

# Revue des interconnexions de l'Ontario

Préparé pour le Ministre de l'énergie par le Gestionnaire  
indépendant du réseau électrique (GIRÉ) et par  
l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO)

14 octobre 2014

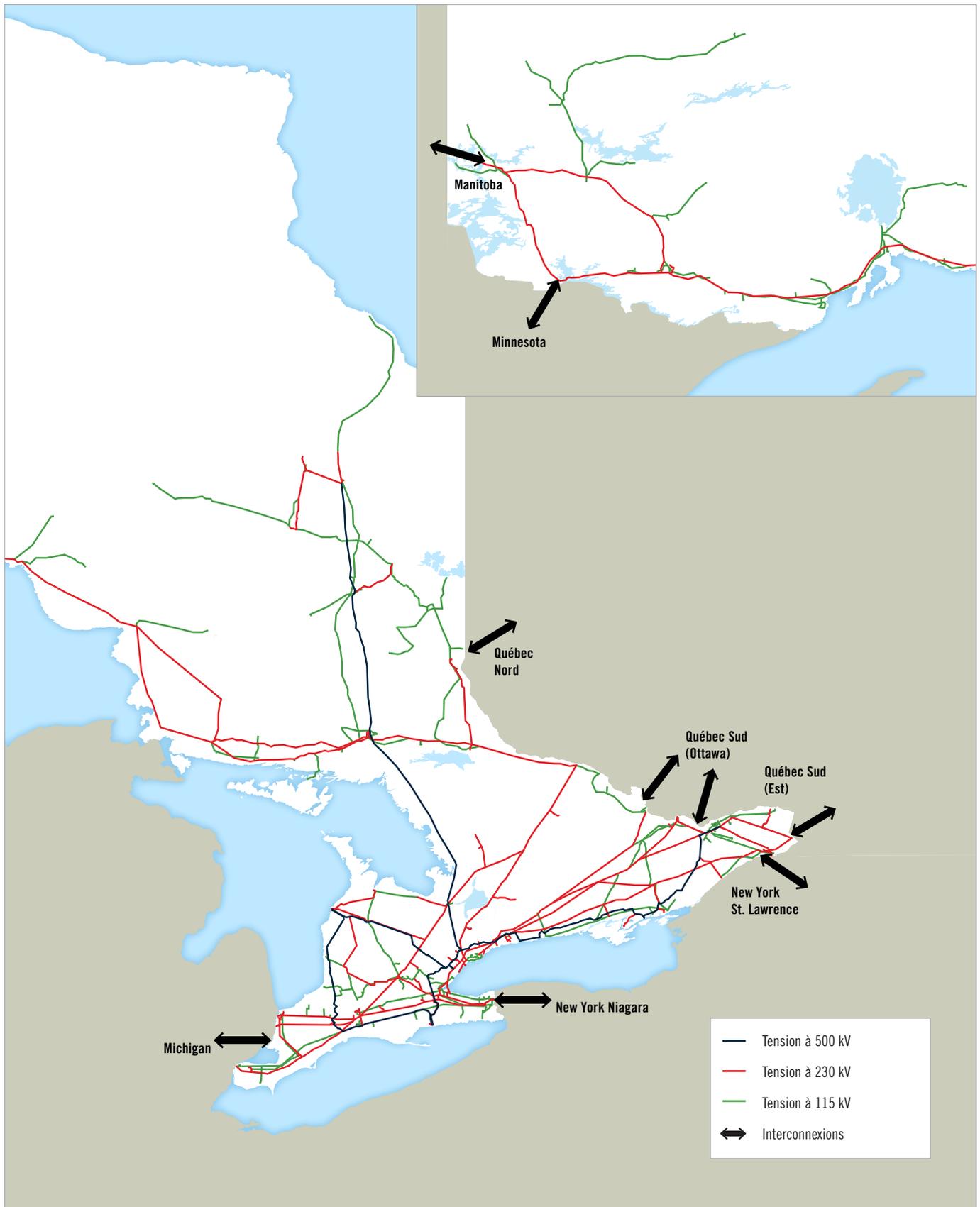


L'électricité pour l'Ontario. Sur demande.

# Table des matières

<b>Interconnexions avec les provinces/États</b> .....	<b>3</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>4</b>
<b>Introduction</b> .....	<b>7</b>
Le paysage actuel en Ontario .....	7
<b>Rôle des interconnexions en Ontario</b> .....	<b>9</b>
Avantages économiques des interconnexions .....	12
Avantages sur le plan de la fiabilité des interconnexions.....	13
<b>Possibilités d'avantages supplémentaires des interconnexions</b> .....	<b>14</b>
Programmation plus fréquente .....	14
Extension de la fourniture de services auxiliaires .....	14
Exportations et importations de la capacité.....	15
<b>Considérations d'ordre commerciales</b> .....	<b>16</b>
Options .....	16
Risques.....	17
Prix des importations d'approvisionnement ferme à la frontière de l'Ontario .....	18
<b>Considérations techniques</b> .....	<b>19</b>
Évaluation des scénarios d'importation .....	21
<b>Calcul du coût réel des contrats d'importation ferme</b> .....	<b>30</b>
<b>Conclusions et actions recommandées</b> .....	<b>31</b>
<b>Annexe A – Lettre à la GIRÉ</b> .....	<b>32</b>
<b>Annexe B – Directive à l'OEO</b> .....	<b>34</b>
<b>Annexe C – consultation avec les intéressés</b> .....	<b>38</b>
<b>Annexe D – Planification proposée, programmation et exigences en matière de restrictions</b> .....	<b>41</b>
<b>Annexe E – Informations sur les interconnexions les cinq dernières années</b> .....	<b>42</b>
<b>Annexe F – Tableau récapitulatif des investissements en transport possibles</b> .....	<b>43</b>

# Interconnexions avec les provinces/États



# Résumé

L'Ontario a généralement maintenu une capacité suffisante en matière de ressources au sein de la province pour être autosuffisant. La province continue faire des investissements sur les nouvelles sources de production d'énergie, y compris la fermeture des installations alimentées au charbon, la construction d'installations modernes alimentées au gaz naturel et l'augmentation de son recours aux sources d'énergie renouvelables, le gestion de la demande, la conservation, et le stockage de l'électricité. Compte tenu d'une restructuration majeure par l'Ontario d'un système d'électricité à faible émission de carbone, le rôle futur des interconnexions, et en particulier la possibilité d'un recours à long terme aux transactions juridictionnelles d'énergies renouvelables, mérite d'être examiné.

Ce rapport de la GIRÉ et de l'OEO est en réponse à la demande du Ministre de l'énergie pour l'examen des impacts et des opportunités qui peuvent exister sur les interconnexions de l'Ontario aux fins de répondre aux exigences en matière de demande et de fiabilité du réseau électrique.

Les interconnexions de l'Ontario avec les provinces et les États avoisinantes ont été très bénéfiques pour la province étant donné que la première connexion entre l'Ontario et New York a été établie il y a plus de 110 ans. Actuellement, l'Ontario importe de l'électricité sur une base horaire à travers 26 interconnexions avec deux provinces et trois États. Ces dispositions d'approvisionnement non-ferme ont contribué à améliorer la fiabilité pour la province et à réduire les coûts pour les consommateurs de l'Ontario.

Les interconnexions assurent une souplesse en planification et opérationnelle qui renforcent la fiabilité et la rentabilité du réseau électrique de l'Ontario. Elles fournissent aussi le soutien dont on a tant besoin pendant les situations d'urgence, notamment une perte soudaine d'une source de production importante ou une perte d'éléments de transport.

La flexibilité est un attribut essentiel des interconnexions existantes, et la GIRÉ utilisant cette flexibilité pour répondre à l'évolution des conditions de l'offre et de la demande en Ontario. Le développement de l'utilisation des interconnexions pour les importations d'approvisionnement ferme – qui bloqueraient la disponibilité des interconnexions en temps réel – pourrait réduire cette flexibilité. Une analyse détaillée serait nécessaire pour s'assurer que l'opération fiable et efficace des diverses ressources dans le réseau électrique de l'Ontario est maintenue ou améliorée dans n'importe quel scénario d'importation proposé.

La capacité des importations d'approvisionnement ferme est actuellement limitée. Il devrait y avoir des mises à jour importantes, notamment des nouveaux éléments de transport au réseau de transport de l'Ontario et possiblement de nouvelles capacités de l'interconnexion pour répondre à toute augmentation significative des importations d'approvisionnement ferme. Le coût de ces améliorations pourrait varier en fonction de la capacité importée. Le coût de nouvelles installations pourrait également être nécessaire dans le territoire d'exportation.

La capacité des fournisseurs à vendre de l'énergie à des prix plus élevés dans les bourses d'énergie autres que l'Ontario pourrait également faire monter le prix de vente potentiel de l'Ontario.

Les améliorations du système de transport exigeraient également des processus de réglementation et d'évaluation de l'environnement avec de longs délais de mise en œuvre qui mettent en question la faisabilité des dispositions claires en matière d'importation pour répondre aux besoins futurs d'énergie de base du réseau identifiés dans le Plan énergétique à long terme (PELT) de 2013.

Tous ces facteurs pourraient se traduire par une hausse significative des prix des importations d'approvisionnement ferme que si les besoins d'approvisionnement avaient été satisfaits avec des ressources internes.

Il est important de comprendre que le réseau d'interconnexion actuel n'a pas été conçu pour être utilisé dans le cadre du remplacement d'une quantité importante d'installations d'énergie de base existantes. En outre, un tel recours fondamental aux quantités importantes d'importations d'approvisionnement ferme se traduirait par des coûts non recouvrables pour les investissements de l'Ontario dans des actifs existants de production et de transport. À titre d'exemple, la nouvelle ligne de transport de Bruce à 500 kV récemment construite visait généralement à fournir des approvisionnements supplémentaires à partir de la centrale nucléaire de Bruce. Toutefois, une entente plus modeste d'importation régulière peut être mutuellement bénéfique compte tenu des différences complémentaires dans les deux territoires. Au Québec, les besoins en électricité sont généralement plus grands en hiver, tandis qu'ils sont plus grands en Ontario en été. Cela permet à chaque territoire d'exploiter la capacité de réserve des autres lorsqu'elle est disponible.

Ce rapport met l'accent sur les capacités techniques des interconnexions de l'Ontario et le réseau de transport, ainsi que les investissements dans les infrastructures possibles, les contrats commerciaux et les facteurs des bourses d'énergie qui pourraient influencer les décisions sur les dispositions en matière d'importation d'électricité ferme possibles. Il n'aborde pas les aspects de la politique ou les considérations en matière de réglementation pour conclure des contrats d'importation à long terme. Il n'évalue pas non plus les avantages économiques liés à la création d'emplois et aux avantages associés à la construction et au maintien de la production en Ontario.

L'interconnexion du Québec est très limitée en raison des problèmes de charge/alimentation dans la région d'Ottawa avec une capacité d'importation de l'ordre de jusqu'à 500 MW disponible. Cette valeur de capacité devrait être ramenée à zéro d'ici 2020 au fur et à mesure que la charge dans la région augmente. Les scénarios de livraison à partir du Québec qui nécessiterait des investissements supplémentaires en transport en Ontario sont abordés dans le rapport. Dans le nord-ouest, jusqu'à 200 MW à partir du Manitoba pourraient être utilisés pour répondre aux besoins locaux.

En ce qui concerne les contrats pour l'importations d'approvisionnement ferme avec les États-Unis, l'Ontario est un exportateur net dans les bourses d'énergie de New York, de Minnesota et de Michigan. En raison de la hausse des prix et de l'empreinte carbone de quelques sources de production d'électricité dans ces territoires, ainsi que les restrictions sur les interconnexions et les réseaux de transport, des dispositions claires régissant les importations seraient peu utiles pour les contribuables de l'Ontario.

Si économiques, les interconnexions pourraient fournir des alternatives pour combler certains besoins d'alimentation au fur et à mesure qu'ils évoluent au cours de la période décrite dans le PELT 2013. Les importations d'approvisionnement ferme pourraient être utilisées pour répondre aux exigences en matière d'adéquation de la province si elles peuvent être obtenues sans toutefois compromettre les avantages sur le plan de la fiabilité des interconnexions actuelles, et à un prix raisonnable qui prend en compte l'investissement fait pour toutes les améliorations du réseau de transport nécessaires.

Les importations d'approvisionnement ferme peuvent être acquises soit de manière contractuelle, soit au travers d'un mécanisme de bourse d'énergie comme les enchères de capacité. Bien structurés, les deux types d'ententes pourraient jouer un rôle dans l'utilisation des interconnexions de l'Ontario dans l'intérêt des contribuables de l'Ontario, et les deux ont été utilisés dans d'autres territoires. En plus des importations, les interconnexions pourraient être utilisées pour permettre aux générateurs de l'Ontario de vendre à un territoire externe, une capacité qui est excédentaire par rapport aux besoins de la province. Il s'agirait d'une source de revenus pour les propriétaires d'installations, leur permettant de demeurer compétitifs et de fournir de l'énergie en Ontario avec des économies potentielles pour le contribuable de l'Ontario. La GIRÉ envisage sérieusement une vente aux enchères de la capacité de l'Ontario, et dans le cadre de son mandat, l'OEO explore périodiquement des opportunités pour les ententes d'importation à moyen et à long terme avec d'autres territoires.

La GIRÉ et l'OEO offrent ce plan d'action recommandé pour examen par le ministère :

1. L'OEO et la GIRÉ devraient travailler avec Hydro-Québec et Manitoba Hydro pour examiner les possibilités d'importations propres lorsque ces importations s'avèrent avantageuses pour le réseau et sont rentables pour les contribuables de l'Ontario.
2. L'OEO devrait continuer d'évaluer et d'informer régulièrement le Ministre de l'énergie des paramètres spécifiques des ententes d'importation de l'énergie propre qui répondraient le mieux aux besoins et aux circonstances de l'Ontario.
3. La GIRÉ devrait permettre des importations et des exportations de capacité, dans le développement d'une enchère de capacité potentielle pour l'Ontario.
4. En fournissant des importations et des exportations de capacité, la cadre actuelle des interconnexions pour soutenir la fiabilité et la souplesse des opérations devrait être maintenue. Cela signifie qu'une partie seulement de la capacité de l'interconnexion pourrait être allouée dans le cadre des importations de capacité.
5. Les possibilités d'accroissement des avantages des interconnexions devraient être poursuivies par la GIRÉ, y compris de programmer les transactions plus fréquent à travers des interconnexions, et l'offre d'une plus grande échelle de services auxiliaires à travers des transactions sur les interconnexions.

# Introduction

Comme indiqué dans le PELT 2013, des possibilités d'importations propres devraient être examinées. Ce rapport de la GIRÉ et de l'OEO est en réponse à la demande du Ministre de l'énergie pour l'examen des impacts et des opportunités qui peuvent exister sur les interconnexions de l'Ontario aux fins de répondre aux exigences en matière de demande et de fiabilité du réseau électrique (voir Annexe A – Lettre à la GIRÉ, Annexe A – Directive à l'OEA). Pour procéder à cet examen, la GIRÉ et l'OEO ont été invités à engager et à impliquer les parties prenantes (voir l'annexe C) afin d'identifier les éléments à prendre en compte et de formuler des recommandations.

Le rapport met l'accent sur les capacités techniques des interconnexions et du réseau de transport de l'Ontario, car il porte sur la nécessité de ressources supplémentaires en Ontario au cours de la période de planification décrite dans le PELT 2013. Le PELT 2013 indique que les possibilités d'importations propres seront prises en compte si elles s'avèrent avantageuses pour le système et sont rentables pour les contribuables de l'Ontario.

Ce rapport décrit aussi les investissements possibles dans l'infrastructure et les facteurs de bourse d'énergie qui pourraient influencer les décisions sur un accord potentiel d'importation régulière. Ainsi que des ententes commerciales potentielles pour de nouvelles utilisations des interconnexions de l'Ontario, ce rapport décrit les exigences correspondantes en matière de planification qui devraient être prises en considération.

Enfin, il tient compte des besoins futurs de l'Ontario, de divers scénarios d'importation, y compris l'augmentation de la capacité d'importation régulière, et évalue la capacité technique des installations existantes de l'Ontario afin de répondre à un recours accru aux importations d'approvisionnements ferme.

Il ne traite pas de la politique ou des considérations en matière de réglementation. Les améliorations du réseau de transport prises en compte dans ce rapport sont uniquement à titre indicatif et une conception détaillée spécifique, une analyse et une évaluation seraient nécessaires avant de tirer des conclusions définitives sur des options d'importation envisagées.

## Le paysage actuel en Ontario

Le Plan énergétique à long terme (PELT 2013) identifie les intentions à long terme de la province pour répondre aux besoins en matière d'adéquation de l'Ontario. Comme indiqué dans le PELT 2013, bien que les ressources prévues devraient être en mesure de répondre aux besoins en énergie du plan, il existe un nouveau besoin potentiel pour de nouvelles capacités dès 2019/2020 environ, y compris :

- L'ensemble des besoins du réseau est une moyenne d'environ 2 200 MW, avec une capacité de pointe de 3 500 MW en été à fournir principalement à la Région du Grand Toronto (RGT). la quantité et la durée dépendent surtout du programme de réfection de la centrale nucléaire.
- Un nouveau besoin localisé moins important dans le Nord-Ouest est très dépendant de l'augmentation de la charge liée au développement des ressources naturelles dans le nord de Dryden.

L'ensemble des besoins du réseau augmente au fur et à mesure que la charge augmente, les unités de Pickering sont à la retraite, et les centrales Bruce et Darlington sont remettre à neuf. Le PELT 2013 indiquait que l'Ontario prévoit de remettre à neuf les unités dans les centrales nucléaires de Darlington et de Bruce. Les installations qui seront rénovées offrent actuellement une capacité d'environ 8 300 MW et, fonctionnent pratiquement 24 heures sur 24, fournissant environ 65 TWh d'énergie chaque année, ce qui représente plus que 40 % des besoins en énergie de la province.

La majeure partie des besoins croissants en énergie peut être fournie en augmentant l'utilisation des installations existantes à cycle combiné alimentées au gaz naturel qui ne sont pas pleinement exploitées aux heures creuses. Cependant, pendant les heures de pointe, lorsque les tranches nucléaires et ces centrales alimentées au gaz naturel seront vraiment en service, des installations supplémentaires seront nécessaires pour faire la différence.

L'approche de « souplesse prévue » du PELT 2013 décrit plusieurs autres ressources disponibles pour répondre aux besoins de la province, notamment :

- la conservation à l'avenir et l'énergie renouvelable
- les nouveaux contrats de production indépendante d'électricité
- la conversion de Lambton/Nanticoke au gaz naturel
- les nouvelles installations de production en Ontario

Ces sources alternatives impliqueraient la création d'emplois et des possibilités de développement économique pour l'Ontario, en plus des contributions de leur réseau électrique. Certains ont le potentiel de fournir des solutions relativement peu coûteuses pour les besoins de capacité de pointe.

Le PELT 2013 identifie aussi l'utilisation potentielle des importations d'approvisionnement ferme, propres lorsque ces importations s'avèrent bénéfiques pour le réseau et sont rentables pour les clients de l'Ontario afin de répondre aux besoins en énergie de l'Ontario. À l'heure actuelle, il n'existe pas des contrats d'approvisionnement ferme avec les provinces avoisinantes pour compléter les exigences en matière d'adéquation de l'Ontario.

Comme avec toutes les alternatives, la prise en compte des coûts comprendra non seulement le coût de la marchandise, mais aussi tous les autres frais supplémentaires liés au transport de la marchandise jusqu'au tableau de répartition. Ce rapport examine ces considérations pour les importations.

Bien que chaque décision soit évaluée sur la base du coût/prix et des conditions de livraison spécifiques, la comparaison est le prix global pour une nouvelle production en Ontario. Actuellement, la référence serait tarifée comme une installation de cycle simple nouvellement construite pour fournir une capacité (~130 000 \$/MW/an) avec l'énergie au coût marginal moyen prévu du réseau (~35 \$ à 40 \$/MW/an). Le prix payé au niveau des frontières doit être en moyenne inférieur à 50 \$ à 60 \$/MWh en tenant compte du coût global des investissements en transport modestes même.

Comme décrit ci-dessus, bien que les besoins en capacité et en énergie se fassent ressentir, la majeure partie de l'énergie supplémentaire peut être fournie à partir des ressources existantes, mais une nouvelle capacité de pointe est nécessaire.

# Rôle des interconnexions en Ontario

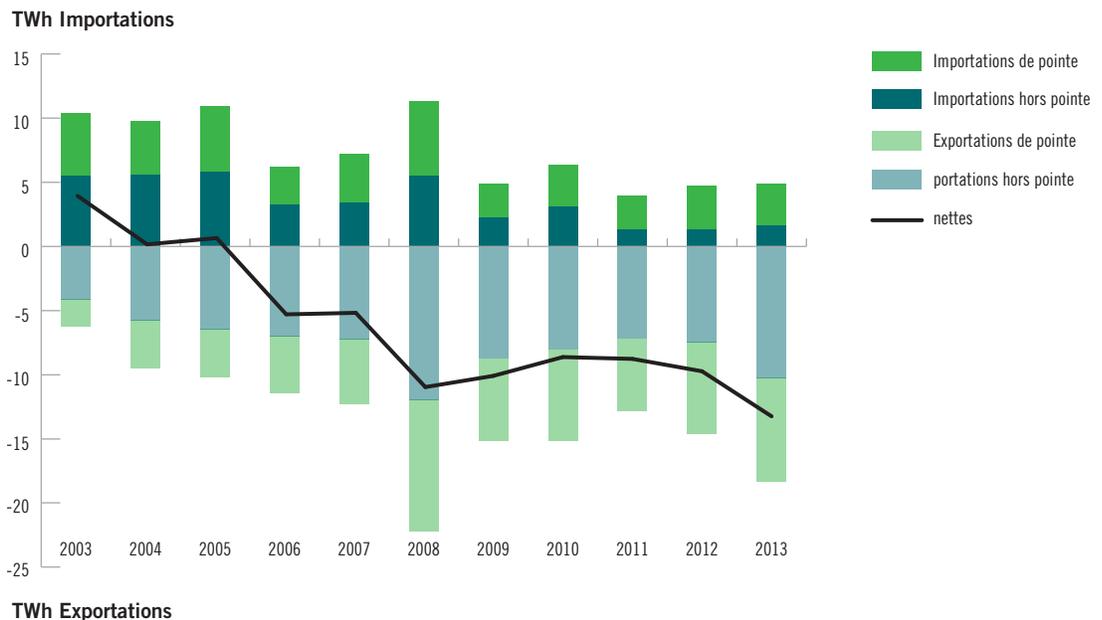
Les interconnexions de l'Ontario avec les provinces avoisinantes ont été très bénéfiques pour la province étant donné que la première connexion entre l'Ontario et New York a été établie il y a plus de 110 ans. Les importations d'environ 850 MW en moyenne par heure depuis l'ouverture du bourse d'énergie, atteignant jusqu'à 4 500 MW et livrées à travers 26 interconnexions avec deux provinces et de trois États, ont contribué à améliorer la fiabilité de la province et à réduire les coûts pour les consommateurs de l'Ontario.

Leur capacité globale d'importation et d'exportation varie en fonction des contraintes internes de l'Ontario et des réseaux de transport voisins.

L'Ontario a été un exportateur net d'énergie pendant un certain nombre d'années, principalement vers des États américains, mais a été un importateur net au début des années 2000.

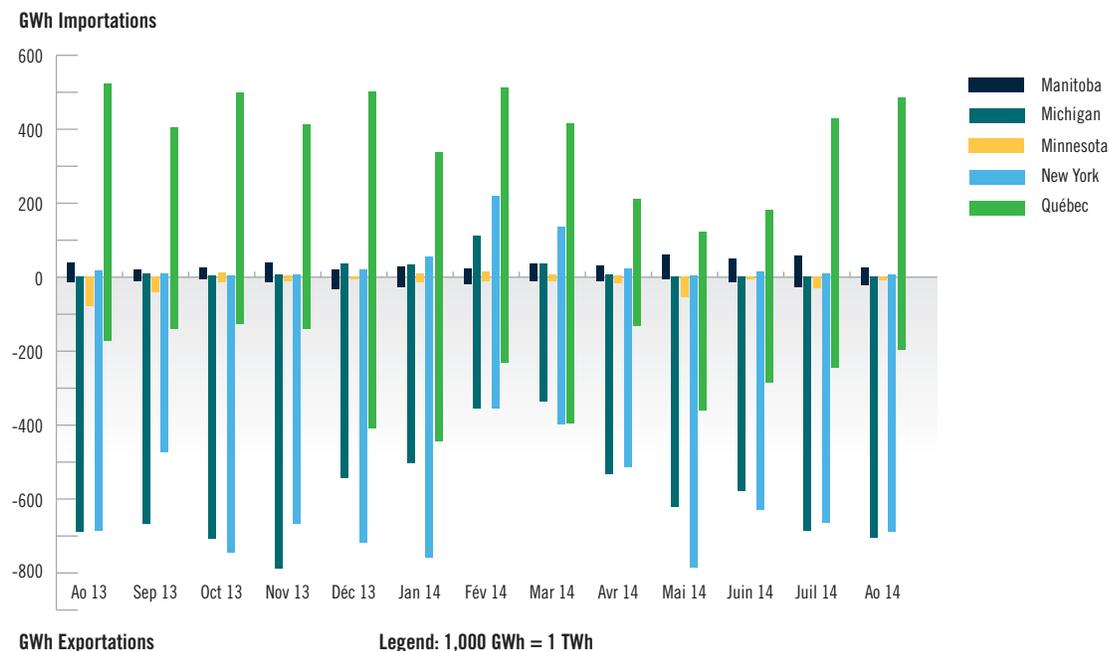
La figure ci-dessous illustre l'activité d'exportation et d'importation de l'Ontario depuis 2003.

## Total des exportations et des importations annuelles de l'Ontario



Et tandis que l'Ontario est interconnectée au réseau électrique avec Manitoba, Minnesota, Michigan, New York et le Québec, les interconnexions favorisent le commerce de l'électricité au-delà de ces territoires. Les transactions peuvent aller au-delà de l'Amérique du Nord, favorisant une offre plus diversifiée et compétitive.

## Importations/Exportations par zone d'interconnexion (totale mensuel)



Les interconnexions actuelles ont été développées principalement pour assurer la fiabilité interrégionale, offrant ainsi une flexibilité et permettant de soutenir un fonctionnement fiable.

L'utilisation des interconnexions a toujours aidé les opérateurs de réseaux à gérer les besoins en énergie à court terme, étant donné que ces besoins varient au fil du temps. Il y a dix ans, en raison de la pénurie dans l'approvisionnement en Ontario, la province était fortement dépendante des interconnexions pour contribuer à répondre aux fortes demandes en été de l'Ontario. L'Ontario dispose maintenant d'une offre intérieure suffisante pour répondre à ses propres besoins, et a, au cours des cinq dernières années, eu recours aux interconnexions avec les provinces voisines pour gérer plus efficacement les périodes de production d'énergie de base excédentaire.

Les interconnexions permettent de stabiliser des fluctuations normales minute par minute en offrant une grande production et une charge qui permettent d'absorber les fluctuations normales et maintiennent le bon fonctionnement du réseau. Les interconnexions fournissent aussi le soutien dont on a tant besoin après les situations d'urgence, notamment une perte soudaine d'une source de production importante ou une perte d'éléments de transport. Les inondations de juillet 2013 à l'ouest de Toronto sont un exemple d'événement où les interconnexions permettent de maintenir la fiabilité au cours des événements d'urgence imprévus.

Le 8 juillet 2013, une violente tempête s'est abattue sur la Région du Grand Toronto (RGT), entraînant des records de pluie qui ont causé des inondations localisées et d'éventuels dommages aux équipements de télécommunications, de protection et des services de la centrale au niveau des postes de transformation de Richview et de Manby.

L'équipement endommagé a entraîné l'interruption d'une charge de 3800 MW dans la RGT sur une période de 25 minutes – avec comme résultat, l'Ontario a connu une « surproduction » en raison de cette quantité.

En conséquence, l'interconnexion s'est développée dans les provinces voisines - avec le nombre croissant d'interconnexions de New York et du Michigan d'environ 800 MW et 900 MW respectivement. Le fait d'avoir les interconnexions disponibles a permis d'absorber le surplus de production créée par l'événement, sans impact négatif sur ces territoires.

Cet échange continu d'électricité améliore la fiabilité des réseaux de l'Ontario et voisins tout en offrant aux consommateurs des sources d'alimentation potentiellement peu coûteuses. Certains de ces échanges surviennent dans le cadre de la conception du réseau pour répondre à la hausse ou à la baisse de la demande avec les générateurs les plus proches qui répondent à la physique du réseau électrique. Cela fournit le tampon pour maintenir la flexibilité, la qualité de l'énergie et la fiabilité sur tout le réseau interconnecté.

Les interconnexions assurent également une souplesse et une planification opérationnelles qui renforcent la fiabilité et la rentabilité du réseau électrique de l'Ontario.

En cas d'existence d'un surcroît de la capacité de production sur un système et si les prix courants sont favorables, l'énergie peut être échangée d'un territoire à un autre s'il y a de l'espace sur l'interconnexion et les deux réseaux de transport. Ces types d'échanges se traduisent par une meilleure utilisation des actifs existants et une utilisation plus efficace des composantes de coûts variables (comme le carburant) pour les deux territoires. Ces types d'échanges sont appelés transactions interruptibles et exigent que le ressort destinataire ait une capacité supplémentaire en main pour s'assurer que la demande du réseau peut être satisfaite dans le cas où la transaction est limitée.

Les opérations d'électricité ferme sur lesquelles l'on peut compter pour répondre aux besoins d'adéquation de l'Ontario doivent avoir l'assurance de la capacité de production dédiée du ressort d'origine et une voie de transmission fiable grâce au tableau de répartition du ressort destinataire.

Les échanges courants sur les interconnexions ne sont pas ferme et s'appuient donc sur les conditions du réseau électrique en temps réel sur une base horaire.

## Énergie, capacité et réserves opérationnelles

Plusieurs produits et services sont nécessaires à l'exploitation du réseau électrique de l'Ontario, y compris l'énergie, la capacité et les services auxiliaires tels que la réserve d'exploitation.

L'énergie et les réserves opérationnelles sont actuellement négociées sur les interconnexions sur une base horaire. Lorsque l'énergie ou les réserves opérationnelles hors de la province sont plus économiques que les sources intérieures, les opérations hors de la province sont engagées dans les bourses d'énergie de réserves en énergie et réserves opérationnelles en temps réel, réduisant ainsi les coûts pour les consommateurs de l'Ontario.

Actuellement, l'Ontario n'utilise pas les interconnexions pour les transactions en capacité, comptant plutôt sur les ressources internes pour répondre à ses exigences en matière de planification à long terme.

## Avantages économiques des interconnexions

Grâce au bourse d'énergie de gros de l'électricité de l'Ontario, les interconnexions permettent aux fournisseurs d'énergie à l'extérieur de l'Ontario de rivaliser avec les fournisseurs nationaux toutes les heures pour répondre aux besoins en électricité de la province au coût le plus bas. Ce résultat est obtenu grâce aux signaux de prix transparents qui permettent de s'assurer que des ressources énergétiques à moindre coût dans la région sont utilisées.

Les échanges effectués grâce au bourse d'énergie de gros de l'Ontario offrent également des possibilités pour mieux utiliser les installations de l'Ontario. Des investissements importants ont été effectués au nom des consommateurs de l'Ontario pour accroître la capacité de production afin de répondre aux besoins de la province. En période de baisse de la demande, lorsque cette production n'est pas nécessaire pour répondre aux besoins de la province, elle peut être utilisée pour produire de l'électricité pour exportation, ce qui génère des revenus pour couvrir les coûts fixes qui autrement devraient être payés par les consommateurs de l'Ontario.

Les droits à l'exportation de 2 \$ sont facturés aux exportateurs par mégawattheure (MWh). Ils sont versés aux émetteurs de l'Ontario pour l'utilisation du réseau de transport de l'Ontario. Les revenus de transport recouvrés auprès des exportateurs réduisent les coûts que les consommateurs de l'Ontario devraient autrement payer.

Au cours de la période de 12 mois entre avril 2013 et mars 2014, les coûts encourus par le consommateur ont été réduits d'environ 300 millions de dollars des volumes d'importations de 5,21 TWh et d'exportations de 18,9 TWh, à la suite d'échanges avec les États et provinces voisins.

Non seulement les interconnexions soutiennent un réseau interconnecté plus fiable dans différentes conditions d'exploitation, elles prennent également en compte les décisions de planification du réseau électrique à court terme.

Cette capacité à compter sur les importations à court terme offre davantage de possibilités d'interruptions planifiées pour soutenir l'entretien des installations de production et de transport de l'Ontario. D'un point de vue de la planification à court terme, jusqu'à 700 MW d'importations sont pris en compte pour évaluer si une indisponibilité peut continuer.

La disponibilité des interconnexions était l'un des nombreux facteurs pris en compte lorsque l'Ontario a entrepris la construction de grandes installations de production à plusieurs unités, souvent situées loin des tableaux de répartition. En l'absence des interconnexions, les coûts de l'Ontario seraient sensiblement plus élevés pour atteindre la même qualité de service qu'il reçoit actuellement.

Alors que le bourse d'énergie de gros actuel de l'Ontario est efficace pour exploiter les interconnexions afin de fournir une fiabilité et des avantages économiques pour l'Ontario, il peut exister des possibilités d'une utilisation supplémentaire des interconnexions qui pourraient davantage améliorer ces avantages.

## Avantages sur le plan de la fiabilité des interconnexions

Les interconnexions permettent aux gestionnaires de réseau de répondre aux besoins du réseau électrique et de s'adapter aux changements des conditions du réseau prévus et imprévus.

Les interconnexions ont été essentielles pour permettre l'évolution relative des sources plus propre de production d'électricité de l'Ontario au cours des dix dernières années, facilitant l'élimination des centrales alimentées au charbon et l'introduction de la production d'énergie renouvelable variable.

Dans le cours normal des activités, les interconnexions :

- Fournissent un moyen fiable et rentable pour gérer la production d'énergie de base excédentaire, au moins sur de courtes périodes de sur approvisionnement, grâce aux exportations.
- Maintiennent une stabilité du réseau par la fréquence et la régulation de la tension.
- Facilitent les transferts d'énergie économique et renforcent la capacité du réseau interconnecté pour supporter les perturbations. Dans le cas d'une perte importante de production de l'Ontario, les interconnexions agissent comme un grand antichoc, propageant instantanément l'impact de la perte sur plusieurs points d'interconnexion jusqu'à ce que des ressources de remplacement en Ontario puissent restaurer l'équilibre entre l'offre et la demande de l'Ontario.
- Permettent à l'Ontario de fournir de l'aide à d'autres territoires lors des situations d'urgence extérieures à la province.

La capacité de s'alimenter à partir des interconnexions durant les périodes de forte demande fournit un avantage supplémentaire sur le plan de la fiabilité. Dans le cas de situations extrêmes qui ne cadrent pas avec des hypothèses de planification normales (par exemple, une combinaison de la sécheresse ayant limité la production d'énergie hydroélectrique associée à un grand nombre d'indisponibilités de production imprévues), les importations en provenance d'autres territoires peuvent contribuer à éviter les problèmes de fiabilité en Ontario.

Bien que le réseau soit planifié, construit et exploité à des niveaux élevés de fiabilité basés sur les ressources de l'Ontario, les interconnexions fournissent un tampon et une fiabilité supplémentaires pour minimiser les perturbations que peuvent connaître les clients. Chaque territoire envisage d'être autosuffisant sur la base de normes statistiques de fiabilité sans l'aide des interconnexions autres que les importations d'approvisionnement ferme. Les interconnexions assurent une fiabilité au-delà de ces critères de planification. Dans les opérations en temps réel, les avantages des interconnexions peuvent être vus presque tous les jours dans le cadre du maintien de la fréquence et des tensions du réseau pour la réserve d'exploitation et à maintes reprises pour faire face à des situations extrêmes.

De plus, la répartition des interconnexions dans la province s'assure que toutes les régions de la province ont accès à cette énergie. Si les interconnexions n'étaient pas disponibles, davantage de ressources seraient nécessaires pour maintenir le niveau de fiabilité actuel dans le réseau. Par conséquent, en envisageant des ententes d'importation potentielles, un certain niveau d'énergie de l'interconnexion doit rester disponible pour maintenir cette souplesse opérationnelle. Actuellement, les opérations commerciales utilisent les interconnexions étant entendues qu'elles peuvent être interrompues à tout moment pour faire face à des problèmes opérationnels.

Il est indispensable que les échanges d'approvisionnement ferme à long terme reconnaissent ce tampon pour une fiabilité opérationnelle. Par conséquent, en considérant le volume des importations d'approvisionnement ferme qui utiliseraient une partie importante des interconnexions, l'on devrait reconnaître que les résultats des études visant à évaluer le tampon nécessaire sont utiles avant la prise d'engagements ferme.

# Possibilités d'avantages supplémentaires des interconnexions

Alors que les dispositions actuelles relatives aux opérations des interconnexions et la réserve d'exploitation fonctionnent bien, les possibilités d'augmentation des avantages sont disponibles grâce à une programmation plus fréquente des transactions, élargissant ainsi l'offre des services auxiliaires, et utilisant les interconnexions pour l'achat ou la vente de l'énergie.

## Programmation plus fréquente

Les opérations des interconnexions sont actuellement programmées sur une base horaire en Ontario depuis l'ouverture de la bourse d'énergie en 2002. Cela entraîne l'engagement des opérations des interconnexions environ 45 minutes avant qu'elles ne soient programmées et enfermées pendant toute une heure indépendamment des changements d'ordre opérationnel, y compris la production et le transport éventuels qui peuvent survenir suite à la décision d'engagement.

Au cours des dernières années, les territoires voisins ont mis en œuvre un programme d'interconnexion de 15 minutes qui est maintenant devenu une norme réglementaire aux États-Unis.<sup>1</sup>

En observant la tendance aux États-Unis, la GIRÉ a entrepris un examen de la programmation plus fréquente des interconnexions. En 2013, la GIRÉ a publié un document de réflexion où elle conclut qu'une programmation plus fréquente des interconnexions présenterait des avantages pour le réseau et accroîtrait l'efficacité de la bourse d'énergie en abaissant les coûts globaux du réseau liés à la satisfaction de la demande.<sup>3</sup>

Les intervenants qui ont pris part à la consultation ont généralement été favorables à la planification plus fréquente des interconnexions. La GIRÉ inclura une planification plus fréquente des interconnexions dans son plan de développement plus large pour accroître l'efficacité de la bourse d'énergie en l'Ontario.

## Extension de la fourniture de services auxiliaires

Les parties prenantes ont également manifesté leur intérêt dans la recherche de nouvelles possibilités par l'Ontario pour fournir des services auxiliaires grâce aux opérations des interconnexions. Cela pourrait inclure, par exemple, l'optimisation des quantités admissibles de la réserve d'exploitation de 10 minutes fournie grâce aux interconnexions.

À la fin de 2013, la GIRÉ et Hydro-Québec TransÉnergie ont commencé à tester la planification des bourses d'énergie non synchronisées de 10 minutes et de la réserve d'exploitation de 30 minutes sur les interconnexions de l'Ontario-Québec. Le but de ce test est de déterminer si l'activation de la réserve d'exploitation sur la bourse d'énergie de réserve exploitation non synchronisée de 10 minutes peut être efficace entre les deux autorités d'équilibrage, et pour identifier des problèmes techniques avec la GIRÉ ou Hydro-Québec TransÉnergie. Les tests sur ce produit ont commencé à 10 MW et ont depuis été portés à 50 MW.

<sup>1</sup> Voir 139 FERC ¶ 61,246, États-Unis d'Amérique, Federal Energy Regulatory Commission, 18 CFR 35e partie, [Docket No. RM10-11-000; Commande n° 764], Intégration des ressources énergétiques variables, (publié le 22 juin 2012) et 141 FERC ¶ 61,232 États-Unis d'Amérique, Federal Energy Regulatory Commission, l'ordonnance n° 764-A, Ordonnance relative à Rehearing and Clarification and Granting Motion for Extension, (publié le 20 décembre 2012)

<sup>2</sup> Engagement des intervenants de la GIRÉ SE-115 Programmation plus fréquente des interconnexions

<sup>3</sup> [http://www.ieso.ca/Documents/consult/se115/se115\\_20130926\\_Study.pdf](http://www.ieso.ca/Documents/consult/se115/se115_20130926_Study.pdf)

La GIRÉ envisage de les porter à 100 MW dans un proche avenir.

Outre la planification de la réserve d'exploitation sur les interconnexions, la GIRÉ participe aussi au programme de la Northeast Power Coordinating Council Simultaneous Activation of 10 minute Reserve de 10 minutes (« SAR ») qui prend en charge l'exploitation interconnectée fiable.<sup>5</sup>

Selon les résultats, il peut y avoir d'autres possibilités pour les opérations des interconnexions pour soutenir davantage les exigences en matière de fiabilité de l'Ontario.

## Exportations et importations de la capacité

Comme indiqué précédemment, l'énergie est déjà importée et exportée au cours des interconnexions à travers le bourse d'énergie de gros de l'Ontario chaque heure de chaque jour. Tout en accroissant l'efficacité globale du bourse d'énergie, les opérations ne contribuent pas à satisfaire les exigences d'adéquation à long terme de la province, car il n'y a pas d'engagement ferme au-delà d'une heure pour livrer l'énergie.

Les interconnexions pourraient cependant, être également utilisées pour obtenir des ressources de capacité. Contrairement aux transactions horaires d'énergie, la capacité obtenue sur les interconnexions serait disponible pour répondre aux exigences en matière d'adéquation des ressources de l'Ontario.

Actuellement, l'Ontario n'utilise que des ressources internes pour répondre à ses exigences en matière de ressources, sécurisant ces ressources soit par un contrat conclu avec l'OEO ou, dans le cas de l'OPG, au moyen des règlements. Comme les transactions d'énergie, l'introduction de la concurrence dans le cadre de la capacité provenant des ressources à l'extérieur de l'Ontario devrait favoriser une réduction des coûts.

L'Ontario pourrait également permettre l'exportation d'une capacité intérieure excédentaire si elle n'est pas nécessaire ou engage par contrat pour répondre aux exigences en matière d'adéquation des ressources de l'Ontario. Cela pourrait fournir aux propriétaires d'actifs existants des revenus supplémentaires, transformant les actifs potentiellement non rentables qui autrement pourraient cesser de fonctionner en Ontario en actifs rentables qui peuvent continuer à fonctionner en Ontario, et rivaliser pour fournir l'énergie aux fins de satisfaire les demandes de l'Ontario pendant presque toutes les heures.

Plus important encore, en conservant ces actifs, ils seraient disponibles s'ils s'avèrent nécessaires pour répondre à un besoin futur en capacité de l'Ontario à moindre coût pour construire de nouvelles installations de production. Le fait de permettre à ces centrales de rester rentables et de demeurer en Ontario signifie aussi que les emplois, les revenus de l'impôt sur les sociétés et d'autres retombées économiques resteraient dans la province.

Les commentaires des intervenants ont soutenu l'expansion de l'utilisation des interconnexions pour les transactions soutenues par la capacité et ont identifié les sujets de préoccupation qui devraient être abordés dans le cadre des travaux futurs sur le développement du bourse d'énergie. Certains des domaines mis en évidence comprennent le besoin de : les modifications des droits de transport, un signal de prix approprié et les modifications potentielles de la règle du bourse d'énergie.

En bref, il existe un large éventail de propositions possibles qui pourraient être examinées pour utiliser les interconnexions afin de satisfaire la demande et les exigences de fiabilité de l'Ontario d'une manière rentable.

<sup>4</sup> SAR est un programme dans lequel deux ou plusieurs autorités d'équilibrage acceptent de maintenir individuellement mais d'activer conjointement une réserve de 10 minutes pour faciliter une reprise plus rapide après une perte de production de 500 MW ou plus, ou pour les conditions de réseau en crise.

# Considérations d'ordre commerciales

## Options

L'approvisionnement de capacité sur les interconnexions pourrait être obtenu par le biais d'un mécanisme d'enchères de capacité ou une certaine forme de contrat provincial avec les vendeurs externes. Certains États américains emploient déjà la mise aux enchères de capacités et la GIRÉ, avec le soutien de l'OEO, étudie actuellement un mécanisme de mise aux enchères de capacités pour l'Ontario. Considération pour y inclure l'énergie importée dans des consultations auprès des intervenants publics de la mise aux enchères des capacités en cours de la GIRÉ.

Les exportateurs d'électricité recherchent régulièrement des occasions pour vendre de l'électricité en Ontario, et ont, de temps à autre manifesté leur intérêt à signer des contrats à plus long terme avec l'Ontario. Dans le cadre de son mandat de planification d'un réseau électrique fiable, rentable et propre en Ontario, l'OEO examine périodiquement les possibilités des contrats d'importations à moyen et à long terme avec d'autres territoires, y compris Manitoba, Terre-Neuve-et-Labrador, et plus récemment avec le Québec.

Une importation régulière peut être structurée de différentes manières. Pour les comprendre, il est important de définir les termes capacité et énergie.

**Capacité** : mesurée en unités de MW, il s'agit d'une quantité d'énergie qui doit être livrée « à la demande ». Un achat de capacité peut différer ou éliminer la nécessité de construire plus de centrales pointe de charge.

**Énergie** : mesurée en unités de MWh, il s'agit d'une quantité d'énergie qui est disponible pour la livraison sur une période de temps déterminée. Il n'existe aucun engagement de livraison « à la demande » ou pour une certaine énergie à un moment donné. L'achat de l'énergie ne peut généralement pas reporter la nécessité d'une nouvelle construction, mais est utilisé pour réduire les coûts de « carburant ».

Une importation régulière pourrait être structurée comme l'énergie ou la capacité, ou une combinaison des deux.

## Importations de capacité

Le seul accord de capacité est conçu pour répondre aux besoins en période de pointe et peut être utilisé pour éviter ou reporter généralement une nouvelle construction ou pour résoudre un problème d'adéquation à court terme – par exemple, pour accueillir la réfection d'une centrale nucléaire.

Un seul accord de capacité implique le fait de se réserver le droit de livrer une certaine quantité de MW sur demande. Ces contrats ont généralement un coût fixe relativement faible en fonction de la quantité de MW, mais un coût variable d'énergie, de sorte qu'ils puissent être économiques si les MW sont nécessaires sur de longues périodes de temps. Ceci est basé sur le fait qu'ils sont généralement liés aux ressources ayant les mêmes caractéristiques (coûts fixes plus faibles et augmentation des coûts variables) comme les turbines à cycle simple.

Il convient de noter qu'une importation de capacité serait considérée dans une planification de l'adéquation de capacité à long terme comme étant équivalente à la capacité de production interne. L'énergie est généralement le moteur essentiel de l'économie de ce type de contrat. Le composant énergétique est un petit élément et peut généralement être simplement associé au coût marginal du réseau.

## Importations d'énergie

Un seul accord d'énergie pourrait être structuré de sorte que l'Ontario achète un certain nombre de MWh sur une période de temps spécifique. Par exemple, si l'accord était pour 8 760 MWh d'énergie garantie sur un an, l'énergie pourrait être livrée au cours de l'année au taux de 1 MW par heure toutes les heures de l'année ou de 500 MW sur 17,5 heures. Dans ce type de contrat généralement, le calendrier de livraison est basé sur un accord mutuel qui tiendrait compte de la limitation de l'offre, notamment la capacité à fournir des MW pendant les périodes de pointe. Les importations d'approvisionnement ferme ne seraient pas considérées dans la planification de l'adéquation à long terme, car elles ne peuvent être utilisées pour assurer la livraison à tout moment.

## Risques

Que ce soit par enchère de capacité ou un contrat d'approvisionnement de l'énergie, ces opérations devront veiller à ce que les besoins en électricité de l'Ontario soient satisfaits même dans des situations tendues en termes d'offre, tout en trouvant un juste équilibre entre la souplesse à court terme et la certitude à moyen et à long terme.

Dans le cas des achats effectués par une mise aux enchères des capacités, l'obligation serait que la GIRÉ s'assure que ces critères soient définis comme des obligations envers le vendeur selon les règles du bourse d'énergie de la GIRÉ. Dans le cas d'un contrat d'approvisionnement, il serait de la responsabilité de l'acquéreur (par ex., l'OEO) en Ontario de s'assurer que ces critères et exigences sont inclus dans le contrat. Pour assurer la disponibilité et la livraison de l'énergie, les dispositions devraient satisfaire un ensemble d'exigences en matière de planification et de restrictions à l'importation comme celles décrites dans l'annexe D.

Il conviendrait de structurer les conditions d'un accord qui reflètent les besoins de l'Ontario et d'atténuer le risque financier. Un risque important est le fait que le prix payé au cours de la durée d'un accord, qu'il s'agisse d'un contrat à long terme ou non, pourrait être plus élevé que le prix qui aurait été payé si l'énergie avait été livrée sur une base horaire à travers les bourses d'énergie de gros de l'Ontario.

Le vendeur pourrait exiger une prime matérielle au-dessus des futurs prix courants reflétant le risque que prend le vendeur pour fournir la résistance des ventes. En outre, l'acheteur et le vendeur sont exposés au risque que les conditions futures du bourse d'énergie changent de manière défavorable par rapport aux conditions prévues au moment de l'accord. La conclusion d'un accord ferme à travers un contrat à long terme avec un vendeur réduit la possibilité de choisir parmi plusieurs vendeurs dans l'avenir qui seraient alors disposés à vendre leur énergie à un prix inférieur à celui convenu précédemment.

Un deuxième risque financier est que la quantité d'énergie achetée par un accord d'importation régulière pourrait dépasser les besoins futurs de l'Ontario. La demande d'énergie de l'Ontario varie toutes les heures et selon les saisons. Il peut y avoir des périodes au cours de la durée de l'accord d'importation où l'Ontario n'a pas besoin d'énergie – ainsi, même si l'Ontario était en mesure de négocier un prix raisonnable au début, l'énergie est bloqué sur la base d'un achat ferme.

La rigueur de la livraison lorsque l'énergie est excédentaire par rapport aux besoins de l'Ontario pourrait également contribuer à des conditions de production excédentaire de l'énergie de base, ce qui nécessite la réduction de l'électricité produite en Ontario à partir des actifs de production de l'énergie de base.

Un accord d'énergie garantie pourrait aussi créer un risque opérationnel pour le réseau de l'Ontario. Comme discuté ci-dessus, les interconnexions assurent une souplesse opérationnelle et dans la planification qui pourrait être compromise en réservant les interconnexions pour respecter un accord d'importation régulière.

Enfin, il convient également de reconnaître que l'énergie du réseau de transport en Ontario est aussi importante que l'énergie de l'interconnexion elle-même. Avant tout accord, il convient de veiller à ce qu'une importation d'énergie garantie n'ait pas d'effet préjudiciable sur le fonctionnement du réseau de transport et puisse être livrée à partir de l'interconnexion à travers le réseau de transport vers les tableaux de répartition de l'Ontario.

Ces risques qui doivent être abordés et atténués en tant que possibilités d'interconnexion sont examinés, y compris dans les domaines des conditions, des structures (par ex., tous les jours, tous les mois, par saison par rapport à plus long terme) et le partage des risques.

Il faut aussi reconnaître que les contrats ferme ont des avantages commerciaux potentiels qui devront être pondérés au regard de ces risques.

## Prix des importations d'approvisionnement ferme à la frontière de l'Ontario

En Ontario et en effet dans la majeure partie du nord-est de l'Amérique du Nord, la référence pour les prix à l'importation a tendance à être le coût de l'énergie d'une turbine à gaz cycle simple, et le coût marginal de l'énergie d'une turbine à gaz à cycle combiné.

Le prix que l'Ontario est censé payer pour les importations d'approvisionnement fermes pourrait dépendre de plusieurs facteurs :

- le type de contrat (énergie et/ou énergie)
- le produit livré (par ex., la charge de base, formulée ou prévue)
- la durée de l'accord
- le coût des améliorations du transport nécessaires pour livrer le produit à la frontière de l'Ontario

Aussi, tout accord d'importation régulière importante avec l'Ontario impliquerait probablement la livraison de l'énergie et de capacité qui exigerait que le territoire qui vend construise de nouvelles installations de production et de transport. Dans ce cas, les prix seraient probablement plus élevés que les prix actuels de l'énergie.

Une autre considération est la capacité des fournisseurs à vendre de l'électricité à des prix plus élevés dans des bourses d'énergie autres que l'Ontario. Ce facteur a souvent expliqué la raison pour laquelle les discussions antérieures n'ont pas abouti à un contrat à prix ferme acceptable pour l'Ontario. Par exemple, Hydro-Québec exporte de l'électricité d'alimentation hydraulique vers des territoires contre une prime qui dépasse le coût du pointe de référence d'une centrale alimentée au gaz naturel, en Ontario.

Le fait que l'Ontario et la majeure partie du nord-est soient des réseaux de pointe en été, la disponibilité du surcroît de la capacité de production pour livraison en Ontario pendant les périodes de pointe en été est limitée. Il convient de noter que de nouveaux règlements environnementaux aux États-Unis sont à l'origine de la mise hors service des unités marginales en raison de l'incapacité de respecter les nouvelles normes sur les émissions. Cela a pour effet de réduire encore l'énergie inutilisée disponible de l'interconnexion de l'Est. Ces facteurs engendrent une hausse de pression sur les prix qui pourraient être facturés pour tout surcroît de la capacité de production, ce qui pourrait influencer le coût à l'importation de l'électricité pendant les périodes de pointe en été.

# Considérations techniques

Les considérations en matière de planification sont également essentielles dans l'évaluation du rôle des interconnexions dans le réseau électrique de l'Ontario. En règle générale, la planification à long terme adopte une approche plus conservatrice que la planification à court terme. Les planificateurs à long terme doivent concevoir un réseau susceptible d'adapter un large éventail de variables qui peuvent avoir un impact sur la capacité du réseau électrique à pouvoir fournir de l'électricité aux consommateurs de manière fiable. Il s'agit de :

- changement des conditions économiques
- l'évolution technologique qui provoque le changement des comportements de consommation d'énergie ou introduit de nouvelles formes d'approvisionnement avec différentes caractéristiques d'exploitation
- conditions météorologiques extrêmes
- pannes de centrale et de réseau de transport
- disponibilité de l'alimentation en combustion, par ex., de l'eau pour gérer des ressources hydroélectriques, le vent et le soleil pour des ressources renouvelables et le gaz naturel pour la nouvelle réseau alimentée par gaz naturel

En conséquence, la planification des besoins d'adéquation de ressources et de transport doit inclure plusieurs scénarios différents – y compris ceux dont la probabilité est faible. Les critères d'adéquation des ressources établis par la North American Electric Reliability Corporation (NERC) et la Northeast Power Coordinating Council (NPCC) sont appliqués par tous les planificateurs du réseau électrique dans la partie nord-est de l'Amérique du Nord. L'objectif essentiel dans ces critères est la nécessité de planifier une perte de charge en raison d'un manque de ressources qui ne survient pas plus d'une fois en 10 ans.

Ces hypothèses prudentes de planification et les exigences qui en résultent pour les ressources et le transport veilleront à ce qu'il y ait une marge suffisante pour favoriser une incertitude à long terme et des événements imprévus, tout en satisfaisant la demande du réseau de pointe et les réserves obligatoires.

Les scénarios ci-dessous prennent en compte l'énergie prévue des actifs existants sur le réseau électrique afin de recourir aux importations d'approvisionnement ferme pour compléter les sources de production énergétique dans la province, et les options pour fournir la capacité d'importation supplémentaire du Manitoba, du Québec, du Michigan, du Minnesota et de New York.

Étant donné que la plupart des interconnexions de la province se trouvent à une distance considérable de grands tableaux de répartition, en particulier dans la région du Grand Toronto/Hamilton qui représente environ 40 pour cent de la demande provinciale, la capacité de transport a été un facteur important lors de l'examen des divers scénarios afin de s'assurer que le niveau d'importation considéré pourrait être livré au niveau du tableau de répartition. La plupart des scénarios examinés indiquent qu'il faudra investir dans un nouveau réseau de transport.

L'évaluation des options est basée sur trois critères de prévision clés pour la période 2020 – 2030 :

- Demandes de pointe: il s'agit des demandes en électricité de pointe prévues pour la période 2020 – 2030.
- Production présumée disponible en période de pointe: il s'agit de la production prévue disponible pour satisfaire les demandes de pointe de la période 2020 – 2030. Elle tient compte des unités de production qui devraient être en service dans cette période, les taux d'indisponibilité fortuite de ces unités de production et la contribution historique des différents types de production pendant les conditions de chargement de pointe.
- Capacité de transport prévue: il s'agit de l'énergie maximale qui peut passer dans les lignes de transport en Ontario et elle est basée sur des limites potentielles créées par, entre autres choses, les conditions météorologiques extrêmes et le statut « en service » de l'équipement du réseau électrique.

Si l'énergie dans les lignes de transport existantes n'est pas suffisante, les importations pourraient créer la congestion et limiter la disponibilité d'autres installations de production nationales qui sont nécessaires pour satisfaire aux exigences provinciales en matière d'adéquation. En effet, cela signifierait que l'approvisionnement aux fins d'importation de l'extérieur de la province ne servira qu'à remplacer parfois les sources de production au sein de la province, offrant peu d'avantages nets pour le réseau, mais augmentant plutôt potentiellement des coûts de manière considérable.

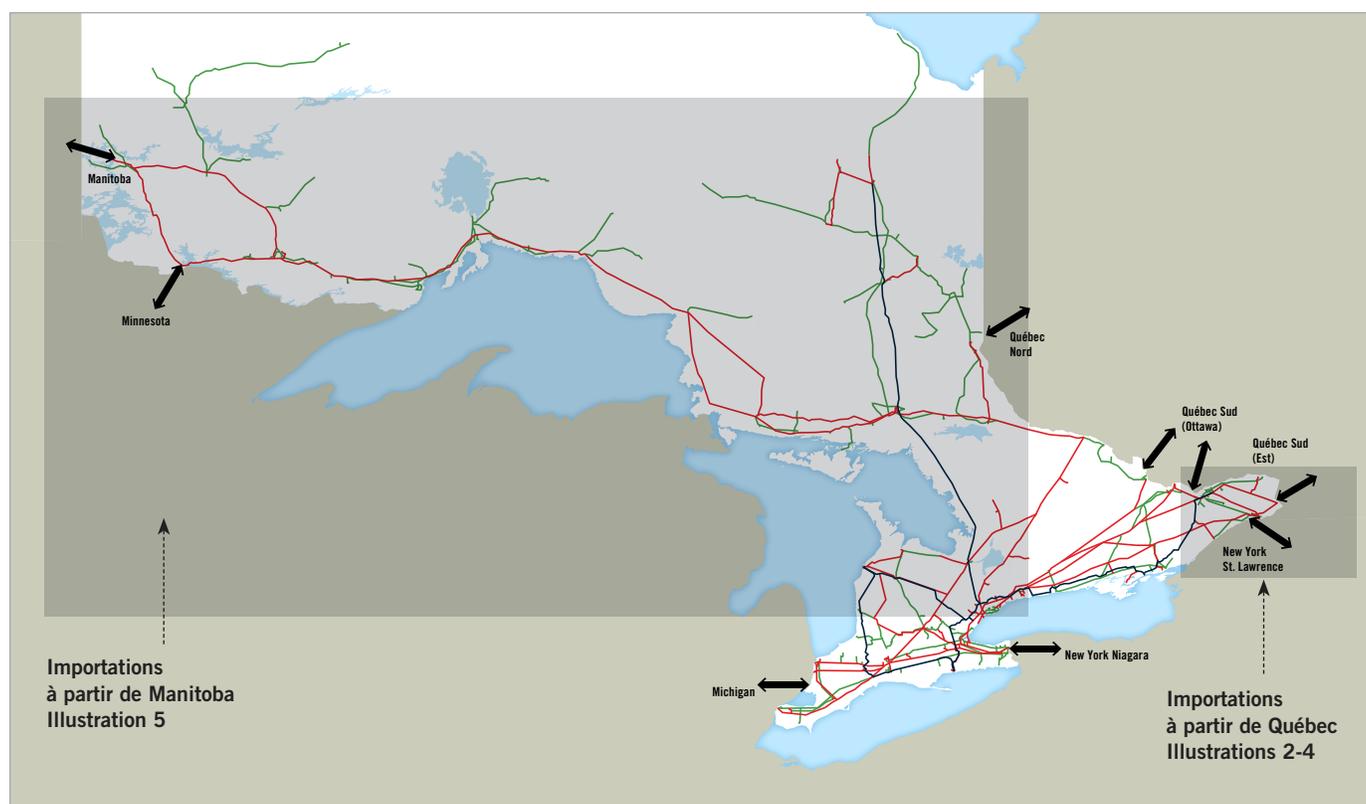
## Évaluation des scénarios d'importation

Dans la quête des moyens pour utiliser les interconnexions de l'Ontario afin de fournir une électricité propre, régulière entre 2020 et 2030, les contrats d'importation de toutes les interconnexions de la province ont été examinés à partir d'une variété de points de vue.

Les exemples choisis sont représentatifs de l'éventail des options possibles en termes de localisation et d'énergie. L'analyse qui suit décrit la mesure dans laquelle les interconnexions existantes peuvent fournir des importations d'approvisionnement ferme, les améliorations potentielles au réseau de transport en Ontario qui seraient nécessaires pour soutenir les niveaux d'importation supplémentaires, ainsi que les contraintes potentielles des fournisseurs liées à la vente de l'énergie et de capacité en Ontario.

Il est à noter que les scénarios visent à démontrer les améliorations potentielles pour atteindre certains niveaux de transport.

Illustration 1: Emplacements actuels de transport/interconnexion



## Importations provenant du Québec

L'Ontario et le Québec ont développé une relation commerciale de longue date et fructueuse pendant des décennies – en s'appuyant sur de précédentes relations contractuelles et les transactions d'approvisionnement en cours entre les deux provinces.

Le Québec a une production hydroélectrique qui offre une souplesse considérable. Déjà, des transactions d'énergie importantes entre l'Ontario et le Québec ont lieu sur le bourse d'énergie de gros de l'électricité. Parfois, l'Ontario fournit de l'énergie au Québec dans la nuit, permettant au réseau du Québec de stocker une productibilité pour une utilisation ultérieure dans la journée.

Au cours de la dernière décennie, de nouvelles synergies sont apparues.

Le Québec a un réseau de pointe en hiver, et une capacité réellement limitée en hiver, mais il a une capacité inutilisée en été, comme l'indique l'appel d'offres du Québec récemment publié pour une énergie de 500 MW pour les mois d'hiver de 2014 à 2018 avec un facteur de capacité prévu d'environ cinq pour cent.

L'Ontario, par comparaison, est une province de pointe en été, ce qui signifie que la province a une capacité inutilisée en hiver qui pourrait être exportée. Un accord pourrait être conclu pour optimiser les opérations de jour-nuit, hebdomadaires ou saisonnières potentiellement, notamment quelques options de stockage.

Compte tenu de ces synergies, un contrat pour l'approvisionnement d'importation pourrait être développé potentiellement. Cependant, il existe des considérations importantes qui devraient être examinées, notamment la capacité de l'interconnexion et de transport et la concurrence pour le surplus d'énergie du Québec ce qui pourrait affecter, de manière significative, le coût tout compris de toute situation contractuelle à long terme. Tout accord devrait inclure un calendrier de livraison qui optimise les attributs des deux réseaux.

Les interconnexions actuelles entre le Québec et l'Ontario ont une capacité combinée de 2 775 MW; cependant les contraintes liées au transport en Ontario limitent régulièrement la capacité de transport disponible entre les deux régions. Les transactions en temps réel avec le Québec ont atteint des maximums de l'ordre de 1 800 MW de toute façon dans des conditions idéales au cours des dernières années.

Juste à l'est d'Ottawa, deux lignes de 230 kV utilisent un convertisseur de courant continu à haute tension (CCHT) pour transférer jusqu'à 1 250 MW d'approvisionnement en ou hors de l'Ontario. Cette interconnexion est relativement nouvelle et est entrée en service en 2009. À d'autres points le long de la rivière des Outaouais, à l'est de Cornwall, et dans la région de l'Abitibi, les ressources de production provenant de l'une des provinces sont connectées, ou séparées, sur un réseau ou l'autre en fonction du réseau et des conditions et du bourse d'énergie. L'énergie de transfert du total des importations de ces interconnexions distinctes est de 1 525 MW.

Les scénarios suivants illustrent la capacité d'importation si l'on suppose que les investissements en transport actuels et supplémentaires sont identifiés. Il est à noter que les scénarios visent à démontrer les améliorations potentielles ne seraient pas nécessaires pour atteindre certains niveaux de transport.

## Scénario 1 : Status Quo – Importations de l'ordre de jusqu'à 500 MW (jusqu'en 2020) :

Actuellement, la capacité d'importation qui pourrait être utilisée toutes les heures sur les interconnexions du Québec-Ontario est assez restreinte en raison de problèmes de transport dans la région d'Ottawa, avec la capacité de supporter juste environ 500 MW de l'énergie garantie sur une base régulière; mais cette énergie même pourrait être limitée lors de certaines conditions locales extrêmes.

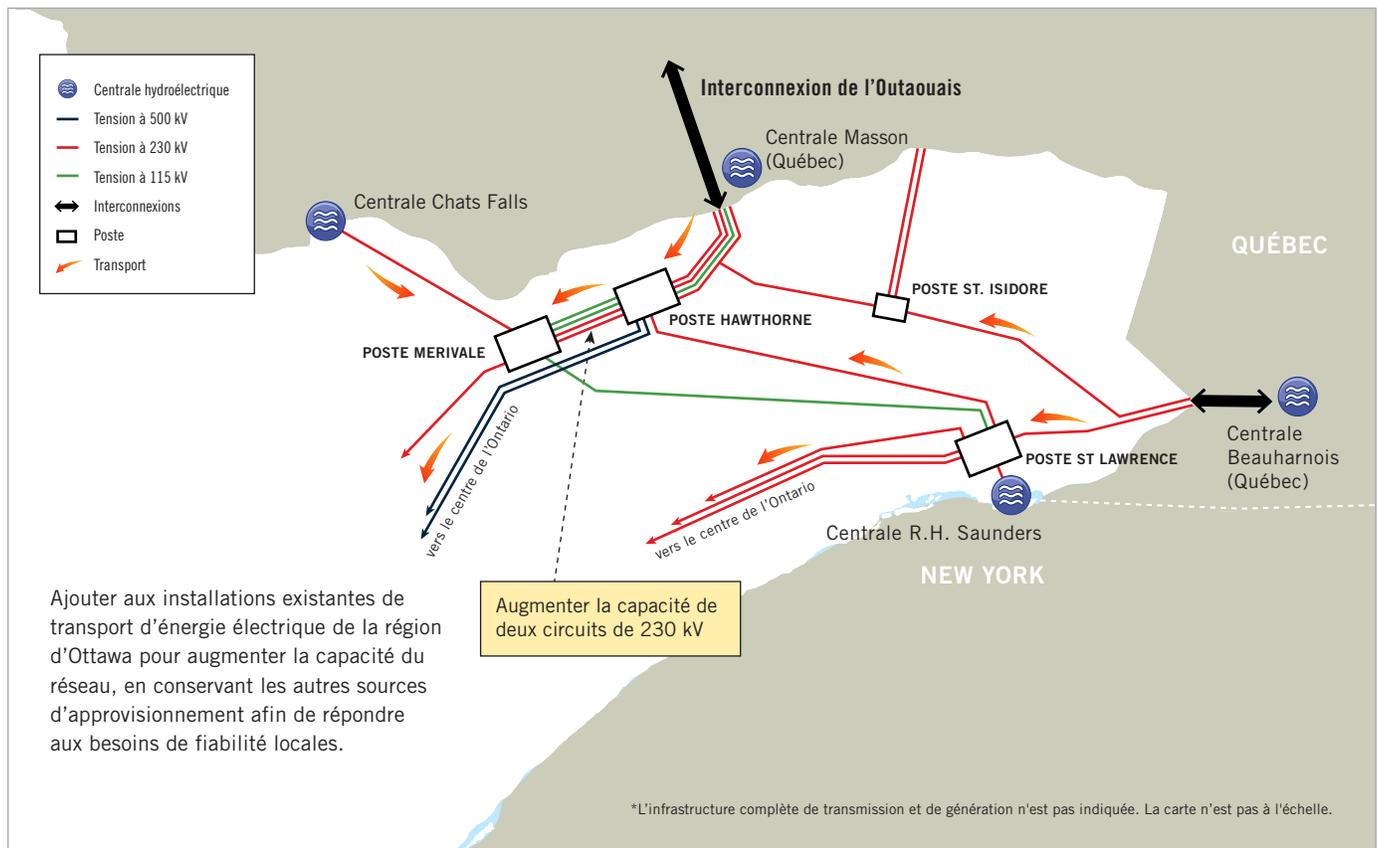
Étant donné que la charge de la région d'Ottawa va augmenter autour de 2020, il est prévu qu'aucune importation ferme ne puisse passer dans la région d'Ottawa en provenance du Québec pour rencontrer la charge de pointe de l'Ontario sans d'importants investissements en transport dans cette région.

Le scénario suivant présente certaines des augmentations de la capacité du réseau de transport qui pourraient s'avérer nécessaires pour supporter les contrats ferme à long terme entre l'Ontario et le Québec.

## Scénario 2 : Importations de l'ordre de jusqu'à 1 000 MW :

L'augmentation de la charge autour de la région d'Ottawa utilise pleinement l'énergie de transport locale, laissant peu d'énergie, le cas échéant, pour une importation ferme pendant les périodes de pointe. Une amélioration du transport à Ottawa devrait être nécessaire à l'avenir pour répondre aux besoins de fiabilité locaux. La construction de lignes à 230 kV va répondre aux besoins de fiabilité locaux et favorisera également des importations d'approvisionnement ferme de l'ordre de jusqu'à 1 000 MW sur la connexion directe à haute tension. Les améliorations visant à répondre aux besoins locaux sont nécessaires à l'horizon 2020. Le coût lié à ces améliorations s'élèvera à 325 millions de dollars et il est prévu que les travaux y relatifs dureront de trois à cinq ans.

Illustration 2



### Scénario 3 : Importations de l'ordre de jusqu'à 1 800 MW :

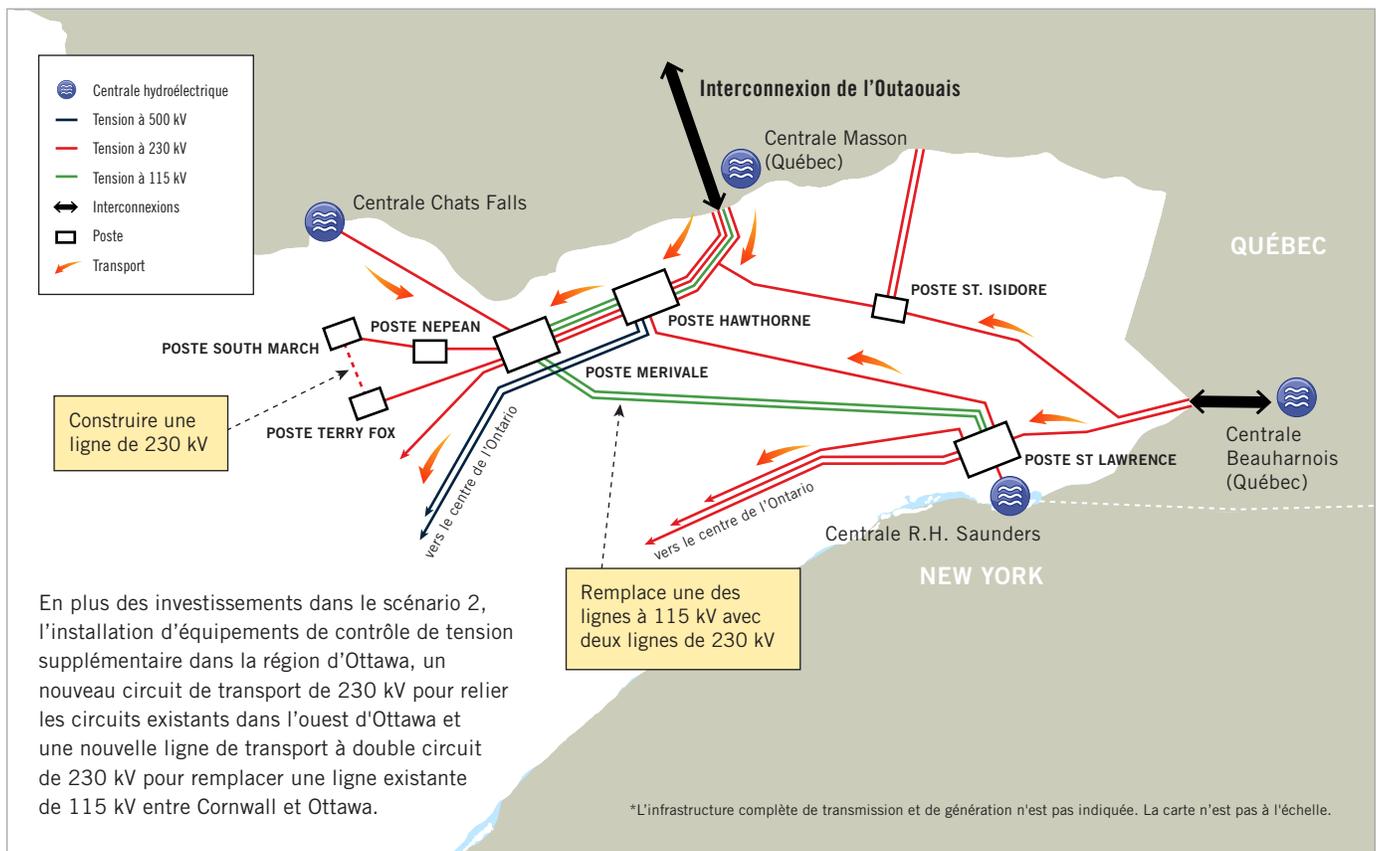
Les interconnexions existantes pourraient supporter des importations d'approvisionnement ferme de l'ordre de jusqu'à 1 800 MW, mais d'autres améliorations du réseau de transport en Ontario sont nécessaires, au-delà de ce qui est prévu dans le scénario 2 autour d'Ottawa et à l'ouest de Cornwall.

Une estimation préliminaire des améliorations comprend :

- i. Une nouvelle ligne à 230 kV entre Cornwall et Ottawa pour remplacer la ligne à 115 kV le long de l'axe du réseau
- ii. Une nouvelle ligne à 230 kV, à environ 8 km de long pour relier les lignes existantes dans l'ouest d'Ottawa (Kanata)
- iii. Un équipement de contrôle de tension dans la région d'Ottawa

Le coût pour achever ces améliorations du réseau de transport d'élève à 500 millions de dollars. Y compris le temps nécessaire pour les approbations réglementaires et environnementales, le temps nécessaire pour achever ces améliorations est de cinq à sept ans.

Illustration 3



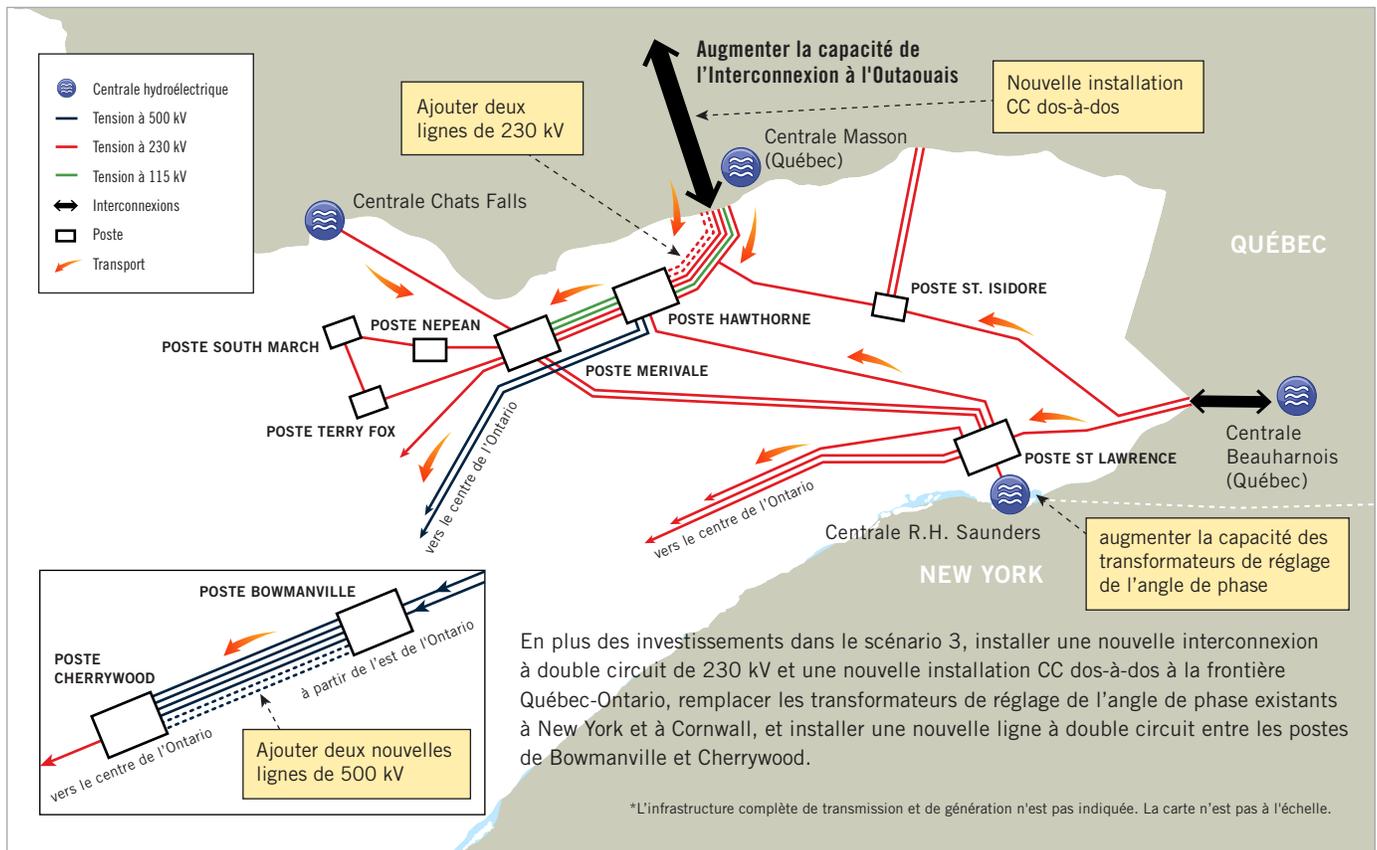
## Scénario 4 : Importations de l'ordre de jusqu'à 3 300 MW :

Pour ajouter une énergie d'interconnexion de 1 500 MW sur un total de 3 300 MW, une nouvelle interconnexion avec le Québec serait nécessaire, outre les améliorations des scénarios 2 et 3.

Une estimation préliminaire des améliorations comprend :

- i. Une nouvelle interconnexion à 230 kV
- ii. Une nouvelle installation CC dos-à-dos à la frontière Québec-Ontario
- iii. Le remplacement des transformateurs de réglage de phase existants sur les interconnexions de New York et de Cornwall, avec des unités ayant un plus grand champ de régularisation pour contrôler le flux entrant et sortant de New York
- iv. Une nouvelle ligne de 46 km à 500 kV entre le poste de Bowmanville et de Cherrywood

Illustration 4



Le coût estimé des améliorations de l'Ontario pourrait s'élever à 1,4 milliard de dollars. Y compris le temps nécessaire pour les approbations réglementaires et environnementales, le temps nécessaire pour achever ces améliorations est estimé à sept à 10 ans. Il faudra aussi construire d'autres réseaux de transport au Québec pour fournir les autres 1 500 MW avec les évaluations réglementaires et environnementales appropriées du Québec.

Ces améliorations du réseau de transport sont des modèles conceptuels et nécessiteront un travail de conception détaillé. Les scénarios 2 et 3 reflètent la nécessité de préserver la souplesse opérationnelle. Cependant, la marge de flexibilité requise pourrait être plus élevée en fonction de la taille, de la durée et d'autres conditions de toute entente proposée. Le coût estimé des améliorations nécessaires à l'importation de 3 300 MW s'élève à plus de 2 milliards de dollars.

Un autre facteur à prendre en considération lors de l'examen d'un accord d'importation ferme est que tout accord pour une grande quantité de capacité aurait des répercussions sur les réseaux électriques de l'Ontario et du Québec, au-delà des interconnexions et des réseaux de transport. Les documents publics indiquent que le Québec a actuellement des quantités limitées d'énergie disponibles pour exporter en été, et envisage d'accroître de la capacité dans les années à venir. Par conséquent, tout accord pour fournir de l'énergie de base toute l'année, comme une centrale nucléaire en l'Ontario, exigerait la construction de nouvelles installations de production au Québec. Cette nouvelle production serait plus chère que l'énergie existante, car elle prend en compte le coût lié à la nouvelle installation de production et de transport, résultant en des prix à l'importation plus élevés en Ontario.

Aussi, l'Ontario n'est pas le seul territoire qui souhaite acheter l'énergie du Québec. Bien qu'il y ait eu des discussions récentes sur l'obtention d'un contrat de prix ferme, elles n'ont pas donné lieu à un prix qui apporterait de la valeur à l'Ontario, en grande partie du fait que l'énergie du Québec est actuellement vendue dans d'autres bourses d'énergie à des prix plus élevés. Cette compétition pour l'énergie du Québec pourrait engendrer une hausse de pression sur le prix potentiel auquel le Québec serait prêt à vendre de l'électricité à l'Ontario.

Il convient aussi de noter que pour les scénarios d'importation du Québec ci-dessus, les conclusions s'appliquent également à l'énergie provenant du Québec, ainsi que des sources externes d'alimentation, par exemple, Labrador ou Nouveau-Brunswick qui traversent le Québec. Toute alimentation externe devra obtenir des droits d'accès au transport appropriés au Québec ou pénétrer l'Ontario par des bourses d'énergie américains.

## Importations provenant du Manitoba

Le Manitoba possède une grande quantité d'électricité d'origine hydraulique et est un réseau de pointe en hiver, ce qui permet au Manitoba de fournir une énergie en été à l'Ontario. Le Manitoba, avec une capacité d'électricité installée environs 5 500 MW , peut satisfaire ses propres besoins et a une certaine capacité d'exportation.

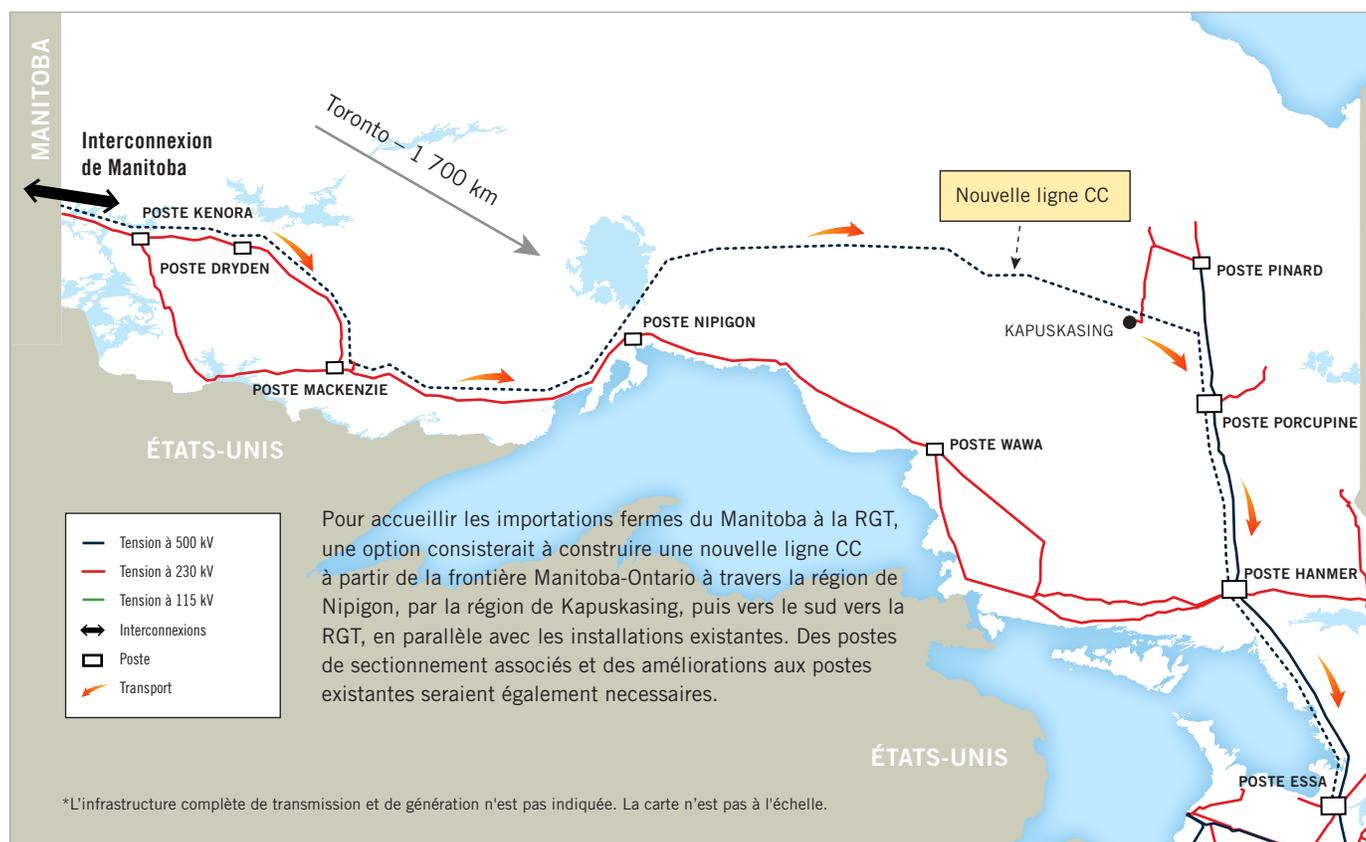
Un contrat pourrait être conclu comme indiqué ci-dessus pour optimiser les opérations de jour-nuit, hebdomadaires ou saisonnières potentiellement, notamment quelques options de stockage. Encore une fois, la dimension de la convention serait un facteur clé. Compte tenu des installations de production du Manitoba, toute importation considérable serait susceptible d'exiger des améliorations à leur réseau de transport et potentiellement la nécessité de développer de nouveaux actifs de production. Ces facteurs pourraient considérablement augmenter le coût tout compris lié à un contrat ferme.

Le réseau de transport de l'Ontario est connecté au Manitoba à Kenora. Les importations peuvent être utilisées directement dans la région du nord-ouest de l'Ontario ou à travers Wawa, la région de Sault Ste. Marie, à Sudbury et vers le bas vers Barrie et la région de Toronto, sur une distance de 1 700 km.

Le réseau électrique du nord de l'Ontario ne peut pas supporter des importations d'approvisionnement ferme du Manitoba pour desservir la charge du sud de l'Ontario, car il existe d'importants goulots d'étranglement le long des lignes entre Marathon et les charges dans le Sud.

Il existe également des limites au sein de différentes zones électriques dans le nord, notamment sur la connexion à 115 kV entre Kenora et Dryden et la connexion à 230 kV entre Atikokan et Thunder Bay.

Illustration 5



Récemment, la région du nord-ouest de l'Ontario a connu une grande perte et une baisse de la charge électrique régionale. En conséquence, après la satisfaction des besoins locaux en électricité, une grande partie de l'énergie produite dans la région va vers l'est et se traduit parfois par une congestion en raison d'une énergie de transport limitée. Toute énergie garantie en provenance du Manitoba aurait tendance à aggraver cette situation et ne serait pas avantageuse à ce moment.

Une importation d'environ 200 MW du Manitoba pourrait être supportée lorsque la charge régionale augmentera assez pour absorber l'énergie directement dans le nord-ouest. Cependant, toute livraison de l'énergie importée vers la RGT exigerait d'importantes améliorations au réseau de transport de l'Ontario et subirait des pertes sensiblement plus élevées que la moyenne en raison des longues distances.

L'Ontario a mené des discussions avec le Manitoba sur la livraison de petites quantités de des importations de capacité au cours de la deuxième moitié de cette décennie pour répondre aux préoccupations en matière de fiabilité du réseau local dans le nord-ouest de l'Ontario. Bien que les propositions aient montré que les coûts se comparent avantageusement face à d'autres options de l'offre, des efforts supplémentaires sont nécessaires pour s'assurer que les exigences en matière de fiabilité associées à cette énergie seraient satisfaites.

De nouvelles installations de transport seraient nécessaires pour importer une énergie supplémentaire de 1 000 MW à travers la frontière du Manitoba. Au minimum, une ligne CC avec les postes de sectionnement et des augmentations d'énergie aux postes existants serait nécessaire pour le transport d'électricité entre Manitoba à Toronto. Le coût de cette nouvelle infrastructure est estimé entre deux et trois milliards de dollars.

Il convient de noter qu'avec le potentiel de croissance de la charge future à la suite du projet Ring of Fire, des importations d'approvisionnement ferme limitées peuvent être possibles pour aider à répondre aux exigences en matière d'augmentation des besoins locaux.

## États-Unis : Michigan, New York, Minnesota

Actuellement, l'Ontario est un exportateur net d'énergie vers les bourses d'énergie de New York, du Minnesota et du Michigan, principalement parce que les prix plus élevés dans ces régions attirent la production de l'Ontario. Ces exportations ont réduit les coûts pour les Ontariens d'environ 300 millions de dollars en 2013. Avec les prix qui devraient continuer de dépasser les prix de l'Ontario, il est peu probable qu'une entente d'importation à long terme fournisse de la valeur aux contribuables de l'Ontario.

En outre, les États comme le Michigan continuent de recourir des sources de production principalement alimentée au charbon. Bien que les normes de l'EPA se traduisent en un niveau important d'élimination des installations alimentées au charbon aux États-Unis, les importations en provenance de ces territoires peuvent ne pas être considérées comme étant propres comme la production de l'Ontario, car le charbon peut souvent être marginal. Par conséquent, les scénarios envisagés pour New York et Michigan ne comprenaient qu'une analyse limitée de l'augmentation de la potentiel d'augmenter les importations.

### Importations en provenance du Michigan

L'Ontario se connecte au Michigan à travers trois lignes à proximité de Sarnia et d'une autre à Windsor. Ces connexions comprennent des transformateurs de réglage de déphasage qui permettent de contrôler les flux d'énergie. À partir de ces interconnexions, l'énergie se déplace vers des postes à proximité de Chatham et de Londres et vers l'est vers le reste du réseau électrique de l'Ontario.

Environ 400 MW d'énergie supplémentaire pourraient être supportés par l'infrastructure de transport existante au cours de la période 2020 à 2030. Les améliorations aux réseaux de transport de Londres, Chatham et Sarnia seraient nécessaires pour accroître l'énergie au-delà de 400 MW. Il n'existe pas d'estimation actuelle des coûts pour cette option.

## **Importations en provenance de New York**

Le réseau de transport de l'Ontario est connecté à New York via quatre lignes principales à Niagara Falls et deux autres près de Cornwall. Les interconnexions du Niagara se connectent au poste de Sir Adam Beck près de Queenston. Les éléments de transport du poste de Beck alimentent également la péninsule du Niagara et se connectent au reste du réseau électrique de l'Ontario à travers la région de Hamilton.

Il n'existe pas d'énergie disponible pour livrer d'autres importations à travers la région de Niagara, les prévisions de la demande, ainsi que la production prévue dans la région.

L'énergie d'importation en provenance de Niagara pourrait être augmentée si les autres quatre kilomètres de la ligne à 230 kV entre Allanburg et Middleport étaient achevés. En raison des préoccupations locales en cours, cette section restante du nouveau circuit de transmission très haute tension n'a pas été achevée. La nouvelle ligne augmenterait l'énergie d'importation d'environ 800 MW à partir du Niagara. Le coût de réalisation de ce travail serait d'environ 5 millions de dollars, car une petite section de ligne seulement reste à achever.

Une autre alternative serait d'examiner la possibilité de renforcement des lignes de transport existantes à 230 kV qui limitent actuellement l'énergie d'importation entre Niagara et Hamilton. Il n'existe pas d'estimation actuelle des coûts pour cette option.

## **Importations en provenance du Minnesota**

L'Ontario possède une petite interconnexion avec le Minnesota qui est en mesure de transférer seulement 100 MW, selon la saison. Les importations en provenance du Minnesota se heurteraient aux mêmes contraintes que les importations en provenance du Manitoba. Le réseau du Minnesota a une forte pénétration de l'énergie éolienne et par conséquent, a conclu des contrats qui lui permettent de tirer parti des importantes ressources hydroélectriques du Manitoba en tant que système de stockage important pour permettre la gestion de la variabilité. Pour ces raisons, le Minnesota n'est pas un candidat favorable à un accord d'importation à long terme avec l'Ontario.

Les scénarios d'importation pour le Québec, le Manitoba et les États-Unis (résumés à l'annexe F) démontrent que d'un point de vue technique, les interconnexions sont en mesure de fournir des importations soutenues par une énergie propre à laquelle la province pourrait recourir dans le cadre de ses besoins en matière d'adéquation de la planification des ressources. Toutefois, une analyse approfondie et une évaluation des propositions spécifiques devraient être entreprises afin d'identifier avec précision le coût des améliorations du réseau de transport, ainsi que l'impact sur le coût réel pour fournir l'énergie.

Comme avec toutes les augmentations importantes au réseau électrique, un long processus d'évaluation réglementaire et environnementale doit être suivi avant le développement d'une nouvelle installation. Le temps nécessaire pour exécuter ces processus, construire l'infrastructure nécessaire et conclure des contrats avec d'autres territoires rend difficile le recours aux niveaux significatifs des importations d'approvisionnement ferme au cours des cinq à sept prochaines années.

# Calcul du coût réel des contrats d'importation ferme

Comme indiqué plus haut, l'évaluation des contrats d'importation ferme doit prendre en compte le coût d'électricité à la frontière de l'Ontario, ainsi que les coûts liés à la fourniture de l'énergie sur le tableau de répartition. Les considérations liées aux coûts à la frontière comprendraient le prix de revient du vendeur, les mises à niveau du réseau de transport et la valeur d'opportunité liée à sa vente à un autre acheteur.

Actuellement, le coût réel pour la livraison de la production de l'Ontario varie entre 70 \$/MWh à 90 \$/MWh.

Voici plusieurs domaines qui devront être pris en compte lors de la détermination du coût réel de tout des contrats d'importation d'approvisionnement ferme.

## **Transport**

Selon l'emplacement de l'importation et le volume d'énergie produite, le coût des mises à niveau du réseau de transport pourrait ajouter environ 20 \$/MWh à 30 \$/MWh en plus des 100 \$/MWh pour de faibles quantités d'énergie au coût réel.

## **Prix de la marchandise à la frontière**

À ce jour, les discussions que l'Ontario a eues avec les territoires voisins, les prix à la frontière de 70 \$/MWh à un prix plus bas pour de petites quantités à 100 \$/MWh pour de plus grandes quantités sur des périodes prolongées.

Les coûts à la frontière devront être moins de 50 \$ à 60 \$/MWh pour être compétitifs compte tenu du coût réel des investissements en transport le plus modeste même.

Cette estimation ne comprend pas les coûts liés à l'évaluation environnementale ou au processus d'approbation réglementaire. Ni n'envisage la création d'emplois et les possibilités de développement économique que les alternatives en Ontario fournissent.

# Conclusions et actions recommandées

Ce rapport identifie les possibilités limitées de recours à des quantités importantes de contrats pour l'importations d'approvisionnement ferme à long terme. Les interconnexions peuvent néanmoins fournir des alternatives économiques pour combler certains besoins d'alimentation au fur et à mesure qu'ils évoluent au cours de la période décrite dans le PELT 2013.

Les importations d'approvisionnement ferme peuvent être utilisées pour répondre aux exigences en matière d'adéquation de la province si elles peuvent être obtenues sans toutefois compromettre les avantages sur le plan de la fiabilité des interconnexions actuelles, et à un prix raisonnable qui prend en compte les coûts des mises à niveau du réseau de transport nécessaires pour transmettre efficacement ces importations vers les principaux tableaux de répartition de l'Ontario.

Les importations d'approvisionnement ferme peuvent être acquises soit de manière contractuelle, soit au travers d'un mécanisme de bourse d'énergie comme les enchères de capacité. Bien structurés, les deux types d'ententes pourraient jouer un rôle dans l'utilisation des interconnexions de l'Ontario dans l'intérêt des contribuables de l'Ontario, et les deux ont été utilisés dans d'autres territoires.

En plus des importations, les interconnexions pourraient être utilisées pour permettre aux générateurs de l'Ontario de vendre à un territoire externe, une énergie qui est excédentaire par rapport aux besoins de la province. Il s'agirait d'une source de revenus pour les propriétaires d'installations, leur permettant de demeurer compétitifs et de fournir de l'énergie en Ontario avec des économies potentielles pour le contribuable de l'Ontario. La GIRÉ envisage sérieusement une vente aux enchères de capacité pour l'Ontario, et dans le cadre de son mandat, l'OEO explore périodiquement des opportunités pour les ententes d'importation à moyen et à long terme avec d'autres territoires.

Compte tenu de la situation de l'Ontario, tout indique l'amélioration des relations est-ouest tout en maintenant les liens nord-sud existants. Les mesures que nous recommandons et qui doivent être prises en compte par le Ministère sont :

1. L'OEO et la GIRÉ devraient travailler avec Hydro-Québec et Manitoba Hydro pour examiner les possibilités d'importations propres lorsque ces importations s'avèrent avantageuses pour le réseau et sont rentables pour les contribuables de l'Ontario.
2. L'OEO devrait continuer d'évaluer et d'informer régulièrement le Ministre de l'énergie des paramètres spécifiques des ententes d'importation de l'énergie propre qui répondraient le mieux aux besoins et aux circonstances de l'Ontario.
3. La GIRÉ devrait permettre des importations et des exportations de capacité, dans le développement d'une enchère de capacité potentielle pour l'Ontario.
4. En fournissant des importations et des exportations de capacité, le cadre actuelle des interconnexions pour soutenir la fiabilité et la souplesse des opérations devrait être maintenue. Cela signifie qu'une partie seulement de la capacité de l'interconnexion pourrait être allouée dans le cadre des importations de capacité.
5. Les possibilités d'accroissement des avantages des interconnexions devraient être poursuivies par la GIRÉ, y compris de programmer les transactions plus fréquentes à travers des interconnexions, et l'offre d'une plus grande échelle de services auxiliaires à travers des transactions sur les interconnexions.

# Annexe A – Lettre à la GIRÉ

Ministry of Energy

Office of the Minister

4<sup>th</sup> Floor, Hearst Block  
900 Bay Street  
Toronto ON M7A 2E1  
Tel.: 416-327-6758  
Fax: 416-327-6754

Ministère de l'Énergie

Bureau du ministre

4<sup>e</sup> étage, édifice Hearst  
900, rue Bay  
Toronto ON M7A 2E1  
Tél. : 416 327-6758  
Télééc. : 416 327-6754



APR 02 2014

Mr. Bruce Campbell  
President and Chief Executive Officer  
Independent Electricity System Operator  
Station A, Box 4474  
Toronto ON M5W 4E5

Dear Mr. Campbell:

On March 31, 2014, I directed the Ontario Power Authority (OPA) to move forward with the Large Renewable Procurement (LRP) Process. In this direction, I noted my concurrence with the recommendations outlined in the OPA's *LRP Report* (published February 28, 2014) and, based on these recommendations, provided instruction on moving forward with the development of the LRP competitive process.

Consistent with the instructions provided to the OPA in this March 31, 2014 direction, I am writing to you to request that the Independent Electricity System Operator (IESO) work with the OPA to study the impact of inertia capacities to support demand and reliability requirements from a power system planning perspective, including the potential benefits of various contracting arrangements for bringing energy and capacity for the province.

Although the LRP will be available for domestic projects only, the province remains open to the option of integrating out-of-province generation into future procurement processes where such imports have system benefits and are cost effective for Ontario ratepayers. As noted in the Long-Term Energy Plan, *Achieving Balance*, an arrangement with one of Ontario's neighbours to guarantee the firm delivery of clean power could offer a cost-effective alternative to building domestic supply.

The OPA's *LRP Report* identified a number of matters associated with out-of-province generation that should be explored further by the OPA and the IESO. These include:

- how import contracts integrate into or affect Ontario's electricity wholesale market;
- whether existing rules and codes contemplate import contracts, or whether new rules are required; and
- how to ensure an out-of-province project is metered according to Ontario requirements.

.../cont'd

I look forward to receiving a joint IESO and OPA report that will explore the potential benefits and challenges associated with out-of-province generation, in particular clean energy imports, raised in *Achieving Balance* and in the OPA's *LRP Report*. The final report should provide analysis on how the use of interties could contribute to meeting Ontario's demand and reliability requirements in a cost-effective way, identify and provide options to address any physical or operational constraints in and outside Ontario, and develop a draft course of action for consideration by the Ministry.

The IESO should engage and involve any stakeholders necessary to identify considerations (including those noted above) and provide recommendations.

It is my expectation that the IESO and OPA will provide a joint draft report back to me by June 30, 2014, with the final report to follow shortly thereafter.

Sincerely,



Bob Chiarelli  
Minister

c: Colin Andersen, CEO, Ontario Power Authority  
Serge Imbrogno, Deputy Minister, Ministry of Energy

# Annexe B – Directive à l'OEO

## Ministry of Energy

Office of the Minister

4<sup>th</sup> Floor, Hearst Block  
900 Bay Street  
Toronto ON M7A 2E1  
Tel.: 416-327-6758  
Fax: 416-327-6754

## Ministère de l'Énergie

Bureau du ministre

4<sup>e</sup> étage, édifice Hearst  
900, rue Bay  
Toronto ON M7A 2E1  
Tél. : 416 327-6758  
Télec. : 416 327-6754



MAR 3 1 2014

Mr. Colin Andersen  
Chief Executive Officer  
Ontario Power Authority  
1600–120 Adelaide Street West  
Toronto ON M5H 1T1

Dear Mr. Andersen:

### **RE: Moving Forward with the Large Renewable Procurement (LRP) Process**

I write in my capacity as the Minister of Energy in order to exercise the statutory power of ministerial direction I have in respect of the Ontario Power Authority (OPA) under the *Electricity Act, 1998*, as amended (the "Act").

#### **Background**

On June 12, 2013 and December 16, 2013, I directed the OPA to develop a new competitive process for the procurement of renewable energy projects generally larger than 500 kW that will take into account local needs and considerations before contracts are offered and to provide me with recommendations on the design of the new process by March 1, 2014.

I would like to take this opportunity to thank the OPA for its report, *Development of a New Large Renewable Procurement (LRP) Process: Final Recommendations Report* (the "LRP Report"), dated February 28, 2014, which includes recommendations for the Request for Qualifications (RFQ) stage and the Request for Proposals (RFP) stage of the competitive procurement process. I concur with the recommendations outlined in the LRP Report subject to the additional direction set out below.

#### **Direction**

Therefore, pursuant to my authority under section 25.32 of the Act, I hereby direct the OPA to undertake the following:

....2/

## **1. Development of the Draft RFQ**

- 1.1 The OPA shall develop the RFQ in a manner that focuses on qualifying applicants for the RFP. Qualifications of applicants and their respective project teams should be robust in order to minimize the risk that projects fail to reach commercial operation. Qualifications should include appropriate financial capacity, appropriate energy development experience or other appropriate experience developing large complex infrastructure projects, experience with municipal engagement, experience with regulatory approvals, and experience undertaking the procedural aspects of consultation with Aboriginal communities that are required to support the Crown's duty to consult obligations. These qualifications will apply to all applicants.
- 1.2 The OPA shall complete its work on the draft RFQ and post it for review and comment by stakeholders no later than April 4, 2014. The OPA shall launch the RFQ by June 9, 2014.
- 1.3 The OPA shall make available information regarding connection availability on a transparent and more regular basis. The OPA shall engage with the Independent Electricity System Operator (IESO), electricity transmitters and electricity distributors to help ensure that timely and accurate information on connection availability is provided to applicants and other interested parties at both the RFQ and RFP stages.

## **2. Development of the Draft RFP**

- 2.1 The OPA shall continue to develop draft RFP rated criteria in consultation with the Ministry of Energy. Future ministerial direction will define particular features of the final RFP.
- 2.2 The OPA shall also continue to undertake robust engagement and outreach with municipalities, Aboriginal communities, and other stakeholders as it develops the criteria; particularly with respect to community engagement requirements, potential approaches for evaluating local support of proposed projects (including connection lines) and potential mechanisms for encouraging municipal and Aboriginal participation.
- 2.3 In accordance with the recommendations, the OPA shall consider the following as it develops the draft RFP:
  - a) Rigorous community engagement requirements, recognizing that as qualified applicants approach the RFP stage they will be in a position to make detailed information available regarding proposed projects and thereby undertake more meaningful community engagement.

....3/

- b) Approaches to encourage participation that recognize the unique circumstances of Aboriginal communities.
- c) No limits on project size.
- d) No project density restrictions. As noted in the OPA's recommendations, community engagement criteria for the RFP should capture issues important to a community, such as project density.
- e) Appropriate parameters related to connection points and lines, and allowable grid-upgrades that the OPA shall continue to assess in consultation with the Ministry of Energy. Connection point parameters for the RFP shall be determined by future ministerial direction.
- f) Dispatch provisions, developed in consultation with the Ministry, that provide for generator accountability in circumstances where generation is dispatched down or off. The OPA shall provide greater clarity to project developers and qualified applicants before the finalization of the RFP. Dispatch provisions for the RFP shall be determined by future ministerial direction.
- g) The OPA, in keeping with the Government's commitment to protect prime agricultural areas for long-term use for agriculture, as stated in the Provincial Policy Statement (PPS) issued under the *Planning Act*, shall not enter into contracts with proponents of ground-mounted solar projects in Prime Agricultural Areas (as defined in the PPS) or on organic soils, subject to potential exemptions to be determined by future ministerial direction.
- h) For the purposes of the LRP, proposed projects must be located in Ontario. However, there should be continued study by the OPA and the IESO of the impact of inertia capacities to support demand and reliability requirements from a power system planning perspective.

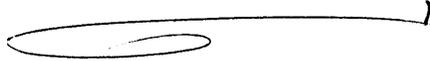
- 2.4 With regard to the integration of innovative technologies and energy storage into the LRP process, I would ask that the OPA conduct the necessary analysis and assessment of the parallel 2014 OPA/IESO storage procurement processes, undertake required discussions with industry, and report back to the Ministry by the end of 2014 to present options for mechanisms to integrate innovative technologies and energy storage into the next LRP procurement cycle. In the interim, I would ask that the OPA use rated criteria to reward applicants that support the integration of storage technologies in the 2014 LRP cycle to enable any early innovation even as the OPA reports back by the end of 2014 for future procurement cycles.

....4/

- 2.5 This direction supplements and amends previous directions to the extent that a previous direction is inconsistent with the provisions of this direction. All other terms of any previous direction remain in full force and effect.

This direction takes effect on the date it is issued.

Sincerely,



Bob Chiarelli  
Minister

- c. James D. Hinds, Chair, Ontario Power Authority  
Bruce Campbell, President and Chief Executive Officer, Independent Electricity System Operator  
Tim O'Neill, Chair, Independent Electricity System Operator  
Serge Imbrogno, Deputy Minister, Ministry of Energy  
Halyna Perun, Director, Legal Services Branch, Ministries of Energy and Infrastructure

# Annexe C – consultation avec les intéressés

## Résumé des commentaires

Le 24 avril 2014, la GIRÉ a lancé une initiative des parties prenantes pour contribuer à informer le rapport conjoint GIRÉ/ OEO demandé par le Ministre de l'énergie. Il a été demandé aux parties prenantes d'identifier les impacts et opportunités qui pourraient exister dans les interconnexions de l'Ontario afin de soutenir davantage la demande et les exigences en matière de fiabilité du réseau électrique. L'examen de la page web des interconnexions de l'Ontario comprenait un document d'information pour les parties prenantes pour servir de lignes directrices.

Dans le même temps, la GIRÉ a contacté plusieurs parties prenantes dont l'engagement actuel dans les opérations d'interconnexions garantissait la sensibilisation directe par des entretiens individuels (en personne ou par téléconférence) et/ou par courriel, avec un effort pour répondre à toutes les questions qui pourraient contribuer à orienter les commentaires des parties prenantes). Ces parties prenantes ont également été encouragées à fournir des résultats écrits.

Les éléments communs de toutes les discussions relatives aux interconnexions et aux observations écrites ont été :

1. La fréquence de la planification des interconnexions : d'autres territoires utilisent une planification de 15 minutes. L'Ontario progresse-t-il avec cette initiative? Cela pourrait avoir un grand impact sur l'efficacité des recours accrus aux programmations des transactions sur les interconnexions.
2. Importation et exportation de l'énergie : la plupart des obstacles majeurs au surcroît d'activité sur les interconnexions sont le manque de capacité à vendre de la capacité en ou hors de l'Ontario. Beaucoup pensent qu'un enchère de capacité en Ontario comblerait cette lacune. Les ressources ont besoin d'un traitement réciproque pour assurer une utilisation maximale des interconnexions – des dispositions permettant aux centrales dans l'Ontario d'exporter leur capacité si l'Ontario devait permettre des importations de capacité. Alternativement, les parties prenantes ont suggéré une certaine forme d'achat de capacité.
3. Transport régulier requis : pour s'assurer qu'une énergie externe à la province est disponible en cas de besoin, l'Ontario nécessitera-t-il un transport régulier? Tandis que d'autres territoires ont mis des mécanismes en place, il n'existe actuellement aucun mécanisme pour la fournir en Ontario.
4. Maintien des signaux du bourse d'énergie : il faudrait penser à la nécessité d'établir un signal de prix approprié qui favorisera des décisions d'investissement dans la province.
5. S'assurer que l'offre d'énergie supplémentaire est propre : si des zones externes ont inclus du charbon dans leur offre, comment est-ce que l'Ontario peut veiller à ce que l'achat d'énergie n'augmente pas les émissions de gaz à effet de serre? D'autres régions ont des normes de portefeuille d'énergies renouvelables et permettent le commerce interrégional en crédits d'énergie renouvelable.
6. Les règles et protocoles du bourse d'énergie doivent être modifiés : les droits de transport à long terme qui sont disponibles sur une base non discriminatoire, transférables entre les opérateurs des bourses d'énergie et compatibles avec les bourses d'énergie extérieures, fourniront des avantages importants aux participants de bourse d'énergie en Ontario et à ses contribuables. En outre, la GIRÉ devrait prendre les mesures nécessaires pour optimiser les quantités autorisées de services auxiliaires à travers les interconnexions.

## Documents relatifs à la consultation avec les intéressés

Les questions suivantes étaient intégrées dans le document d'information publié dans la page Web des interconnexions de l'Ontario pour orienter les commentaires des parties prenantes :

1. Comment est-ce que les interconnexions pourraient être davantage utilisées pour répondre à la demande et aux exigences en matière de fiabilité de l'Ontario?
2. Existe-il des ressources hors de la province qui pourraient fournir des produits ou des services rentables pour l'Ontario?
  - a. Si oui, quels sont ces produits et services?
  - b. Qu'est-ce qui empêche ces ressources de fournir ces produits ou services à l'Ontario aujourd'hui?
3. Quels sont les obstacles supplémentaires qui empêchent la présence des ressources extérieures à la province sur le bourse d'énergie de l'Ontario?
4. Les règles ou codes existants sont-ils suffisamment souples pour permettre l'utilisation des ressources extérieures à la province afin de répondre à la demande et aux exigences de fiabilité de l'Ontario?
5. Si non, quels sont les changements qui sont nécessaires?
6. Est-ce que d'autres territoires utilisent des ressources extérieures à la province/État pour répondre à leur demande et aux exigences en matière de fiabilité?
  - a. Si oui, quels territoires? Comment est-ce que ces ressources sont intégrées dans leur bourse d'énergie de l'électricité?

Toutes les parties prenantes ont été invitées à formuler des suggestions par courriel à stakeholder.engagement@ieso.ca ou par sondage en ligne. Toutes les observations ont été publiées dans la revue de la page Web des interconnexions de l'Ontario.

La GIRÉ a rencontré individuellement les participant du bourse d'énergie.

- Brookfield
- Hydro One
- Hydro-Québec Energy Marketing
- Ontario Power Generation
- RBC Capital Markets
- Shell Energy

## Documents soumis par les intéressés

### **Brookfield Energy Marketing LP**

<http://www.ieso.ca/documents/consult/intertiereview/IR-20140523-Feedback-Brookfield.pdf>

### **HQ Energy Marketing Inc.**

<http://www.ieso.ca/documents/consult/intertiereview/IR-20140523-Feedback-HQEnergyMarketing.pdf>

### **Lake Erie Power**

<http://www.ieso.ca/documents/consult/intertiereview/IR-20140523-Feedback-LakeEriePower.pdf>

### **Nalcor Energy**

<http://www.ieso.ca/documents/consult/intertiereview/IR-20140523-Feedback-NalcorEnergy.pdf>

### **Ontario Clean Air Alliance**

<http://www.ieso.ca/documents/consult/intertiereview/IR-20140523-Feedback-OntarioCleanAirAlliance.pdf>

### **Ontario Power Generation**

<http://www.ieso.ca/documents/consult/intertiereview/IR-20140523-Feedback-OPG.pdf>

### **Shell Energy North America**

<http://www.ieso.ca/documents/consult/intertiereview/IR-20140523-Feedback-ShellEnergyNorthAmerica.pdf>

# Annexe D – Planification proposée, programmation et exigences en matière de restrictions

## Exigences en matière de planification :

1. L'engagement de la part du vendeur (avec la vérification des territoires où il opère) que la capacité n'est pas utilisée par un autre territoire pour répondre à ses exigences en matière d'adéquation des ressources.
2. Validation du fait que le vendeur dispose d'un service de transport régulier ou une garantie de livraison équivalente à la frontière de l'Ontario. Il s'agit de s'assurer que l'énergie importée n'est pas soumise à des restrictions fréquentes ou systématiques dans les territoires externes en raison des contraintes liées au transport ou aux pannes de réseau de transport. Cette régularité en termes de livraison doit être vérifiée par la GIRÉ par des évaluations d'impacts sur le réseau appropriées.

## Exigences en matière de programmation :

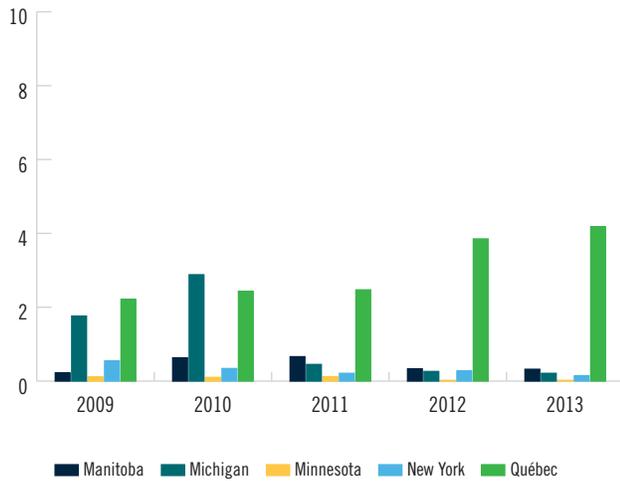
3. L'énergie doit être programmé selon le GIRÉ sur une base quotidienne. Le vendeur doit fournir l'énergie à importer dans les bourses d'énergie de la GIRÉ sur une base quotidienne dans les bourses d'énergie du jour précédent et en temps réel.
4. Lorsque la GIRÉ demande de l'énergie, que ce soit à travers une programmation normale de bourses d'énergie ou comme une action de contrôle, l'énergie ne peut pas être utilisée par un autre territoire comme réserve d'exploitation.

## Exigences en matière de restrictions :

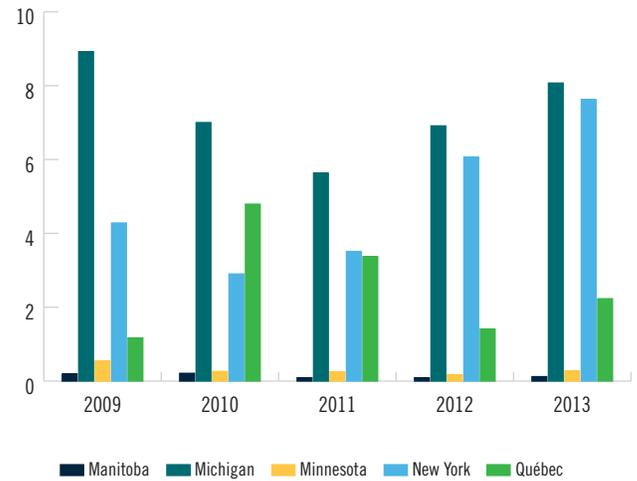
5. L'Ontario a le droit de priorité en matière de demande d'énergie importée sur tout autre territoire en cas de pénurie d'énergie en Ontario.
6. Le territoire externe ne peut pas réduire l'énergie importée vers l'Ontario en raison d'une pénurie de production dans la zone de contrôle externe.
7. Le territoire externe peut restreindre l'importation d'énergie en Ontario pour corriger ou empêcher une violation de la tension, de la stabilité ou du transport de chaleur conformément aux normes de fiabilité pertinentes, mais cela doit être fait au prorata et en même temps que la répartition de la charge régulière dans le territoire.

# Annexe E – Informations sur les interconnexions les cinq dernières années

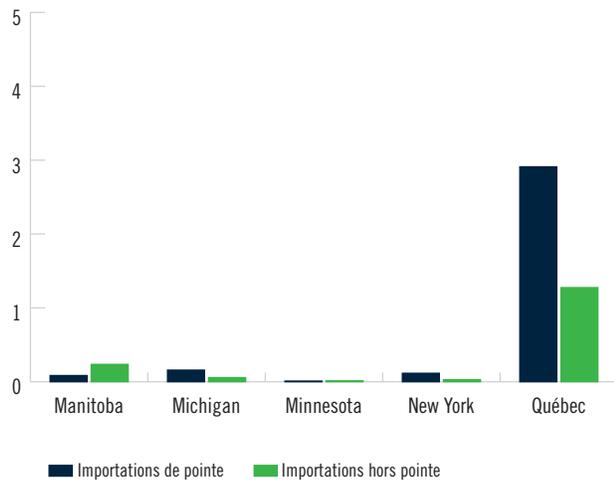
Quantité annuelle d'énergie importée (TWh)



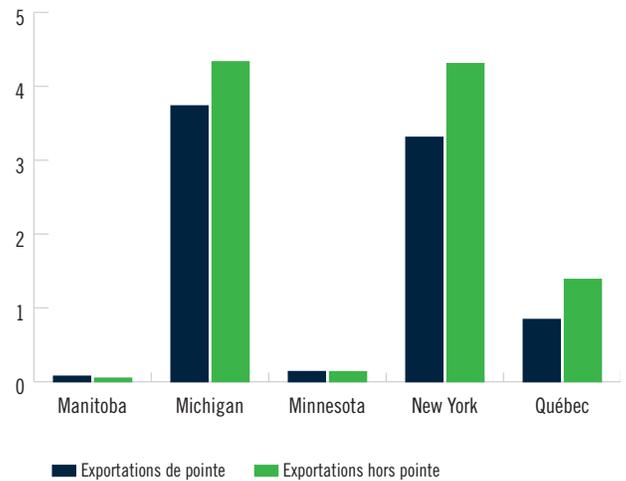
Quantité annuelle d'énergie exportée (TWh)



Importations de 2013 (TWh)



Exportations de 2013 (TWh)



# Annexe F – Tableau récapitulatif des investissements en transport possibles

*Remarque : Ces estimations ont été développées à partir des informations disponibles, de qualité variable. Dans certains cas, il s'agit des estimations fournies par Hydro One en utilisant des données connues. Dans d'autres cas, elles représentent une extrapolation des prévisions budgétaires. Elles sont destinées à transmettre uniquement les commandes à hauteur de ces investissements. Les éventuelles décisions de ces projets doivent être étudiées davantage.*

Région	Scénarios MW réguliers à importer	Remarques	Coût total estimé des mises à niveau du réseau de transport (M\$) Jusqu'à :	Temps estimé pour exécuter les phases réglementaires et de construction
Manitoba	200	Alimentation dont la région a besoin au nord de Dryden	0	0
	1 000	Ligne CC de Manitoba à GTA	3 000 \$	8 à 10 ans
Québec	500	En utilisant les installations actuelles – la capacité diminue à zéro d'ici à 2020 en raison de contraintes dans la région d'Ottawa	0	0
	1 000	Construction des installations pour améliorer le courant dans la région d'Ottawa	325 \$	3 à 5 ans
	1 800	1. Nouvelle ligne à 230 kV entre Cornwall et Ottawa 2. Une nouvelle ligne à 230 kV, d'environ 8 km de long pour connecter les lignes existantes à l'ouest d'Ottawa 3. Équipement de contrôle de tension supplémentaire dans la région d'Ottawa	825 \$ (325 \$ + 500 \$)	5 à 7 ans
	3 300	1. Nouvelle ligne à 500 kV de Bowmanville à Cherrywood 2. Nouvelle interconnexion CC HV	2 200 \$ (825 \$ + 1 400 \$)	7 à 10 ans
Michigan	400	Utilisation des installations existantes	0	0
New York	800	Achèvement du projet « Projet de renforcement du Niagara »	5 \$	Moins d'un an