

**RÉPONSES À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

-
- 1 **Références:**
- (i) **HQT-4, document 1, page 6**
 - (ii) **Dossier 3498, HQT-3, document 1, A-7, page 22**
 - (iii) **Dossier 3527, HQT-13, document 1, page 8**
 - (iv) **Dossier 3498, HQT-2, document 1, Annexe D, page 68**

Préambule:

La Régie comprend que la justification du projet s'appuie principalement sur l'application des critères de conception du réseau de transport relativement au comportement transitoire et dynamique des réseaux régionaux telles qu'énoncées à la référence (i) .

À la référence (ii), la stabilité est définie comme suit :

Stability — *The ability of an electric system to maintain a state of equilibrium normal and abnormal system conditions or **disturbances**.*

Small-Signal Stability — *The ability of the electric system to withstand changes or **disturbances** without the loss of synchronism among the synchronous machines in the system.*

Transient Stability — *The ability of an electric system to maintain synchronism between its parts when subjected to a **disturbance** and to regain a state equilibrium following that disturbance.*

La Régie comprend qu'il n'est pas requis que chaque centrale doit continuer de fonctionner suite à un événement sur le réseau. D'ailleurs, à la référence (iii), le transporteur mentionne que « pour des raisons de stabilité du réseau, en aucun cas une contingence simple devra avoir pour conséquence de provoquer une perte de production supérieure à 1000 MW. » Il y a donc possibilité de perte de production, mais celle-ci doit être inférieure à 1000 MW.

Par ailleurs, à la référence (iv) le transporteur mentionne que le réseau d'Hydro-Québec est muni d'une réserve de stabilité de 1000 MW. La Régie comprend que celle-ci sert à compenser la perte non planifiée d'un équipement de production.

Demandes:

- 1.1 Veuillez préciser vos réponses aux questions 5.2 et 5.3 de la demande de renseignements no 1 de la Régie en distinguant la stabilité du réseau régional et la stabilité de parcs d'éoliennes et en identifiant clairement l'événement qui provoque l'instabilité.

Si un ou des événements provoquent l'instabilité du réseau régional, veuillez en préciser les conséquences au niveau local et ailleurs sur le réseau.

Si un ou des événements provoquent l'instabilité de parcs d'éoliennes, veuillez en préciser les conséquences au niveau local et ailleurs sur le réseau.

Veuillez également préciser dans chaque cas s'il y a « perte de charge prioritaire autre que celle directement impliquée dans l'événement ».

R1.1 Références du Transporteur à la réponse de la question 1.1 :

- (i) Dossier 3498, HQT-3, document 1, A-2, page 2
- (ii) Prabha Kundur, "Power System Stability and Control", EPRI, McGraw-Hill, 1994, ISBN 0-07-035958-X, page 36
- (iii) Carson W. Taylor, "Power System Voltage Stability," EPRI, McGraw-Hill, 1994, ISBN 0-07-063184-0, page 19

Tout d'abord, le Transporteur désire rappeler que les critères de conception auxquels réfèrent la Régie de l'énergie en référence (ii), (iii) et (iv) de la question 1.1 ne sont pas les critères qui s'appliquent spécifiquement aux projets d'investissement reliés à l'intégration des parcs éoliens, tel le projet visé par la présente demande. De ce fait, le Transporteur soumet respectueusement que ces critères ne doivent pas être utilisés isolément mais bien en conjoncture avec les critères spécifiques liés à l'intégration des parcs éoliens.

Comme le Transporteur l'a mentionné lors de la rencontre technique du 27 avril 2005, les normes et critères de conception de réseau de transport adaptés aux raccordements de centrales éoliennes évoluent de façon rapide et dynamique. Ainsi, le Transporteur fait même figure de précurseur en la matière aux yeux des organismes de réglementation des normes de fiabilité, tels le NERC et le NPCC. Aussi, afin de bien répondre aux besoins de ses clients et de faire preuve de rigueur, le Transporteur a développé des exigences techniques complémentaires relatives à la production éolienne en plus de se fixer des critères de conception adaptés aux raccordements de centrales éoliennes.

Ainsi, la Régie cite en préambule à la question 1, la définition de la stabilité trouvée dans le document A-7 du NPCC. Le Transporteur souligne que cette définition ne présente que la partie « stabilité angulaire » de la stabilité d'un réseau électrique. La Régie trouvera à la référence (i) susmentionnée en préambule à la réponse 1.1 du Transporteur, soit le document A-2 du NPCC, que celui-ci est aussi préoccupé par le « voltage collapse » qui concerne la partie « stabilité de tension » de la stabilité d'un réseau électrique. Les éoliennes prévues en Gaspésie étant des machines à induction, elles ne sont pas synchronisées et ne risquent pas de compromettre la stabilité angulaire du réseau. Elles ne deviennent pas instables suite à une perte de synchronisme mais suite à un effondrement de leur tension d'alimentation, ce qui est aussi le cas de certaines charges

composées de moteur à induction, et des interconnexions à courant continu. La perte de stabilité d'un parc d'éoliennes suite à une baisse de tension trop longue sur le réseau n'entraînerait donc pas de perte de synchronisme entre différentes parties du réseau.

Aucun modèle d'éoliennes instables n'est disponible pour simulation. Le Transporteur utilise alors une hypothèse lorsqu'un parc d'éoliennes devient instable. Cette hypothèse est qu'un parc d'éoliennes instables entraînerait une prolongation de la baisse de tension qui a initié sa perte de stabilité, engendrant la possibilité de perdre en cascade la stabilité d'autres parcs d'éoliennes, de certaines charges prioritaires, d'interconnexions à courant continu et même de machines synchrones s'il y en avait à proximité. La Régie trouvera plus d'information sur la stabilité de tension aux références (ii) et (iii) susmentionnées en préambule à la réponse 1.1 du Transporteur.

Par ailleurs, la Régie mentionne en préambule à la question 1, qu'il n'est pas requis que chaque centrale doit continuer de fonctionner suite à un événement sur le réseau, mais qu'il y a plutôt une possibilité de perte de production jusqu'à 1000 MW. Le Transporteur tient à préciser respectueusement que deux concepts différents sont confondus dans ce texte, soit :

- La perte des équipements de production qui se trouvent à l'intérieur la zone de protection où se produit un événement.

Comme le mentionne la Régie en préambule de la question 1, le Transporteur est muni d'une réserve de stabilité de 1000 MW, ce qui lui permet de perdre une production d'au plus 1000 MW lors d'une simple contingence. Cette perte de production doit cependant être la conséquence du fonctionnement normal du système de protection qui isole du réseau l'équipement en faute.

- La perte des équipements de production qui se trouvent à l'extérieur de la zone de protection où se produit un événement.

Il est très important qu'aucun parc d'éoliennes instables ne reste raccordé au réseau car, selon l'hypothèse utilisée par le Transporteur, les éoliennes instables prolongeraient la baisse de tension qui a initié leur perte de stabilité, engendrant la possibilité de perdre en cascade la stabilité d'autres parcs d'éoliennes, de certaines charges prioritaires, d'interconnexions à courant continu et même de machines synchrones s'il y en avait à proximité. Une simple contingence pourrait ainsi dégénérer et entraîner en cascade la perte d'une partie de la clientèle régionale du Transporteur.

Suite à ces précisions, le Transporteur maintient ses réponses aux questions 5.2 et 5.3 de la demande de renseignements no 1 de la Régie.

Le Transporteur ajoute qu'aucun des événements mentionnés en préambule de la question 5 de la demande de renseignements no 1 de la Régie n'entraînera de perte de synchronisme entre différentes parties du réseau, que la mise à niveau soit réalisée ou non; de plus, si un parc d'éoliennes instables restait raccordé au réseau, selon l'hypothèse utilisée par le Transporteur, les éoliennes instables prolongeraient la baisse de tension qui a initié leur perte de stabilité, engendrant la possibilité de perdre en cascade la stabilité d'autres parcs d'éoliennes, de certaines charges prioritaires, d'interconnexions à courant continu et même de machines synchrones s'il y en avait à proximité. Une simple contingence pourrait ainsi dégénérer et entraîner en cascade la perte d'une partie de la clientèle régionale du Transporteur.

1.2 Veuillez indiquer si le parc d'éoliennes de l'Anse à Valteau conserverait son synchronisme avec le réseau suite à un défaut triphasé sur la ligne 161 kV reliant ce parc au poste Rivière-au-Renard, avec et sans la mise à niveau prévue. Veuillez également préciser s'il en résulterait l'instabilité du réseau de transport régional.

R1.2 Les éoliennes du parc de l'Anse à Valteau sont des machines à induction, donc non synchronisées. Suite à un défaut triphasé sur la nouvelle ligne 161 kV reliant le parc de l'Anse à Valteau au poste Rivière-au-Renard, sans perte de la ligne, ce parc sera stable puisque les protections installées sur cette nouvelle ligne seront neuves et que la baisse de tension subie par les éoliennes sera de moins de neuf (9) cycles.

1.3 Veuillez indiquer si les parc d'éoliennes de Gros Morne et de Montagne Sèche conserveraient leur synchronisme avec le réseau suite à un défaut triphasé près du poste Goémond sur la ligne 230 kV reliant ce poste aux parcs d'éoliennes Gros Morne et Montagne Sèche. Veuillez également préciser s'il en résulterait l'instabilité du réseau de transport régional.

R1.3 Les éoliennes des parcs Gros Morne et Montagne Sèche sont des machines à induction, donc non synchronisées. Suite à un défaut triphasé près du poste Goémon sur la nouvelle ligne 230 kV reliant ce poste aux parcs d'éoliennes Gros Morne et Montagne Sèche, sans perte de la ligne, ces parcs seront stables puisque les protections installées sur ces nouvelles lignes seront neuves et que la durée de défaut sera de moins de neuf (9) cycles.

- 2 Références :** (i) HQT-13, document 1, page 11.
(ii) HQT-13, document 3, page 8.

Préambule:

À la référence (i), le Transporteur mentionne que les nouvelles éoliennes du manufacturier GE n'auraient pas déclenché suite aux quatorze (14) événements externes qui ont provoqué le déclenchement des parcs Le Nordais.

À la référence (ii) concernant l'impact sur les charges prioritaires d'intégrer les premiers parcs sans changer les protections de lignes, le Transporteur mentionne que l'impact serait des déclenchements fréquents pour ces nouvelles centrales, jusqu'à ce que la mise à niveau soit complétée.

Demandes :

2.1 Veuillez préciser et quantifier la notion de « déclenchements fréquents ».

R2.1 Le Transporteur tient à préciser que l'utilisation des relais mentionné à la référence (ii) de la Régie, qui sont des systèmes de protection spéciaux et qui rejetteraient préventivement les parcs d'éoliennes lors de défaut triphasé sur le réseau, n'est permise que pour une période temporaire, par exemple lorsque la mise en service d'une solution permanente est en retard.

À la référence HQT-13, document 3, page 4, il est mentionné que pour les années 2002, 2003 et 2004, un défaut triphasé à 161 kV et un défaut triphasé à 230 kV ont causé des déclenchements de lignes. On peut alors évaluer les « déclenchements fréquents » des parcs d'éoliennes causé par des relais temporaires qui détecteraient correctement un défaut triphasé sur le réseau ou par des relais qui fonctionneraient incorrectement à quelques déclenchements occasionnels par année.

2.2 Veuillez préciser s'il y aurait un impact sur les charges prioritaires autres que celles qui sont directement impliquées dans l'événement.

R2.2 L'installation temporaire de relais dans les parcs d'éoliennes, dont la production maximale totale est inférieure à 1000 MW et qui risqueraient d'être instables, protégerait la continuité de service des charges prioritaires locales dans les cas où le niveau de production éolienne totale est bas. En effet, ces relais rejetteraient préventivement et rapidement les parcs éoliens lors d'un défaut triphasé sur le réseau.

Cependant, dans les cas où le niveau de production éolienne totale est élevé, le rejet des parcs éoliens pourrait causer des variations importantes de tension sur le réseau gaspésien et affecter quand

même certaines charges prioritaires sensibles et l'interconnexion à courant continu.

3 **Référence :** (i) **HQT-13, document 3, page 10**

Préambule :

La plupart des lignes du réseau de transport à 161 kV et 230 kV de la Gaspésie sont munies de protections assez âgées qui utilisent le principe des protections de distance et/ou des protections de surintensité.

Demandes :

3.1 Veuillez élaborer sur l'âge et la qualité des protections actuelles par rapport aux nouvelles protections proposées dans le présent projet.

R3.1 **Plusieurs des protections actuellement utilisées sur les lignes du réseau de transport de la Gaspésie ont été installées à la fin des années 1970 et même avant pour certaines. Ces protections sont issues d'une technologie dite "électromécanique" et sont incapables de répondre aux nouveaux critères de performance exigés pour le raccordement des parcs éoliens en Gaspésie. Les ajustements de réglages ou les modifications de modes de protections des relais électromécaniques sont assez limités. Lors d'un changement de configuration du réseau ou lors d'un changement de critère de performance il se peut que la seule solution possible soit de remplacer les relais, même s'ils ne sont pas défectueux.**

Dans la plupart des cas, la vie utile de ces protections n'est pas nécessairement atteinte, mais leur fiabilité est rendue insuffisante pour le réseau de transport de la Gaspésie devant accueillir les 990 MW de nouvelle production éolienne. Avec les « anciens » critères de performance non adaptés pour la production éolienne, le Transporteur pouvait espérer conserver ces relais quelques années et même possiblement, dans certains cas, pouvoir prolonger la vie utile de certains équipements avec l'entretien adéquat. La vie utile d'un relais de protection se calcule assez difficilement étant donné qu'il ne s'agit pas d'un équipement majeur sujet à la dépréciation. Le Transporteur se base souvent sur l'historique des équipements de protections sur tout le réseau pour déterminer quels types de relais sont à remplacer. Par expérience, le Transporteur a constaté au fil du temps que près de la fin de leur vie utile, les protections sont plus difficile à « déménager » de panneaux ou de leur appliquer des réglages complètement différents, et ce dépendant des modèles.

Ce qui ajoute également au manque de fiabilité des protections électromécaniques, est le fait que les problèmes de fonctionnement de ces relais sont détectés uniquement lors de pannes du réseau ou lors de l'entretien périodique de ces mêmes relais. De plus, les nouveaux relais des dernières générations ont tous des modes de vérifications internes qui permettent de diagnostiquer les défaillances et d'en aviser l'exploitant automatiquement, ce que les anciennes protections sont incapables de faire.

Il en résulte que les nouveaux critères de fiabilité, de sélectivité et de rapidité du réseau de transport de la Gaspésie devant accueillir les 990 MW de nouvelle production éolienne, obligent le Transporteur à remplacer les relais de vieilles technologies, ces relais de protection étant inadaptés à l'implantation massive de parcs éoliens en Gaspésie.

4 **Références :** **L'ensemble de la preuve du dossier R-3560-2005**

Demande :

4.1 Dans l'hypothèse que l'ensemble des projets prévus pour l'intégration des parcs d'éoliennes sont réalisés, sauf la mise à niveau du réseau régional Matapédia, veuillez indiquer quel serait l'impact sur :

- (a) le fonctionnement des éoliennes;
- (b) l'alimentation des charges prioritaires autres que celles directement impliquées dans un événement sur le réseau;
- (c) la stabilité du réseau régional et la fiabilité de l'alimentation de la charge;

R4.1 **Le Transporteur tient à préciser qu'il ne pourrait raccorder les huit nouveaux parcs d'éoliennes sans la mise à niveau du réseau 230 kV et 161 kV, sans enfreindre ses propres critères de conception de réseau.**

Dans l'hypothèse où le Transporteur ne respectait pas ses critères de conception, ce que le Transporteur n'envisage pas, les impacts seraient les suivants:

- a) Le Transporteur utiliserait des relais qui rejetteraient préventivement les parcs d'éoliennes lors de défaut triphasé sur le réseau. On peut évaluer les déclenchements des parcs d'éoliennes à moins de un par année causé par ces relais qui détecteraient correctement un défaut triphasé sur le réseau, et possiblement quelques déclenchements occasionnels de plus causés par ces relais qui fonctionneraient incorrectement.**

- b) L'utilisation des relais dans les parcs d'éoliennes protégerait la continuité de service des charges prioritaires locales dans les cas où le niveau de production éolienne totale serait bas, car ces relais rejetteraient préventivement et rapidement les parcs d'éoliennes lors d'un défaut triphasé sur le réseau. Cependant, dans les cas où le niveau de production éolienne totale serait élevé, le rejet des parcs éoliens pourrait causer des variations importantes de tension sur le réseau gaspésien et affecter ainsi certaines charges prioritaires sensibles et l'interconnexion à courant continu. De plus, dans les cas où le rejet de production éolienne serait plus élevé que 1000 MW, le système de délestage en sous fréquence pourrait délester de la charge prioritaire.
- c) Les éoliennes prévues en Gaspésie étant des machines à induction, elles ne sont pas synchronisées et ne risqueraient pas de compromettre la stabilité angulaire du réseau. Il n'y aurait donc pas de perte de synchronisme entre les différentes parties du réseau. Cependant, dans les cas où le niveau de production éolienne totale est élevé, le rejet des parcs éoliens pourrait causer des variations importantes de tension sur le réseau gaspésien et affecter ainsi certaines charges prioritaires sensibles et l'interconnexion à courant continu. De plus, dans les cas où le rejet de production éolienne est plus élevé que 1000 MW, le système de délestage en sous fréquence pourrait délester de la charge prioritaire.