DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À HYDRO-QUÉBEC

1. Références : (i) Pièce B-0005, annexe 3;
(ii) Pièce B-0004, page 10, figure 1.

Préambule :

(i) Schémas unifilaires et de liaison déposés :

Parc éolien	Raccordement	Schémas Déposés
Viger-Denonville	Transporteur	X
MRC de Témiscouata	Transporteur	X
Saint-Damase	Transporteur	
Le Plateau 2	Parc existant	
La Mitis	Parc existant	
Le Granit	Parc existant	
Côte-de-Beaupré	Parc existant	
Saint-Philémon	Distributeur	X
Frampton	Distributeur	X
Pierre-de-Saurel	Distributeur	
Val-Éo	Distributeur	
St-Cyprien	Distributeur	

Le schéma unifilaire pour le poste Lévis est aussi déposé.

(ii) La figure montre l'emplacement géographique des parcs éoliens.

Demandes :

1.1 Veuillez déposer une figure qui montre, en plus des emplacements géographiques des parcs éoliens, les postes Lévis, Micoua, Manicouagan, et Arnaud Sud.

1.2 Veuillez déposer, sous pli confidentiel si nécessaire, les schémas unifilaires ou de liaison pour les postes Saint-Damase, Pierre-de-Saurel, Val-Éo, St-Cyprien, Le Plateau 2, La Mitis, Le Granit et Côte-de-Beaupré.

2. Références : (i) Pièce B-0004, pages 30-31;
(ii) Pièce B-0004, page 34;
(iii) Pièce B-0004, page 5;
(iv) Pièce B-0010, page 8.

Préambule :

(i) *« L'intégration au réseau des 289,9 MW de production éolienne amène une augmentation des transits sur le réseau de transport principal. Cette augmentation des transits affecte la stabilité du réseau, ce qui entraîne une dégradation du niveau de fiabilité de ce dernier. Or, le Transporteur doit assurer la robustesse et la stabilité du réseau face aux événements les plus sévères prévus aux critères de conception. Des travaux de renforcement s'avèrent donc nécessaires afin de pallier à cette situation.*

Les travaux de renforcement requis pour le maintien du niveau de fiabilité et de stabilité du réseau de transport sont présentés en détail aux sections 3.6.1 à 3.6.3 suivantes :

- *Ajout d'un banc de compensation série au poste de Micoua;*
- *Ajout de deux bancs de compensation série au poste de la Manicouagan;*
- *Augmentation des courants nominaux des bancs de compensation série au poste Arnaud Sud.*

La date de mise en service des bancs de compensation série est prévue pour 2018. »

(ii) Les coûts du renforcement du réseau principal sont de 130 M$, ou 45,15 % du coût du projet.

(iii) « Les mises en service des parcs éoliens s'échelonnent de 2013 à 2015, alors que les travaux de renforcement de réseau s'échelonnent de 2016 à 2018. »

(iv) « Les analyses de stabilité du réseau vérifient, entre autres, le rétablissement du réseau de transport suite à l'élimination de défaut en différents points du réseau et en différentes conditions d'exploitation. Les travaux de renforcement du réseau de transport principal s'avèrent donc requis pour le maintien du niveau de fiabilité et de robustesse du réseau et non pour correspondre aux écoulements de puissance. »

Étant donné l'importance de l'investissement (ii), la Régie requiert plus d'information pour s'assurer que l'intégration de ces nouveaux parcs éoliens est la seule cause ou le seul déclencheur du renforcement du réseau principal.

Demandes :

2.1 Veuillez déposer, sous pli confidentiel si nécessaire, les schémas unifilaires pour le poste de la Manicouagan, le poste de Micoua et le poste Arnaud Sud avec l'identification des équipements affectés.

2.2 Veuillez identifier, de façon plus détaillée, les causes des problèmes de stabilité cités en (i) ainsi que les critères applicables, les niveaux de la charge locale et de service de transport point à point considérés pour l'étude.

2.3 Veuillez démontrer que la production additionnelle de ce projet est l'élément déclencheur unique pour les problèmes de stabilité décrits à la réponse de 2.2, en montrant que ces problèmes n'existent pas sans cette production additionnelle et que les problèmes apparaissent lorsque cette production additionnelle est ajoutée.

2.4 Veuillez préciser si la stabilité du réseau est à risque entre la mise en production des éoliennes en 2015 et le renforcement du réseau principal en 2018.

2.4.1. Dans la négative, veuillez clarifier comment la nouvelle production peut être l'élément déclencheur d'instabilités futures.

2.4.2. Dans l'affirmative, veuillez expliquer comment HQT compte pallier à la situation durant cette période. Veuillez indiquer si ces mesures palliatives sont incluses dans le Projet et en préciser le coût, le cas échéant?

2.5 Le cas échéant, veuillez expliquer comment la solution proposée résout les problèmes de stabilité décrits en 2.2 et veuillez indiquer pourquoi les mesures palliatives décrites dans 2.4 ne sont pas satisfaisantes comme solution permanente.

3. Références :
(i) B-0005, dernière page de l'annexe 2;
(ii) B-0004, page 35, tableau 6;
(iii) B-0004, page 30;
(iv) B-0004, page 47.

Préambule :

Le coût du projet est de 282 M$ (ii), soit 9 M$ en « maintien des actifs » (iii) et 273 M$ en « croissance des besoins de la clientèle » (iv). Le montant maximal que le Transporteur peut assumer est de 166 M$ (i) et la contribution calculée du Distributeur est de 97 M$ (i); les deux montants ensemble totalisent 263 M$. La différence de 10 M$ entre le 273 M$ et le 263 M$ provient de l'exclusion des frais d'exploitation et d'entretien associés aux remboursements prévus des postes de départ ((i), note 2). Le remboursement total pour les postes de départ est de 78 M$, le remboursement utilisé pour le calcul de la contribution est de 68 M$, la différence de 10 M$ étant la même différence due à l'exclusion des frais d'exploitation et d'entretien.

Demande :

3.1 Veuillez expliquer comment le remboursement aux promoteurs (78 M$) est comptabilisé, en particulier le montant remboursé des frais d'exploitation et d'entretien (10 M$).

4. Références :
(i) B-0005, dernière page de l'annexe 2;
(ii) B-0004, pages 12-13;
(iii) Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, Décisions D-2012-010 et D-2012-069, 14 juin 2012, pages 250-251;
(iv) R-3777-2011, B-0033, page 10.

Préambule :

Le Transporteur rembourse le coût réel des postes de départ et des réseaux collecteurs jusqu'à concurrence des maximums qu'il peut assumer (iii). Les remboursements prévus par le Transporteur (i) sont les remboursements maximums qu'il peut assumer le. Le Projet comporte trois types de raccordement (ii):

- Parcs éoliens raccordés sur le réseau à 120 kV du Transporteur;
- Parcs éoliens raccordés à des parcs éoliens existants;
- Parcs éoliens raccordés sur le réseau à 25 kV du Distributeur.

Selon (iii), « *Dans le cas d'un parc éolien, une contribution maximale distincte, additionnelle à celle indiquée ci-dessus, s'applique au réseau collecteur jusqu'à concurrence des montants maxima suivants : 185 $/kW pour les parcs éoliens n'appartenant pas à Hydro-Québec …, quelle que soit la tension à laquelle est raccordé le parc éolien et le palier de puissance du parc éolien.* »

Les coûts estimés sont présentés dans (iv) pour les douze parcs dans ce Projet, avec une moyenne de 157 $/kW pour les réseaux collecteurs et 166 $/kW pour les postes de départ.

Demandes :

4.1 Veuillez confirmer que les coûts estimés (iv) sont encore valides?

4.2 Veuillez confirmer que les contributions maximums pour les réseaux collecteurs et les postes de départ s'appliquent séparément.

4.3 Veuillez justifier l'utilisation des remboursements maximums permis, pour les postes de départ et pour les réseaux collecteurs, plutôt que l'utilisation des coûts estimés.

4.4 Puisque les postes de départ pour les parcs éoliens existants ont déjà bénéficié d'un remboursement, du moins partiel dans le cadre d'un autre projet, veuillez décrire comment le remboursement du poste de départ déjà en place sera calculé. Veuillez fournir pour chacun des parcs existants, les coûts réels et les remboursements du poste de départ et des réseaux collecteurs, en distinguant les coûts du Projet des coûts associés au projet d'origine.

5. Référence : (i) B-0004, page 30.

Préambule :

(i) Le coût attribuable au volet « maintien des actifs » est de 8,7 M$.

Demandes :

5.1 Quelle est la durée de vie utile restante ainsi que la valeur comptable nette des équipements retirés dans le cadre du Projet?

5.2 Le cas échéant, veuillez décrire brièvement comment une valeur comptable nette positive sera comptabilisée.

6. Références :
(i) B-0004, page 29;
(ii) B-0004, page 33;
(iii) B-0005, annexe 3;
(iv) R-3646-2007, B-9, Réponses du Transporteurs à la demande de renseignements nº 3 de la Régie de l'énergie, pages 5-6.

Préambule :

(i) « *…afin de se prémunir contre un événement aux conséquences significatives, le Transporteur ajoute au poste de Lévis deux nouveaux disjoncteurs à 735 kV en série à ceux existants. Ainsi, la perte simultanée de deux transformateurs sera évitée lors de défaillance de disjoncteur.* »

(ii) « *Comme mentionné plus avant, l'enjeu relié au réseau régional Matapédia est le risque de perte de deux transformateurs à 735/315 kV simultanément ayant pour cause la possibilité d'une défaillance de disjoncteur. Il appert que pour mitiger ce risque, l'ajout de disjoncteurs en série est la meilleure solution technique et économique.*
…
De plus, les contraintes reliées à l'espace disponible au poste de Lévis et la proximité d'habitations résidentielles éliminent la possibilité de toute autre solution réaliste. »

(iii) Le schéma unifilaire de la transformation de Lévis 735kV-315kV.

(iv) « *Le Transporteur expose ci-après le critère qui détermine les exigences auxquelles il se réfère et qui le conduisent à installer deux disjoncteurs en série.*

Le Transporteur doit s'assurer de maintenir la stabilité du réseau sans perte de charge et sans l'aide d'un système de protection spécial pour une série d'événements dont « un défaut monophasé permanent sur un circuit de transport, un transformateur ou une section de barre, avec élimination différée du défaut» ou « un défaut monophasé permanent sur un disjoncteur, avec élimination normale du défaut ». Ces événements entraîneraient la perte de deux transformateurs de 1650 MVA, ce qui est inacceptable en fonction des critères de conception du réseau. Ainsi, les deux disjoncteurs à 735 kV en série entre les transformateurs prémunissent le Transporteur contre les conséquences des événements décrits.

Enfin, le Transporteur souligne que le disjoncteur supplémentaire représente la solution la moins coûteuse. »

Demandes :

6.1 Veuillez déposer la norme ou le critère qui conduit le Transporteur à installer deux disjoncteurs en série, et veuillez identifier la source de ce critère (par exemple, la norme NERC, le critère NPCC ou une exigence d'Hydro-Québec).

7. Références : (i) B-0004, page 29;
(ii) R-3742-2010 Phase 1, B-0019, page 18-19;
(iii) B-0004, page 27.

Préambule :

(i) « *Depuis les appels d'offres éoliens précédents, lorsque le réseau régional Matapédia est en condition de faible charge (été) et que tous les parcs éoliens raccordés sur ce réseau sont exploités à leur puissance nominale, il advient que l'excédent de la production éolienne par*

rapport à la charge soit transporté vers le réseau principal, soumettant ainsi les transformateurs T-12, T-13 et T-14 (1 119 MVA chacun à 735/315 kV) du poste de Lévis à un fort transit. Comme mentionné, avec l'arrivée des cinq nouveaux parcs éoliens de l'appel d'offres A/O-2009-02, la puissance installée totale de source éolienne sur le réseau régional Matapédia atteindra 1,835 MW. La perte de deux transformateurs lors de défaillance de disjoncteur combiné à la condition de réseau décrite précédemment est suffisante pour entraîner une surcharge assez sévère du dernier transformateur demeurant en service pour causer son déclenchement. La conséquence directe étant la perte de tout le réseau région Matapédia. Le Transporteur précise que cette possibilité de surcharge est surveillée depuis de nombreuses années …»

(ii) « *Toutefois, une particularité a été retenue par le Transporteur et ce, à la demande du Distributeur. Ainsi, en condition de faible charge sur le réseau, la production des quatre parcs éoliens raccordés sur le réseau Matapédia sera gérée afin de limiter le transit de Rimouski vers Lévis sous la valeur de la perte de puissance en première contingence autorisée. À titre indicatif, cette valeur se situe généralement entre 1,000 à 1,500 MW.* »

(iii) Les ajouts en Gaspésie totalisent 119,7 MW.

Demandes :

7.1 Veuillez déposer les éléments suivants :

a. Les deux spécifications (hiver/été) des transformateurs (T-12, T-13, T-14), ainsi qu'un tableau avec les seuils de surcapacité et de durée permise en surcapacité.

b. La capacité ferme de transfert entre les points Lévis 735 kV et Lévis 315 kV <u>avant</u> l'ajout des nouveaux disjoncteurs et ce, pour des conditions été et hiver.

c. La capacité ferme de transfert entre les points Lévis 735 kV et Lévis 315 kV <u>après</u> l'ajout des nouveaux disjoncteurs et ce, pour des conditions été et hiver.

d. Les données considérées pour déterminer le transit de puissance dans la transformation 735 kV-315 kV <u>en pointe</u> et <u>en creux</u>, avec et sans la nouvelle production éolienne de ce Projet. Ces données devraient comprendre au moins la charge locale (MW) de la Gaspésie desservie, les échanges de puissance avec le Nouveau Brunswick, la puissance produite par la production éolienne ainsi que les écoulements de puissance dans la transformation qui résultent des conditions d'exploitation considérées.

7.2 Si l'ajout de disjoncteurs s'appuie sur le respect d'un critère :

a. Veuillez identifier le critère, sa source (norme, critère régional, critère TransÉnergie), et en fournir la description générale.

b. Veuillez décrire comment le poste rencontre actuellement ce critère.

c. Veuillez expliquer comment l'ajout de 119,7 MW de production cause le non-respect de ce critère.

7.3 Si l'ajout de disjoncteurs s'appuie sur une analyse statistique de risque d'événement (probabilité, impact) plutôt que sur un critère établi (voir question précédente) :

a. Veuillez fournir les conclusions de cette analyse.

b. Veuillez fournir, si disponible, le calcul du risque associé à la probabilité que l'un des deux disjoncteurs dans ce poste fasse défaut durant le creux annuel de la charge au même moment que la production éolienne est au maximum.

7.4 Veuillez expliquer le contrôle que peut exercer le Transporteur, dans ses différents rôles, sur le niveau de puissance produite par les parcs éoliens présentement en service et proposés dans cette région. Cette explication devrait, sans s'y limiter, répondre aux questions suivantes :

a. Est-ce que la production de parcs éoliens existants (comme semble indiquer (iii)) est actuellement contrainte, l'a t elle été dans le passé ou est-il prévu qu'elle le soit dans l'avenir?

b. Est-ce qu'il est prévu que les parcs éoliens de ce Projet soient contraints?

c. Le cas échéant, comment ces contraintes sont-elles appliquées?

d. Quel est le contrôle que TransÉnergie dans ces différents rôles NERC (TO, TOP, BA, CF) peut effectuer sur la production éolienne existante ou proposée? Par exemple, est-ce possible pour le Transporteur, directement ou par sa Direction – Contrôle des mouvements d'énergie (CMÉ), d'effectuer un certain contrôle sur la production des éoliennes existantes et proposées? Le cas échéant, quels sont les délais pour ce genre de contrôle de la production, quelle est la quantité de délestage ou de rejet de production potentiellement impliquée, et est-ce que ce délestage ou rejet affecte les critères de fiabilité qui s'appliquent à ce poste (question 6.3)?

7.5 Veuillez expliquer s'il est possible de faire un automatisme qui protège le réseau en première contingence contre une surproduction de l'éolien, en précisant les avantages et désavantages d'un tel automatisme par rapport à un renforcement du réseau.

8. Références : (i) B-0005, Annexe 2;
(ii) B-0004, page 32.

Préambule :

(i) L'entente entre le Transporteur et le Distributeur est signée le 5 mars 2013.

(ii) « *Par ailleurs, le Transporteur mentionne qu'il ne pourra apporter sans autorisation préalable de la Régie aucune modification au projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la description technique ainsi que les coûts ou la rentabilité y étant associés.* »

Demandes :

8.1 Veuillez préciser si tous les parcs éoliens prévus à l'entente du 5 mars 2013 sont toujours prévus être raccordés.

8.2 Advenant qu'un des projets éoliens impliqués dans ce Projet ne soit pas construit, veuillez expliquer dans quelles conditions, le Transporteur prévoit, le cas échéant, en informer la Régie.

8.3 Advenant qu'un projet éolien ne soit pas construit, veuillez indiquer si une réévaluation du besoin des renforcements du réseau régional de Matapédia et du réseau principal serait requise.

9. Références :
(i) Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, Décisions D-2012-010 et D-2012-069, 14 juin 2012, pages 257-258;
(ii) B-0004, page 7;
(iii) B-0004, page 48;
(iv) B-0005, annexe 7 Impact Tarifaire;
(v) Hydro-Québec Distribution, « État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 », page 24;
(vi) D-2007-141 sur R-3631-2007, pages 24-25.

Préambule :

(i) « *Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur pour des ajouts au réseau… est égal à 571 $/kW, multiplié par la nouvelle puissance maximale en kW à transporter sur le réseau… Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur est obtenu à partir de la valeur actualisée sur vingt (20) ans du tarif point à point pour une livraison annuelle indiqué à l'annexe 9 des présentes, duquel on retranche un montant de 15 % pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau effectués, ainsi que les montants applicables pour tenir compte de la Taxe sur le capital et de la Taxe sur les services publics applicables.* »

(ii) « *Le Projet vise à répondre à la demande de raccordement du Distributeur afin de permettre à ce dernier de s'approvisionner auprès de producteurs éoliens en vue d'alimenter la charge qu'il dessert.* »

(iii) « *Le Projet ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport.* »

(iv) Le tableau ne montre pas d'impact tarifaire et utilise 290 MW comme charge incrémentale (Nouvelle charge).

(v) Le Distributeur prend 35 % de la capacité du Projet pour satisfaire sa demande.

(vi) « *Selon la Régie, le mode de calcul de l'impact tarifaire présenté dans les dossiers de projets d'investissements doit être cohérent avec le mode de calcul de l'impact tarifaire à long terme des investissements du Transporteur présenté dans les dossiers tarifaires ou dans les dossiers d'autorisations des investissements inférieurs au seuil de 25 M$. Or, les prévisions de besoins utilisées dans ces autres dossiers réfèrent à la prévision des besoins du Distributeur lors de la pointe coïncidente du réseau.*

La déficience de revenus constatée est majeure.
…

Étant donné la prémisse sur laquelle est fondée la proposition du Transporteur, soit celle de la neutralité tarifaire du Projet, et la conclusion à laquelle la Régie en arrive dans sa décision, soit que les revenus additionnels escomptés ne couvrent pas les coûts additionnels qui seront encourus par le Transporteur pour le Projet, ... le Transporteur devra présenter une proposition quant au traitement de la déficience de revenus découlant du Projet … »

Pour que le Projet assure la neutralité tarifaire à la marge affirmée dans (iii) et démontrée dans le tableau (iv), il faut que les hypothèses du calcul de la contribution maximale dans (i) soient respectées. Alors, pour chaque MW additionnel de capacité ajoutée, il faut que le revenu additionnel par MW de capacité soit comparable au revenu présumé dans (i). Le Transporteur obtient des revenus additionnels du Distributeur en fonction de la croissance de la puissance coïncidente à la pointe.

Demandes :

9.1 Veuillez confirmer et justifier que la Nouvelle charge n'a pas été comptée plus qu'une fois et ne sera pas comptée plus qu'une fois pour déterminer une allocation maximale pour le Distributeur, en démontrant que la Nouvelle charge dans ce Projet n'a jamais été utilisée dans un calcul de contribution maximale dans un autre projet supportant la croissance de la charge du Distributeur, et qu'elle ne sera jamais utilisée dans un projet futur servant à supporter la croissance du Distributeur (par exemple, des projets pour l'ajout de postes satellites).

9.2 Veuillez fournir la Nouvelle charge, sous forme de tableau par année pour les 20 années de l'analyse tarifaire, avec les revenus estimés que le Distributeur paiera au Transporteur pour cette nouvelle puissance, en identifiant et justifiant les hypothèses nécessaires aux calculs. Ces hypothèses doivent comprendre, au minimum :

- Le facteur d'utilisation de l'énergie éolienne des nouveaux parcs (référence (v))

- La croissance dans le temps du revenu provenant du Distributeur, associée à sa demande en pointe, et le facteur qui permet de corréler ou aligner cette croissance de revenus avec la production dans le Projet.

10. Référence : (i) B-0002, page 2.

Préambule :

(i) « Par ces motifs, plaise à la Régie : …Interdire la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus à la pièce HQT-1, Document 1, Annexe 3. »

Demande :

10.1 Veuillez indiquer et justifier la durée désirée de l'interdiction demandée.