

Régie de l'énergie - Dossier R-3560-2005

Autorisation d'actifs visant la mise à niveau du réseau régional Matapédia d'Hydro-Québec (TransÉnergie)

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3560-2005

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

AUTORISATION D'ACTIFS
VISANT LA MISE À NIVEAU
DU RÉSEAU RÉGIONAL MATAPÉDIA
D'HYDRO-QUÉBEC (TRANSÉNERGIE)

HYDRO-QUÉBEC

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE EN
MACROÉCOLOGIE (GRAME)

Participant

**La mise à niveau du réseau régional Matapédia:
Un super réseau de charges ou un véritable réseau de transport?**
Rapport d'expertise

Jean-Claude Deslauriers, ing.

Préparé pour:
Stratégies Énergétiques (S.É.)
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)
Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

Juin 2005

TABLE DES MATIÈRES

1	LE MANDAT	1
2	L'OBJET DU PRÉSENT DOSSIER	2
3	LES CARACTÉRISTIQUES DU RÉSEAU DU BAS ST-LAURENT-GASPÉSIE.....	4
3.1	LA FAIBLESSE DU RÉSEAU	4
3.2	LE NIVEAU DE COURT-CIRCUIT.....	5
4	LA PROBLÉMATIQUE DE LA STABILITÉ.....	8
4.1	LA CONFUSION DU TRANSPORTEUR.....	8
4.2	LA FAIBLESSE ARGUMENTAIRE DU TRANSPORTEUR	8
4.2.1	Les ambiguïtés dans la preuve du Transporteur	8
4.2.2	L'ambiguïté des réponses du Transporteur	9
4.3	LA STABILITÉ DES MACHINES À INDUCTION	10
4.4	LA STABILITÉ DU RÉSEAU RÉGIONAL.....	12
5	LES SYSTÈMES DE PROTECTION	14
5.1	LA RAPIDITÉ DES ANCIENS RELAIS.....	14
5.2	LA RAPIDITÉ DES SYSTÈMES DE TÉLÉCOMMUNICATION	15
5.3	LA SÉLECTIVITÉ DES SYSTÈMES DE PROTECTION	15
5.4	LES CARACTÉRISTIQUES DES RELAIS NUMÉRIQUES	15
5.5	LA FIABILITÉ ET LA SÉCURITÉ DES SYSTÈMES ET LA STRATÉGIE DE BLOCAGE.....	16
5.6	CONCLUSION SUR LES PROTECTIONS.....	18
6	LA CONFIGURATION DU RÉSEAU	19
6.1	UNE NOUVELLE LIGNE D'ENVERGURE	19
6.2	LA CONFIGURATION DES POSTES EN DÉRIVATION	20

7 - ENJEUX CONNEXES.....	22
7.1 LE CLASSEMENT DES INVESTISSEMENTS COMME ACTIFS DE CROISSANCE vs. DE PÉRENNITÉ	22
7.2 LES COÛTS DE TÉLÉCOMMUNICATION	22
8 - CONCLUSION.....	24

1

LE MANDAT

L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA), Stratégies Énergétiques (S.É.) et le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) ont requis nos services aux fins de préparer un rapport d'expertise visant à évaluer si les investissements faisant l'objet de la demande d'Hydro-Québec (TransÉnergie) au dossier R-3560-2005 de la Régie de l'énergie devraient ou non être autorisés. Plus particulièrement, il nous a été demandé d'évaluer si ces investissements sont optimaux et permettent de répondre aux besoins du réseau régional, incluant les besoins résultant de l'intégration des 990 MW de production éolienne prévus à la suite de l'appel d'offres A/O 2003-02 d'Hydro-Québec Distribution.

Le présent rapport est le fruit de notre expertise et est remis à nos clients afin de pouvoir être déposé dans ce dossier.

2

L'OBJET DU PRÉSENT DOSSIER

La Régie de l'énergie est saisie d'une demande d'Hydro-Québec (TransÉnergie, ci-après «*Le Transporteur*») visant à faire autoriser un projet de mise à niveau des protections de lignes du réseau régional Matapédia, à un coût évalué à 34,6 M\$.¹

Ce projet est inscrit dans la catégorie *Croissance* des investissements de TransÉnergie.

Il fait partie d'une série de 458,7 M\$ d'investissements projetés de 2006 à 2011 et que le Transporteur décrit comme étant «*reliés*» à l'intégration des 990 MW de production éolienne résultant de l'appel d'offres A/O 2003-02 d'Hydro-Québec Distribution (ci-après «*Le Distributeur*»).²

Le Transporteur décrit comme suit les objectifs visés par de ce projet :

*[...] le projet de mise à niveau a pour objectif de créer un réseau régional qui offrira une stabilité aux producteurs et ceci dans le respect des critères de conception appliqués par le Transporteur. En effet, les producteurs non reliés à l'équipement en faute pourront maintenir leur production lors d'un défaut triphasé éliminé normalement sans perte d'élément et lors d'un défaut biphasé permanent sur un circuit d'une ligne avec élimination normale du défaut.*³

*De par sa nature, la réalisation de ces travaux procure la réduction des délais d'opération des protections des lignes à un maximum de huit (8) cycles lors d'un court-circuit sur ces lignes, ce qui satisfait les critères de conception du réseau de transport.*⁴

¹ **HYDRO-QUÉBEC (TRANS ÉNERGIE)**, Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-6, Document 1, tableau 1.

² **HYDRO-QUÉBEC (TRANS ÉNERGIE)**, Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-1, Document 2, page 8.

³ **HYDRO-QUÉBEC (TRANS ÉNERGIE)**, Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-2, Document 1, page 5, lignes 7-8.

⁴ **HYDRO-QUÉBEC (TRANS ÉNERGIE)**, Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-2, Document 1, page 5, lignes 13-14.

Cette dernière affirmation nous semble inexacte à deux titres: En premier lieu, le critère normatif traite de temps d'élimination du défaut donc de déclenchement de ligne et non pas de temps de fonctionnement de protection. En second lieu, le temps normatif pour le réseau de transport est de 6 cycles et non de 8 cycles, selon la référence suivante :

Concernant les lignes de transport d'une tension inférieure à 735 kV dont la perte ou la défaillance peut avoir un impact sur le fonctionnement du réseau de transport principal ou celui des réseaux voisins équivalent à celle d'un élément du réseau à 735 kV, on doit voir à éliminer un défaut sur ces lignes en 6,0 cycles à chacune de leurs extrémités. ⁵

Ce critère du réseau de transport n'est donc pas vraiment satisfait.

Nous notons par ailleurs que les évènements survenant sur les lignes du réseau régional n'ont pas d'impact sur le fonctionnement du réseau principal ni non plus sur le fonctionnement des réseaux voisins du Nouveau-Brunswick (Eel River) et du Maine (Madawaska), sinon un déclenchement en 6 cycles serait exigible.

⁵ HYDRO-QUÉBEC (TRANS ÉNERGIE), R-3498-2002, Pièce HQT-2, Document 1, Annexe D, Page 34.

3

LES CARACTÉRISTIQUES DU RÉSEAU DU BAS ST-LAURENT-GASPÉSIE

3.1 LA FAIBLESSE DU RÉSEAU

Le Transporteur, dans ses documents mis en preuve, a fourni très peu d'information sur les caractéristiques physiques du réseau régional du Bas St-Laurent-Gaspésie.

Au document HQT-5, Document 1, annexe A il nous fournit une carte montrant les principales lignes avec leur niveau de tension. Aux annexes B, C et D, il nous donne aussi des schémas de liaison des lignes mais ne fournit aucune information sur la longueur de ces lignes, sur leur capacité, sur la présence de banc de condensateurs shunt pour le soutien de tension. Nous avons tenté d'obtenir, par notre demande de renseignements, les schémas d'écoulement de puissance (SE-AQLPA 9a et 9b) avant l'intégration et après l'intégration des parcs éoliens. Ces schémas nous auraient permis de comprendre et d'interpréter les affirmations du Transporteur en regard des faiblesses de ce réseau. Le Transporteur aurait également pu fournir le niveau de court-circuit 3 phases et phase-terre à chacun des poste 315 kV, 230 kV et 161 kV.

Il y a sur le réseau Bas St Laurent Gaspésie deux faiblesses majeures qui sont confirmées par le Transporteur:

- Le faible niveau de court circuit.
- La lenteur des protections.

Nous allons traiter dans le présent chapitre la question de la faiblesse de court-circuit à la section 3.2. Nous traiterons de la question des protections au chapitre 5.

3.2 LE NIVEAU DE COURT-CIRCUIT

Le transporteur note que le niveau de court-circuit constitue une faiblesse majeure du réseau récepteur gaspésien :

*la situation du réseau récepteur gaspésien présente un faible niveau de court-circuit, le rendant plus vulnérable aux variations de tension.*⁶

Cette vulnérabilité est évidente de par la configuration du réseau ; un seul point d'alimentation à partir de Lévis, deux interconnexions en mode exportation à Madawaska (Maine) et Eel River (Nouveau Brunswick) et une grande boucle de charge à partir de Rimouski faisant le tour de la péninsule.

Même sans avoir les informations détaillées, on peut anticiper que le niveau de court-circuit diminue très rapidement à partir de Rimouski.

Supposons en effet que nous avons 30 000 MVA de court-circuit à Lévis et qu'il reste ne reste que 5000 MVA à Matane, 4000 MVA à Goémon, 3000 MVA à Copper Mountain et 2000 MVA Gaspé ; le tableau suivant illustre l'effet de cette faiblesse en montrant la tension résiduelle à un poste source 230 kV pendant un défaut au bout d'une ligne de 20 km et de 30 km.

⁶ HYDRO-QUÉBEC (TRANS ÉNERGIE), Dossier R-3560-2005, Pièce HQT-4, Document 1 page 5 ligne 19-20-21

Tableau 1

Tension résiduelle au poste source lors d'un court-circuit au bout d'une ligne type (0,5 ohm/km)

Puissance de C.C. d'un poste source 230 kV (MVA)	Tension résiduelle pour une ligne de 20 km (%)	Tension résiduelle pour une ligne de 30 km (%)
30 000	85,01	89,48
20 000	79,08	85,01
18 000	77,29	83,62
15 000	73,93	80,96
12 000	69,40	77,29
9 000	62,98	71,85
6 000	53,14	62,98
5 000	48,59	58,64
4000	43,06	53,14
3000	36,19	45,97
2000	27,43	36,19
1000	15,90	22,09

À partir de ce tableau on peut facilement comprendre la situation actuelle des parcs Le Nordais et on peut anticiper le type de problèmes qui se posent maintenant pour l'intégration des nouveaux parcs (tant les parcs des Monts Copper et Miller que les 990 MW d'éoliennes issues de l'appel d'offres que d'autres parcs éoliens éventuels contractés par Hydro-Québec Production ou Distribution).

Malheureusement le Transporteur n'a pas beaucoup élaboré sur cette problématique de réseau, il a plutôt concentré son attention sur la capacité des machines LVRT (*Low Voltage Ride Through*) à supporter ces chutes de tension dans un réseau faible mais il n'a pas élaboré sur les diverses solutions qui pourraient améliorer le niveau de court-circuit sur un tel réseau. Parmi ces solutions il y a évidemment l'addition de nouvelles lignes haute tension, l'ajout de compensateurs statiques ou synchrones et l'addition de banc de condensateurs série pour réduire l'impédance des lignes.

Rappelons aussi sommairement que le bénéfice du niveau de tension est proportionnel au carré de la tension ce qui fait qu'une ligne 500 kV est 4,7 fois plus puissante qu'une ligne 230 kV mais qu'il n'est pas évident que les coûts d'investissement croissent dans la même proportion ; la croissance de ces coûts devrait en principe être considérablement moindre. Nos demandes de renseignement sur ce sujet ont été rejetées par le Transporteur, mais nous persistons à penser que quelques valeurs paramétriques des coûts d'investissement auraient été susceptibles d'éclairer les intervenants et la Régie quant aux coûts des diverses solutions possibles pour améliorer le niveau de court-circuit du réseau.

Le Transporteur tout au long de sa preuve n'a pas réellement éclairé les intervenants sur les niveaux de court circuit aux différents postes avant ou après l'intégration, avec ou sans les 5 compensateurs synchrones et les bancs de compensation série prévus originellement. Il ne nous a donc pas éclairé sur les tensions résiduelles et par conséquent sur les risques réels de déclenchement des parcs éoliens liés à l'amplitude de la chute de tension.

4

LA PROBLÉMATIQUE DE LA STABILITÉ**4.1 LA CONFUSION DU TRANSPORTEUR**

Au contraire, plutôt que de nous éclairer sur l'importance du niveau de court-circuit et des répercussions des chutes de tensions durant les défauts, le Transporteur a entretenu la confusion dans sa sémantique et dans son argumentaire en utilisant continuellement des références à la stabilité d'une façon ambiguë, imprécise ou tout simplement trompeuse. Cette faiblesse argumentaire s'est même poursuivie après de nombreuses demandes de renseignements de la part des intervenants et de la Régie. Il vaut donc la peine à cette étape-ci d'illustrer cette confusion argumentaire et par la même occasion de tenter de clarifier cette question de la stabilité.

4.2 LA FAIBLESSE ARGUMENTAIRE DU TRANSPORTEUR**4.2.1 Les ambiguïtés dans la preuve du Transporteur**

Pour illustrer notre propos nous avons effectué un relevé des références ambiguës par le Transporteur à la notion de stabilité.

HQT-1, Document 1, p. 7, l. 16:

[...] mettre à niveau les protections de lignes ... pour rencontrer les critères de stabilité de réseau.

HQT-1, Document 1, p. 8, l. 2 :

[...] fut établie .. pour rencontrer les critères de stabilité de réseau.

HQT-1, Document 2, p. 10, l. 25 :

Ces équipements permettront de préserver la stabilité du réseau ...

HQT-2, Document 1, p. 5, l. 8 :

[...] a pour objectif de créer un réseau régional qui offrira une stabilité aux producteurs

HQT-4, Document 1, p. 6, l. 9 :

Ces critères précisent ce qui suit relativement au comportement transitoire et dynamique des réseaux régionaux : La stabilité des réseaux de transport régionaux doit être maintenue durant et après le plus grave des événements décrits ci-dessous...

HQT-4, Document 1, p. 7, l. 5 :

[...] de (huit) 8 cycles afin que la stabilité du réseau régional soit maintenue selon le critère cité précédemment.

HQT-9, Document 1, p. 5, l. 26 :

[...] d'élimination de défaut suffisamment court pour préserver la stabilité des parcs éoliens...

HQT-9, Document 1, p. 6, l. 3 :

Le respect des critères assurera une robustesse suffisante garantissant que la stabilité régionale sera aussi préservée pour des événements sur le réseau de transport (ou à l'extérieur de la région). La stabilité régionale ainsi définie, garantira la cohérence dans le comportement dynamique entre les réseaux régionaux et le réseau principal.

Comme on peut le voir, dans sa preuve le Transporteur utilise le concept de stabilité à toutes les sauces et ce concept de stabilité n'est ni défini ni expliqué. Il semble que le Transporteur ne fait pas de différence entre la stabilité du réseau régional transitoire ou dynamique et la stabilité des machines ; pire, à l'occasion, il confond l'un pour l'autre.

4.2.2 L'ambiguïté des réponses du Transporteur

Cette ambiguïté est maintenue et amplifiée encore plus dans les réponses du Transporteur aux questions 5.1, 5.2 et 6.1 et 6.2 de la Régie. (HQT-13, Document 1):

- À la question 5.1 de la Régie *Veillez définir la notion de « stabilité des réseaux de transport régionaux ».* *Veillez indiquer s'il y a une différence avec la stabilité du réseau de transport principal.:* Le Transporteur ne répond pas à la question. Il affirme que la stabilité concerne essentiellement le réseau principal mais il n'explique pas du tout de quoi il s'agit pour le réseau régional.

- À la question 5.2 de la Régie *Parmi les événements mentionnés en référence, veuillez identifier ceux qui provoqueraient l'instabilité du réseau de transport régional si la mise à niveau des protections n'était pas réalisée* : Le Transporteur répond encore à coté de la question en parlant de la stabilité des parc éoliens. **R5.2** *L'événement le plus contraignant pour la stabilité des parcs d'éoliennes... sinon ce parc d'éoliennes (et tout autre parc d'éoliennes proches de ce point) sera instable tout en demeurant raccordé au réseau.*
- À la question 6.1 de la Régie *Veuillez préciser la notion de « préserver la stabilité des éoliennes »* : La réponse du Transporteur encore ne nous éclaire vraiment pas beaucoup. **R6.1** *La stabilité des éoliennes est préservée lorsqu'elles sont en mesure d'accomplir leur fonction immédiatement après un défaut.*

4.3 LA STABILITÉ DES MACHINES À INDUCTION

Avec les moyens dont nous disposons, nous allons tenter d'éclairer ces questions de stabilité afin de distinguer deux notions:

- La stabilité des machines à induction.
- La stabilité du réseau régional.

En ce qui concerne la stabilité des machines, nous allons d'abord énoncer quelques notions de base que le transporteur pourra corriger ou compléter.

D'abord, selon notre compréhension, le couple qui permet à une génératrice à induction de produire de la puissance ou qui permet à un moteur à induction d'entraîner une charge dépend de l'intensité du champ électromagnétique entre le rotor et le stator. Dans une machine à induction ce champ est produit par la tension du réseau contrairement à une machine synchrone dans laquelle, le champ est produit par une excitatrice externe.

De cette caractéristique des machines à induction génératrice ou moteur, découle sa susceptibilité aux chutes de tension et à leur durée. D'où l'importance pour une machine à induction de maintenir à ses bornes la tension du réseau pendant un défaut et conséquemment d'avoir un niveau de court circuit le plus grand possible comme nous l'avons illustré dans le tableau 1 vu précédemment.

Dans cette situation de chute de tension il y a un glissement entre le rotor le stator et, si la chute de tension est trop importante ou trop longue le glissement devient trop important et la machine décroche. C'est certainement ce qu'on peut appeler une condition d'instabilité de machine.

C'est évidemment ce qui se passe actuellement pour les parcs éoliens Le Nordais ainsi que pour tous les clients industriels de la région à cause du faible niveau de court circuit. Dans cette condition les systèmes de protection vont rapidement déclencher l'alternateur.

A cet égard, la réponse du Transporteur à la question 5.2 de la Régie (HQT-13, Document 1 page 10) nous laisse tout à fait perplexe.

R5.2 L'événement le plus contraignant pour la stabilité des parcs d'éoliennes est un défaut triphasé éliminé normalement, sans perte d'élément. Lorsque ce défaut est simulé au point de raccordement d'un parc d'éoliennes, il doit être éliminé en moins de neuf (9) cycles selon les informations du manufacturier, sinon ce parc d'éoliennes (et tout autre parc d'éoliennes proches de ce point) sera instable tout en demeurant raccordé au réseau.

Cette dernière partie de phrase nous semble incorrecte. Si cette situation se produit, la machine va certainement osciller. Cette condition est nécessairement dommageable pour le réseau et pour la machine. Il nous semble que le manufacturier de concert avec et le propriétaire du parc éolien feront en sorte que la machine déclenche.

Quand a l'étude danoise soumise par le Transporteur comme pièce HQT 13, Document 4, elle concerne un tout autre phénomène qui traite de la possibilité que la fréquence de résonance de l'arbre mécanique de la turbine soit très près de la fréquence naturelle de résonance du réseau, entraînant un mode d'oscillation maintenu sous certaines conditions particulières. Actuellement, la fréquence de résonance des différents parcs n'est pas connue, celle du réseau dans sa nouvelle configuration n'est pas connue non plus. Bien que ce problème très particulier soit plausible, ce n'est pas notre préoccupation ici.

Nous attirons plutôt l'attention du lecteur sur une étude américaine présentée en juin 2005 qui propose une méthode d'évaluation de la probabilité de décrochage de plusieurs parcs éoliens répartis sur un grand réseau en fonction de la position et de l'intensité des défauts. Avec l'accroissement de la pénétration des parcs éoliens en Gaspésie cette question va devenir importante.⁷ Cette étude est déposée avec le présent rapport.

⁷ E. Muljadi and C.P. Butterfield (National Renewable Energy Laboratory), J. Conto and K. Donohoo (Electric Reliability Council of Texas), *Ride-Through Capability Predictions for Wind Power Plants in the ERCOT Network*, NREL/CP-500-37355, Presented at the 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting San Francisco, California, June 12-16, 2005, <http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37355.pdf> .

4.4 LA STABILITÉ DU RÉSEAU RÉGIONAL

L'autre concept qui nous a été présenté concerne la stabilité régionale. Essayons de comprendre ce que le Transporteur veut dire lorsqu'il parle de stabilité du réseau régional.

Un réseau est instable lorsque, suite à une perturbation il se met à osciller et que cette oscillation ne s'amortit pas. Un ensemble de ressorts qui se met à osciller suite à un choc est une analogie convenable.

Inévitablement, après un défaut qui est un choc important, le réseau va se mettre à osciller c'est-à-dire que les tensions et les courants vont varier périodiquement à la fréquence naturelle de résonance de ce réseau. Si la perturbation n'est pas trop sévère et si les systèmes de régulation des machines et des compensateurs sont efficaces, les oscillations vont s'amortir et le réseau va retrouver sa position d'équilibre rapidement, donc se stabiliser.

On comprend que le réseau transport principal avec l'ensemble de ses composantes est susceptible de subir ce genre de phénomène.

On peut comprendre facilement que si le poste Lévis, principal poste d'alimentation de tout le réseau régional, se met à osciller tout le réseau régional de la Gaspésie va osciller avec lui.

Par contre, il est plus difficile d'imaginer qu'une perturbation éliminée normalement et qui pourrait entraîner la perte de 100, 200 ou 300 MW de production éolienne puisse amener le réseau régional dans des oscillations qui ne se rétabliraient pas. Tant que le poste Lévis avec les principales lignes d'alimentation 230 kV et 315 kV restent en service, avec l'apport des interconnexions de Madawaska et Eel River et avec l'apport des compensateurs, la stabilité du réseau régional ne nous semble pas menacée.

Nous nous inscrivons d'ailleurs en faux contre les affirmations suivantes du Transporteur qui, bien que portant sur des projets d'investissements à venir, sont liées aux affirmations qu'il fait à propos des investissements visés par le présent dossier :

*HQT-1, Document 2 page 10 ligne 19: Le premier projet (#14) consiste à implanter la compensation série sur les deux lignes 315kV reliant les postes Rivière-du-Loup et Rimouski. **Ce projet est requis pour maintenir la stabilité du réseau gaspésien lorsqu'il sera exploité avec les huit parcs éoliens en service.***

*(HQT-1, Document 2 page 10 ligne 23) : Le second projet (#16) consiste à implanter la compensation série sur les deux lignes partant du poste Goémon vers les trois parcs Mont-Louis, Gros Morne et Montagne Sèche. **Ces***

équipements permettront de préserver la stabilité du réseau lorsque ces trois parcs seront en service.

Nous croyons plutôt que les deux projets visés par ces affirmations du Transporteur sont requis pour accroître le niveau de court-circuit et diminuer les chutes de tensions. Évidemment ceci améliore aussi la stabilité, mais cela n'en est pas la justification principale. La capacité et la résistance aux chutes de tension des machines choisies a permis au transporteur d'éviter plusieurs investissements initialement prévus, dont les compensateurs synchrones et deux des trois projets de compensation série. En particulier, l'annulation des compensateurs synchrones qui sont des outils privilégiés pour le maintien de la stabilité dynamique est particulièrement indicative.

Le Transporteur ayant déjà annoncé l'annulation des projets No 17 et No 18 pour l'addition de compensateurs synchrones à Goémon et Anse-à-Valleau nous devons donc conclure qu'il reste une certaine marge pour la stabilité dynamique dans le réseau régional.

5

LES SYSTÈMES DE PROTECTION

Comme nous l'avons vu précédemment, ce qui affecte la stabilité des éoliennes c'est d'une part l'ampleur des chutes de tensions et d'autre part la durée de cette chute pendant un défaut. Cette durée est la seconde faiblesse majeure de ce réseau comme il est décrit à la page 5, lignes 21-22-23 de la pièce HQT-4, Document 1 :

*et des systèmes de protection relativement **lents (12 à 30 cycles)**, ce qui est convenable dans un réseau de charge tel le réseau gaspésien.*

Telle que libellée cette assertion est toutefois incorrecte : ce ne sont pas les systèmes de protection qui sont lents mais les déclenchements qui sont volontairement bloqués et ralentis. Convenons avec le Transporteur que ces temps de déclenchement sont acceptables sur un réseau de charge. Malheureusement, celui-ci ne nous donne aucune motivation ou aucune explication indiquant pourquoi ces temps de déclenchements sont si lents alors que les équipements qui sont actuellement installés sont parfaitement adéquats pour assurer des déclenchements en 6 cycles.

5.1 LA RAPIDITÉ DES ANCIENS RELAIS

En réponse à la question no 7a de SÉ AQLPA (HQT-13, Document 3, page 10) le Transporteur a fourni une liste des relais installés sur les lignes. Selon notre connaissance et notre expertise en ce domaine, tous ces relais sont des relais électromagnétiques qui fonctionnent normalement dans la première alternance de l'onde soit 8,33 millisecondes . Ces systèmes ne sont donc pas lents en eux même; ils sont volontairement configurés et réglés pour être lents. Ces relais sont intrinsèquement aussi rapides que les relais modernes de type numérique.

D'ailleurs ces mêmes relais protégeaient le tout premier réseau 735 kV de 1965 à 1975 et tous les déclenchements étaient assurés en 6 cycles ; et il doit même y en avoir encore un certain nombres en service.

5.2 LA RAPIDITÉ DES SYSTÈMES DE TÉLÉCOMMUNICATION

La même situation prévaut en ce qui concerne les systèmes de télécommunication pour fins de protection ; ceux-ci avaient et ont toujours une rapidité suffisante pour remplir leur fonction en moins d'un cycle depuis le début du réseau de transport principal à 735 kV. Les unités de tonalité analogiques de cette époque ainsi que les systèmes de transmission données par micro onde et ondes porteuses (OPLT) étaient assez rapide pour assurer les télé accélérations, les télé déclenchements et les télé blocages dans les temps requis sur le réseau principal à 735 kV.

5.3 LA SÉLECTIVITÉ DES SYSTÈMES DE PROTECTION

Nous croyons que ce qui est en cause dans le présent dossier est la sélectivité des relais et aussi la stratégie de blocage qui était utilisée. Ce qui différencie les relais modernes numériques des anciens relais électromécaniques, c'est essentiellement leur plus grande sélectivité.

Les anciens relais ont tous des caractéristiques circulaires très larges qui mesurent l'impédance de la ligne et en même temps l'impédance des transformateurs en dérivation sur la ligne. Pour les protections phase terre, ces relais sont même susceptibles de mesurer instantanément (8 millisecondes) les défauts jusque sur les artères de distribution. Pour éviter le déclenchement des lignes de transport pour des défauts dans les postes en dérivation, les protections sont donc bloquées jusqu'au fonctionnement normal de protections de ces postes. C'est ce qui explique les temps de déclenchement très long qui affectent actuellement ce réseau.

5.4 LES CARACTÉRISTIQUES DES RELAIS NUMÉRIQUES

Les relais modernes ont des caractéristiques beaucoup plus étroites qui sont capables de représenter les impédances de la ligne à l'exclusion d'une bonne partie des impédances de transformateurs des postes en dérivation. Ces caractéristiques peuvent être de toutes sortes de forme elliptique, parallélogramme, forme de huit, etc.

Ces nouvelles caractéristiques permettent une bien meilleure sélectivité dans la représentation de l'image d'une ligne qui peut exclure l'image des transformateurs en dérivation. C'est cette sélectivité qui justifie de changer les protections sur toutes les lignes où il y a des postes en dérivation.

Il est tout à fait étonnant que le terme sélectivité n'apparaisse dans aucun des documents présentés par le Transporteur et qui supportent sa preuve alors qu'il s'agit, selon nous, de la principale motivation pour tous les changements de relais qui sont proposés.

En effet, le terme sélectivité est utilisé la première fois par le Transporteur en réponse à la question 1a de SÉ-AQLPA :

*HQT-13, Document 3 page 3 R.1a, dernier paragraphe :
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.*

Voir aussi en réponse à la question 7a de SÉ AQLPA

*HQT-13, Document 3 page 11 ligne 3 :
[...] des protections entières de lignes ne sont pas assez sélectives ou rapides pour les nouveaux besoins de stabilité du réseau.*

Malheureusement, dans cette même réponse, le Transporteur affirme aussi :

*(HQT-13, Document 3, page 11 ligne 3)
[...] certains relais sont trop âgés pour espérer les transférer dans de nouveaux panneaux sans les endommager.*

Cette affirmation est tout à fait incongrue, ces relais sont très robustes. Ils sont composés essentiellement de bobines et de noyaux magnétiques qui ont des caractéristiques très stables et donc très fiables. Cependant, nous concordons avec le Transporteur lorsqu'il affirme qu'ils ne sont pas facilement transférables dans de nouveaux panneaux où il est toujours préférable d'avoir un ensemble conceptuellement optimisé, ce qui ne serait pas le cas en faisant du bricolage.

5.5 LA FIABILITÉ ET LA SÉCURITÉ DES SYSTÈMES ET LA STRATÉGIE DE BLOCAGE

Le Transporteur n'a pas donné d'information sur la stratégie de blocage actuelle ni non plus sur ses critères de sélectivité. Il n'a pas expliqué pourquoi les blocages des anciens systèmes étaient fixés à 12 cycles et comment il entend réduire ce temps à 8 cycle puisque ce n'est pas le temps de fonctionnement des relais ni le temps de transmission des signaux de télécommunication qui sont en cause.

Rappelons la définition de ces deux concepts de fiabilité et de sécurité parce qu'ils sont en opposition. La fiabilité c'est la capacité (taux de réussites) de faire ce qui a été prévu ou voulu. La sécurité est l'inverse ; c'est la capacité de ne pas faire (taux d'erreurs) ce qui n'est pas prévu ou voulu.

Normalement, dans un système de protection on doit privilégier d'abord la sécurité. La fiabilité est aussi normalement assurée en doublant les systèmes sur les lignes de transport.

À l'étape où nous sommes, les critères de sélectivité et la stratégie de blocage demeure un mystère. Nous sommes d'avis que le Transporteur doit donc éclairer la Régie et les intervenants sur ce point précis en faisant confiance que ceux-ci vont comprendre ses explications. Pour notre part nous pouvons imaginer un certain nombre de scénarios qui donnerait un tel résultat, c'est-à-dire des déclenchements en 8 cycles avec blocage, mais chaque scénario particulier a un impact différent sur la fiabilité et la sécurité des systèmes. En effet, plus on accroît la sensibilité et la rapidité d'un système, plus on accroît sa fiabilité mais, inversement, plus on diminue sa sécurité. En conséquence, pour nous permettre d'évaluer l'impact sur la fiabilité et la sécurité des systèmes des temps de déclenchement aussi rapide que 8 cycles, le Transporteur doit décrire ses critères de sélections et sa stratégie de blocage.

L'information fournie par le Transporteur à notre question 2 sur les statistiques de déclenchements des lignes qu'il a présentées le 27 avril nous laisse supposer que l'ancienne stratégie de blocage était conçue de façon à provoquer le déclenchement des lignes en cas de perte de signal de télécommunication. À la réponse R.2c de la demande de renseignements de SÉ-AQLPA (HQT-13, Document 3, page 4), le Transporteur fait état de 2 déclenchements sur des lignes 161 kV par ruptures de câble téléphonique, ce qui semble indiquer un déclenchement par perte de signal.

Aussi, à la réponse R-2 (HQT-13, Document 3, page 5, évènements 12 et 13), le Transporteur mentionne deux déclenchements sur des lignes 230 kV par incident d'automatismes. S'agit il encore ici d'une perte de signal de télécommunication?

La question qu'il faut se poser à l'égard de la nouvelle stratégie de blocage est évidemment de savoir s'il y a déclenchement d'une ligne en cas de perte d'un lien de communication. Les stratégies de blocage sont souvent conçues ainsi lorsqu'on privilégie la rapidité au détriment de la sécurité.

Nous avons donc une inquiétude raisonnable quant à l'approche proposée qui semble pousser à l'extrême la sélectivité et la rapidité qui ne peut se faire qu'au détriment de la sécurité des systèmes.

5.6 CONCLUSION SUR LES PROTECTIONS

Presque toutes les lignes du réseau gaspésien ont des postes en dérivation ce qui est le plus économique et techniquement acceptable pour un réseau de charge mais qui pose des problèmes sérieux pour un réseau de transport tant du point de vue de la rapidité que du point de vue de la sécurité.

L'essentiel du projet qui fait l'objet de la demande d'autorisation du Transporteur au présent dossier consiste à réduire la durée des défauts en changeant un grand nombre de protections et de systèmes de communication grâce aux nouvelles technologies qui vont permettre une bien meilleure sélectivité et par le fait même permettre une stratégie de blocage beaucoup plus rapide.

Cette approche va donc faire de ce réseau un **super réseau de charge**.

À la lumière de l'évolution prévisible de ce réseau, nous croyons que ce super réseau de charge n'est ni satisfaisant ni suffisant comme succédané à un vrai réseau de transport

Normalement, sur un réseau de transport, il n'y a pas de poste en dérivation parce qu'il est impossible avec une telle configuration d'obtenir des déclenchements respectant les critères de conception approuvés, soit des déclenchements en 6 cycles. Comme les critères de fiabilité et de sécurité ainsi que les nouvelles stratégies de blocage qui ont été utilisées n'ont pas été ni expliquées ni mis en preuve, nous sommes d'avis que ce projet dans son état actuel ne doit pas être approuvé.

Nous avons de plus déjà souligné dès le début dans notre analyse de l'objectif du projet que celui-ci ne respectait pas les critères de conception d'un réseau de transport contrairement à ce qui a été affirmé.

R-3498-2002 HQT-2, Document 1, Annexe D, Page 34

Concernant les lignes de transport d'une tension inférieure à 735 kV dont la perte ou la défaillance peut avoir un impact sur le fonctionnement du réseau de transport principal ou celui des réseaux voisins équivalent à celle d'un élément du réseau à 735 kV, on doit voir à éliminer un défaut sur ces lignes en 6,0 cycles à chacune de leurs extrémités.

6

LA CONFIGURATION DU RÉSEAU

Pour respecter intégralement les critères d'un réseau de transport exigeant des déclenchements en 6 cycles il faut nécessairement transformer radicalement le réseau Bas St Laurent et Gaspésie en les convertissant d'un réseau de charge à un réseau de transport authentique. Pour se faire, il faut éliminer les postes en dérivation sur le tronçon principal du réseau soit en construisant une nouvelle ligne d'envergure et/ou soit en changeant la configuration des postes actuels.

6.1 UNE NOUVELLE LIGNE D'ENVERGURE

Même si ce n'est pas l'objet de ce projet ni de notre intervention il est difficile de passer sous silence le cul-de-sac évident que constitue la stratégie d'intégration du Transporteur. La potentiel éolien du bas du fleuve et de la Gaspésie dépasse facilement 3000 MW et la capacité de pénétration à l'énergie éolienne du réseau d'Hydro-Québec dépasse certainement 6000 MW. Dans tous les scénarios de développement durable à long terme qu'on peut envisager sur une période de 15 ans, la solution la plus économique pour Hydro-Québec et la plus profitable pour la région serait probablement de commencer maintenant ce projet d'une nouvelle ligne d'envergure. Celle-ci pourrait être par exemple une nouvelle ligne 315 kV double ternes jusqu'à Anse-à-Valleau et le bouclage de la péninsule jusqu'au poste Micmac avec une nouvelle ligne doubles ternes 230 kV.

Une telle solution est certainement plus dispendieuse sur l'horizon 2006-2011 pour l'intégration de seulement 990 MW, mais qu'arrivera t-il avec le deuxième et le troisième 1000 MW jusqu'en 2020 ? Il est loin d'être évident que la proposition actuelle soit nécessaire et suffisante dans le cadre d'une stratégie d'intégration qui serait la plus économique à long terme.

6.2 LA CONFIGURATION DES POSTES EN DÉRIVATION

Le Transporteur nous a indiqué précédemment que le réseau de la Gaspésie est un réseau de charge (HQT-4, Document 1 page 5, lignes 21-23) : *et des systèmes de protection relativement lents (12 à 30 cycles), ce qui est convenable dans un réseau de charge tel le réseau gaspésien.*

(HQT-4, Document 1) Page 7 lignes 3 à 15

La performance recherchée au niveau des protections était de diminuer les temps de protection à un maximum de (huit) 8 cycles afin que la stabilité du réseau régional soit maintenue ... Rechercher une performance supérieure comme de diminuer par exemple les temps de protection à un maximum de (six) 6 cycles n'aurait pas permis de prise en dérivation sur les lignes,

Dans le projet actuel, seul le poste les Boules fait l'objet d'une proposition pour convertir la double dérivation en double bouclage parce qu'il y a trop de postes en dérivation sur les lignes en question.

On constate à la description de ce projet (HQT-5, Document 1, page 17) et au schéma de raccordement associé (HQT-5 Document 1 annexe c) que ce double bouclage nécessite l'ajout de 3 disjoncteurs de 8 sectionneurs et le réaménagement du jeu de barres. Le coût d'approvisionnement de l'appareillage de 1 801 800\$ nous a été fourni en réponse à la question 8a de SÉ-AQLPA (HQT-13, Document 3, page 11) et le coût total du poste Les Boules est de 8 691 200 \$ qui a été fourni lors de la présentation du 27 avril 2005, page 35.

Comme on peut le constater, le double bouclage est relativement dispendieux à cause des coûts d'appareillage. A cet égard, le Transporteur n'a pas présenté beaucoup d'analyse pour justifier la nécessité de faire un double bouclage plutôt qu'un simple bouclage avec 4 disjoncteurs et ce, tant au point de vue de la fiabilité d'alimentation que du point de vue de la rentabilité.

Le Transporteur n'a pas non plus présenté de schéma ultime du raccordement de parcs dans cette partie du réseau entre Rimouski et Goémon. On ne sait pas non plus comment les raccordement se feront sur les nouvelles lignes (Projets no 10, 11 et 12).

En contre partie, plusieurs questions nous viennent à l'esprit concernant la fiabilité d'alimentation par simple bouclage avec 4 disjoncteurs plutôt qu'une double dérivation pour plusieurs postes de charges. A titre d'exemple on peut considérer le cas du poste Trois Pistoles.

Quel est la fiabilité d'alimentation de ce poste en double dérivation comparativement à ce que serait sa fiabilité d'alimentation en simple bouclage à 4 disjoncteurs ?

Si à partir de la ligne 2313 qui alimente normalement le poste Trois Pistoles on crée 2 tronçons de lignes 2313-A et 2313-B :

- Est-ce qu'un tel bouclage ne permettrait pas des déclenchements en 6 cycles en enlevant le téléblocage ?
- Est-ce que les risques de déclenchements intempestifs ne seraient ils pas diminués d'autant ?

La ligne 2314 devenant une ligne sans dérivation, serait il alors nécessaire de changer les protections et les téléprotections des lignes 2313/2314 au poste Rivière du Loup et au poste Rimouski ?

Si les changements proposés sont réellement requis à cause de l'ajout de la production éolienne et non pas à cause de la désuétude des équipements actuels, le Transporteur doit nous fournir un minimum d'analyse coûts/bénéfices du scénario en question.

7

ENJEUX CONNEXES**7.1 LE CLASSEMENT DES INVESTISSEMENTS COMME ACTIFS DE CROISSANCE vs. DE PÉRENNITÉ**

Le transporteur, en réponse à la question 6 du GRAME, a annoncé 20 ans comme durée de vie utiles et périodes d'amortissement (ce qui nous semble normal) pour des systèmes de protections, et pour tous systèmes électroniques ou numériques y compris les systèmes de télécommunications. On trouve au document HQT-5, Document 1 la liste détaillée des équipements pour chacun des postes (items 1.2.2 à 1.2.19). En analysant avec un peu de soins cette liste, on constate qu'il y a beaucoup de remplacements qui sont dus à la désuétude des équipements existants et ne correspondent pas à des besoins nouveaux créés par l'addition des parcs éoliens. Est-ce qu'il n'y a pas lieu de distinguer les investissements qui tombent dans la catégorie *Pérennité* de ceux qui tombe vraiment dans la catégorie *Croissance*. Selon notre interprétation, les changements d'annonceurs, les changements des systèmes de mesure et d'enregistrement, le changement d'oscillographes et d'enregistreurs chronologiques d'évènements ainsi que les changements de systèmes d'alimentation sont des remplacements d'équipements désuets qui devraient faire partie de la catégorie *Pérennité*.

De plus, une partie importante des coûts de ce projet de 34,6 M\$ faisant l'objet du présent dossier est attribuable au poste Les Boules (8 691 200 \$) dont la majeure partie des coûts concerne l'ajout d'appareillages de postes et il nous semble que la durée de vie utile de ces équipements est d'au moins 30 ans.

7.2 LES COÛTS DE TÉLÉCOMMUNICATION

En faisant un tour d'horizon des besoins de transmission de données qui sont occasionnés par la croissance du réseau soit pour les téléprotections entre les postes, soit pour l'addition d'information au centre d'Exploitation Régional (CER) ou au Centre de conduite du Réseau (CCR) nous en arrivons à la conclusion que les changements proposés au réseau de télécommunication au coût de 32 300 000 \$ sont très élevés et qu'il y a là un suréquipement.

Comme le projet no 19 Télécommunications présenté dans la stratégie d'intégration n'est pas soumis à la réglementation, nous n'aurons pas l'occasion d'y revenir dans le cadre des autres projets. C'est donc dans le cadre du projet actuel qu'il est opportun d'évaluer le nombre de voies de télécommunication réservées pour les téléprotections et qu'il est aussi possible d'évaluer le flux de données entre les postes, le CER Rimouski et le CCR à Montréal.

Notre objectif étant de favoriser les énergies renouvelables non polluantes, nous sommes très soucieux de minimiser les coûts de transport qu'on peut attribuer au secteur éolien en souhaitant que le Transporteur ainsi la Régie partagent cet objectif.

8

CONCLUSION

Nous avons amplement élaboré sur la stabilité du réseau régional qui n'est pas en cause en début d'intégration des 8 parcs éoliens. La preuve reste à faire qu'à la fin de cette intégration le réseau régional deviendra effectivement vulnérable en stabilité dynamique.

Par contre, il est aussi amplement démontré que la stabilité des parcs éoliens demande des déclenchements plus rapides et que la présence des postes en dérivation est un obstacle. Le Transporteur a choisit de contourner le problème par une solution techniquement très complexe qui met en péril la fiabilité et la sécurité du réseau.

On peut certainement émettre des doutes sur la conclusion que le Transporteur annonce dans son analyse de fiabilité :

La réalisation du projet aura un impact positif sur la robustesse et la fiabilité du réseau régional. (HQT-9, Document 1 page 6 ligne 9)

Le Transporteur doit faire la preuve de la sécurité de son approche en fournissant sans délai une description de sa stratégie de blocage et une analyse de risque.

Le Transporteur doit aussi faire la preuve que son projet de mise à niveau du réseau régional au présent dossier représente la solution la moins coûteuse dans l'univers prévisible de l'évolution de l'énergie éolienne et que cette solution réglera le problème des chutes de tension de façon définitive.

La proposition actuelle est risquée et constitue un cul-de-sac pour les prochaines étapes du développement éolien dans le Bas St Laurent et en Gaspésie. Dans cette perspective, nous ne pouvons pas recommander son approbation sans avoir reçu un minimum d'information sur les scénarios alternatifs possibles autant du point de vue de leurs avantages que de leurs coûts.

Un report de cette approbation ne compromettra pas l'entrée en service des premiers parcs éoliens issus de l'appel d'offres. Ceux-ci pourront opérer pendant une brève période selon les mêmes conditions de court-circuit qui prévalent actuellement sur le réseau, comme le font déjà les parcs Le Nordais et comme le feront les parcs des Monts Copper et Miller, déjà approuvés, lorsqu'ils entreront en service. Il nous semble que la Régie s'interrogeait dans le même sens dans ses questions 2 et 4 de sa demande de renseignements no. 2 au Transporteur. Ces inconvénients temporaires seront compensés par les avantages techniques et de coûts qui résulteront d'une décision plus éclairée quant aux investissements requis pour l'intégration des éoliennes de Gaspésie et la pérennité du réseau.
