



SYNDICAT PROFESSIONNEL
DES SCIENTIFIQUES DE L'IREQ

UTILISATION DES INTERCONNEXIONS

ENTRE

LE RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC

ET

LES RÉSEAUX VOISINS

A DES FINS DE COMPLEMENT

DES BESOINS EN ÉNERGIE

DU QUÉBEC

Syndicat professionnel des scientifiques de l'IREQ

210 boul. de Montarville

Bureau 3014

Boucherville (Québec)

J4B 6T3

Février 2004

Une version internet de ce document est disponible à l'adresse suivante :

<http://www.spsi.qc.ca/document/interconnexion//interconnexions.pdf>

*Vous pouvez également obtenir une version imprimée de ce document en contactant
notre secrétariat.*

Sommaire

Par la ratification du protocole de Kyoto, le Canada s'est fixé des objectifs spécifiques à atteindre en matière de réduction des gaz à effet de serre (GES), à l'horizon de l'année 2012, notamment l'objectif de réduire ces derniers de 240 Mt (mégatonnes) par année, un engagement formel qui lie tous les citoyens et entreprises de ce pays¹. Or, même si le Québec, par l'utilisation massive d'électricité produite par la ressource hydroélectrique, n'est responsable que de 12,5% de l'ensemble des émissions de GES canadiens², il n'en demeure pas moins lié par la ratification du protocole de Kyoto et doit mettre en place un ensemble de mesures visant à rencontrer les objectifs de cette entente.

Nous estimons que, sans compromettre sa sécurité énergétique tout en contribuant à l'atteinte de ses objectifs spécifiques en matière de réduction des GES, le Québec, par le déploiement de mesures intelligentes et ciblées, est en mesure de répondre aux besoins à venir de sa population en s'appuyant notamment sur la disponibilité d'électricité, auprès des producteurs extérieurs, afin de répondre à des besoins ponctuels pour l'approvisionnement en électricité du Québec. Par ailleurs, ces mêmes moyens lui permettraient de maintenir ses capacités de production d'électricité à des fins d'exportation vers les marchés extérieurs selon les besoins en énergie exprimés dans ces marchés. Et un des vecteurs à sa disposition permettant l'atteinte de ces objectifs réside dans l'utilisation des interconnexions existant entre le réseau de transport d'Hydro-Québec et ceux de l'Ontario, de la Nouvelle-Angleterre et de l'État de New York.

A partir des éléments d'information disponibles sur le site de TransÉnergie, il appert qu'Hydro-Québec dispose d'interconnexions offrant une capacité d'exportation de plus de 5 000 MW et une capacité d'importation de près de 4 000 MW, ce qui correspond à plus de 10% du parc de production d'électricité dont dispose Hydro-Québec incluant la puissance générée par la centrale de Churchill Falls. De telles données démontrent, de façon probante, que les interconnexions ont été utilisées en deçà de leur capacité lors de la période de grand froid de janvier 2004, le niveau d'importation étant limité à 1 500 MW auprès des producteurs "hors Québec".

Par ailleurs, s'agissant de la dépendance énergétique et financière dans laquelle se retrouverait le Québec s'il optait pour une stratégie visant à s'appuyer sur les producteurs limitrophes afin de répondre à ses besoins en électricité, la période de grand froid de janvier 2004 démontre que l'on peut s'appuyer sur une telle disponibilité afin de répondre à nos besoins. De plus, l'utilisation d'instruments financiers appropriés - les produits dérivés tel les "futures", "options",... - permet la conclusion de transactions d'achat à bon prix, une stratégie qui a été mise en application lors de la période de grand froid de janvier 2004 afin d'acquérir de l'électricité à meilleur prix que ne le proposait le marché électrique "du moment", tel que cela fut révélé lors des travaux de la Commission parlementaire de l'économie et du travail lors de sa séance du 22 janvier 2004.

¹ http://www.climatechange.gc.ca/plan_du_canada/plan/sommaire.html

² <http://www.menv.gouv.qc.ca/air/changement/ges/index.htm>

A l'évidence, l'utilisation des interconnexions, en mode "importation d'électricité", s'avère une option valable tant du point de vue technique que financier afin de répondre aux besoins à venir en électricité du Québec si le Québec opte pour s'inscrire pleinement dans une complémentarité énergétique avec ses voisins producteurs d'électricité. Une telle complémentarité avec les producteurs limitrophes impliquerait un virage à 180^o par rapport à la stratégie retenue, jusqu'à ce jour, par Hydro-Québec. Cependant, nul doute qu'une telle orientation pourrait éviter la construction de centrales électriques alimentées au gaz naturel, notamment le projet Le Suroît.

1. Introduction

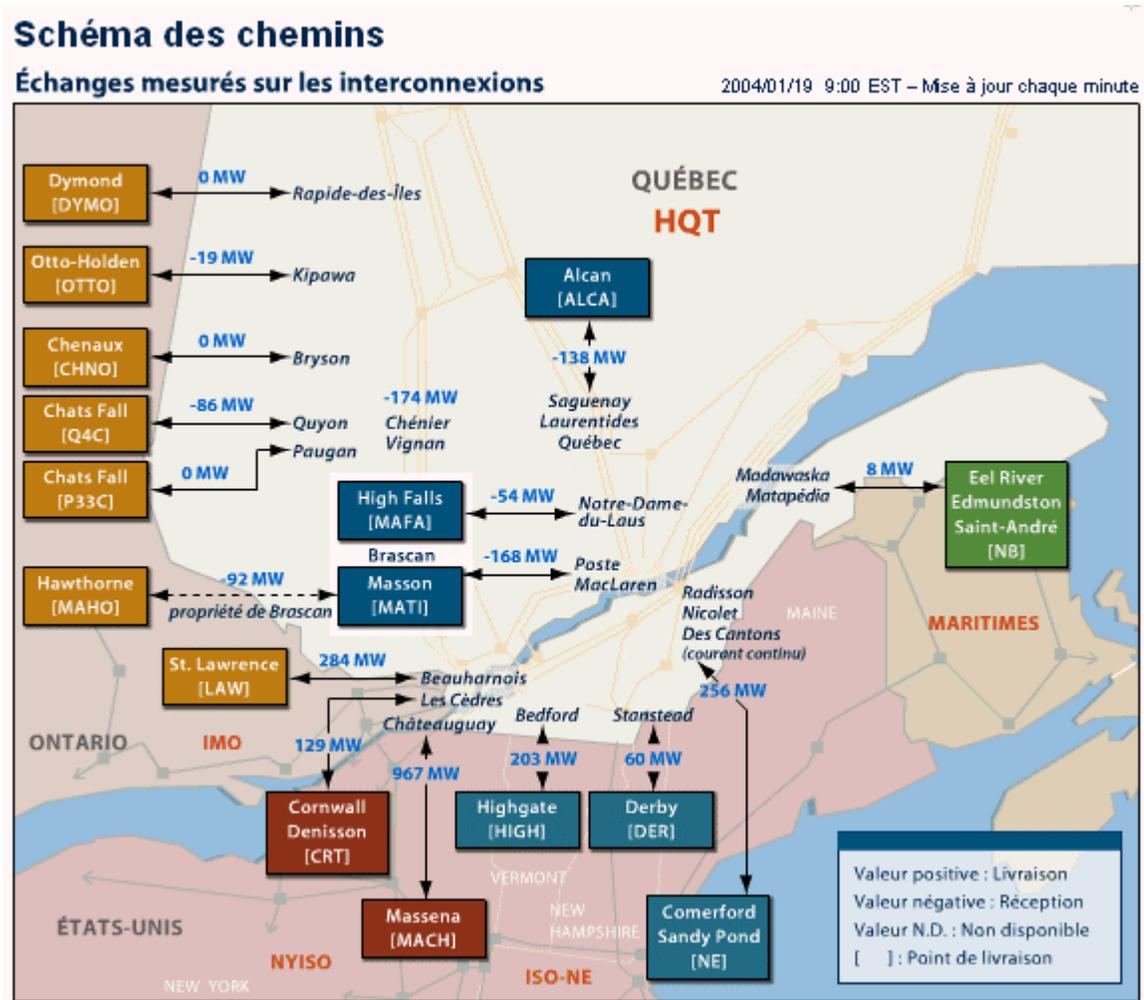
Le réseau de transport d'électricité, au Québec, se distingue tout particulièrement par le fait qu'il doit acheminer un fort volume d'électricité entre les centres de production d'électricité et les centres de consommation, un fort volume relié à la demande industrielle et aux besoins de chauffage résidentiel. De plus, sa configuration géographique reflète une topologie assez unique, soit le grand éloignement entre les principaux centres de production d'électricité - complexe Manic-Outardes avec la centrale de Churchill Falls, d'une part, et complexe de la Baie James d'autre part - et la principale zone de consommation d'électricité, soit la vallée du St. Laurent. Cette topologie particulière et le fort volume d'électricité transité quotidiennement sur le réseau de transport ont, d'une part, nécessité de grands investissements pour en assurer la réalisation et, d'autre part, requis la mise au point et l'implantation de processus et d'équipements particuliers afin de garantir la stabilité électrique lors de pertes de lignes de transport ou lors du bris d'équipement dans les postes de transformation.

A ce caractère assez unique le distinguant des réseaux de transport mis en place par les autres utilités électriques s'ajoute le fait que le réseau de transport d'Hydro-Québec est interconnecté de façon "indirecte" avec les réseaux des producteurs limitrophes, une particularité qui augmente tant le coût des équipements requis afin d'exporter et d'importer de l'électricité que la complexité de devoir recourir à des équipements spécialisés à cet effet. Ainsi, alors que les autres producteurs d'électricité ont interconnecté "directement" leurs réseaux de transport d'électricité avec ceux des producteurs des états et provinces limitrophes, le réseau d'Hydro-Québec est "isolé" des réseaux de transport des autres producteurs par des équipements particuliers - des liens à courant continu - permettant néanmoins l'exportation et l'importation d'électricité avec ces producteurs. Quoique cette topologie ajoute en complexité et augmente le coût les échanges d'électricité, elle assure néanmoins une "séparation électrique" du réseau de transport d'Hydro-Québec avec ceux de ses voisins, prévenant les pannes en cascade qui ont affecté les réseaux de transport du Nord-Est américain durant l'été 2003 sans incidence aucune pour les activités d'Hydro-Québec.

2. Les interconnexions entre le réseau de transport d'Hydro-Québec et les réseaux limitrophes

Les interconnexions existant entre le réseau de transport d'Hydro-Québec - géré par sa filiale TransÉnergie - et les réseaux de transport des états et provinces limitrophes peuvent être présentées, sous forme schématique, par le graphique suivant³:

³ Schéma extrait du site <http://www.transenergie.com>, sous la rubrique "oasis"



Ainsi, il appert qu'Hydro-Québec dispose de plusieurs liens permettant les échanges d'électricité entre, d'une part, Hydro-Québec et des producteurs/consommateurs d'électricité localisés au Québec - Alcan et Brascan - et, d'autre part, des producteurs/clients localisés "hors Québec" - Ontario, Nouveau-Brunswick, New York et Nouvelle-Angleterre - à travers des lignes dédiées à cet effet et/ou des équipements assurant une "séparation électrique" entre les réseaux.

3. La capacité des interconnexions permettant l'exportation et l'importation d'électricité avec les réseaux voisins

Le tableau suivant présente la capacité "nominale" des liens électriques entre le réseau de transport d'électricité d'Hydro-Québec et ceux des réseaux limitrophes, une capacité pouvant être réduite, à différents moments dans l'année, afin de répondre à des impératifs d'entretien sur les équipements, à différents moments de la journée afin de tenir compte des contraintes d'exploitation évoquées par l'un ou l'autre des parties ou à la suite de bris d'équipements sur les interconnexions.

	Lien	Capacité du lien en mode "exportation" (MW)	Capacité du lien en mode "importation" (MW)	
Hydro-Québec - Alcan ⁴	HQT - ALCA	1 250	650	Via les lignes 2325 (230 kV), 3095 (345 kV et 1644 et 1645 (161 kV)
Hydro-Québec - Brascan ⁵	HQT - MAFA	0	60	Via la ligne 1123 (120 kV)
	HQT - MATI	250	320	Via les lignes 1101 et 1104 (120 kV)
Hydro-Québec - Nouveau-Brunswick ⁶	HQT - NB	1 200	785	Via 2 interconnexions situées au poste Madawaska et via les lignes 2101 et 2102 (230 kV)
Hydro-Québec - Ontario	MATI - MAHO ⁷	50	0	Contrat spécial permettant uniquement l'exportation à travers la ligne D5A propriété de Brascan
	HQT - DYMO ⁸	85	0	Via la ligne D4Z (120 kV)
	HQT - OTTO ⁹	0	110	Via la ligne H4Z (120 kV)
	HQT - CHNO ¹⁰	65	0	Via la ligne X2Y (120 kV)
	HQT - Q4C ¹¹¹²	0	97	Via la ligne Q4C (230 kV)
	HQT - P33C ¹³	345	0	Via la ligne P33C (230 kV)

⁴ Fiche présentée en annexe 1

⁵ Fiche présentée en annexe 2

⁶ Fiche présentée en annexe 3

⁷ Fiche présentée en annexe 2

⁸ Fiche présentée en annexe 4

⁹ Fiche présentée en annexe 4

¹⁰ Fiche présentée en annexe 5

¹¹ Fiche présentée en annexe 5

¹² La capacité d'importation peut être portée à 140 MW au besoin

¹³ Fiche présentée en annexe 5

	Lien	Capacité du lien en mode "exportation" (MW)	Capacité du lien en mode "importation" (MW)	
	HQT - LAW ¹⁴¹⁵	400	260 - 315	Via les lignes B5D et B31L (230 kV)
	HQT - CRT ¹⁶¹⁷	325	0	Via les lignes CD11 et CD22 (120 kV)
	¹⁸	0	400	Via une ligne temporaire raccordée au réseau de la firme Brascan
Hydro-Québec - New York ¹⁹	HQT - MASS	1 500	1 000	Via la ligne 7040 (765 kV)
Hydro-Québec - Vermont	HQT - HIGH ²⁰	225	170	Via la ligne 1429 (120 kV)
	HQT - DER ²¹	80	0	Via la ligne 1400 (120 kV)
Hydro-Québec - Nouvelle-Angleterre ²²	HQT - NE ²³	690	690	Opération en mode "Phase I" via les convertisseurs des postes Des Cantons (Québec) et Comerford (Nouvelle-Angleterre)

¹⁴ Fiche présentée en annexe 6

¹⁵ Capacités minimales d'exportation et d'importation qui peuvent être portées à 800 MW et 420 MW respectivement selon des ententes gré à gré

¹⁶ Fiche présentée en annexe 6

¹⁷ Ce lien permet, éventuellement, l'alimentation de clients situés dans l'État de New York

¹⁸ Une ligne temporaire construite après le verglas de 1998 qui peut seulement être utilisée pour importer de l'électricité, tel que mentionné dans les débats de la Commission parlementaire de l'économie et du travail du 18 mai 1999

¹⁹ Fiche présentée en annexe 6

²⁰ Fiche présentée en annexe 7

²¹ Fiche présentée en annexe 8

²² Fiche présentée en annexe 9

²³ Ligne à courant continu RMCC qui peut être opérée en 2 modes mutuellement exclusifs

	Lien	Capacité du lien en mode "exportation" (MW)	Capacité du lien en mode "importation" (MW)	
		1 500	1 700	Opération en mode "Phase II" via les convertisseurs des postes Radisson et Nicolet (Québec) et Sandy Pond (Nouvelle-Angleterre)

Ainsi, il appert que, dans la mesure où le lien à courant continu RMCC est opéré en mode "Phase II", les installations existantes permettent l'exportation d'un volume d'électricité pouvant atteindre 7 275 MW et l'importation d'un volume d'électricité pouvant atteindre, minimalement, 5 152 MW²⁴. Par ailleurs, si l'on soustrait l'énergie rendue disponible à Hydro-Québec par les fournisseurs Alcan et Brascan - dans la mesure où ces entreprises peuvent requérir, pour leurs besoins propres, l'énergie produite par leurs centrales - et si on tient compte de légères contingences opérationnelles, Hydro-Québec dispose donc de capacités d'exportation "hors Québec" de plus de 5 000 MW et de capacités d'importation "hors Québec" de près de 4 000 MW.

4. Conclusion

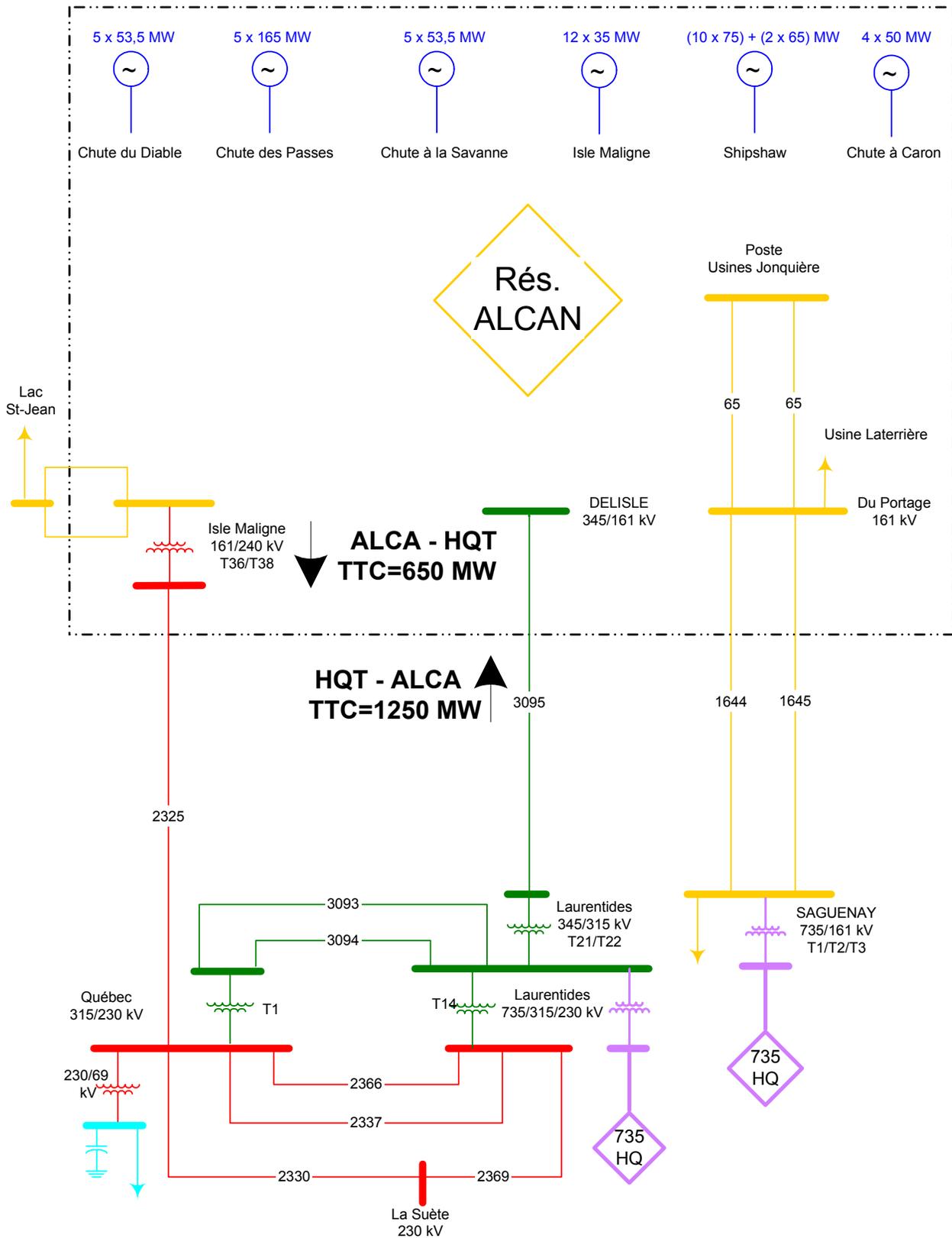
Hydro-Québec dispose de fortes capacités d'interconnexions avec ses voisins "hors Québec", une capacité qui représente plus de 10% des installations de production d'Hydro-Québec incluant la production de la centrale de Churchill Falls située au Labrador.

Ainsi, dans une stratégie de complémentarité avec les fournisseurs d'électricité "hors Québec" et dans une stratégie d'efficacité économique, l'utilisation des interconnexions à des fins de comblement des besoins en électricité du Québec s'avère une option techniquement réaliste et plausible, notamment si une telle option permet de différer la construction de centrales dont les besoins sont justifiés pendant une courte période de temps - notamment la centrale alimentée au gaz naturel Le Suroît proposée par Hydro-Québec - ou la construction de centrales servant à répondre aux besoins de pointe pour la consommation d'électricité au Québec.

²⁴ Capacité d'importation non incluse dans le bilan à cause de précisions insuffisantes sur le site de TransÉnergie

Annexe 1

L'interconnexion avec ALCAN



ALCAN exploite son propre réseau électrique qui comprend des centrales hydrauliques, les charges de ses propres usines dans la région du Saguenay – Lac St-Jean et un réseau de transport. Ce réseau est synchronisé avec celui de TransÉnergie auquel il est relié par quatre lignes représentées globalement sur l'OASIS de TransÉnergie par les chemins HQT – ALCA et ALCA – HQT. Ces lignes, dont la capacité totale de livraison vers Alcan est de 1 250 MW et de 650 MW pour les livraisons d'Alcan vers Hydro-Québec sont:

La ligne 2325 à 230 kV reliant le poste Québec de TransÉnergie au poste Isle - Maligne d'ALCAN;

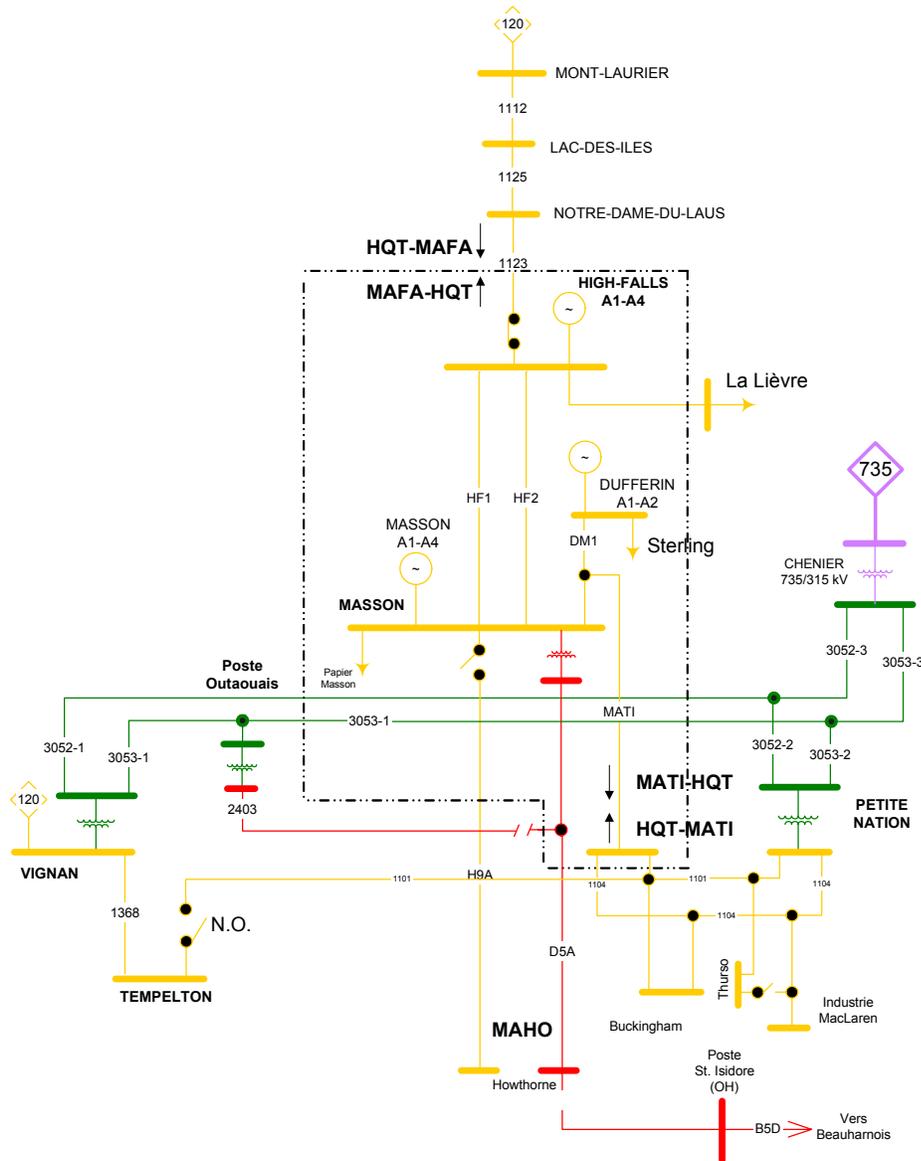
La ligne 3095 à 345 kV reliant le poste Laurentides de TransÉnergie au poste Delisle d'ALCAN;

Les lignes 1644 et 1645 à 161 kV reliant le poste Saguenay de TransÉnergie au poste Du Portage d'ALCAN.

Pour l'alimentation de ses charges au-delà de sa propre production, ALCAN a conclu un contrat d'achat avec Hydro-Québec qui fait en sorte que sa consommation fait partie de la charge locale alimentée par Hydro-Québec Distribution. ALCAN ne peut donc pas se procurer de l'électricité en provenance d'autres fournisseurs. Conséquemment, aucun service de transport point à point n'est offert vers ALCAN (capacité HQT – ALCA de 0 MW). Par contre, ALCAN peut parfois disposer de surplus de production d'électricité qu'elle peut acheminer vers d'autres marchés (capacité ALCA – HQT de 650 MW).

Annexe 2

Interconnexions avec Brascan services énergie inc



Le Réseau de TransÉnergie et celui de Brascan services énergie Inc. (Brascan) sont synchronisés. Le réseau de Brascan est situé au Québec et fait partie de la zone de réglage de TransÉnergie.

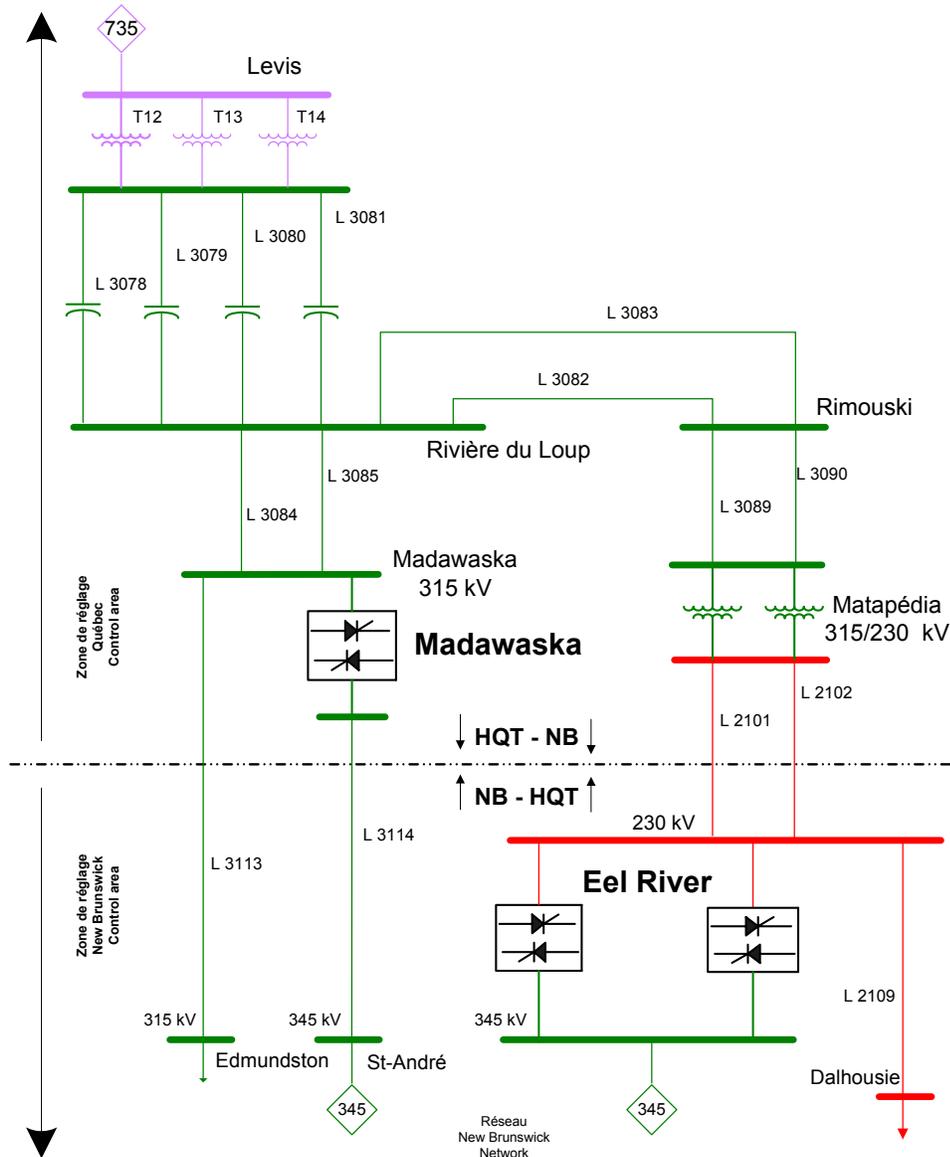
Les lignes 1101 et 1104 à 120 kV entre le poste Petite Nation sur le réseau de TransÉnergie et le poste de Masson sur le réseau de Brascan constituent l'interconnexion représentée par les chemins HQT – MATI et MATI – HQT sur l'OASIS de TransÉnergie. Comme les deux réseaux sont synchronisés, les échanges sont réalisés en modifiant la configuration du réseau de Brascan, c'est-à-dire le bilan charges/production rattaché au réseau de TransÉnergie sur cette interconnexion (capacité MATI – HQT de 320 MW et HQT – MATI de 250 MW).

La ligne 1123 à 120 kV entre le poste Notre-Dame-Du-Laus de TransÉnergie et le poste de High Falls sur le réseau de Brascan constituent l'interconnexion représentée par les chemins HQT – MAFA et MAFA – HQT sur l'OASIS de TransÉnergie. Cette interconnexion peut être utilisée pour alimenter des charges du réseau de TransÉnergie seulement (capacité MAFA – HQT de 60 MW et HQT – MAFA de 0 MW).

TransÉnergie a conclu une entente avec Brascan en vertu de laquelle elle dispose d'une capacité de 50 MW pour l'exportation vers l'Ontario sur le chemin MATI – MAHO qui appartient à Brascan. Ce chemin correspond à la ligne d'interconnexion D5A reliant le poste Masson Sud de Brascan avec celui de Cumberland Junction en Ontario. Cette capacité de livraison vers l'Ontario est intégrée à des réservations sur le chemin HQT - MATI sans frais additionnels pour les clients du transport de TransÉnergie. Brascan peut offrir une capacité additionnelle de 50 MW après approbation de sa part.

Annexe 3

L'interconnexion avec le Nouveau Brunswick



Les chemins HQT – NB et NB – HQT sur l'OASIS de TransÉnergie représentent globalement les trois interconnexions avec le Nouveau Brunswick.

Le poste Madawaska situé au Québec comprend deux interconnexions, soit l'alimentation possible de charges du Nouveau Brunswick détachées de ce réseau et rattachées au réseau du Québec (215 MW) et un poste convertisseur dos à dos dont la capacité est de 350 MW à 435 MW selon les conditions de température).

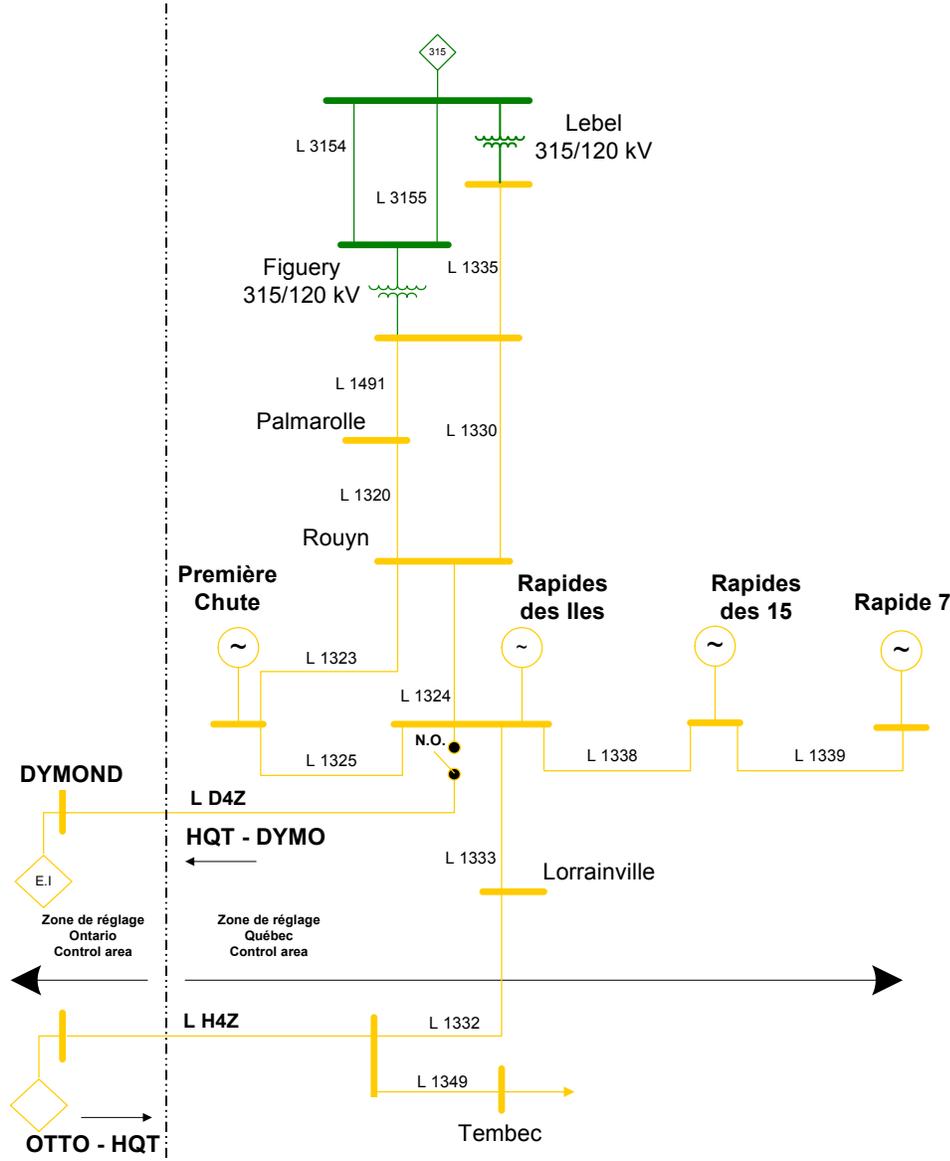
La troisième interconnexion est constituée par les lignes 2101 et 2102 à 230 kV opérées en tandem et qui sont reliées au poste convertisseur dos à dos de Eel River situé au

Nouveau Brunswick, dont la capacité est de 350 MW. Des charges du Nouveau Brunswick peuvent également être séparées de ce réseau et reliées au réseau du Québec pour ajouter une capacité d'importation au Nouveau Brunswick d'environ 200 MW.

La capacité totale d'exportation du Québec vers le Nouveau Brunswick est donc de 1 200 MW (capacité HQT – NB) et la capacité d'importation correspond pour sa part à la capacité totale des seuls postes convertisseurs, soit 785 MW (capacité NB – HQT).

Annexe 4

Interconnexions avec l'Ontario – Outaouais supérieur (Abitibi)



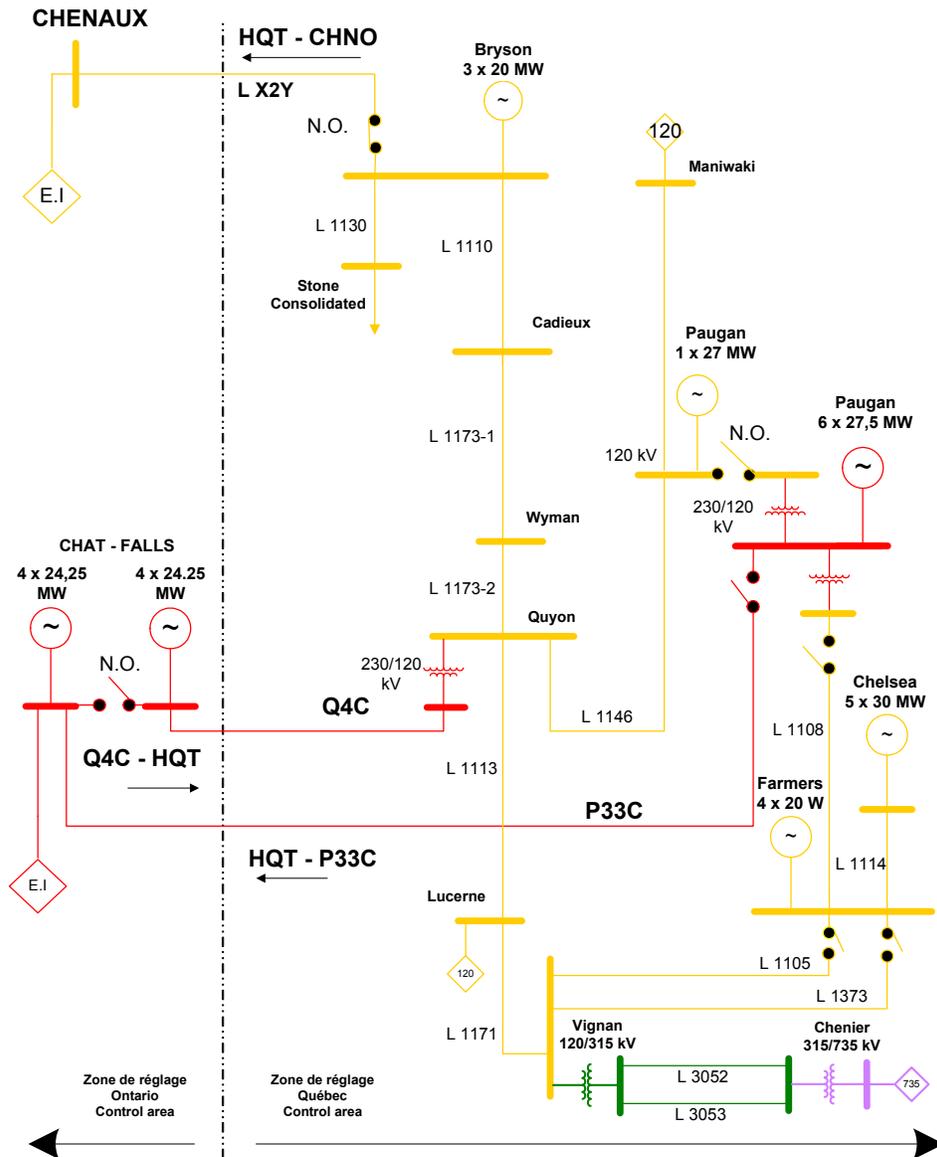
La ligne D4Z à 120 kV entre le poste élévateur de la centrale Rapide des Îles au Québec et le poste de transformation Dymond en Ontario constitue l'interconnexion représentée par les chemins HQT – DYMO et DYMO – HQT sur l'OASIS de TransÉnergie. Comme il n'y a pas d'appareil de contrôle sur cette interconnexion, il faut détacher des parties de réseau pour l'utiliser afin de réaliser des échanges d'électricité. Vu qu'il n'y a pas possibilité pour le réseau ontarien de réaliser une telle séparation, cette interconnexion n'a pas de capacité d'importation (capacité DYMO – HQT de 0 MW). Par contre, des unités de production de la centrale Rapide des Îles et de la centrale Première chute peuvent être détachées du réseau québécois et rattachées par cette interconnexion au réseau ontarien. Aucune charge du Québec n'étant incluse

dans ce détachement du réseau québécois, il en résulte donc une exportation vers le réseau ontarien (capacité HQT – DYMO de 85 MW).

La ligne H4Z à 120 kV entre le poste Kipawa au Québec et la centrale Otto Holden en Ontario constitue l'interconnexion représentée par les chemins HQT – OTTO et OTTO - HQT sur l'OASIS de TransÉnergie. Comme il n'y a pas d'appareil de contrôle sur cette interconnexion, il faut détacher des parties de réseau pour l'utiliser afin de réaliser des échanges d'électricité. Cette interconnexion sert actuellement en permanence à soutenir à partir du réseau ontarien l'alimentation en électricité du poste Kipawa au Québec auquel est rattachée une importante charge industrielle. À cause de la distance importante entre cette charge et les ressources de production au Québec, le réseau de TransÉnergie ne peut assurer adéquatement la qualité de service nécessaire. Des ententes ont donc été conclues avec le réseau ontarien pour lequel ce service est possible à cause de la relative proximité de la centrale Otto Holden. Ainsi, une partie du réseau québécois comprenant les charges du poste Kipawa et du poste Lorrainville et des portions variables de la production des centrales Rapide des Îles, Rapide des 15 et Rapide 7, est rattachée au réseau de l'Ontario. Les opérateurs de TransÉnergie tentent généralement de réaliser un équilibre entre les charges et la production disponible dans la partie détachée. Les déséquilibres peuvent difficilement être évités toutefois compte tenu de la variation de la charge et de la production hydraulique au fil de l'eau des centrales impliquées. Il en résulte donc généralement des importations au Québec, mais parfois des exportations vers l'Ontario bien que les deux réseaux n'aient pas actuellement validé ce mode de fonctionnement en export du Québec. La capacité de cette interconnexion est donc établie en fonction d'importations au Québec seulement (capacité OTTO – HQT de 110 MW, capacité HQT – OTTO de 0 MW).

Annexe 5

Interconnexions avec l'Ontario – Outaouais inférieur



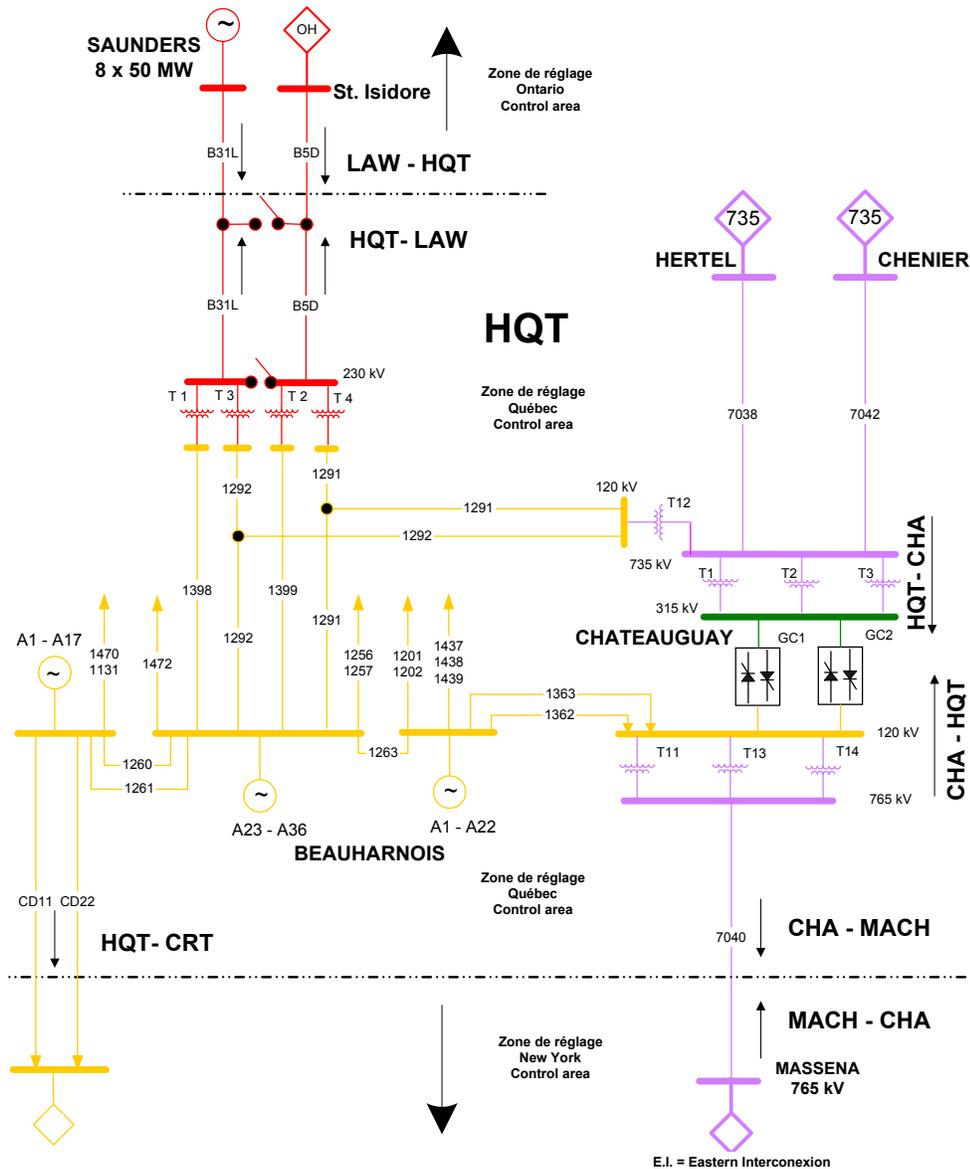
La ligne X2Y à 120 kV entre le poste élévateur de la centrale Bryson au Québec et la centrale de Chenaux en Ontario constitue l'interconnexion représentée par les chemins HQT – CHNO et CHNO – HQT sur l'OASIS de TransÉnergie. Comme il n'y a pas d'appareil de contrôle sur cette interconnexion, il faut détacher des parties de réseau pour l'utiliser afin de réaliser des échanges d'électricité. Vu qu'il n'y a pas possibilité pour le réseau ontarien de réaliser une telle séparation, cette interconnexion n'a pas de capacité d'importation (capacité CHNO – HQT de 0 MW). Par contre, des unités de production de la centrale Bryson peuvent être détachées du réseau québécois et rattachées par cette interconnexion au réseau ontarien. Il en résulte une exportation vers le réseau ontarien (capacité HQT – CHNO de 65 MW).

La ligne Q4C à 230 kV entre le poste Quyon au Québec et la centrale de Chats Falls en Ontario constitue l'interconnexion représentée par les chemins HQT – Q4C et Q4C - HQT sur l'OASIS de TransÉnergie. Comme il n'y a pas d'appareil de contrôle sur cette interconnexion, il faut détacher des parties de réseau pour l'utiliser afin de réaliser des échanges d'électricité. Aucune partie du réseau québécois ne peut être rattachée au réseau ontarien par cette interconnexion (capacité HQT – Q4C de 0 MW). Cette interconnexion sert normalement à acheminer au Québec la demi production de la centrale de Chats Falls qui appartient à Hydro-Québec (97 MW). À l'occasion, elle peut recevoir une quantité supplémentaire de production à partir de la portion de la production qui appartient à Ontario Power Generation Inc (capacité Q4C – HQT de 140 MW).

La ligne P33C à 230 kV entre le poste élévateur de la centrale Pagan au Québec et la centrale de Chats Falls en Ontario constitue l'interconnexion représentée par les chemins HQT – P33C et P33C – HQT sur l'OASIS de TransÉnergie. Comme il n'y a pas d'appareil de contrôle sur cette interconnexion, il faut détacher des parties de réseau pour l'utiliser afin de réaliser des échanges d'électricité. Vu qu'il n'y a pas possibilité pour le réseau ontarien de réaliser une telle séparation, cette interconnexion n'a pas de capacité d'importation (capacité P33C – HQT de 0 MW). Par contre, des unités de production de la centrale Pagan, de la centrale de Farmers et de la centrale de Chelsea peuvent être détachées du réseau québécois et rattachées par cette interconnexion au réseau ontarien (capacité HQT – P33C de 345 MW).

Annexe 6

Les interconnexions de Châteauguay et de Beauharnois



Le complexe associant les postes de Châteauguay et de Beauharnois et la centrale de Beauharnois qui leur est associée constitue un point d'interconnexion multiple d'où originent et où aboutissent plusieurs interconnexions dont l'opération est interreliée.

Les lignes B5D et B31L à 230 kV sont généralement opérées en tandem et constituent l'interconnexion principale entre le réseau du Québec et celui de l'Ontario. Elles sont représentées par les chemins HQT – LAW et LAW – HQT sur l'OASIS de TransÉnergie. La ligne B5D relie le poste élévateur de la centrale de Beauharnois au Québec au poste de transformation de St-Isidore en Ontario. La ligne B31L relie le poste élévateur de la centrale de Beauharnois au Québec au poste de transformation de St-Lawrence en

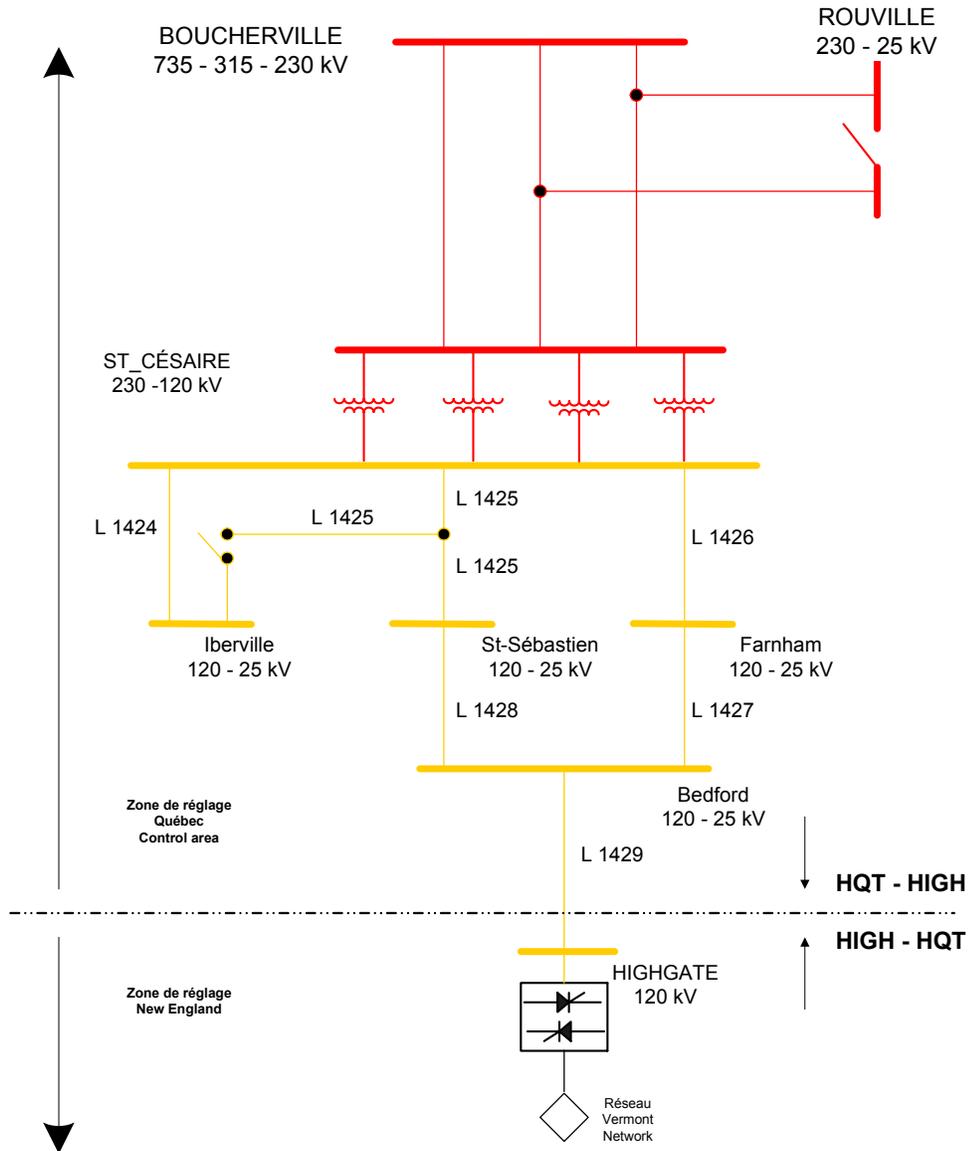
Ontario. Comme il n'y a pas d'appareil de contrôle sur cette interconnexion, il faut détacher des parties de réseau pour l'utiliser afin de réaliser des échanges d'électricité. Ces deux lignes permettent d'acheminer 800 MW vers l'Ontario en rattachant des unités de production de la centrale de Beauharnois au réseau Ontarien ou de recevoir 420 MW lorsque des unités de production de la centrale de Saunders en Ontario sont détachées du réseau ontarien et rattachées au réseau québécois. Cependant, selon les règles de marché en vigueur en Ontario, lorsqu'une centrale est ainsi détachée du réseau ontarien, elle ne fait plus partie du marché de l'électricité de cette province tel qu'administré par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (IMO - Independent Electricity Market Operator). Ce mode d'exploitation, appelé "Segregated Mode of Operation" par l'IMO, fait en sorte que l'exploitation simultanée des deux lignes ne peut être utilisée pour réaliser des programmes de livraison qui correspondraient à un bilan net de livraisons simultanées dans les deux sens. Par exemple, l'IMO ne peut accepter en même temps un programme de livraison vers l'Ontario de 800 MW et un programme inverse de 400 pour un résultat net de 400 MW vers l'Ontario, puisqu'elle doit autoriser le détachement physique ("Segregated Mode of Operation") de la centrale ontarienne de Saunders afin de permettre l'exportation de 400 MW vers le Québec de cette dernière. Afin de permettre tout de même les transactions simultanées dans les deux sens, TransÉnergie a convenu avec l'IMO d'une méthode d'exploitation temporaire. TransÉnergie limite l'offre de capacité de transport ferme à la capacité qui peut être acheminée dans les deux sens en opérant les deux lignes indépendamment l'une de l'autre (capacité ferme HQT – LAW de 400 MW et capacité ferme LAW – HQT variant de 260 MW à 315 MW selon la température). La capacité non ferme offerte sur cette interconnexion correspond pour sa part à la capacité de l'exploitation en tandem des deux lignes (capacité non ferme HQT- LAW de 800 MW et capacité non ferme LAW – HQT de 420 MW). Les discussions se poursuivent entre TransÉnergie et l'IMO pour trouver une solution permanente qui puisse permettre de réaliser le plein potentiel de cette interconnexion.

Les lignes CD11 et CD22 à 120 kV reliant le réseau de TransÉnergie au réseau de transport de Cedars Rapids Transmission (CRT) constituent une interconnexion du réseau de TransÉnergie vers la ville de Cornwall en Ontario et rejoignant le réseau de Niagara Mohawk dans l'État de New York. Cette interconnexion est représentée par les chemins HQT- CRT et CRT – HQT dans l'OASIS de TransÉnergie. Comme il n'y a pas d'appareil de contrôle sur cette interconnexion, il faut détacher des parties de réseau pour l'utiliser afin de réaliser des échanges d'électricité. Comme il n'est pas possible de rattacher des charges du Québec sur cette interconnexion, la capacité d'importation est nulle (capacité CRT – HQT de 0 MW). Cette interconnexion est utilisée pour alimenter une partie de la ville de Cornwall en Ontario qui est séparée du réseau ontarien et pour effectuer des exportations vers le nord de l'État de New York en détachant des unités de production des centrales Beauharnois et Les Cèdres situées au Québec (capacité HQT – CRT 325 MW). Le tarif de transport de TransÉnergie intègre le service de transport sur le réseau de CRT qui est une filiale à part entière d'Hydro-Québec. Les clients disposent ainsi du service jusqu'à la ville de Cornwall ou jusqu'au réseau de Niagara Mohawk sans frais additionnels.

La ligne 7040 à 765 kV représente l'interconnexion majeure avec l'État de New York. Elle relie le poste Châteauguay au Québec au poste Massena dans l'État de New York. Elle est représentée par les chemins HQT- MASS et MASS – HQT dans l'OASIS de TransÉnergie. Deux convertisseurs dos à dos (conversion en courant continu et reconversion en courant alternatif dans la même installation) d'une capacité de 500 MW chacun lui sont reliés dans le poste Châteauguay. Ces convertisseurs permettent donc l'échange d'une capacité de 1 000 MW dans les deux sens avec le réseau de l'État de New York sans avoir à détacher et raccorder des parties de réseau de part et d'autre. Toutefois, pour l'exportation à partir du Québec, il est possible d'ajouter des unités de production de la centrale de Beauharnois (capacité MASS – HQT de 1 000 MW et capacité HQT – MASS de 1 800 MW). Cependant, cette capacité est généralement limitée par le contrôleur du réseau de l'État de New York (New York Independent System Operator NYiso) à environ 1 500 MW, ce qui est contesté par TransÉnergie.

Annexe 7

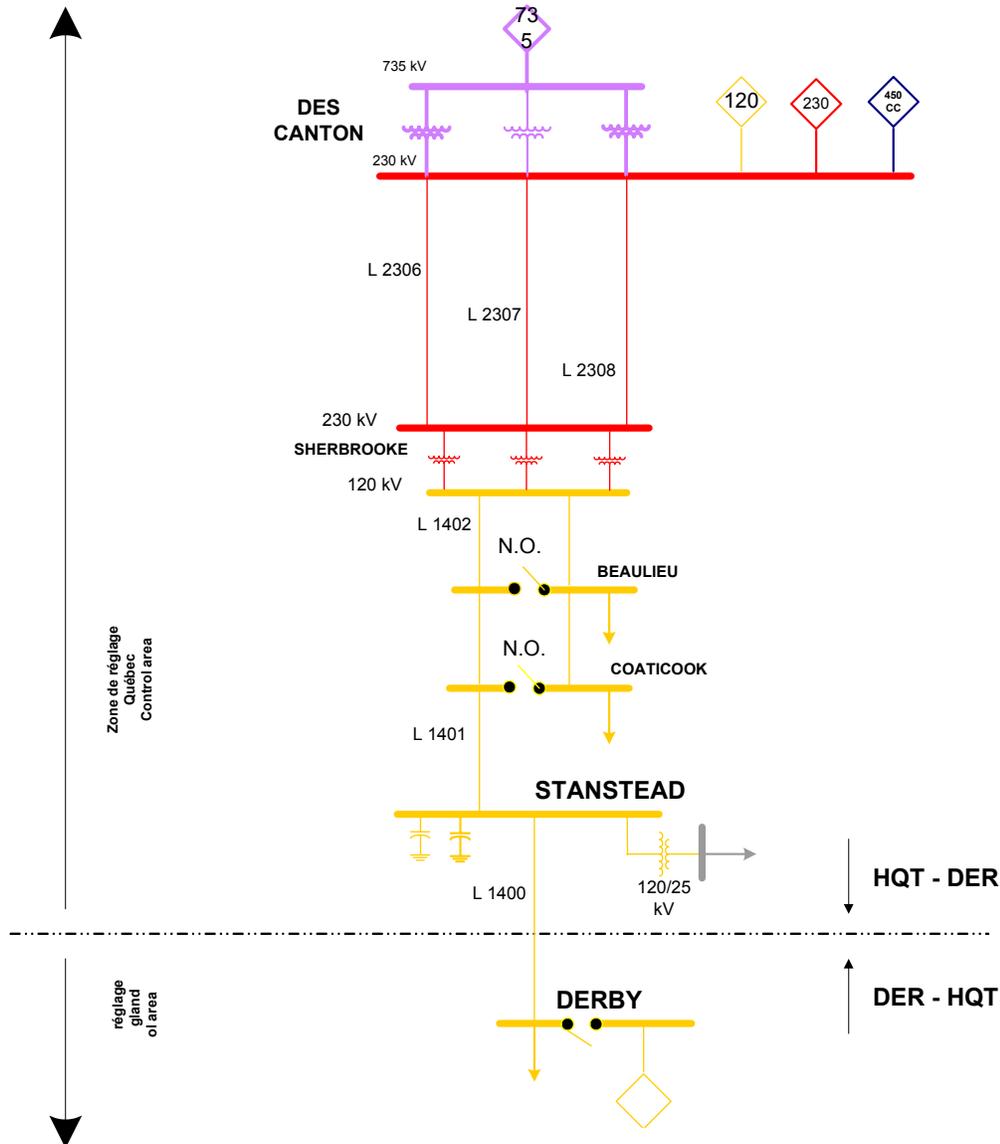
L'interconnexion de Highgate avec le Vermont



Un réseau à 120 kV relie le poste St-Césaire au Québec au poste convertisseur à courant continu de Highgate au Vermont. Cette interconnexion est représentée par les chemins HQT – HIGH et HIGH – HQT dans l'OASIS de TransÉnergie. Le poste convertisseur de type dos à dos a une capacité de 225 MW dans les deux sens, mais les exportations du Vermont vers le Québec sont limitées à 170 MW par la capacité du réseau dans le nord du Vermont (capacité HQT – HIGH de 225 MW et capacité HIGH - HQT de 170 MW).

Annexe 8

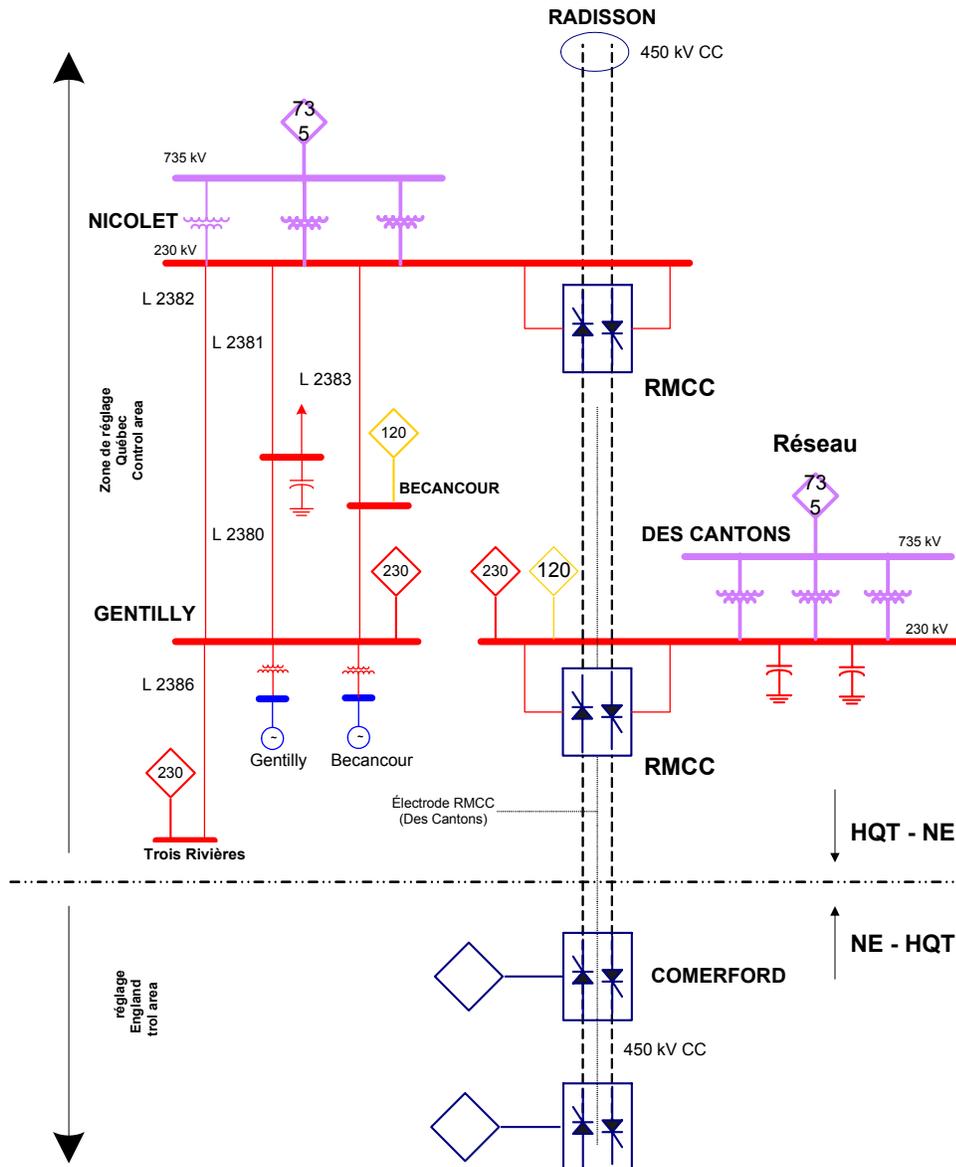
L'interconnexion du réseau de Citizens Communications avec le Vermont



Le poste de Stanstead au Québec est relié par la ligne 1400 à 120 kV au poste Derby situé dans le nord du Vermont. Cette interconnexion est représentée par les chemins HQT – DER et DER – HQT dans l'OASIS de TransÉnergie. Il n'y a pas d'appareil de contrôle sur cette interconnexion qui alimente le réseau électrique appartenant à Citizens Communications, lequel est séparé du réseau du reste du Vermont. Il n'y a donc pas de possibilité d'importation au Québec par cette interconnexion (capacité HQT – DER de 80 MW, capacité DER – HQT de 0 MW).

Annexe 9

Le réseau multiterminal à courant continu (RMCC)



Interconnexion principale avec la Nouvelle Angleterre, le réseau multiterminal à courant continu (RMCC) est composé d'une ligne de transport à courant continu de 450 kV reliant un ensemble de postes convertisseurs situés au Québec et en Nouvelle Angleterre. Il est représenté par les chemins HQT – NE et NE – HQT dans l'OASIS de TransÉnergie. Cette interconnexion a été développée en deux phases dont l'utilisation est mutuellement exclusive.

La phase I de l'interconnexion comprend le poste convertisseur Des Cantons au Québec et le poste convertisseur Comerford en Nouvelle Angleterre. Lorsqu'utilisée dans cette configuration, l'interconnexion RMCC a une capacité de 690 MW dans les

deux sens (capacité HQT – NE de 690 MW et capacité NE – HQT de 690 MW). À cause de contraintes techniques des convertisseurs, l'exploitation de cette interconnexion en configuration phase I requiert un niveau de fonctionnement d'au moins 70 MW dans les deux sens.

La phase II de l'interconnexion comprend les poste convertisseurs Radisson et Nicolet au Québec et le poste convertisseur Sandy Pond en Nouvelle Angleterre. Dans cette configuration, l'interconnexion RMCC peut servir à exporter vers la Nouvelle Angleterre et elle peut également injecter de la production originant du complexe La Grande au poste Nicolet au Québec. Elle a une capacité de 2 000 MW vers la Nouvelle Angleterre, mais cette capacité est généralement limitée par le contrôleur de ce réseau (Independent System Operator – New England ISO – NE) à environ 1 500 MW, ce qui est contesté par TransÉnergie (capacité HQT – NE de 2 000 MW). La capacité d'importation au Québec est de 1 700 MW (capacité NE – HQT de 1 700 MW). À cause de contraintes techniques des convertisseurs, l'exploitation de cette interconnexion en configuration phase II requiert un niveau de fonctionnement d'au moins 105 MW dans les deux sens.