

**RÉPONSES À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE SÉ-AQLPA**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS SÉ-AQLPA-1.

Référence : Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-4, Document 1, page 5, lignes 19-23

Du côté des installations du Transporteur, la situation du réseau récepteur gaspésien présente un faible niveau de court-circuit, le rendant plus vulnérable aux variations de tension, et des systèmes de protection relativement lents (12 à 30 cycles), ce qui est convenable dans un réseau de charge tel le réseau gaspésien.

Demandes :

1a) Comment est déterminé le temps de fonctionnement des protections ?

R.1a) Le temps de fonctionnement des protections est déterminé en additionnant les temps de fonctionnement de chacune des composantes propres à un système de protection, c'est-à-dire :

1. le temps de mesure des variables (généralement la tension et le courant);
2. la décision qui permet de conclure à la présence d'un défaut;
3. le temps du relais de contact auxiliaire; et
4. le temps d'ouverture du (des) disjoncteur(s) jusqu'à l'extinction complète de l'arc électrique formé pendant la séparation des contacts.

La somme de ces temps donne le temps total pour l'ouverture de la ligne à l'extrémité qui détecte le défaut en premier. En ce qui concerne l'autre extrémité de la ligne, il faut ajouter les temps d'émission, de transmission et de réception des signaux de télécommunication qui acheminent les informations permettant l'ouverture de l'extrémité éloignée. Il faut aussi pour certain cas, additionner en plus le temps associé au téléblocage qui permet d'insérer une fonction de sélectivité nécessaire lors de la présence de poste(s) en dérivation.

1b) S'agit il de valeurs mesurées ou de valeurs estimées ?

R.1b) Pour les systèmes de protections installés en réseau, il s'agit de valeurs mesurées. Pour les systèmes de protections planifiés et à l'étape de l'ingénierie de réalisation, il s'agit de valeurs estimées selon les performances mesurées et fournies par les fabricants qui se sont engagés à fournir les équipements demandés.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS SÉ-AQLPA-2.

Référence : Dossier R-3560-2005, Présentation du 27 avril 2005 page 27.

Le Transporteur présente quelques statistiques pour les années 2002, 2003 et 2004 relativement à l'historique des défauts. Plus de 300 événements de toute nature incluant:

Déclenchements de lignes

- 31 déclenchements de lignes à 161kV et plus
- 67 déclenchements de lignes 69kV

Déclenchement de parcs

- 13 déclenchements du parc Le Nordais 1 (Soit 8 externes, 2 internes et 3 chez lui),
- 22 déclenchements du parc Le Nordais 2 (Soit 8 externes, 8 internes et 6 chez lui).

Demandes :

Sur les 31 déclenchements de lignes :

2a) Veuillez préciser combien de déclenchements ont été pour les lignes 230kV et combien pour les lignes 161kV ?

R.2a) Il s'agit de neuf (9) déclenchements à 161kV et de seize (16) déclenchements à 230kV.

2b) Veuillez préciser le temps de déclenchement pour les événements sur le 230kV et les événements sur le 161kV ?

R.2b) Les temps de déclenchements ont été de 5 à 34 cycles à 161 kV, et de 4 à 22 cycles à 230 kV.

2c) Veuillez préciser s'il s'agit de défauts triphasés, biphasés ou monophasés ?

R.2c) Pour le 161 kV, les défauts sont : 3 défauts monophasés, 1 défaut biphasé, 1 défaut triphasé, 1 défaut inconnu, 3 déclenchements par incidents (1 erreur humaine, et 2 ruptures de câble téléphonique). Pour le 230kV, les défauts sont : 14 défauts monophasés, 1 défaut triphasé et 1 inconnu.

Pour les 8 déclenchements des parcs Le Nordais 1 et Le Nordais 2 :

2d) Est ce qu'ils ont tous été concourants et simultanés ?

R.2d) Non. Seulement deux déclenchements ont été concourants et simultanés, soit la perte des parcs Le Nordais 1 et Le Nordais 2 simultanément avec les déclenchements des lignes #2350 et #2388.

2e) Veuillez préciser les circonstances de ces déclenchements ?

R.2e) L'événement 1 implique la perte de Le Nordais 1 et Le Nordais 2 avec le déclenchement de la ligne #2350 à 230 kV pour un défaut monophasé d'une durée inconnue.

L'événement 2 implique la perte de Le Nordais 1 et Le Nordais 2 avec le déclenchement de la ligne #2388 à 230 kV pour un défaut monophasé d'une durée inconnue.

L'événement 3 implique la perte de Le Nordais 1 avec le déclenchement de la ligne #2349 à 230 kV pour un défaut monophasé d'une durée inconnue.

L'événement 4 implique la perte de Le Nordais 1 avec un deuxième déclenchement de la ligne #2349 à 230 kV pour un défaut monophasé d'une durée inconnue.

L'événement 5 implique la perte de Le Nordais 1 avec un troisième déclenchement de la ligne #2349 à 230 kV pour un défaut monophasé d'une durée inconnue.

L'événement 6 implique la perte de Le Nordais 1 avec un quatrième déclenchement de la ligne #2349 à 230 kV pour un défaut monophasé d'une durée inconnue.

L'événement 7 implique la perte de Le Nordais 1 avec un cinquième déclenchement de la ligne #2349 à 230 kV pour un défaut monophasé d'une durée inconnue.

L'événement 8 implique la perte de Le Nordais 1 avec le déclenchement de la ligne #3083 à 315 kV pour un défaut monophasé d'une durée inconnue.

L'événement 9 implique la perte de Le Nordais 2 avec le déclenchement de la ligne #707 à 69 kV pour un défaut biphasé d'une durée de 7 cycles.

L'événement 10 implique la perte de Le Nordais 2 avec le déclenchement de la ligne #720 à 69 kV pour un défaut monophasé d'une durée de 10 cycles.

L'événement 11 implique la perte de Le Nordais 2 avec le déclenchement de la ligne #2387 à 230 kV pour un défaut biphasé d'une durée inconnue.

L'événement 12 implique la perte de Le Nordais 2 avec le déclenchement de ligne à 230kV à cause d'un incident d'automatisme. Pas de temps applicable pour cet événement.

L'événement 13 implique la perte de Le Nordais 2 avec le déclenchement de ligne à 230kV à cause d'un deuxième incident d'automatisme. Pas de temps applicable pour cet événement.

L'événement 14 implique la perte de Le Nordais 2 avec la manœuvre d'un disjoncteur à 230kV dont une phase est demeurée ouverte. Pas de temps applicable pour cet événement.

2f) Sur quel élément du réseau 230kV, 161Kv ou 69kV était le défaut ?

R.2f) Voir la réponse de la question 2e) précédente.

2g) Quelle était la durée de chaque défaut ?

R.2g) Voir la réponse de la question 2e) précédente.

2h) S'agissait il de défauts triphasés, biphasés ou monophasés ?

R.2h) Voir la réponse de la question 2e) précédente.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS SÉ-AQLPA-3.

Référence : Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-4, Document 1, page 6, lignes 12-16

La stabilité des réseaux de transport régionaux doit être maintenue durant et après le plus grave des événements décrits ci-dessous, sans perte de charge prioritaire autre que celle directement impliquée dans l'événement et compte tenu du système de réenclenchement :

Demandes :

3a) Est-ce que il y a actuellement des pertes de charges prioritaires lors des défauts de lignes ?

R.3a) Oui.

3b) Si oui veuillez préciser dans quels cas ?

R.3b) Des charges sont perdues seulement lorsqu'elles sont raccordées directement sur l'équipement en défaut.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS SÉ-AQLPA-4.

Référence : Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-4, Document 1, page 6, lignes 5 à 9 :

Les 1000 MW d'éoliennes devant être raccordés au réseau pour l'alimentation des besoins québécois doivent être intégrés selon les règles de l'art pour le raccordement des centrales et doivent, contrairement aux parcs de Le Nordais, demeurer en service lors d'un défaut sur le réseau. Les critères de conception du réseau de transport du Transporteur doivent donc s'appliquer.

Demandes :

4a) Veuillez expliquer pourquoi les critères n'ont pas été appliqués pour les parcs de Le Nordais et pourquoi ils sont impératifs maintenant ?

R.4a) Voir la réponse R6.3 à la question 6.3 de la Régie de l'énergie.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS SÉ-AQLPA-5.

Référence : Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-4, Document 1, page 5 lignes 29-30 et page 6 lignes 1-2 :

Ceci laissait bien peu de temps pour l'intégration des premiers parcs éoliens au réseau de transport. Cette situation ne permettait pas de construire un projet de ligne de grande envergure, mais tout au plus des lignes courtes pour le raccordement local de ces premiers parcs.

Demandes :

5a) Veuillez énumérer et décrire les différents scénarios alternatifs qui ont été étudiés (incluant les scénarios comportant un projet de ligne de grande envergure).

R.5a) Un seul scénario de raccordement a été élaboré pour chaque combinaison d'offres préparée par le Distributeur. Aucun de ces scénarios n'incluait de longue ligne avant 2009. Or, une seule combinaison d'offres a été retenue par le Distributeur et le scénario de raccordement qui correspond à cette combinaison retenue est celui décrit dans le document de preuve.

5b) Pour chacun de ces scénarios, veuillez spécifier les coûts estimés.

R.5b) Voir la réponse de la question 5a) précédente.

- 5c)** Pour chacun de ces scénarios, veuillez spécifier l'échéancier.
- R.5c)** Voir la réponse de la question 5a) précédente.
- 5d)** Pour chacun de ces scénarios, veuillez spécifier le type d'équipement prévu, la longueur et le niveau de tension des lignes et décrire leur localisation.
- R.5d)** Voir la réponse de la question 5a) précédente.
- 5e)** Pour chacun de ces scénarios, veuillez spécifier les avantages et inconvénients identifiés et les motifs pour lesquels le scénario n'a pas été retenu.
- R.5e)** Voir la réponse de la question 5a) précédente.
- 5f)** Dans l'hypothèse où un bloc additionnel de 1000 MW viendrait s'ajouter aux projets éoliens déjà prévus (les projets Le Nordais, Mont Copper, Mont Miller, les 990 MW de l'A/O 2003-02 de HQD et le parc additionnel de Murdochville), veuillez spécifier les avantages et inconvénients de chacun des scénarios ?
- R.5f)** Voir la réponse de la question 5a) précédente ainsi que la réponse à la question 2 du GRAME.
- 5g)** En un tel cas, quel scénario serait préférable ?
- R.5g)** Voir la réponse de la question 5a) précédente ainsi que la réponse à la question 2 du GRAME.
- 5h)** Quel serait l'impact sur les charges prioritaires d'intégrer les premiers parcs sans changer les protections de lignes ? Veuillez dans votre réponse spécifier la durée de cet impact.
- R.5h)** Afin qu'elles n'entraînent pas avec elles d'autres centrales ou des charges prioritaires, le Transporteur installe des relais dans les centrales qui risqueraient d'être instables et encore raccordées au réseau de transport après l'élimination d'un défaut. Ces relais rejettent préventivement ces centrales lors d'un défaut sur le réseau de transport. L'impact serait donc des déclenchements fréquents pour ces nouvelles centrales jusqu'à ce que la mise à niveau soit complétée, permettant alors le retrait de ces relais.
- 5i)** Veuillez préciser pourquoi il n'est pas possible de surseoir temporairement aux critères pour l'intégration des premiers parcs ?
- R.5i)** Voir la réponse à la question 5h) précédente.

5j) Y a-t-il des répercussions, des inconvénients et/ou des pertes tangibles et chiffrables associées à un report du projet du dossier R-3560-2005 ?

R.5j) Voir la réponse à la question 5h) précédente.

5k) Si une ligne de grande envergure était construite, est ce que les modifications aux protections et au réseau de télécommunication seraient encore nécessaires ?

R.5k) Le Transporteur n'est pas en mesure de répondre à cette question, la question étant imprécise.

Si vous n'avez pas déjà répondu aux questions qui suivent parmi les réponses aux questions qui précèdent, veuillez spécifier également:

5l) Si une ligne de grande envergure était construite, quel serait l'ordre de grandeur des coûts (spécifiez également le niveau de tension et la longueur, en spécifiant de quel poste à quel poste)?

R.5l) Le Transporteur possède un guide d'estimation lui permettant d'évaluer les coûts paramétriques des lignes de transport. Ces coûts paramétriques sont donnés par unité de longueur (km) et par niveau de tension. La question soulevée n'est toutefois pas assez précise pour fournir un ordre de grandeur des coûts d'une ligne non définie. Voir les réponses aux questions 5a), 5b), 5c), 5d) et 5e) précédentes.

5m) Si une ligne de grande envergure était construite, quelle serait la période et la durée de réalisation ?

R.5m) Voir la réponse à la question 5l) précédente.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS SÉ-AQLPA-6.

Référence : Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-4, Document 1, page 6, lignes 26 à 30 :

La robustesse recherchée requiert à la fois un modèle d'éoliennes plus évolué que celui des installations Le Nordais 1 et 2 de même que des protections plus rapides pour éliminer un défaut sur le réseau de transport et pour permettre aux éoliennes n'étant pas directement impliquées dans l'élimination du défaut de demeurer en service.

Demandes :

6a) Quand toutes les modifications aux protections auront été réalisées est-ce que la rapidité d'élimination des défauts sera suffisante pour que les parcs éoliens Le Nordais 1 et 2 puissent demeurer en service lors de défauts extérieurs ?

R.6a) Non, la rapidité d'élimination des défauts acquise suite aux modifications prévues des protections ne se traduira que par un déclenchement moins fréquent qu'auparavant des parcs Le Nordais.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS SÉ-AQLPA-7.

Référence : Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-5, Document 1.

Demandes :

7a) Veuillez préciser pour chacun des projets les caractéristiques des protections de lignes existantes qui doivent être changées :

- Type de protection (Différentielle, impédance, distance, nombre de gradins).
- Manufacturier et modèle des relais (Westinghouse HZ-211, General Electric GCX, etc.).

R.7a) 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. Souvent une même ligne combinait une distance comme protection principale et une surintensité comme deuxième protection. Concernant le nombre de gradin des protections de distance, cela variait selon les applications. Il peut y avoir un seul gradin pour une ligne radiale courte, ou jusqu'à trois gradins pour des lignes plus longues. Certaines lignes ont eu leurs protections remplacées plus récemment et ces protections sont conservées ou relocalisées dans de nouveaux panneaux si nécessaire.

Les relais les plus répandus parmi ceux remplacés par le Transporteur sont :

- Relais de distance - Ces relais sont munis de nombreux auxiliaires associés à leur fonctionnement, soit le relais principal de la protection de ligne: KD-4 (Westinghouse), KD-41 (Westinghouse), GCXG-51-A (General Electric), GCY-51A (General Electric), CEB13 (General Electric), RAZOG (ABB), OPTIMHO (Aslthom);
- Relais de surintensité - BCD (Westinghouse), CO-9 (Westinghouse), SPAS (Snémo).

Les relais sont remplacés pour de nombreuses raisons dont les principales sont: certains relais sont trop âgés pour espérer les transférer dans de nouveaux panneaux sans les endommager et des protections entières de lignes ne sont pas assez sélectives ou rapides pour les nouveaux besoins de stabilité du réseau.

7b) Veuillez préciser l'appellation *Intégrations des nouvelles unités numériques de téléprotection*. Est ce qu'il s'agit d'une addition ou d'un remplacement ?

R.7b) Il y a des additions de nouveaux systèmes de télécommunications afin d'améliorer les performances (principalement la sélectivité). Il s'agit aussi, dans la plupart des cas, d'un remplacement d'un système de télécommunications analogique par de nouveaux systèmes numériques, ce qui implique un interface plus performant entre les relais et les systèmes de télécommunications. Cet interface est appelé « unité numérique de téléprotection » bien que d'autres termes soient aussi en usage.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS SÉ-AQLPA-8.

Référence : Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-6 Document 1 page 6, Tableau 1 : Coûts pour la mise à nouveau du réseau régional Matapédia.

Demandes :

8a) Les coûts d'approvisionnement pour le matériel sont de 7 729,1 K\$. Veuillez préciser quels sont les coûts d'approvisionnement pour les catégories suivantes

- 1- Relais de protections ?
- 2- Unités de téléprotections ?
- 3- Systèmes d'oscillographes et d'enregistreurs chronologiques d'évènement ?
- 4- Appareillage, tel que disjoncteurs, sectionneurs, jeux de barres ?
- 5- Autres ?

R.8a) Les coûts d'approvisionnement pour le matériel sont :

1-Relais de protections	2 895,8 K\$
2-Unités de téléprotection	405,0 K\$
3-Systèmes d'oscillographes et d'enregistreurs chronologiques d'évènement	743,9 K\$
4-Appareillage, tel que disjoncteurs, sectionneurs, jeux de barres	1 801,8 K\$
5-Autres	<u>1 882,6 K\$</u>
Total	7 729,1 K\$

8b) Comment sont partagée les coûts des équipements de télécommunications entre le projet actuel de mise à niveau des protections et le projet de télécommunication ?

R.8b) Le projet d'investissement actuel tel que déposé pour autorisation dans le cadre de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie ne comporte aucun coût de télécommunications car ces activités ne sont pas réglementées. Par ailleurs, les investissements en télécommunications pour la mise à niveau des protections sont de l'ordre de 32,3 M\$, alors que ces derniers investissements sont de l'ordre de 5,6 M\$ pour l'ensemble des autres projets illustrés au tableau 1 de la réponse à la question 1.1 de la Régie de l'énergie.

8c) S'agit il d'un partage selon la nature des équipements, leur localisation ou leur fonction ? Veuillez préciser.

R.8c) Le partage est selon la nature des équipements afin d'assurer le transfert comptable dans les unités de propriété pertinentes.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS SÉ-AQLPA-9.

Référence : Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-4, Document 1.

Questions :

9a) Veuillez indiquer l'écoulement du sens de la totalité du réseau gaspésien (à partir de Lévis) pour la pointe 2005 avant l'intégration des premières centrales éoliens de l'appel d'offre A/O 2003-02 de HQD.

R.9a) L'écoulement de la puissance part du poste Lévis vers la Gaspésie.

9b) Veuillez indiquer l'écoulement du sens de la totalité du réseau gaspésien (à partir de Lévis) pour la pointe 2011 après que tous les 990 MW de production éolienne de l'appel d'offre A/O 2003-02 de HQD seront en opération (en spécifiant si vous avez inclus ou non d'autres centrales éoliennes telles Murdochville).

R.9b) L'écoulement de la puissance part du poste Lévis vers la Gaspésie, même lorsque les éoliennes existantes (208 MW) et les éoliennes nouvelles (990 MW) produiront au maximum.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS SÉ-AQLPA-10.

Référence : Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-4, Document 1.

Demandes :

10a) Est-ce votre position que 100% des coûts du projet faisant l'objet de la présente demande d'autorisation au dossier R-3560-2005 servent à l'intégration des 990 MW de production éolienne de l'appel d'offre A/O 2003-02 de HQD. Que votre réponse soit affirmative ou négative, veuillez expliquer.

R.10a) Voir les réponses aux questions 9.1 et 9.2 de la Régie de l'énergie.

10b) Est-ce votre position que 0% des coûts du projet faisant l'objet de la présente demande d'autorisation au dossier R-3560-2005 servent à l'intégration des autres projets éoliens de la Gaspésie (tels Le Nordais , Mont Copper, Mont Miller, parc additionnel de Murdochville). Que votre réponse soit affirmative ou négative, veuillez expliquer.

R.10b) Voir les réponses aux questions 9.1 et 9.2 de la Régie de l'énergie.

10c) Est-ce votre position que 0% des coûts du projet faisant l'objet de la présente demande d'autorisation au dossier R-3560-2005 servent à assurer la pérennité ou l'amélioration du réseau gaspésien. Que votre réponse soit affirmative ou négative, veuillez expliquer.

R.10c) Voir les réponses aux questions 9.1 et 9.2 de la Régie de l'énergie.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS SÉ-AQLPA-11.

Référence : Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-1, Document 2.

Demandes :

11a) Est-ce votre position que 100% des coûts du groupe de projets décrits à la pièce HQT-1 Document 2 servent à l'intégration des 990 MW de production éolienne de l'appel d'offre A/O 2003-02 de HQD. Que votre réponse soit affirmative ou négative, veuillez expliquer.

R.11a) Voir les réponses aux questions 9.1 et 9.2 de la Régie de l'énergie.

11b) Est-ce votre position que 0% des coûts du groupe de projets décrits à la pièce HQT-1 Document 2 servent à l'intégration des autres projets éoliens de la Gaspésie (tels Le Nordais , Mont Copper, Mont Miller, parc additionnel de Murdochville). Que votre réponse soit affirmative ou négative, veuillez expliquer.

R.11b) Voir les réponses aux questions 9.1 et 9.2 de la Régie de l'énergie.

11c) Est-ce votre position que 0% des coûts du groupe de projets décrits à la pièce HQT-1 Document 2 servent à assurer la pérennité ou l'amélioration du réseau gaspésien Que votre réponse soit affirmative ou négative, veuillez expliquer.

R.11c) Voir les réponses aux questions 9.1 et 9.2 de la Régie de l'énergie.