

**Demande du Transporteur afin de modifier ses tarifs et conditions de transport
d'électricité à compter du 1er janvier 2008
Dossier R-3640-2007**

GRAMME R-3640-2007

**RAPPORT D'ANALYSE SUR LE
PROJET D'INTERCONNEXION ENTRE
HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE ET ONTARIO HYDRO**

Préparé par

M. Michel Perrachon
Consultant
Exploitation des réseaux électriques

Et

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie

Pour

LE GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUEE EN MACROECOLOGIE

Déposé à la

REGIE DE L'ENERGIE

Le 16 octobre 2007

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	3
Réseau actuel de l’Outaouais	8
Projet d’interconnexion.....	11
Avantage d’une interconnexion à courant continu	12
Amélioration de la flexibilité du réseau.....	12
Argumentation technique sur ce projet	13
Interconnexion sans renforcement du réseau	13
Interconnexion avec renforcement du réseau	14
La rentabilité environnementale d’une interconnexion avec l’Ontario	15
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	19
Annexe I La Presse	20

INTRODUCTION

Préambule

Dans le cadre du projet d'interconnexion avec l'Ontario (Interconnexion Ontario phase 2 (1250 MW)), le transporteur prévoit de nouveaux investissements, liés aux besoins autres que ceux de la charge locale, de l'ordre de 234 \$M de 2007 à 2010, et des investissements de 460.2\$M au total pour l'interconnexion (mise en service 2009), pour un total d'investissements de 694.2\$M entre 2006 et 2010.

La première phase, présentée au dossier R-3606-2006, a fait l'objet d'une analyse de la part du GRAME et la demande de budget a été autorisée par le Régie.

Au tableau 1, page 13, de la pièce HQT-9, document 1, dossier R-3606-2006, un montant de 618,8 M\$ était prévu et autorisé pour des travaux visant l'ajout d'« une interconnexion avec l'Ontario » et s'échelonnant de 2006 à 2011.

Tableau 1 (Extrait)
Investissements par catégories à l'horizon 2016

	CATEGORIES	Mise en service	Autorisation	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
2.2	Investissements liés aux besoins autres que ceux de la charge locale									
	Interconnexion Ontario	2009-2011	n-a		27,4	138,7	144,1	85,8	105,4	117,4

Le Tableau suivant présente donc quant à lui les investissements requis pour l'interconnexion avec l'Ontario auxquels s'ajoute une deuxième phase dont les investissements sont de l'ordre de 234 \$M, pour la période de 2006 à 2010.

Dans la requête R-3640-2007, HQT-10, document 1, page 22, on retrouve au tableau 7 :

Tableau 7 (Extrait)

Investissements par catégories à l'horizon 2016

	CATEGORIES	Mise en service	Autorisation	2006 et 2007		2008	2009	2010	2011
2.2	Investissements liés aux besoins autres que ceux de la charge locale								
	Interconnexion Ontario (1250 MW)	2009	Acquis	57,3	69,0	246,5	87,4		
	Interconnexion Ontario phase 2 (1250 MW)	2011	À venir	0,4	5,8	15,8	101,9	110,1	

Nous en déduisons que la phase 2 de ce projet d'interconnexion permettrait d'atteindre, notamment, l'objectif de 1250 MW d'exportation vers l'Ontario dès 2010, dans la mesure où le renforcement du réseau est mis en place.

En effet, selon la réponse fournie par le Transporteur à la demande de renseignement suivante, Hydro-Québec Production aurait une réservation de transport de 1250 MW empruntant le chemin HQT Ontario dès 2009.

D'autre part, en réponse à une demande de renseignement de la Régie, le Transporteur présente les conventions de service de transport point à point à long terme qui sont actuellement en vigueur. On peut identifier celle intervenue entre HQT Ontario et le Producteur, débutant en mai 2009 pour 1250 MW, d'une durée de 50 ans.

15 **Demande :**

16

17 a) Veuillez fournir un tableau de la liste annuelle des réservations (client, MW)
18 pour chacune des années visées par le tableau.

19

20 **R28.a Le tableau suivant donne la liste des réservations de transport**
21 **(MW) actuellement présentes pour la période demandée.**

Client	Chemin	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hydro-Québec Production	HQT-CRT	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Hydro-Québec Production	HQT-Ontario	-	1 250	1 250	1 250	1 250	1 250	1 250	1 250	1 250	1 250
Brookfield Energy	MATI-NE	41	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brookfield Energy	MATI-NE	65	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Selon notre compréhension des faits, malgré le fait que HQT Québec devrait avoir fait une réservation de transport à HQT Ontario de 1250 MW dès 2009 afin de s'assurer un accès au réseau ontarien pour les années à venir, et malgré que HQT a une convention de service de transport point à point en vigueur débutant en mai 2009 afin de s'assurer un accès au réseau ontarien pour les années à venir, cela ne signifie pas nécessairement que le Québec livrera 1250 MW en énergie dès 2009 ou 2010 avant que les lignes additionnelles soient en place.

Notre analyse des faits nous permet cependant de conclure qu'avant la mise en service des lignes additionnelles, il pourrait y avoir des ventes fermes selon les conditions des réseaux, de la production et des charges locales, mais que ces ventes ne permettraient pas de maximiser la rentabilité de l'interconnexion.

Client	Date de réception	Capacité (MW)	Chemin	Date de début du service	Durée (ans)
Hydro-Québec Production	30/04/99	45	HQT-CRT	Mars 2000	19
Hydro-Québec Production	25/04/05	1 250	HQT-Ontario	Mai 2009	50
Hydro-Québec Production	03/11/06	60	HQT-NE	Janvier 2007	1
Hydro-Québec Production	03/11/06	220	HQT-HIGH	Janvier 2007	1
Hydro-Québec Production	03/11/06	30	HQT-DER	Janvier 2007	1
Hydro-Québec Production	03/11/06	100	HQT-CRT	Janvier 2007	1
Brookfield Energy Marketing	05/01/07	41	MATI-NE	Avril 2007	1
Brookfield Energy Marketing	09/01/07	65	MATI-NE	Avril 2007	1

Original : 2007-10-02

HQT-14, Document 10
Page 32 de 35

En effet, le Transporteur nous confirme ces faits au dossier R-3646-2007:

« Par ailleurs, le Transporteur souligne que ses analyses avaient déjà conclues que l'interconnexion avec l'Ontario ne permettait pas de fournir le service ferme demandé par le client et qu'une nouvelle ligne était requise. »

Référence : R-3646-2007, HQT-2, Document 1, Page 5 sur 8

Le Transporteur souligne par ailleurs que le renforcement du réseau est nécessaire pour assurer la capacité de l'interconnexion.

« Le projet de renforcement de réseau faisant l'objet de la présente demande est rendu nécessaire afin d'assurer la capacité de l'interconnexion à répondre aux besoins requis, d'assurer la fiabilité du réseau de transport, ainsi que d'améliorer indirectement l'alimentation électrique en Outaouais. »

Référence : R-3646-2007,HQT-2, Document 1, Page 7 sur 8

Le GRAME s'était interrogé, au dossier précédent (R-3606-2006), sur le fait que cette interconnexion ferait face à un problème de transport d'énergie donc d'approvisionnement. Au Dossier R-3606-2006, notre expert, M. Michel Perrachon s'était prononcé sur ce sujet en démontrant que les investissements prévus ne pourront pas être pleinement rentables à court terme et ce, tant que le renforcement du réseau ne le permettra pas. Ce qui est confirmé par la demande de renforcement du Transporteur au dossier R-3646-2007.

Compte tenu des nouvelles sommes investies dans ce projet d'interconnexion, nous avons choisi de le réviser à la lumière des résultats de l'étude d'impact pour la demande de service de transport qui nous avait été fournie gracieusement par le Transporteur, sous pli confidentiel par le Transporteur au dossier R-3606-2006 : *Nouvelle interconnexion de 1250 MW avec l'Ontario - Demande de service de transport ferme de point à point.*

Nous respectons donc la confidentialité de ce rapport, mais nous avons comparé ces résultats avec ceux présentés par notre expert au dossier R-3606-2006. Cette comparaison nous a permis de confirmer nos données.

Études d'impacts

Tableau des études d'impact pour les demandes de service de transport (T) et pour les raccordements ou les modifications de centrales (R)

n°	Date demande reçue	Nom du projet / Description	Localisation	MW	Mise en service demandée	Client	Statut
90T	2005-04-25	Nouvelle interconnexion de 1250 MW avec l'Ontario - Demande de service de transport ferme de point à point	Frontière Québec - Ontario	1250 MW	Mai 2009	Hydro-Québec Production	Terminée (2006-11-13)

Source : http://www.hydroquebec.com/transenergie/oasis/fr/etudes_impact.shtml

Réseau actuel de l'Outaouais

La région de l'Outaouais est alimentée par six centrales hydrauliques au fil de l'eau gérées par Hydro-Québec Production avec une puissance potentielle totale de l'ordre de 630 MW (soit les centrales Paugan, Chelsea, Rapide-Framer, Chute-des-chats, Bryson et Hull-2). D'autre part, d'autres producteurs fournissent une puissance de l'ordre de 220 MW. Pour combler les besoins de la charge de cette région, deux lignes 315 kV la relient au réseau de transport principal à Montréal (lignes Chénier-Vignan). Des liens très faibles à 120 kV permettent l'alimentation des charges de l'Outaouais à partir des autres régions (de Montréal en longeant la rivière Outaouais et du poste Grand-Brûlé, dans les Laurentides, via le poste Mont-Laurier).

Les figures suivantes, tirées d'un document officiel des régions administratives Laurentides et Outaouais, donnent un aperçu du réseau de transport de la région de l'Outaouais.

Ces six centrales au fil de l'eau et les deux liens à 315 kV permettent l'alimentation des charges de la région. D'autre part, des échanges d'énergie se font depuis longtemps vers l'Ontario en isolant de la production sur le réseau ontarien ; cela se fait vers la centrale Chute-des-chats, à l'ouest de la région Outaouais, et dans la région de Hull-Gatineau.

Exportation vers l'Ontario via la région de l'Outaouais

Avec la configuration actuelle, le Québec ne peut exporter qu'un maximum de 410 MW par les liens CHNO et P 33 C (référence à *R-3640-2007, HQT-10, document 1, tableau 4*). Ces exportations se font en isolant par manœuvres les groupes de production sur le réseau de l'Ontario. Le raccordement de la région au réseau principal par les deux liens 315 kV Chénier-Vignan a permis d'optimiser ces ventes.

Importation de l'Ontario en Outaouais

Aujourd'hui, les interconnexions avec l'Ontario permettent d'importer actuellement jusqu'à 110 MW en Outaouais (référence à *R-3640-2007, HQT-10, document 1, tableau 3*).



Carte du réseau électrique d'Hydro-Québec en 2005
 Source des limites administratives : Ministère des ressources naturelles – SDA, janvier 2006

Figure 1 : alimentation actuelle de l'Outaouais à partir de la région des Laurentides

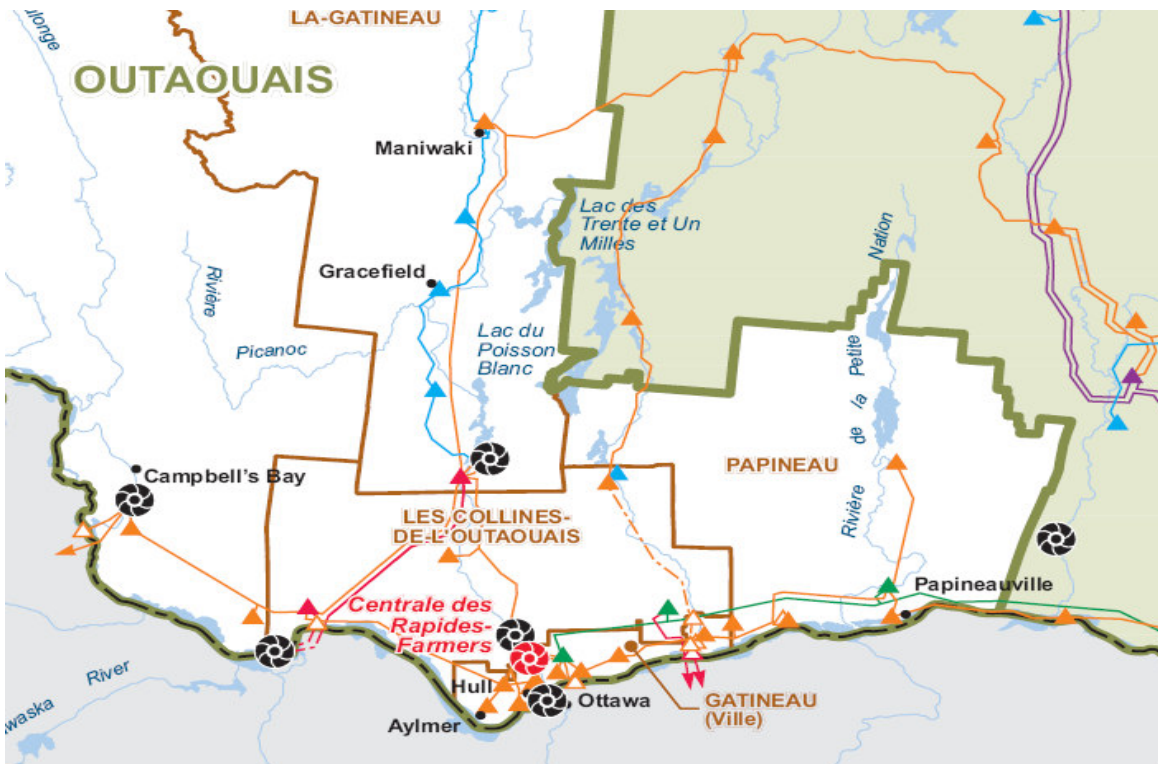


Figure 2 : lignes de transport et interconnexions de l'Outaouais

Projet d'interconnexion

À l'époque, les deux projets (la boucle outaouaise et l'interconnexion) étaient liés afin de faire en sorte que l'interconnexion avec l'Ontario se rentabilise par la boucle de l'outaouaise et l'exportation d'énergie en Ontario, tout en assurant la sécurité du réseau en cas de panne ou de perte d'une ou des deux lignes de 315 kV, qui relie le réseau de transport de la région de l'Outaouais à Montréal (lignes Chénier-Vignan).

Cependant, lors de l'étude du projet par le Bureau des audiences publiques sur l'environnement (B.A.P.E), la ligne Grand-Brûlé – Vignan (boucle outaouaise) n'a pas été jugée indispensable pour sécuriser la région.¹

*Au dossier R-3606-2006, le GRAME avait tenu à préciser que « Malgré le fait que cette interconnexion ne pourrait être, selon notre expert, utilisée à sa pleine capacité, le GRAME est d'avis que l'exportation d'électricité vers l'Ontario par l'interconnexion au poste Outaouais est valable d'un point de vue environnemental et que les investissements prévus entre 2006 et 2011 de 618,8 M\$ pour ce projet, mêmes s'ils devaient le renforcement du réseau, permettront un gain à la fois environnemental et éventuellement financier.... ».*²

Les mêmes conclusions s'appliquent à la phase II du projet de l'Interconnexion avec l'Ontario à l'effet que le poste temporaire actuel et la phase I du projet peuvent sécuriser la région de l'Outaouais mais ne permettraient pas des échanges commerciaux maximaux avec la province de l'Ontario. La construction du poste permanent de 1250 MW à courant continu et l'ajout de la phase II présentés par le Transporteur au présent dossier permettront d'optimiser ces échanges commerciaux.

Donc, depuis de nombreuses années, des projets d'interconnexion à courant continu avec l'Ontario étaient à l'étude pour la région de l'Outaouais. Cela s'est concrétisé avec le projet d'interconnexion à courant continu et la recommandation du poste Outaouais («projet prudemment acquis et utile»).

¹ Rapport d'enquête et d'audience publique no 143, page 1

² R-3606-2006, GRAME document 2, page 8

Cette interconnexion vise deux buts principaux :

- permettre l'exportation d'énergie vers l'Ontario, ce qui pourra réduire l'utilisation de centrales polluantes ;
- assurer la reprise des charges en cas de perturbation grave sur le réseau du Québec (pannes dues au verglas par exemple).

Avantage d'une interconnexion à courant continu

Les interconnexions à courant continu ont aussi un avantage : permettre des échanges d'énergie entre deux réseaux asynchrones. Dans le cas de cette interconnexion avec l'Ontario, cela permettra d'emmagasiner de l'énergie en provenance de l'Ontario, lors de baisse de la demande dans cette province, et de la retourner par la suite. Cette stratégie d'échange d'énergie électrique s'apparente à la technique des centrales pompées.

Amélioration de la flexibilité du réseau

Ainsi, ce projet permet-il d'améliorer la flexibilité de l'ensemble du réseau de l'Outaouais en termes de sécurité des approvisionnements, en augmentant la rapidité d'exécution des manœuvres, tant pour l'exportation vers l'Ontario que pour un approvisionnement en puissance et en énergie.

Cette interconnexion est d'ailleurs mieux située que les autres interconnexions avec l'Ontario. Elle est directement liée au réseau ontarien et permettrait d'augmenter les liens commerciaux entre les deux provinces, en possibilités d'exportation ou d'importation d'énergie.

D'autre part, elle permettra plus de souplesse dans l'exécution puisqu'elle demande moins de manœuvres que les autres interconnexions existantes (495 MW, sans compter le HQT-LAW).

Un des éléments à considérer demeure la rentabilité financière de l'interconnexion. En effet, la capacité du réseau québécois à exporter de façon **ferme** vers l'Ontario permettrait à Hydro-Québec d'obtenir de meilleurs tarifs.

Sans le renforcement du réseau, cette capacité ne pourra être établie sur une base ferme et ne sera possible que sur des périodes limitées, ce qui signifie que l'Ontario pourra acheter de l'énergie à prix réduit (capacité non-ferme) et ne se permettra pas la fermeture des centrales à combustibles fossiles, donc polluantes.

Argumentation technique sur ce projet

Interconnexion sans renforcement du réseau

Charges et besoins en approvisionnement de la région de l'Outaouais

En 2009, les charges de la région outaouaise devraient être de l'ordre de 1700 MW en pointe et 1200 MW à faible charge. Les centrales du groupe Production pour la région fournissent entre 360 et 630 MW.

La région de l'Outaouais est reliée au réseau principal par deux lignes 315kV dont la capacité pour chacune varie de 1452 MW à -20°C à 1067 MW à 30°C. Il y a aussi deux lignes 120 kV de très faible capacité qui relient les postes Grand-Brûlé et Mont-Laurier.

Le projet d'interconnexion, très justifiable en soi, ajouterait une charge potentielle de 1250 MW, ce qui correspond approximativement à la capacité de transit des lignes 315kV entre Montréal et l'Outaouais.

Donc, si le réseau était parfait et sans possibilité de défaut, on pourrait théoriquement exporter vers l'Ontario entre 1000 et 1250 MW par l'interconnexion à courant continu et en arrêtant tous les autres types d'exportation.

En réalité, il faut tenir compte de contingences possibles en respectant les critères du *Northeast Power Coordination Council* (NPCC). Ces critères demandent en particulier qu'un réseau demeure stable et sans perte de charge pour tout défaut entraînant la perte d'un élément, cet élément pouvant être une ligne biterne (deux lignes sur un même pylône). Si on examine alors la situation avec ces possibilités de défaut, les exportations vers l'Ontario, via l'interconnexion à courant continu, seraient limitées entre 0 MW et 750 MW selon la disponibilité de production locale et le niveau de charge. En résumé, on pourrait dire qu'en période de production moyenne (il faut rappeler que ce sont des

centrales au fil de l'eau) et de niveau charge faible, les possibilités d'exportation se situeraient entre 500 MW et 600MW.

Il y aurait possibilité d'utiliser des automatismes de réseau pour exporter plus. Mais pour cela, il faudrait avoir une autorisation, du moins morale, du NPCC. De plus ces exportations ne pourraient plus être cataloguées de type « ferme » et perdraient ainsi de leur valeur marchande.

Interconnexion avec renforcement du réseau

Sécurité d'alimentation de la région

Du point de vue de la justification de ce projet d'interconnexion, celle-ci est parfaitement fondée. En effet, en cas de perte de liens avec le réseau principal, la région de l'Outaouais pourrait être réalimentée rapidement par cette interconnexion, ce qui assure la sécurité d'alimentation des clients de cette région. D'autre part, cette interconnexion à courant continu permettra de continuer à échanger de l'énergie, d'une façon souple, avec l'Ontario sans faire des manœuvres préjudiciables au vieillissement des équipements

Renforcement du réseau et rentabilité des investissements

Tel que mentionné au dossier R-3606-2006 par notre expert, il paraît difficile, voir hasardeux, d'exploiter une interconnexion de 1250 MW sans avoir un renforcement efficace du réseau régional de l'Outaouais.

Il apparaît donc urgent qu'une solution de renforcement de ce réseau soit recommandée par TransÉnergie et acceptée par les instances gouvernementales, si on veut que ces investissements soient rentabilisés.

La solution la plus efficace est certes la boucle outaouaise recommandée en 1998, mais désavouée par le *Bureau d'audiences publiques sur l'environnement* (BAPE) en 2001, puis par les ministres des Ressources naturelles et de l'Environnement en 2001. En effet, l'addition de deux lignes 315 kV entre les postes Grand-Brûlé et Vignan permettrait de sécuriser ce réseau en permettant l'exploitation efficace de l'interconnexion. En effet, cette solution propose un autre corridor, donc plus de fiabilité en cas de problème de

pertes de lignes par défauts, conditions atmosphériques, effondrement de pylônes, etc. Enfin, cette solution permet d'améliorer le comportement du réseau tout en diminuant les pertes.

Une autre solution serait le doublement des lignes 315 kV entre les postes Chenier et Vignan. Cette solution ne sera sûrement pas plus acceptable que celle des lignes Grand-Brûlé-Vignan puisqu'elle devra emprunter des zones urbaines et récréatives. De plus, ces lignes emprunteront un corridor parallèle aux lignes existantes, ce qui n'augmente pas la fiabilité en cas de problème atmosphérique.

Le Transporteur a cependant déposé une requête (R-3646-2007) à la Régie de l'énergie pour proposer ce renforcement du réseau, avec une mise en service prévue pour 2010, en se basant sur le tableau 7 de la requête R-3640-2007, HQT-10, document 1, page 22.

Quelle que soit la décision prise dans cette addition de lignes 315 kV pour renforcer le réseau alimentant la région de l'Outaouais, les deux solutions présentées plus haut sont viables. Cependant, la solution Grand-Brûlé – Outaouais semble la plus économique dans une perspective d'exportation : les pertes de transport seront moins élevées. De plus, ce scénario évite de placer deux liens importants dans un même corridor d'intempéries potentielles.

La rentabilité environnementale d'une interconnexion avec l'Ontario

Le GRAME s'est livré à un exercice d'estimation, au dossier R-3606-2006, du potentiel de substitution de production d'électricité à partir du charbon en Ontario. En effet, l'objectif était d'estimer la rentabilité environnementale de l'exportation d'énergie renouvelable vers l'Ontario.

La rentabilité environnementale de cette interconnexion est toujours la même, selon le scénario qui avait été développé par le GRAME au dossier R-3606-2006. Nous vous en présentons les grandes lignes à titre indicatif. Les hypothèses présentées, sont d'ordre général.

Rappelons aussi que le GRAME s'était positionné au dossier R-3563-2005 en faveur de l'augmentation du « *potentiel d'échange commercial entre les réseaux québécois et ontarien* » et « *que le terme échange englobait les mots importation et exportation* ».

« Au Canada, dans le cadre de la réduction des émissions de GES, le gouvernement fédéral projette de mettre hors-service près de 70 % des centrales thermiques au charbon (Gouvernement du Canada, 2005).

« Le potentiel est très élevé en Ontario car l'énergie de cette province provient en grande partie du nucléaire (43 %), du charbon (25 %) et de l'hydraulique (24 %) comme le montre le graphique 1 »

Source : Dossier R-3563-2005, GRAME, La distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels : Enjeux de développement durable, 22 avril 2005

Le GRAME soutient par ailleurs que l'interconnexion avec l'Ontario, telle qu'elle est proposée par le Transporteur, s'inscrit dans un contexte de commercialisation et d'échanges avec l'Ontario, de même que dans une démarche de réduction des émissions de gaz à effets de serre (« GES »), ce que le GRAME favorise. Tel que nous l'avons vu précédemment, la région de l'Outaouais devra renforcer son réseau de transport avant de pouvoir exporter de façon ferme sur le marché de l'Ontario et en tirer de meilleurs bénéfices. Ce renforcement fait d'ailleurs l'objet d'une demande, la « *Demande du Transporteur afin d'obtenir une autorisation pour acquérir et construire des immeubles et des actifs requis pour une nouvelle ligne de transport à 315 kV Chénier-Outaouais* » à la Régie, au dossier R-3646-2007. Celle-ci vient d'être déposée par le Transporteur en date du 26 septembre 2007.

Nous reproduisons ci-dessous, la mesure de la rentabilité environnementale d'une interconnexion avec l'Ontario avec un scénario fort de renforcement. En effet, selon nos calculs préliminaires, il s'agit de 30 % de la production d'électricité au charbon qui pourrait être substituée à une énergie hydroélectrique ou éolienne advenant le renforcement du réseau de l'outaouais.³ Les données ayant servi au calcul de ces scénarios sont présentées au rapport du GRAME au dossier R-3606-2006.

³ R-3606-2006, GRAME document 2, page 19

Scénarios de substitutions du charbon ontarien.

Option	Substitution de %	Électricité requise (TWh)	Réduction de GES (Mt éq./CO ₂)	Contribution à l'objectif canadien 4[1] (%)
Substitution de toute la production d'électricité au charbon par 100 % d'hydroélectricité.	100%	36	34	13%
Interconnexion avec l'Ontario Scénario fort, avec renforcement Permet la substitution de 30% de la production d'électricité au charbon par 30% d'hydroélectricité	30%	10,95	10	3.7%
Interconnexion avec l'Ontario Scénario moyen, avec renforcement Permet la substitution de 18% de la production d'électricité au charbon par 18% d'hydroélectricité	18%	6,57	6.2	2.3%
Interconnexion avec l'Ontario Scénario faible, sans renforcement Permet la substitution de 4.4% de la production d'électricité au charbon par 4.4% d'hydroélectricité	4.4%	1,59	1.5	0.6%

Source : Hydro-Québec, 2003 ; IMO, 2004 ; Environnement Canada, 2004.

5[1] Sur un écart de 270 Mt prévu en 2010 entre les émissions canadiennes anticipées et les cibles prévues au protocole de Kyoto.

N.B. : indications des valeurs en énergie (plan annuel HQ) :

KWh kilowattheure ou millier de wattheures

MWh mégawattheure ou million de wattheures

GWh gigawattheure ou million de kilowattheures

TWh térawattheure ou milliard de kilowattheures

Notons par ailleurs, dans la Presse de dimanche le 14 octobre, un article de M. Martin Vallières, qui présente les faits suivants :

« Peu de temps avant le début de la campagne, l'Office de l'Énergie de l'Ontario a publié le premier plan de développement de l'électricité de la province depuis 15 ans.

(...)

La facture s'annonce très salée : près de 60 milliards à investir d'ici 2025 pour moderniser l'infrastructure de production et de transport....

Mais la bête noire du plan ontarien, ce sont les centrales au charbon. Elle comptent encore pour le tiers de la capacité de production, mais sont décriées

*parce qu'elles polluent l'air de tout le sud de la province. **La pollution atteint même le Québec quand les vents sont forts.** Lors de précédentes élections, le libéral Dalton McGuintu avait promis de fermer ces centrales durant un premier mandat. Mais il a dû se rendre à l'évidence qu'il était impossible d'agir aussi vite sans risquer de graves pénuries d'électricité, dans une province hantée par la grande panne de l'été 2003.*

*« Dans ce contexte, l'Office de l'énergie a décidé de repousser à 2014 la fermeture des centrales au charbon, la source d'électricité **la moins coûteuse en Ontario, après l'hydroélectricité** »*

M. Dalton McGuintu reconnaît donc l'impact environnemental des centrales au charbon de la province de l'Ontario sur le Québec. Mais l'Ontario est prise avec le risque d'une grave pénurie en électricité et des équipements en fin de vie utile qui nécessiteront des investissements en pérennité de l'ordre de 60 \$ Milliards de dollars. **Comme quoi, ce phénomène de pérennité des actifs de production et de transport n'est pas unique et réservé à la province de Québec.**

C'est donc une opportunité pour le Québec de rentabiliser ses équipements de production et de transport par l'exportation d'énergie renouvelable en Ontario et de réduire les impacts environnementaux au Québec des centrales au charbon situées en Ontario. Nous avons beau ne pas produire de l'électricité au charbon, il n'en demeure pas moins que le Québec ne vit pas en vase clos.

Le GRAME considère de l'intérêt public la substitution d'énergie produite par le charbon en Ontario par de l'énergie renouvelable, le charbon étant une source non négligeable de mercure sous forme de retombées atmosphériques sur le territoire de la province du Québec.

Pour ces raisons, le GRAME recommande à la Régie d'accepter les nouveaux investissements liés aux besoins autres que ceux de la charge locale, de l'ordre de 234 \$M de 2007 à 2010, et des investissements de 460.2\$M au total pour l'interconnexion (mise en service 2009), pour un total d'investissements de 694.2\$M entre 2006 et 2010 afin de **permettre rapidement la mise en place des éléments d'une interconnexion avec l'Ontario.**

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

L'interconnexion avec l'Ontario est un projet très souhaitable. En effet, cette installation permettra tant à Hydro-Québec Production qu'à d'autres intervenants (Nouveau-Brunswick, Labrador, éoliennes, etc.) de remplacer de l'énergie fossile, donc polluante, en Ontario.

De plus cette interconnexion permettra de sécuriser l'alimentation des charges en cas de problèmes sur le réseau de transport.

Il sera donc important que les investissements prévus et autorisés aux dossiers R-3606-2006 et ceux que la Régie acceptera, le cas échéant au dossier R-3640-2007, soient rentabilisés par un renforcement effectif du réseau Outaouais.

Le GRAME considère de l'intérêt public la substitution d'énergie produite par le charbon en Ontario par de l'énergie renouvelable, le charbon étant une source non négligeable de mercure sous forme de retombées atmosphériques sur le territoire de la province du Québec.

Pour ces raisons, le GRAME recommande à la Régie d'accepter les nouveaux investissements liés aux besoins autres que ceux de la charge locale, de l'ordre de 234 \$M de 2007 à 2010, et des investissements de 460.2\$M au total pour l'interconnexion (mise en service 2009), pour un total d'investissements de 694.2\$M entre 2006 et 2010 afin de **permettre rapidement la mise en place des éléments d'une interconnexion avec l'Ontario**

Soixante milliards pour l'électricité

MARTIN VALLIÈRES

TORONTO — L'économie de l'Ontario peut-elle compter sur un approvisionnement en électricité fiable? Et à quels coûts, tant du point de vue financier qu'environnemental?

Ces questions ont été parmi les rares enjeux économiques lors de la campagne électorale qui s'achève en Ontario.

Mais ce fut très bref. Parce que depuis quelques années, le sujet a tout d'une hanse pour les politiciens ontariens.

Peu de temps avant le début de la campagne, l'Office de l'énergie de l'Ontario a publié le premier plan de développement de l'électricité de la province... depuis 15 ans!

La facture s'annonce très salée: près de 60 milliards à investir d'ici 2025 pour moderniser l'infrastructure de production et de transport.

Le plan comprend 10 milliards en mesures d'efficacité énergétique.

L'objectif: obtenir des gains de l'ordre de 6300 mégawatts par an, l'équivalent d'un sixième de la consommation anticipée en 2025.

N'empêche, l'Ontario ne pourra échapper à des investissements massifs en nouvelles infrastructures.

Au moins 26,5 milliards sont prévus pour la rénovation et l'expansion des centrales nucléaires. Leur part de la capacité de géné-

ration doit augmenter de 40% à 47% d'ici 2025.

Le plan ontarien prévoit 15 milliards en investissements dans de nouvelles centrales de sources renouvelables: hydraulique, éolien, solaire, biomasse.

À plus court terme, quelque 3,6 milliards iront à de nouvelles centrales au gaz naturel, comme sources d'appoint dans les régions de forte consommation.

Mais la bête noire du plan ontarien, ce sont les centrales au charbon. Elles comptent encore pour le tiers de la capacité de production, mais sont décriées parce qu'elles polluent l'air de tout le sud de la province. La pollution atteint même le Québec quand les vents sont forts!

Lors des précédentes élections, le libéral Dalton McGuinty avait promis de fermer ces centrales durant un premier mandat. Mais il a dû se rendre à l'évidence qu'il était impossible d'agir aussi vite sans risquer de graves pénuries d'électricité, dans une province encore hantée par la grande panne de l'été 2003.

Dans ce contexte, l'Office de l'énergie de l'Ontario a décidé de repousser à 2014 la fermeture des centrales au charbon, la source d'électricité la moins coûteuse en Ontario, après l'hydroélectricité.

«Ça paraît bien de favoriser l'implantation de centrales de mégawatts en centrales éoliennes et autres sources dites

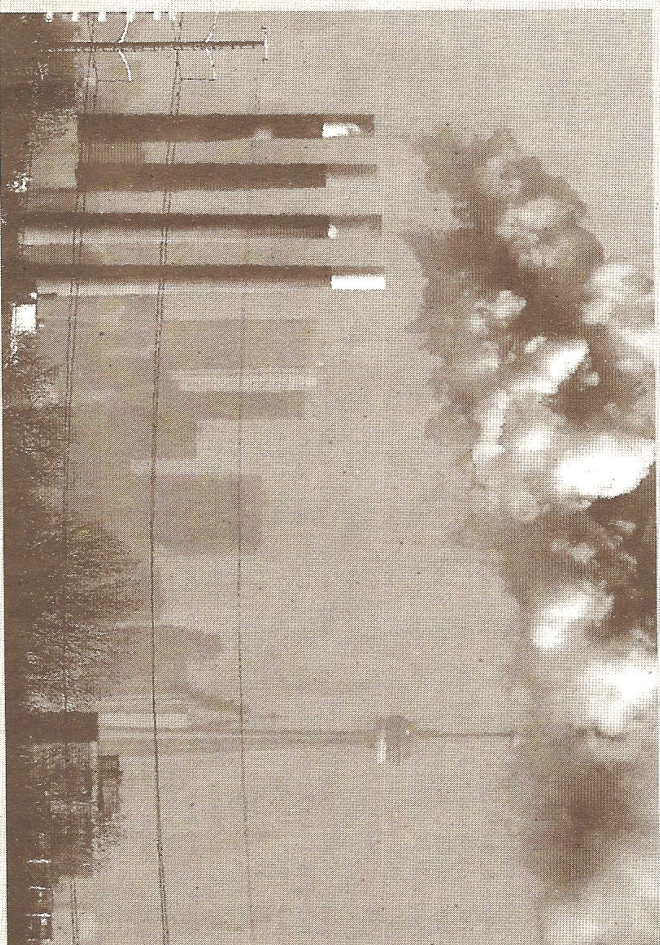


PHOTO FRANK GUNN, ARCHIVES LA PRESSE CANADIENNE. Il faudra près de 60 milliards à investir d'ici 2025 pour moderniser l'infrastructure de production et de transport de l'énergie.

renouvelables. Mais dans le contexte ontarien, c'est une électricité imprévisible qui coûtera énormément chère, comparativement aux centrales au charbon. Et ça va frapper fort bientôt sur les factures d'électricité, en particulier dans les industries déjà fragilisées dans plusieurs régions», avertit

Adam White, de l'Association des gros consommateurs d'électricité de l'Ontario.

L'Association regroupe 50 grandes entreprises qui pèsent pour la moitié de la consommation industrielle d'électricité, et dont les usines emploient 50 000 Ontariens.

«Nous sommes prêts à faire notre part pour améliorer la

situation de l'électricité. Mais nous sommes aussi les premiers affectés par l'impact économique de ces choix. Les tarifs d'électricité en Ontario sont rendus parmi les plus chers sur le continent. Et nos concurrents aux États-Unis, eux, ne ferment pas leurs centrales au charbon moins coûteuses!»