Réponses du Transporteur aux engagements pris lors de la séance de travail tenue le 29 octobre 2013

MATAPÉDIA (Renforcement du réseau régional)

1. Fournir le bilan avant et après la mise en service des parcs éoliens de ce Projet de la puissance transitée en creux au transformateur de Lévis :

R1

Tel qu'il est mentionné à la réponse à la question 7.1 d) de la demande de renseignement no 1 de la Régie (HQT-2, Document 1, page 14, R7.1 d), le réseau de la Gaspésie fut étudié avec 1812 MW de production éolienne lors de l'appel d'offres. Toutefois, suite à des changements mineurs, acceptés par le Distributeur, le total en Gaspésie sera de 1835 MW.

Afin d'être plus précis, les études ont été mises à jour avec cette nouvelle puissance totale éolienne en Gaspésie (HQT-1, Document 1, page 28, tableau 4). Les autres données demeurent les mêmes, soit une valeur de charge minimale été en Gaspésie de 400 MW et aucune attribution de valeur aux interconnexions de Madawaska et de Eel River. Le Transporteur tient à préciser que les pertes électriques sur le réseau de transport de la Gaspésie sont distribuées à chaque élément et n'apparaissent pas explicitement au bilan du poste de Lévis.

Le tableau 1 suivant présente le transit dans un transformateur à 735/315 kV du poste de Lévis en considérant que les deux autres transformateurs sont hors service. Avec les ajustements mineurs de puissance éolienne, la surcharge se situe autour de 113 % au lieu de 110 % tel qu'annoncé dans la preuve, ce qui demeure du même ordre de grandeur.

Tableau 1
Transformateur au poste de Lévis avant et après le 3e appel d'offres éolien

Un transformateur en service au poste de Lévis avant le 3e appel d'offre	**Surcharge par rapport à la puissance nominale de 1119 MVA**	**Puissance active P (MW)**	**Puissance réactive Q (MVAR)**	**Puissance totale S (MVA)**
Côté 315 kV	112%	1244 MW	-129 MVAR	1251 MVA
Côté 735 kV	113%	-1242 MW	286 MVAR	1274 MVA
Un transformateur en service au poste de Lévis après le 3e appel d'offre	**Surcharge par rapport à la puissance nominale de 1119 MVA**	**Puissance active P (MW)**	**Puissance réactive Q (MVAR)**	**Puissance totale S (MVA)**
Côté 315 kV	102%	1140 MW	-82 MVAR	1143 MVA
Côté 735 kV	103%	-1138 MW	212 MVAR	1158 MVA

Le tableau 2 présente quant à lui la puissance des parcs éoliens des différents appels d'offres avant et après le 3e appel d'offres éolien.

Tableau 2
Puissance des parcs éoliens avant et après le 3e appel d'offres

Parcs éoliens de la péninsule gaspésienne	Puissance (MW) Avant 3e A.O.	Puissance (MW) Incluant 3e A.O.	Année de MES
Le Nordais I et II	84	84	1999
Mont-Copper / Mont-Miller	2 x 54	2 x 54	2005
Technocentre de Rivière-au-Renard	4	4	2010
Premier appel d'offres (A/O 2003-02)			
Baie-des-Sables	109,5	109,5	2006
Anse-à-Valleau	100,5	100,5	2007
Carleton	109,5	109,5	2008
St-Ulric / St-Léandre	127,5	127,5	2009
Mont-Louis	100,5	100,5	2011
Gros Morne	211,5	211,5	2012
Montagne Sèche	58,5	58,5	2011
Deuxième appel d'offres (A/O 2005-03)			
Le Plateau et Le Plateau 3	158,9	158,9	2011/2014
Lac Alfred (phase 1 et phase 2)	300	300	2012/2013
New Richmond	67,8	67,8	2012
Vents-du-Kempt	101	101	2014
Mont-Rothery (transfert de Clermont)	74	74	2016
Troisième appel d'offres (A/O 2009-02)			
Viger-Denonville		24,6	2013
Saint-Damase		24	2014
Le Plateau 2		23	2014
MRC de Témiscouata		23,5	2014
La Mitis		24,6	2014
Total	**1 715**	**1 835**	

2. Identifier et expliquer la relation entre la marge de transport libérée au poste de Lévis et celle pour le réseau régional de Matapédia suite à la mise en service des deux disjoncteurs :

R2

Le renforcement du réseau Matapédia au poste de Lévis est nécessaire afin d'éviter un événement entraînant la perte simultanée de deux transformateurs à 735/315 kV, puis le déclenchement possible par surcharge du troisième transformateur de 1 119 MVA demeuré en service, lorsque certaines conditions spécifiques sont rencontrées.

Afin de contrer la perte simultanée de deux transformateurs à 735/315 kV au poste de Lévis, la seule solution économique à la disposition du Transporteur est l'ajout de deux disjoncteurs à 735 kV en série avec les disjoncteurs existants.

Les écoulements de puissance ont démontré qu'avec la mise en service des parcs éoliens du troisième appel d'offres et un seul transformateur à 735/315 kV en service au poste de Lévis, la surcharge du transformateur est de l'ordre de 113 %.

La solution recommandée, en conservant deux transformateurs en service, libère une marge de transport de plusieurs centaines de MW uniquement au niveau de la transformation à 735/315 kV au poste de Lévis. Cette marge demeure académique, car chaque demande d'accroissement de production éolienne en Gaspésie nécessite des études afin de s'assurer de la capacité de l'ensemble du réseau de supporter cette nouvelle puissance.

Par exemple, depuis le dépôt du projet, le Distributeur a transféré le parc éolien de St-Valentin (50 MW) du deuxième appel d'offres éolien au site du parc éolien de Témiscouata du troisième appel d'offres éolien et ce, sans renforcement sur le réseau régional Matapédia. Également, les études en cours pour l'intégration du nouveau parc éolien de Rivière-Nouvelle (150 MW) en Gaspésie prévoient un renforcement du réseau régional Matapédia qui consiste en l'addition d'un nouveau transformateur à 315/230 kV au poste de Rivière-du-Loup.

Ainsi, pour ce qui a trait à l'ensemble du réseau régional Matapédia, le Transporteur considère que la marge de transit libérée par l'addition des disjoncteurs au poste de Lévis est quasi nulle.

RENFORCEMENT DU RÉSEAU PRINCIPAL

3. Identifier et décrire les hypothèses utilisées pour la pointe 2020-2021 pour le cas de base et le cas simulé dans l'étude de raccordement (les détails des ressources, les détails des échanges et la charge globale)

R3

La réponse du Transporteur à l'engagement no 3 est déposée sous pli confidentiel à l'annexe 1 de la pièce HQT-2, Document 2.

4. Préciser les hypothèses retenues dans l'étude de raccordement pour le service d'équilibrage éolien.

R4

Le Transporteur ne considère pas le service d'équilibrage pour la production éolienne. Lors des études de planification du réseau de transport, toute la production disponible est mise en service afin d'obtenir un réseau exempt de toute congestion à la pointe hivernale.

5. Décrire l'impact du raccordement des éoliennes sur le comportement dynamique du réseau principal.

R5

Le réseau de transport principal du Transporteur doit être considéré dans son ensemble. Tout ajout de production, quelque soit sa localisation, peut avoir des effets sur l'ensemble du réseau de transport. Dans le cas d'ajout de production éolienne près des centres de charge, cet ajout a pour effet d'apporter un soutien de tension à la charge. Ce soutien supplémentaire est dû au comportement dynamique des parcs éoliens lors des perturbations sur le réseau. L'ajout de parcs éoliens au sud du réseau de transport stabilise donc la tension près des centres de charges lors de perturbations sur le réseau.

Une particularité du réseau de transport est que cette stabilisation de la tension du sud de ce dernier a pour effet de dégrader le comportement du nord du réseau. Par exemple, lors de perturbations sur le réseau de la Côte-Nord, une stabilisation de la tension au sud du réseau amplifie les oscillations de tension et de puissance au nord du réseau pouvant aller jusqu'à causer une perte de synchronismes des centrales de cette région.

Bien qu'ayant toujours existé, ce phénomène est jusqu'à présent resté dans les limites acceptables définies par les critères de conception. Le raccordement des parcs de l'appel d'offres AO-2009-02 a contribué à amplifier le phénomène au point de le rendre inacceptable et de déclencher des investissements.

6. Préciser davantage le lien entre l'impact de l'ajout des éoliennes et la solution d'ajouter de la compensation série et de capacité de courant.

R6

L'ajout des investissements reliés à l'appel d'offres éolien 2009-02 cause une perte de synchronisme lors de certains événements sur la Côte-Nord. Or, l'augmentation du taux de compensation série (en ohms) des lignes entre le poste Arnaud et les postes Micoua et Manicouagan jusqu'à 50 % permet de rapprocher électriquement les centrales au nord de ces lignes (notamment le complexe de La Romaine et Churchill Falls) du reste du réseau. Ces centrales apportent un soutien dynamique supplémentaire lors d'événements sur la Côte-Nord et ceci permet de remédier à l'instabilté du réseau dans cette zone suite à l'ajout de l'appel d'offres éolien 2009-02. Les plateformes de compensation série existantes au poste Arnaud sur les lignes en question fournissent déjà un taux d'environ 40 % de compensation série et sont à leur capacité ultime. De nouvelles plateformes de compensation sont donc requises pour augmenter le taux de compensation série.

Les tensions dans les réseaux d'études du Transporteur tendent à être élevées au poste Arnaud et faibles aux postes Micoua et Manicouagan. De plus, l'ajout de plateformes de compensation série à un poste a pour effet de rehausser les tensions à ce poste. Les nouvelles plateformes sont donc installées à l'autre extrémité de la ligne par rapport aux plateformes existantes (soit aux postes Micoua et Manicouagan) afin de fournir un soutien de tension à ces postes et d'éviter de rehausser indument la tension au poste Arnaud.

Également, afin d'équilibrer la quantité de compensation série à chaque extrémité des lignes touchées, des plateformes avec 25 % de compensation (soit 14 ohms) sont installées aux postes Manicouagan et Micoua. Les plateformes existantes au poste Arnaud (de 25 ohms) doivent alors être réduites au même niveau de 14 ohms. Ceci peut être réalisé soit en retirant de l'équipement sur les plateformes existantes ou en effectuant un réarrangement de cet équipement. L'option du réarrangement a aussi pour effet d'augmenter la capacité en courant des plateformes existantes, ce qui permet de corriger un enjeu relié à la capacité en courant préexistante due à un changement d'hypothèse dans la façon de calculer la capacité requise. Le réarrangement des plateformes de compensation série au poste Arnaud est indispensable et le faire de telle manière à augmenter le courant n'engendre pas de coûts significatifs.

7. Décrire le critère qui déclenche les investissements, ainsi que sa source (NERC, NPCC, HQT)

R7

La réponse du Transporteur à l'engagement no 7 est déposée sous pli confidentiel à l'annexe 2 de la pièce HQT-2, Document 2.

8. Expliquer si la solution dégage des marges de transport au-delà des besoins du projet pour l'est de Manicouagan et à Lévis.

R8

Le projet d'ajout des nouvelles plateformes de compensation série est optimisé pour répondre aux besoins de l'appel d'offres 2009-02. Tout ajout de puissance subséquemment à l'ajout de celles-ci peut potentiellement déclencher de nouveaux ajouts sur le réseau de transport. L'ajout de ces plateformes de compensation série sera nettement insuffisant pour une intégration de nouvelle production sur le réseau de la Côte-Nord à l'est du poste Manicouagan. Toutefois, une légère marge pourrait être disponible pour une intégration de production au poste Lévis. Cette marge ne peut toutefois pas être estimée sans la réalisation d'une étude d'intégration considérant la nature non-linéaire du comportement du réseau. Néanmoins, une étude récente d'ajout de 150 MW sur le réseau Gaspésien a démontré que le renforcement susmentionné était suffisant pour que le réseau continue de respecter les critères de conception sans investissement supplémentaire.

9. Expliquer l'approche de l'optimisation locale et globale du réseau en ce qui a trait à l'alternative « poste stratégique ».

R9

Le cadre réglementaire actuel requiert le traitement individuel des demandes d'investisements de 25 millions de dollars et plus afin d'évaluer les coûts et le contenu de ceux-ci et de déterminer les investissements requis sur le réseau pour rencontrer les besoins et respecter les critères de fiabilité. Au cas présent, le Transporteur rappelle que sa demande vise à répondre à une demande du Distributeur et s'inscrit dans la catégorie «croissance des besoins de la clientèle». Or, les travaux requis visent non seulement à répondre à la demande de raccordement de douze parcs éoliens formulé par le Distributeur, mais ils doivent aussi respecter les critères de conception appliqués par le Transporteur afin qu'ils soient, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable du réseau de transport.

Le présent projet approuvé par le conseil d'administration d'Hydro-Québec et la preuve soumis pour approbation à la Régie qui présente l'ensemble des travaux et investissements requis traite spécifiquement de chacun des renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie et du *Règlement sur les conditions et cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »). Implicitement, l'ensemble des travaux présenté en preuve par le Transporteur sont requis afin de répondre à la demande du Distributeur tout en permettant au réseau de transport de demeurer fiable et sécuritaire.

Par ailleurs, la solution d'intégration retenue pour chaque demande est optimale pour cette demande considérée individuellement. Dans le cadre du processus de planification associé à la réalisation d'ajouts au réseau de transport, il est tenu compte du nouveau besoin à rencontrer, du réseau existant ainsi que, des demandes antérieures à la demande sous étude. Il est

fait abstraction des demandes ultérieures à cette dernière. Cette solution optimale contient donc les équipements indispensables requis pour le raccordement de la demande.

Lorsque l'on considère l'ensemble des demandes de service (production, transport, charges), il peut y avoir lieu, si l'opportunité se présente, d'optimiser les solutions individuelles en les remplaçant totalement ou partiellement par une autre solution plus optimale pour le réseau des points de vue technique, économique et environnemental. Il est alors possible de parler d'une optimisation globale du réseau dans la mesure où la situation favorise la recherche de solution dans un contexte d'ensemble plus large.

Considérant ce cadre de réflexion, l'ajout de plateformes de compensation série constitue la solution optimale pour répondre uniquement à l'ajout des parcs éoliens sur le réseau principal.

Au moment de la rédaction de la preuve toutefois, les différentes demandes potentielles sur la Côte-Nord offraient une fenêtre d'opportunité intéressante pour chercher à optimiser plus largement le développement du réseau dans cette région. La construction d'un nouveau poste à 735 kV à proximité du poste Arnaud (poste stratégique) constituait alors une option optimale globalement pour le réseau de transport. En effet, tout en respectant les délais de construction requis, il était possible d'offrir un service répondant à la fois aux besoins d'accroissement de la charge dans cette région, aux projets de production futurs et au raccordement du projet mentionné et ce pour un moindre coût global. Par souci de transparence, le Transporteur avait alors choisi d'en faire mention. Il avait d'ailleurs utilisé la même approche dans les dossiers R-3742-2010 et R-3757-2011; demandes qui furent d'ailleurs autorisées par la Régie.

Le Transporteur souligne que cette option ne constituait pas, au sens du Règlement, une solution alternative (« autre solution envisagée »). Cette option tenait compte, outre du présent Projet, de différents besoins ne s'étant pas concrétisés et n'est plus considérée à l'heure actuelle. Ceci n'exclut pas cependant que le Transporteur demeure à l'affut d'autres opportunités, le cas échéant, pour identifier les solutions intégrées les plus optimales, au bénéfice de l'ensemble de sa clientèle et ce, sans coût supplémentaire pour les clients qui verraient les solutions d'intégration qui leur ont été proposées modifiées au plan technique.

Ceci étant, le Transporteur rappelle qu'il s'est engagé, dans la présente demande comme dans toutes les demandes d'investissement pour les projets dont le coût individuel est supérieur à 25 millions de dollars, à se représenter devant la Régie pour autorisation en cas de modification appréciable de la description technique, du coût ou de la rentabilité du projet qui aura été autorisé par celle-ci.

Pièce déposée sous pli confidentiel

Annexe 1

Réponse du Transporteur à l'engagement no 3

Pièce déposée sous pli confidentiel

Annexe 2

Réponse du Transporteur à l'engagement no 7