans les analyses économiques déposées au présent dossier, veuillez :

- Expliquer que l'analyse économique soumise ne tienne pas compte de ces effets;
- Produire la comparaison économique des solutions intégrant le coût du capital et les frais d'entretien et d'exploitation.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.2.

5. Références : (i) Pièce B-0027, p. 17; 21 et 22;
(ii) Pièce C-AHQ-ARQ-0018, p. 31;

(iii) Pièce C-AQCIE-CIFQ-0017, p. 19;
(iv) Pièce C-NEMC-0019, p. 23;
(v) Pièce C-SÉ-AQLPA-0011, p. 39 et 40.

Préambule :

(i) En page 17 :

« *Le Transporteur précise que les écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau (P_{PP}) entre diverses solutions qu'il utilise sont déterminés par la comparaison des écoulements de puissance de chacune des solutions. Le Transporteur précise également que les écarts de pertes en énergie sur une base annuelle (P_{EA}) entre plusieurs solutions sont établis par l'équation qui suit :*

$P_{EA} = P_{PP} \times F_P \times 8760$ *heures*
Où :
P_{PP} *représente la valeur des écarts de pertes en puissance à la pointe du réseau.*
F_P *est le facteur de pertes calculé à partir de l'équation polynomiale suivante :*
$F_P = 0{,}9 \times F_C^2 + 0{,}1 \times F_C$
Où :
F_C *= facteur de charge correspond normalement à un taux d'utilisation du réseau de 70 %. Cette valeur a été déterminée en fonction de valeurs mesurées sur le réseau.*
Ainsi, $F_P = 0{,}9 \times 0{,}7^2 + 0{,}1 \times 0{,}7 = 0{,}511$ »

En pages 21 et 22 :

« ***7.3 Sensibilité au facteur de charge (F_C)***
L'analyse des résultats de la variation des pertes en puissance et en énergie de chacune des solutions envisagées par rapport au réseau 2017 effectuée à la section 6 montre que le facteur de charge qui serait requis pour obtenir les valeurs d'énergie du tableau 12 à partir de la valeur de puissance de ce même tableau varie de 0,6 à 0,65. Compte tenu de ces résultats, le Transporteur considère qu'une réduction de 0,7 à 0,6 du facteur de charge est plausible ».

(ii) « *Tel que mentionné à la section 2 plus haut, pour transformer les pertes différentielles de la puissance à l'énergie, le Transporteur suppose un facteur de pertes (fp) qui s'est avéré nettement trop élevé dans le cas du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île. Les valeurs du tableau 11 ci-dessus correspondent à un fp de 0,38 pour la solution 1 et de 0,44 pour la solution 3 pour une moyenne de l'ordre de 0,40 ce qui équivaut à ce qui a été observé dans ce projet.*

Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Transporteur d'utiliser un facteur de pertes (fp) de 0,40 pour transformer les pertes différentielles de la puissance à l'énergie.

En appliquant la formule polynomiale aux valeurs de puissance de 37 et de 73 MW recommandées plus haut avec un facteur de pertes de 0,40, les pertes différentielles seraient respectivement de 130 GWh et de 256 GWh pour les solutions 1 et 3.

Le Transporteur a réalisé des analyses de sensibilité sur les pertes en puissance et sur le facteur de charge. ***L'AHQ-ARQ soumet que ces analyses devraient être faites à partir des valeurs recommandées ci-haut et en faisant varier celles-ci sinon elle est d'avis que les analyses effectuées par le Transporteur ne seraient pas centrées* ».** [note de bas de page omise] [nous soulignons]

(iii) L'AQCIE-CIFQ soumet ce qui suit, entre autres, à l'égard des pertes en énergie avec un facteur de charge de 60 % :

« *Les intervenants constatent que le Transporteur utilise un facteur de charge de 70 %, alors que le facteur de charge du réseau de transport est de 59,1 %. En utilisant le facteur de charge du réseau, le facteur de pertes devient 37,3 % au lieu de 51,1 %* ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(iv) NEMC considère trop élevé le facteur de pertes :

« *78. NEMC is of the view that the loss factor (F_P) equal to 0.511 used by HQT in its analysis is not correct because the load factor (F_C) required in the formula to determine F_P is not the 70 % value applied by HQT. This is an assumed number by HQT that is not consistent with annual peak and energy data provided in the 2017 Annual Report of Hydro-Québec. The analysis of such data for the last five (5) years as shown below indicates that the average load factor (F_C) is rather 0.6732 and the average loss factor (F_P) over the five (5) years would be 0.4749 :*

79. The effect of lowering the loss factor (Fp) on the economic analysis is to lower the amount of energy losses. This will lower the cost of losses in each solution but the greatest reduction will be in the series compensation option because it has the highest capacity losses. NEMC is thus of the view that HQT's economic analysis is incorrect and needs to be redone ».

(v) « *Dans son complément de preuve, le Transporteur admet que les coûts de sa solution 3 alternative (avec compensation série) rejoignent la solution numéro 1 qu'il propose (avec la nouvelle ligne Micoua-Saguenay) lorsque le calcul des pertes s'effectue avec un facteur d'utilisation du réseau de 60 %* […].

Du tableau qui précède, nous constatons que l'écart entre la solution 1 et la solution 3 est réduit à un peu plus de 1 % lorsque le facteur de charge du réseau est supposé à 60 %. Le tableau suivant, tiré du rapport annuel corporatif d'Hydro-Québec ainsi que des bilans à la pointe, relevés dans les rapports annuels du Transporteur montre des facteurs d'utilisation du réseau près de 60 %, mais légèrement supérieurs […].

Il n'y a donc pas vraiment, à ce moment-là, d'avantage économique à la solution 1 (ligne Micoua-Saguenay) par rapport à la solution 3 (compensation en série) si le facteur d'utilisation du réseau dépasse même très légèrement le taux de 60 % ». [notes de bas de pages omises]

Demande :

5.1 Considérant notamment les positions des intervenants sur le niveau du facteur de charge de 0,6 en références (ii), (iii) et (iv), veuillez préciser, en le justifiant, le niveau du facteur de charge que le Transporteur estime le plus approprié aux fins de l'évaluation des pertes en énergie des solutions (référence (i)).

Réponse :

Le Transporteur tient d'abord à rappeler les détails de l'analyse qu'il a effectuée pour calculer les écarts de pertes en puissance et en énergie qui ont été présentés dans le tableau 11 de la pièce HQT-2, Document 1.1. Pour évaluer le différentiel de pertes entre les différents scénarios, le Transporteur a utilisé la même méthodologie que celle qu'il a utilisée dans le cadre de l'« Étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport »[9]. Cette méthode repose sur un « modèle de réseau » modélisant les différents éléments qui entraînent les pertes de transport avec une fréquence d'échantillonnage horaire, c'est-à-dire que les pertes ont été évaluées sur 8 760 réseaux reflétant la topologie, le niveau de production, la quantité et la distribution des charges réelles ainsi que les points d'opération (tensions, transits, etc.) des équipements sur le réseau de transport de l'année 2017 ajusté en fonction des principaux projets à venir.

[9] R-4058-2018, HQT-9, Document 1, Annexe 1.

Pour chacun de ces 8 760 réseaux, les trois solutions ont été ajoutées séparément permettant d'évaluer le différentiel de pertes. Pour le différentiel de pertes à la pointe (en MW), c'est le différentiel de pertes évalué sur le réseau représentant l'heure de la pointe de l'année 2017 ajustée qui a été utilisé. Pour le différentiel de pertes annuelles (en GWh), c'est la somme des différentiels de pertes sur chacun des 8 760 réseaux qui a été utilisée en posant comme hypothèse que ceux-ci s'avèrent constants dans l'heure. Ainsi, dans cette analyse, la formule polynomiale calculée avec un facteur de charge n'est pas utilisée.

Cette méthodologie permet de constater, comme l'a mentionné l'AHQ-ARQ dans son mémoire, que le facteur de pertes (et indirectement le facteur de charge) change en fonction de la solution appliquée[10].Il est donc inapproprié de recalculer avec la formule polynomiale les différentiels de pertes en énergie obtenus grâce à cette méthode.

De plus, le tableau suivant permet de comparer les écarts de pertes entre la solution 1 et 3 pour les deux méthodes utilisées.

Tableau R5.1
Comparaison des écarts de pertes entre les solutions 1 et 3

	Solution 1*			Solution 3*			Écart entre solutions 1 et 3		
	MW	GWh	M$ act.	MW	GWh	M$ act.	MW	GWh	M$ act.
Évaluation par polynome (FU=70%)	24,7	110,6	222,6	63,4	283,8	571,4	38,7	173,2	348,8
Évaluation par réseaux horaires (2017 ajusté)	37	123	268,5	73	285	592,6	36	162	324,1
Écart	150%	111%	121%	115%	100%	104%	93%	94%	93%

* Par rapport à la solution 2 qui sert de référence

Lorsqu'on s'attarde au différentiel de pertes entre les solutions 1 et 3, on constate que les deux méthodes donnent sensiblement les mêmes valeurs (l'écart est inférieur à 10 %). Le Transporteur en conclut que la méthode de comparaison par réseaux horaires confirme que la méthode utilisant le polynôme avec un facteur de charge de 70% est valide et suffisamment précise aux fins de l'analyse économique des solutions.

Au Tableau 15 de la pièce HQT-2, Document 1.1 révisé, section 6, le Transporteur a présenté une analyse de sensibilité où le facteur de charge a été réduit à 60 % (facteur de pertes de 38,4 %). Les analyses réalisées par le Transporteur portant sur un réseau 2017 ajusté viennent confirmer qu'au début de la durée de vie de la ligne, le facteur de charge devrait varier entre 0,6 à 0,65

[10] Pièce C-AHQ-ARQ-0018, page 31.

(pièce HQT-2. Document 1.1, p. 22). Puisque la quantité d'électricité à transporter sur les lignes et le facteur de charge du réseau à 735 kV tendent à augmenter dans le temps, l'hypothèse de la réduction du facteur de charge à 60 % est particulièrement minimale, spécialement en considérant que la durée de vie prévue de la ligne est de 80 ans.

Le Transporteur maintient donc que c'est un facteur de charge de 70% qui est le plus approprié aux fins de l'évaluation des pertes différentielles en énergie des solutions.

6. Références : (i) Pièce C-AHQ-ARQ-0018, p. 4 à 6;
(ii) Pièce B-0027, tableaux 13 à 15, p. 21 à 23.

Préambule :

(i) L'AHQ-ARQ tire les constats suivants de la réalisation du projet de ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île :

- Surestimation de la production raccordée;
- Surestimation des pertes évitées en puissance et en énergie.

L'intervenante conclut que les pertes évitées de la nouvelle ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île ont été surestimées de façon significative autant en énergie qu'en puissance. Elle « *considère que la réduction de 5 % de l'analyse de sensibilité correspondante n'est pas suffisante* ».

(ii) Le Transporteur présente des comparaisons économiques des solutions selon les scénarios suivants, qui portent sur la variation des quantités de pertes :

- Réduction de 5 % de l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau. Selon ce scénario, la solution 1 est la plus économique et la solution 3 représente un ratio de 108 % par rapport à la solution 1;
- Facteur de charge de 0,6. Selon ce scénario, la solution 1 est la plus économique et la solution 3 représente un ratio de 101 % par rapport à la solution 1;
- Réduction combinée de 5 % de l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau et d'un facteur de charge de 0,6. Selon ce scénario, la solution 3 est la plus économique et représente un ratio de 99 % par rapport à la solution 1.

Demandes :

6.1 Veuillez commenter les constats de l'AHQ-ARQ (référence (i)) relativement à : 1. la surestimation de la production raccordée au réseau de transport retenue et 2. la surestimation des pertes évitées en puissance et en énergie dans le cadre du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île. Dans votre réponse, veuillez préciser si des

ajustements découlant de l'expérience du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île pourraient être appliqués à l'évaluation du présent Projet.

Réponse :

Le Transporteur est en complet désaccord avec les affirmations de l'AHQ-ARQ. Ni le niveau de production raccordée au réseau ni les écarts de pertes entre les scénarios n'ont été surestimés dans le cadre du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île.

Dans son mémoire, l'AHQ-ARQ se fonde sur des valeurs historiques de charge alimentée pour soutenir que la production raccordée est surestimée. Ce faisant, il compare erronément des conditions d'exploitation passées avec la quantité de production qui doit être considérée dans une étude de planification.

La planification d'un réseau 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 projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île considérait également 1 490 MW de besoins éventuels (voir notamment les réponses aux questions 3.2 et 6.5 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie du dossier R-3887-2014 à la pièce HQT-2, Document 1). La considération de ces besoins dans l'étude des solutions du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île n'est pas une surestimation mais plutôt une considération nécessaire afin de rendre les solutions comparables en s'assurant qu'elles fournissent un service équivalent afin d'évaluer leur robustesse respective et de procéder à leur évaluation économique.

Du total de 43 811 MW de production raccordée au réseau qui sont considérés dans les études pour le projet Micoua-Saguenay, 43 356 MW sont raccordés et en service en date de janvier 2018. La différence provient de projets en cours comprenant la centrale de la Romaine-4, des parcs éoliens et des producteurs privés.

Il est donc irraisonné d'affirmer que le total de production raccordée au réseau utilisé pour les études de planification du projet Micoua-Saguenay, tout comme celui utilisé pour le projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île, sont surestimés.

De plus, dans son mémoire[11], l'AHQ-ARQ utilise erronément les données fournies par le Transporteur en demande de renseignement pour attribuer à la prévision de la production raccordée une surestimation de 30 MW des pertes évitées à la pointe. Le Transporteur a démontré[12] que la différence de pertes à

[11] Pièce C-AHQ-ARQ-0018, section 2.2, page 5.
[12] R-4058-2018, pièce HQT-13, Document 2.2, tableau R12.1.

la pointe de charge reliée au transit supplémentaire pour les besoins éventuels (production, charge et export) est de l'ordre de 19 MW. Il ne faut pas perdre de vue que pour réaliser l'analyse économique dans le dossier R-3887-2014, le Transporteur a utilisé un réseau avec des besoins allant quelques années au-delà de ceux prévus lors de la mise en service prévue de 2016. Ainsi, selon les prévisions du Distributeur et la liste OASIS, les hypothèses du Transporteur ne sont pas du tout irréalistes.

Par ailleurs, le Transporteur souligne que le fait de considérer les pertes évitées constantes[13] sur toute la durée de l'analyse économique fait en sorte qu'elles sont sous-estimées globalement. En effet, les pertes évitées augmentent au fur et à mesure que les besoins continuent d'augmenter.

6.2 La Régie comprend des comparaisons économiques citées à la référence (ii), que sous hypothèse d'un facteur de charge de 0,6, toutes autres choses étant égales par ailleurs, le seuil de variation du niveau de pertes à partir duquel la solution 3 devient la plus économique est de 5 %. Considérant notamment l'expérience du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île, veuillez :

6.2.1. Justifier le seuil de 5 % utilisé dans les analyses de sensibilité;
6.2.2. Commenter la possibilité que la réduction de l'écart des pertes au présent dossier soit plus élevée que 5 % et que la solution 3 devienne plus économique. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le Transporteur réitère que, comme il l'explique en réponse à la question 6.1, il est erroné d'affirmer que les pertes différentielles du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île sont surestimées. D'ailleurs, le Transporteur a démontré en détail les raisons expliquant les différences entre le différentiel de pertes présenté dans l'analyse économique du dossier R-3887-2014 et l'« Étude expliquant et quantifiant les facteurs influençant le taux de pertes actuel du réseau de transport » du dossier R-4058-2018 en réponse à la question 12.2 de la demande de renseignement numéro 2 de l'AHQ-ARQ du dossier R-4058-2018. Ces différences sont expliquées et justifiées. La conclusion de l'AHQ-ARQ à cet effet est donc fausse.

Lorsqu'il réalise une analyse économique, le coût des pertes utilisé par le Transporteur est séparé en deux parties, une partie pour la puissance à la pointe et une partie pour l'énergie annuelle.

Les écarts de pertes en puissance à la pointe entre chaque solution sont déterminés en comparant les écoulements de puissance de chacune. Ces écoulements de puissance sont des représentations mathématiques du réseau

[13] Comme présentées à la pièce HQT-1, Document 1, Annexe 5.

à la pointe pour chacune des solutions. La réduction de 5 % utilisée pour l'analyse de sensibilité du Tableau 14 de la pièce HQT-2, Document 1.1 révisé s'applique sur les pertes en puissance à la pointe. La variation de ces pertes représente un changement dans la longueur du tracé tel qu'expliqué au paragraphe 7.2 de la pièce HQT-2 Document 1. Hors, l'avant-projet de la ligne Micoua-Saguenay est bien avancé, et le Transporteur est confiant que la longueur de la ligne sera bien de 262 km, tel que prévu. Il n'y a donc pas lieu d'étudier une réduction plus importante que celle présentée dans cette analyse.

Le changement d'un facteur de charge de 0,7 à 0,6 a un impact plus significatif sur l'analyse économique que la variation de 5% en puissance. Comme expliqué en réponse à la question 5.1, l'utilisation d'un facteur de charge de 0,6 s'avère pessimiste.

Dans le but d'établir un cas très pessimiste au niveau des pertes différentielles à partir des besoins minimaux à alimenter, le Transporteur a jumelé ces deux sensibilités au tableau 16 de la pièce HQT-2, Document 1.1 révisé. Cette analyse, dont les résultats sont plus faibles que ceux du calcul effectué sur le réseau 2017 ajusté, est très pessimiste, surtout que l'objectif de l'analyse des pertes différentielles dans le présent dossier devrait refléter la valeur des pertes sur la durée de vie de la ligne.

À ce tableau 16, le Transporteur constate que les coûts globaux actualisés des solutions 1 et 3 sont similaires. Le tableau suivant reprend la même analyse en y ajoutant les pertes par effet couronne présentées à la réponse à la question 3.3.

Tableau R6.2 A
Comparaison économique des solutions – Sensibilité à une réduction combinée de 5 % de l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau et d'un facteur de charge à 0,6, en incluant les pertes par effet couronne (M$ actualisés 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	585,7 M$	929,0 M$	277,5 M$
Valeurs résiduelles	-67,9 M$	-102,0 M$	-2,7 M$
Taxe sur les services publics	45,4 M$	71,5 M$	16,1 M$
Pertes en puissance	23,5 MW	0,0 MW	60,2 MW
Pertes en énergie	48,9 GWh	0,0 GWh	159,6 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	123,7 M$	0,0 M$	370,5 M$
Coûts globaux actualisés(CGA)	686,9 M$	898,5 M$	**661,4 M$**
Ratio par rapport à solution 1	100%	131%	**96%**

Une analyse des pertes démontre donc que même dans ce cas très pessimiste, la ligne Micoua-Saguenay, vis-à-vis la compensation série, est à coût semblable, mais reste une solution largement favorable au point de vue technique vu ses avantages quant à la flexibilité d'exploitation, l'évolution du réseau et la sécurisation du corridor Manic-Québec.

Comme expliqué à la réponse 3.3, limiter la durée d'analyse à 40 ans vient considérablement réduire la valeur des pertes électriques, qui devrait être évaluée sur la durée de vie de la ligne. Le Transporteur juge donc utile de présenter au tableau ci-dessous une analyse sur 70 ans en considérant les hypothèses de pertes les plus faibles au niveau de la puissance et de l'énergie, en ajoutant les pertes par effet couronne présentées à la réponse 3.3.

Tableau R6.2 B
Comparaison économique des solutions – Sensibilité à une réduction combinée de 5 % de l'écart de pertes en puissance à la pointe du réseau et d'un facteur de charge à 0,6 sur une période de 70 ans, en incluant les pertes par effet couronne
(M$ actualisés 2018)

	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua-Saguenay	**Solution 2** Nouvelle ligne à 735 kV Outardes-Laurentides	**Solution 3** Compensation série dans le corridor Manic-Québec
Investissements	587,4 M$	943,1 M$	352,0 M$
Valeurs résiduelles	-6,7 M$	-10,3 M$	-7,1 M$
Taxe sur les services publics	48,0 M$	76,2 M$	20,6 M$
Pertes en puissance	23,5 MW	0,0 MW	60,2 MW
Pertes en énergie	48,9 GWh	0,0 GWh	159,6 GWh
Charges d'exploitation Pertes électriques	157,5 M$	0,0 M$	471,9 M$
Coûts globaux actualisés(CGA)	**786,2 M$**	1009,0 M$	837,4 M$
Ratio par rapport à solution 1	**100%**	128%	107%

Le Transporteur mentionne que ce cas s'avère très pessimiste. En aucun cas des coûts de pertes inférieurs à ceux-ci peuvent être considérés réalistes.

Le Transporteur mentionne aussi, comme en réponse à la question 3.3, que d'autres éléments qui ont également pour effet de favoriser la solution 1 n'ont pas été inclus dans l'analyse économique, notamment :

- **les coûts attribuables à la sécurisation du réseau ;**
- **les coûts attribuables à la flexibilité d'exploitation accrue ;**
- **l'impact de l'augmentation de la charge sur les niveaux de pertes évitées.**

Au final, le Transporteur est d'avis que l'analyse économique ainsi que les analyses de sensibilité qu'il a présentées sont prudentes et suffisantes pour démontrer que la solution 1 est plus économique que la solution 3.

7. Références : (i) Pièce B-0005, p. 21;
(ii) Pièce B-0032, p. 12, R4.3;
(iii) Pièce B-0064, p. 4, R1.1.

Préambule :

(i) « *Toutefois, tel qu'il appert du tableau 4, la solution 2 présente des coûts globaux actualisés plus élevés que ceux de la solution 1, du fait notamment de la longueur de la ligne et des investissements qui en découlent. Bien que cette solution constitue la solution technique la plus structurante pour l'évolution du réseau de transport principal puisqu'elle permet d'acheminer directement la production des centrales de la Côte-Nord et de Churchill Falls vers les grands centres de consommation de la région de Québec, son coût global actualisé plus élevé que celui de la solution 1 fait en sorte que le Transporteur considère qu'elle doit être écartée au profit de la solution 1* ». [nous soulignons]

(ii) « *Dans ses études de planification, le Transporteur a effectué une analyse de sensibilité de ses solutions à divers besoins éventuels. Le Transporteur a aussi réalisé des études pour des demandes d'intégration postérieurement aux études de planification du Projet. Voir les réponses aux questions 4.1 et 10.1.*

Par contre, considérant que le Projet est requis même si ces besoins éventuels ne se réalisent pas, que le Projet est économique même sans prendre en considération ces besoins éventuels et qu'il était impossible d'obtenir, en considérant des besoins éventuels, une solution sans ligne qui soit techniquement équivalente aux solutions avec ligne, l'analyse économique des solutions n'inclut pas d'investissements pour des besoins éventuels.

Le Transporteur a considéré ces besoins de façon qualitative dans la comparaison des solutions lorsqu'il mentionne à la pièce HQT-1, Document 1, page 21 que pour la solution 3, « toute augmentation subséquente à la quantité de puissance électrique à transporter par le corridor Manic-Québec entraînerait inévitablement la construction d'une nouvelle ligne pour renforcer ce corridor ». [nous soulignons]

(iii) « *Le Transporteur rappelle que le respect des critères de conception du réseau est notamment évalué sur la base du comportement dynamique du réseau de transport à la suite de la simulation d'événements. L'identification des événements qui engendrent les perturbations les plus importantes permet de localiser les endroits où le réseau est le plus contraint.*

Le comportement dynamique dépend de la configuration du réseau, mais aussi de la quantité et de la localisation de la demande d'électricité et des sources de production. Autrement dit, de nouveaux besoins, tant au niveau de la demande que de la production, peuvent également modifier la localisation des plus grandes contraintes.

Le Projet a pour effet de modifier la configuration du réseau de transport de façon à améliorer son comportement dynamique à la suite d'événements dans le corridor Manic-Québec. Les études du Transporteur ont permis de démontrer que la performance du réseau à la suite de la mise en service du Projet respecte l'ensemble des critères de conception. Toutefois, ces études ont aussi permis de constater que le corridor Manic-Québec demeure susceptible d'être l'endroit où se trouvent les plus grandes contraintes, particulièrement si

de nouveaux besoins viennent augmenter la quantité d'électricité devant être transportée par les lignes de ce corridor. Le Transporteur constate également qu'à la suite de l'ajout de nouveaux besoins sur le réseau et indépendamment du Projet, la partie sud du réseau peut aussi de nouveau devenir contraignante et requérir un renforcement ». [nous soulignons]

Demandes :

7.1 Tenant compte des commentaires formulés aux références (i) et (ii), veuillez élaborer sur la possibilité que la solution 2, dont le coût actualisé est plus élevé que la solution retenue, mais que le Transporteur qualifie de plus structurante, puisse éviter des investissements additionnels à moyen ou long terme.

Réponse :

Il est en effet possible que la solution 2 puisse éviter des investissements à moyen ou à long terme. Toutefois, cela impliquerait de considérer une quantité importante de besoins éventuels, bien au-delà des demandes présentes dans OASIS.

La solution 1 est structurante par rapport à la solution 3 (la compensation série) parce que l'implantation de la solution 3 n'évite pas l'ajout à moyen ou long terme d'une nouvelle ligne. La solution 3 consiste à ajouter des équipements qui ne sont plus nécessaires si l'évolution du réseau se poursuit.

Par contre, par rapport à la solution 2, la solution 1 permet de répondre efficacement aux besoins présents et permet aussi de renforcer le réseau par étapes. Advenant que de nouveaux besoins importants se concrétisent, le Transporteur pourrait considérer l'ajout d'une ligne entre les postes du Saguenay et de la Jacques-Cartier et ainsi obtenir un réseau équivalent, et à un coût très similaire, à l'ajout immédiat de la ligne Outardes – Laurentides (la solution 2). La solution 1 permet ainsi de reporter la construction d'une ligne au sud du poste du Saguenay à un moment où cela sera requis.

De plus, puisque la solution 1 est la plus économique et nécessite des investissements moindres que la solution 2, cela permet au Transporteur de minimiser l'impact sur les tarifs tout en permettant une évolution optimale de son réseau.

7.2 Veuillez élaborer sur les contraintes auxquelles le Transporteur réfère à la référence (iii), relatives au corridor Manic-Québec et à la partie sud du réseau.

Réponse :

Le Transporteur rappelle que la planification du réseau dépend du respect des critères de conception du réseau. Ainsi, comme mentionné à la référence (iii), le respect des critères de conception du réseau est évalué sur la base du comportement dynamique du réseau à la suite de la simulation d'événements.

Les contraintes auxquelles le Transporteur réfère à la référence (iii) sont des événements à la suite desquels le comportement du réseau ne respecte pas les critères de conception du réseau.

Généralement, une augmentation du transit sur le réseau causera une détérioration du comportement dynamique du réseau à la suite d'événements. À la référence (iii), le Transporteur mentionne que si de nouveaux besoins sur la Côte-Nord (par exemple l'ajout de production) causaient une augmentation du transit sur le réseau, le comportement dynamique à la suite d'événements dans le corridor Manic-Québec ou dans le sud du réseau pourrait être dégradé au point de ne plus répondre aux critères de conception du réseau et ainsi nécessiter un projet de renforcement.

7.2.1. Veuillez préciser les solutions que le Transporteur envisage pour régler les contraintes Manic-Québec pour chacune des solutions 1, 2 et 3, ainsi que, si disponible, les coûts associés.

Réponse :

Chacune des solutions 1, 2 et 3 permet d'obtenir un réseau respectant les critères de conception du réseau en regard des besoins actuels. Les contraintes mentionnées pour le corridor Manic-Québec ou pour la partie sud du réseau n'apparaîtront que si de nouveaux besoins se concrétisent. Les solutions requises pour répondre à ces nouveaux besoins ne seront déterminées que lors de la réalisation des études relatives à ceux-ci, mais normalement uniquement pour la solution 1 qui est celle retenue par le Transporteur. Le Transporteur n'a donc pas déterminé, pour chacune des solutions 1, 2 et 3, des solutions envisagées pour régler les contraintes dues à des besoins éventuels.

Le Transporteur rappelle qu'il a réalisé une étude pour la demande OASIS 197R (Parc éolien Lévesque, 200 MW) ainsi que des analyses préliminaires pour la demande 215R (Accroissement de puissance de la centrale SM-3, 440 MW). Dans ce cadre, le Transporteur utilise comme hypothèse que la solution 1 a été mise en place. Le Transporteur a toutefois, de manière exceptionnelle, évalué l'impact de s'appuyer sur la solution 2 au lieu de la solution 1 pour intégrer ces deux demandes. Les deux tableaux suivants résument les renforcements requis ainsi que le coût d'investissement (paramétrique) qui sont connus pour les futurs besoins (voir également la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-3, Document 1.1).

Tableau R7.2.1 A
Renforcements requis pour la demande OASIS 197R

Solution envisagée	Renforcement Manic-Québec	Coût (M$ act. 2018)	Renforcement sud du réseau	Coût (M$ act. 2018)
1	Aucun	0	Aucun	0
2	Compensateur statique au poste aux Outardes	[redacted]	Aucun	0
3	Non évalué	Non évalué	Non évalué	Non évalué

Tableau R7.2.1 B
Renforcements (préliminaires) requis pour la demande OASIS 215R

Solution envisagée	Renforcement Manic-Québec	Coût (M$ act. 2018)	Renforcement sud du réseau	Coût (M$ act. 2018)
1	Compensation série sur la nouvelle ligne Micoua-Saguenay	[redacted]	Non évalué	Non évalué
2	Nouvelle ligne Micoua-Saguenay avec compensation série	[redacted]	Non évalué	Non évalué
3	Non évalué	Non évalué	Non évalué	Non évalué

7.2.2. Veuillez préciser les solutions que le Transporteur envisage pour régler les contraintes dans la partie sud du réseau pour les solutions 1, 2 et 3, ainsi que, si disponible, les coûts associés.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 7.2.1.**