

Planification du réseau d'électricité

1.0 Contexte

1.1 Qu'est-ce que la planification du réseau d'électricité?

La planification du réseau d'électricité, c'est la gestion de la demande en électricité à long terme et la prise de décisions quant à la façon de combler cette demande, à savoir en empruntant diverses solutions de production, de conservation et de transport de l'énergie :

- Production – L'Ontario mise sur un assortiment varié de sources d'énergie (un « approvisionnement diversifié ») dont l'énergie nucléaire, l'énergie hydroélectrique, le gaz naturel, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et la bioénergie.
- Conservation – L'Ontario incite les consommateurs à réduire ou reporter leur utilisation d'énergie aux heures de pointe et à consommer l'énergie de façon plus efficace pour ne pas devoir accroître la production d'électricité et pour éviter ou reporter des investissements importants dans de nouvelles infrastructures énergétiques.
- Transport – Le réseau de transport de l'Ontario achemine de l'électricité au moyen de lignes à haute tension sur de longues dis-

tances, des centrales de production aux sociétés de distribution locales qui approvisionnent les consommateurs en électricité.

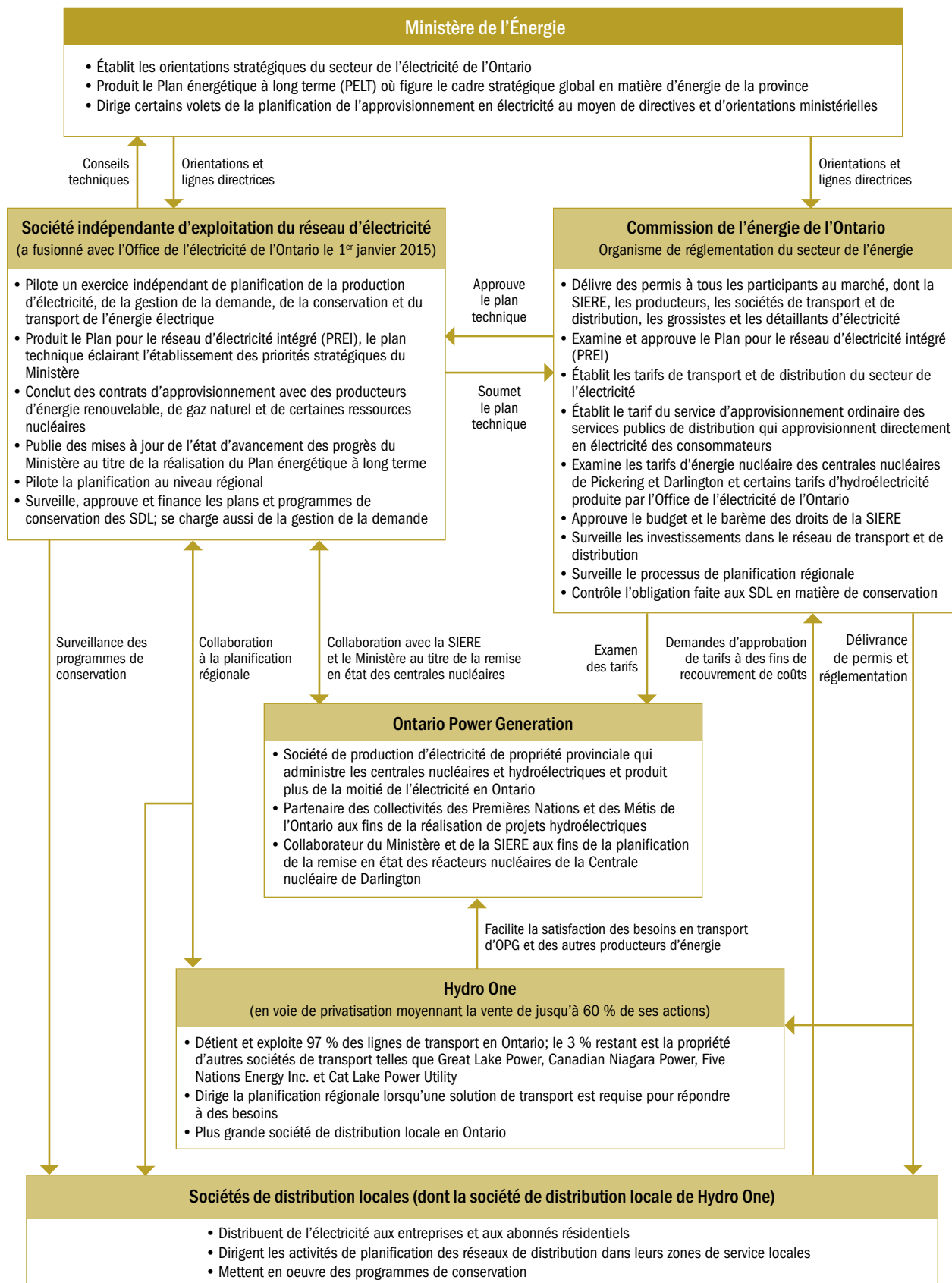
1.2 Les intervenants clés

En Ontario, les entités qui interviennent dans la planification du réseau d'électricité sont le ministère de l'Énergie (le Ministère), la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), Ontario Power Generation (OPG), Hydro One, grand transporteur et distributeur (voir la **section 3.06** du *Rapport annuel* de cette année où est présenté notre audit de la gestion des biens de transport et de distribution d'électricité par Hydro One), quatre autres transporteurs d'électricité de petite taille titulaires de permis et quelque 70 sociétés de distribution locales. Les principaux rôles et responsabilités de chacun des intervenants sont présentés à la **figure 1**.

Le Ministère et la SIERE sont des intervenants clés dans la planification du réseau d'électricité à l'échelle provinciale. Leurs plans visent à assurer un approvisionnement adéquat, la planification du transport en masse et les interactions avec les sociétés de distribution locales. En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, le ministre est habilité à émettre des directives (moyennant l'approbation

Figure 1 : Rôles et responsabilités des intervenants clés dans la planification du réseau d'électricité

Préparé par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario



du Cabinet) sur l'approvisionnement diversifié, et des orientations (sans devoir obtenir l'approbation du Cabinet) concernant d'autres questions liées à la planification de l'électricité.

Le 1^{er} janvier 2015, il y a eu fusion de l'OEO et de la SIERE en vertu d'une modification à la *Loi de 1998 sur l'électricité*, modification conférant à la SIERE la responsabilité de la planification du réseau d'électricité. Auparavant, c'est l'OEO qui était chargé de planifier en toute indépendance la production, la conservation et le transport de l'électricité en Ontario. Il lui appartenait aussi d'élaborer un Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI), plan visant à atteindre les objectifs énergétiques de la province sur une période de 20 ans. Sont présentés plus en détail à l'**annexe 1** les événements clés de la planification du réseau d'électricité.

Au niveau régional, la SIERE, Hydro One, quatre transporteurs de petite taille titulaires de permis et quelque 70 sociétés de distribution locales évaluent conjointement les besoins en électricité de 21 régions réparties entre 10 zones de transport en Ontario et planifient la façon de combler les besoins recensés. Hydro One et environ 70 sociétés de distribution locales à l'échelle de la province sont aussi responsables de l'évaluation du réseau actuel de distribution et du transport de l'électricité dans leurs secteurs de service.

En sa qualité d'organisme de réglementation du secteur énergétique de la province, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) est censée jouer un rôle important dans la planification du réseau d'électricité, dont l'examen et l'approbation des plans techniques (même si ce rôle est de moins en moins important, ce qui sera abordé plus loin dans ce rapport.)

Les autres responsabilités de la CEO englobent la délivrance de permis et la surveillance des sociétés énergétiques, dont les services publics, les producteurs et les détaillants en électricité qui offrent de l'électricité en vertu de contrats; l'approbation des tarifs que les services publics peuvent imposer à leurs clients (au terme d'audiences publiques); l'élaboration de règles et de lignes directrices que

doivent observer les sociétés à qui elle délivre des permis et dont elle réglemente les tarifs; la fixation des tarifs selon l'heure de consommation et les périodes d'approvisionnement; la fourniture de renseignements et d'outils pour aider les consommateurs à faire des choix éclairés concernant les questions énergétiques; et l'approbation de la construction de nouveaux oléoducs et de nouvelles installations d'entreposage de gaz naturel, ainsi que de lignes de transport d'électricité de plus de 2 km de long, de même que les modifications à ces ouvrages.

1.3 L'approvisionnement diversifié de l'Ontario

L'approvisionnement diversifié, c'est l'assortiment de sources d'énergie utilisées pour produire l'électricité dont la province a besoin.

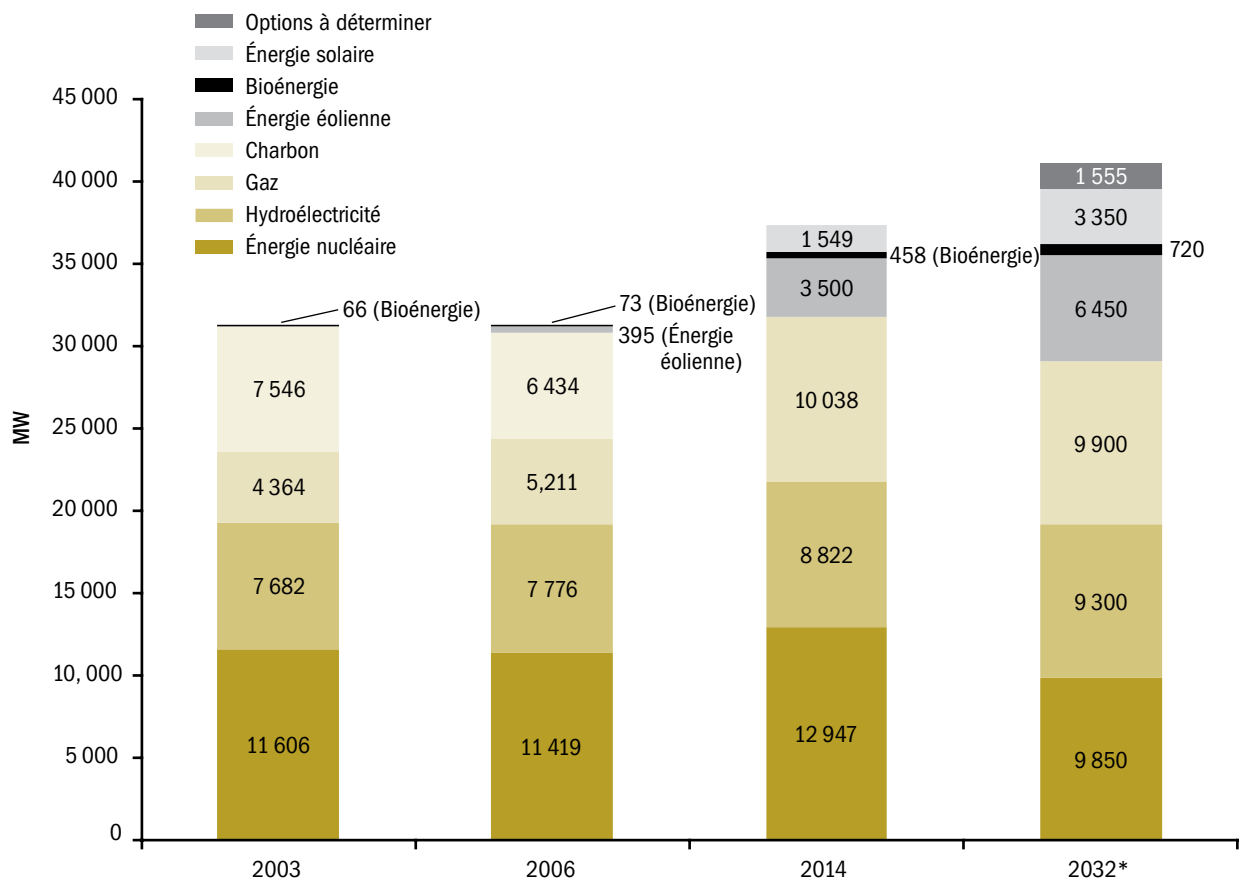
L'abandon du charbon en tant que source d'énergie

En juin 2006, le Ministère a émis sa première directive sur l'approvisionnement diversifié destinée à l'OEO. Cette directive concrétisait l'engagement pris par le Ministère de remplacer, aux fins de la production d'électricité, le charbon par des sources d'énergie renouvelable plus propres telles que l'énergie solaire, éolienne, bioénergétique et hydroélectrique. À l'époque, environ la production du quart de l'électricité de l'Ontario était alimentée au charbon. L'OEO avait fait valoir que les sources d'énergie à substituer au charbon devraient être plus propres, mais que pour préserver la fiabilité du réseau, ces sources devaient présenter des caractéristiques similaires, soit la flexibilité et la production soutenue d'énergie.

De 2003 à 2014, l'Ontario a renoncé à une capacité de production au charbon de 7 546 mégawatts (MW) et a ajouté une nouvelle capacité de 13 595 MW (6 580 MW en énergie renouvelable, 5 674 MW en gaz naturel et 1 341 MW en énergie nucléaire) à son approvisionnement diversifié. La **figure 2** illustre l'évolution de l'approvisionnement diversifié de l'Ontario depuis

Figure 2: Puissance installée de diverses sources d'énergie en 2003, 2006, 2014 et 2032

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité



* Projections du ministère de l'Énergie.

2003, de même que les projections au titre de l'approvisionnement diversifié jusqu'en 2032.

L'approvisionnement en énergie renouvelable

Avant 2009, l'OEO s'approvisionnait en énergie renouvelable en misant sur des processus concurrentiels et un programme de prix garantis assurant des prix fixes aux producteurs d'énergie renouvelable. Ses efforts d'approvisionnement ont été couronnés de succès, et les objectifs de production d'énergie renouvelable ont été atteints en un temps record.

En 2009, dès l'adoption de la *Loi sur l'énergie verte*, le Ministère a donné pour instruction à l'ancien OEO de mettre sur pied un nouveau programme de prix garantis (appelé « TRG » pour « tarifs de rachat garantis ») afin de favoriser

une plus grande utilisation des sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie éolienne et solaire dans le cas des nouveaux projets de production énergétique. Par rapport au programme antérieur, le nouveau programme de prix garantis était de plus large envergure et proposait aux producteurs des tarifs beaucoup plus élevés. Au début, la *Loi sur l'énergie verte* stipulait que les projets misant sur des sources renouvelables bénéficiant de prix garantis devaient compter des composantes fabriquées en Ontario. Or, le gouvernement a dû modifier la Loi suite à une décision rendue en 2013 par l'Organisation mondiale du commerce. Par conséquent, des composantes fabriquées en Ontario ne sont plus exigées lors des projets misant sur des sources renouvelables ouvrant droit à des prix garantis quand les contrats ont été conclus après

le 25 juillet 2014. Le programme de prix garantis compte deux volets : un premier – le TRG – pour les projets de plus de 10 kilowatts (kW); un second – le microTRG – pour les projets de 10 kW ou moins. Par la suite, en 2013, le Ministère a donné instruction à l'OEO de mettre au point un nouveau programme d'approvisionnement concurrentiel pour les grands projets d'énergie renouvelable.

La réduction du recours à l'énergie nucléaire

Le Ministère prévoit une réduction de 13 % de la production d'énergie nucléaire, exprimée en pourcentage de la production globale d'énergie, sa part passant de 57 % en 2013 à 44 % d'ici 2032. Il y a trois centrales nucléaires en Ontario : la Centrale nucléaire de Pickering qui compte six réacteurs nucléaires en exploitation; la Centrale nucléaire de Darlington qui compte quatre réacteurs nucléaires en exploitation; et la Centrale nucléaire Bruce qui compte huit réacteurs nucléaires en exploitation.

En 2013, le Ministère a reporté son plan de construction de nouveaux réacteurs nucléaires. La Centrale Pickering doit cesser ses activités d'ici 2020, tandis que quatre et six réacteurs nucléaires respectivement des centrales Darlington et Bruce doivent être remis en état par étapes entre 2016 et 2028.

1.4 Comment l'approvisionnement en électricité répond à la demande

Pour répondre à la demande du réseau, il faut disposer en tout temps d'un approvisionnement suffisant en électricité. L'approvisionnement en électricité disponible se subdivise en trois volets : la production de base, la production intermédiaire et de pointe, et les réserves. (Voir, à l'**annexe 2**, la liste des installations de production de l'Ontario par type d'énergie, puissance installée et emplacement.)

La production de base

Habituellement, la production de base, ce sont des sources fiables dont les coûts d'exploitation sont moindres et auprès desquelles on s'approvisionne

l'année durant pour répondre à la demande minimale constante en électricité. Les sources d'énergie de la production de base sont, règle générale, des sources abondantes et fiables, par exemple des centrales nucléaires et hydroélectriques. En Ontario, la SIERE classe aussi l'énergie éolienne et l'énergie solaire dans la production de base. Elles sont utilisées quand elles sont disponibles. Cependant, comme l'énergie ainsi produite ne peut être aisément stockée aux fins d'utilisation ultérieure, la SIERE est habilitée à limiter le recours à ces sources au gré des besoins du réseau.

Production intermédiaire et de pointe

Règle générale, la production intermédiaire et de pointe englobent le gaz naturel et certaines sources hydroélectriques (celles misant sur le stockage d'eau en réservoir). Ces sources plus flexibles sont des sources de production en charge commandée, c'est-à-dire que leurs niveaux de production peuvent être plus aisément modifiés pour les adapter à la demande.

Planification et réserve de fonctionnement

Les besoins en réserve de fonctionnement des planificateurs du réseau d'électricité varient selon qu'il est question de planification à long terme ou de besoins en temps réel. Dans une perspective de planification, des réserves de planification s'imposent pour veiller à ce que l'on dispose de suffisamment d'énergie pour combler de façon fiable la demande future. Les réserves de planification servent à composer tant avec les incertitudes au plan opérationnel (p. ex. au titre de la disponibilité d'une source de production ou de l'acheminement d'énergie) qu'au plan de la demande (p. ex. en raison de prévisions économiques ou météorologiques). En temps réel, la réserve de fonctionnement, c'est l'énergie en attente pour composer avec les événements imprévus qui perturbent l'équilibre de l'offre et de la demande, par exemple la perte d'une source d'énergie. Les exigences au titre de la réserve de fonctionnement doivent être conformes aux normes de fiabilité établies par la North American Electric Reliability Corporation et la Northeast Power

Coordinating Corporation. Par exemple, règle générale, la réserve de fonctionnement de l'Ontario est constituée de suffisamment d'énergie en attente pour compenser la perte de l'équivalent d'une fois et demie l'énergie générée par les gros producteurs de la province. La réserve de planification est plus importante que la réserve de fonctionnement car, plus on s'éloigne dans le temps, plus l'incertitude est grande quant aux niveaux de demande prévus et à l'approvisionnement disponible.

Analyse comparative : consommation d'électricité moyenne et de pointe

On s'attend à ce que notre réseau d'électricité dispose de suffisamment d'énergie électrique pour répondre aux besoins de pointe et des réserves. La plupart du temps, la quantité réelle d'électricité consommée est beaucoup moins élevée qu'en période de demande maximale ou de pointe. Par exemple, la demande moyenne en électricité en Ontario en 2014 n'a été que de 15 959 MW, alors

que la demande maximale a atteint 22 774 MW. À la **figure 3**, on constate que l'approvisionnement disponible en Ontario lors des périodes de pointe de 2009 à 2014 a excédé la demande de pointe.

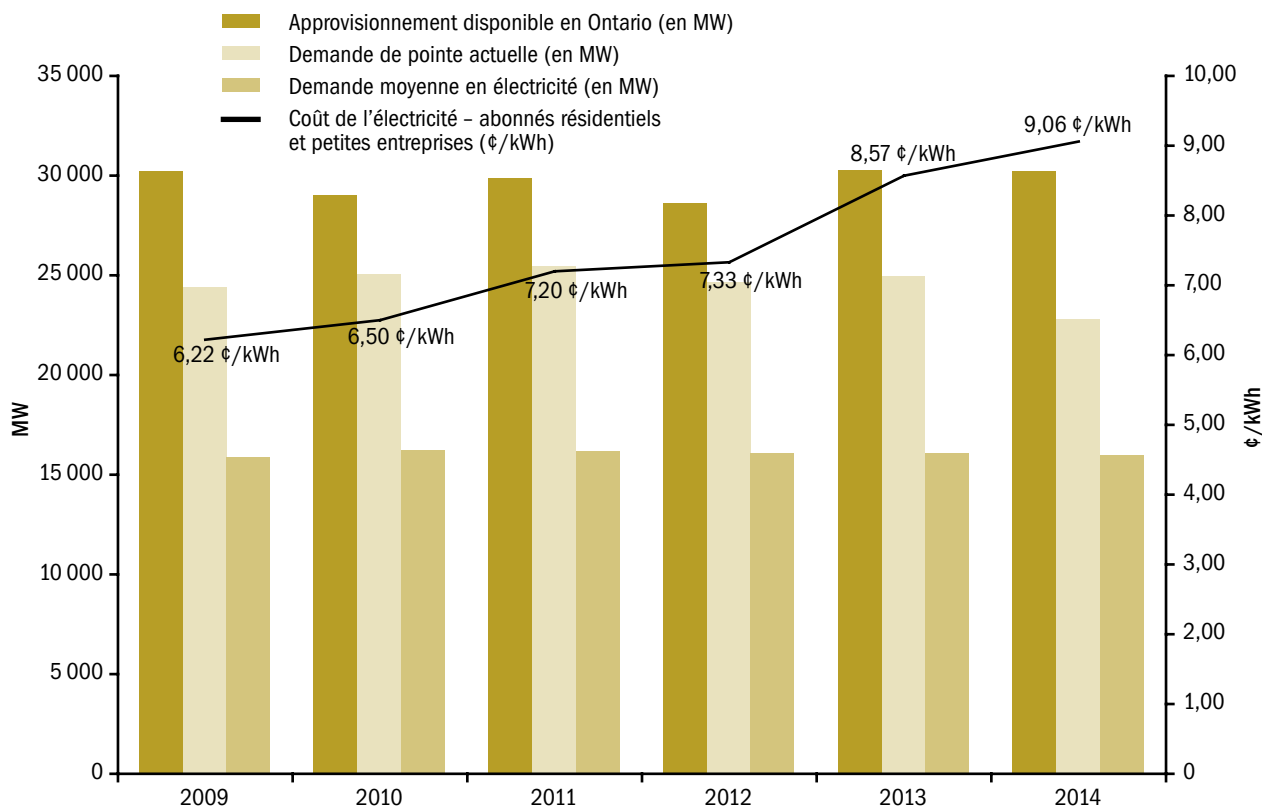
Réduire les besoins en période de pointe peut alléger le fardeau subi par l'infrastructure électrique et ainsi atténuer la nécessité de construire de nouvelles centrales électriques, d'agrandir des centrales existantes ou de conclure de nouveaux accords d'achat d'énergie.

Production de base excédentaire

Il y a production de base excédentaire quand l'électricité générée par les producteurs de base excède la demande. La SIERE gère l'excédent en déterminant la meilleure façon d'équilibrer l'offre et la demande en temps réel. Au nombre des solutions : exporter de l'énergie vers d'autres administrations, demander à certains producteurs de base de réduire (limiter) leur production ou de suspendre leurs activités.

Figure 3 : Prix de l'électricité, approvisionnement disponible en électricité, demande moyenne d'électricité et demande de pointe en Ontario, 2009-2014

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité



1.5 La prévision de la demande à long terme

La prévision de la demande est un élément important de la planification à long terme du réseau d'électricité car cela influe sur la prise de décisions au titre des solutions de production, de conservation et de transport d'énergie. L'OEO (dorénavant la SIERE) établit ses prévisions de la demande en électricité sur 20 ans en estimant la consommation d'électricité des utilisateurs finaux, entre autres les clients résidentiels, commerciaux et industriels. Une fois projetée la quantité d'électricité qui sera consommée dans l'avenir, la SIERE soustrait de cette quantité l'impact prévu des efforts de conservation pour établir la demande nette. Règle générale, c'est en fonction de la demande nette que se prennent les décisions clés dans le cadre du processus de planification du réseau d'électricité.

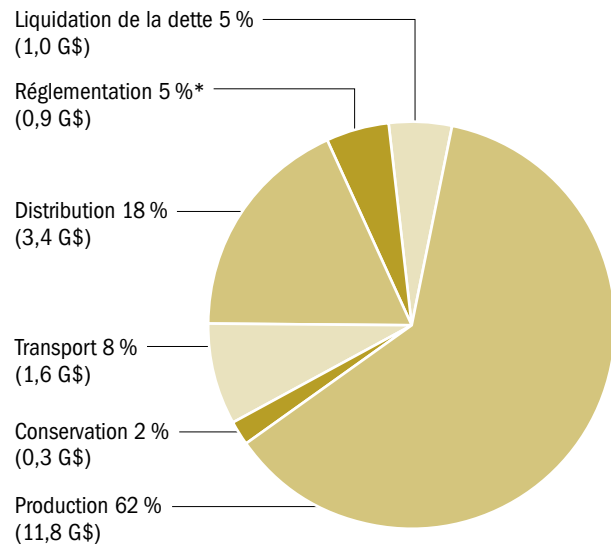
1.6 Le coût global de l'électricité en Ontario

Au total, les consommateurs ontariens ont déboursé 18,9 milliards de dollars au titre du service d'électricité en 2014. Ce coût global se subdivise en six éléments : coûts de production, coûts de conservation, coûts de transport, coûts de distribution, coûts de réglementation et coûts de liquidation de la dette.

La **figure 4** présente la ventilation des coûts du service d'électricité réglés par les consommateurs ontariens en 2014. Tel qu'illustré dans le diagramme, le coût de production, élément le plus imposant à hauteur de 11,8 milliards de dollars (ou de 62 %), correspond au coût de l'approvisionnement en électricité. À la **figure 5**, on trouve une ventilation du coût de production par type de source d'énergie. On y constate que le gaz naturel et l'énergie renouvelable autre que l'hydroélectricité, à savoir l'énergie éolienne, l'énergie solaire et la bioénergie, comptent pour 16 % de notre production totale d'électricité (avant exportations), alors que ces sources pèsent pour 36 % du coût global

Figure 4 : Ventilation des coûts du service d'électricité en Ontario, 2014

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité



* Les frais de réglementation englobent des frais de service du marché de gros au titre de services fournis par la SIERE aux fins de l'exploitation du marché de gros de l'électricité et du maintien de la fiabilité du réseau d'énergie de haute tension, et des frais de service réguliers d'approvisionnement couvrant une partie des coûts administratifs des services publics pour fournir de l'électricité aux consommateurs non desservis par un détaillant.

Figure 5 : Ventilation du coût de production par type de sources d'énergie, 2014

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité

Technologie	Coût (en millions de dollars)	Production totale (TWh)
Nucléaire	5 900	94,9
Hydroélectricité	1 835	37,9
Gaz/Pétrole	2 287	14,9
Éolienne	935	7,8
Solaire	884	1,8
Bioénergie	100	0,5
Charbon	7	0,1
Autres*	186	1,6
Importations	251	4,9
Exportations (Recettes)	(636)	(19,1)
Coût total de production	11 749	

* comprend l'électricité produite à partir de réservoirs d'eau

de production de l'Ontario. Règle générale, les décisions de planification du réseau d'électricité à propos de l'approvisionnement diversifié et des niveaux de capacité, décisions qui sont prises ultimement par le gouvernement, influent énormément sur le coût de production.

Les « frais d'électricité » et la facture d'électricité du consommateur

En Ontario, la facture d'électricité typique d'un abonné résidentiel ou d'une petite entreprise se subdivise en quatre catégories de frais : électricité, transport, réglementation et liquidation de la dette. Les frais d'électricité comptent pour plus de la moitié du montant de la facture typique de service public. Les tarifs imposés à la plupart des consommateurs ontariens sont des tarifs selon l'heure de consommation (THC), qui tiennent compte du Prix horaire de l'énergie en Ontario et de l'ajustement global :

- **Le prix horaire de l'énergie en Ontario** est le prix d'équilibre moyen de chaque heure fondé sur l'offre et la demande en électricité et déterminé selon un processus concurrentiel où des producteurs présentent des soumissions pour fournir de l'électricité au marché.
- **L'ajustement global est essentiellement égal à la différence entre le prix horaire de l'énergie en Ontario et les prix garantis payés aux producteurs contractuels et réglementés.** Des prix garantis sont payés aux producteurs, entre autres, les producteurs d'énergie nucléaire et hydroélectrique administrés par Ontario Power Generation (société d'électricité détenue par la province), les producteurs sans vocation de service public administrés par la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, ainsi que les producteurs d'énergie au gaz naturel et d'énergie renouvelable sous contrat avec l'OEO (dorénavant la SIERE). L'ajustement global comprend aussi des coûts de conservation.

1.7 Interconnexions et importations d'électricité

Grâce à son réseau de transport, l'Ontario est interconnectée électriquement avec le Manitoba, les États du Minnesota, du Michigan et de New York, et le Québec. Ces interconnexions ont été très avantageuses pour la province, car elles facilitent le commerce de l'électricité et renforcent la fiabilité du réseau d'électricité. Il y a une dizaine d'années, alors que l'approvisionnement provincial en électricité était insuffisant, l'Ontario dépendait énormément de ces interconnexions avec d'autres administrations pour répondre à la demande durant les périodes de pointe estivales.

Dorénavant, l'Ontario dispose d'un approvisionnement provincial en électricité suffisant pour combler ses propres besoins et, présentement, elle utilise les interconnexions avec les administrations voisines pour gérer de façon plus efficace les périodes de production de base excédentaire. Ces interconnexions servent à lisser les fluctuations qui se produisent dans le réseau à tout moment de la journée et à dépanner sans tarder lors de situations d'urgence. L'Ontario est un exportateur net depuis 2006, mais il importe quand même un peu d'électricité – en moyenne quelque 6 millions de MWh par année entre 2006 à 2014.

2.0 Objectif et portée de l'audit

Notre audit visait à déterminer si des processus et des procédures efficaces étaient en place pour :

- assurer la transparence, la reddition de comptes et l'efficacité au titre du processus de planification du réseau d'électricité de l'Ontario dans le but de faciliter un approvisionnement en énergie fiable, rentable et durable répondant à la demande en électricité de la province dans le contexte des lois et politiques gouvernementales applicables;

- mesurer les progrès et les résultats des plans concernant le réseau d'électricité de l'Ontario et en rendre compte périodiquement.

Aux fins de notre audit, nous avons examiné les lois, politiques, études et règlements pertinents; analysé les documents de planification, dont le Plan pour le réseau d'électricité intégré et les plans énergétiques à long terme; et interviewé le personnel compétent des entités clés participant à la planification du réseau d'électricité, dont le ministère de l'Énergie, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, la Commission de l'énergie de l'Ontario, Hydro One et Ontario Power Generation. Ontario Power Generation est une société d'électricité détenue par la province qui se charge de gérer des centrales nucléaires et hydroélectriques qui produisent plus de la moitié de l'électricité en Ontario. Elle collabore avec le Ministère et la SIERE à la planification de la remise en état des réacteurs de la Centrale nucléaire de Darlington.

Nous avons aussi rencontré des représentants de groupes d'intervenants, dont l'Ontario Society of Professional Engineers, l'Association canadienne de l'électricité, l'Electricity Distributors Association, l'Association des municipalités de l'Ontario et plusieurs services publics locaux. Nous avons également interviewé d'anciens membres du conseil d'administration de l'Office de l'électricité de l'Ontario et d'autres intervenants choisis, ainsi que mené un sondage auprès de ces intervenants. En outre, nous avons effectué une recherche sur la planification du réseau d'électricité d'autres administrations afin de recenser les pratiques exemplaires. Enfin, nous avons retenu les services d'un expert-conseil indépendant spécialisé dans les volets techniques de la planification des réseaux d'électricité.

Calcul de la valeur temps de l'argent

Dans le présent rapport, nous faisons état d'un certain nombre d'économies potentielles liées à la passation de contrats à tarifs de rachat garantis à la lumière de la valeur réelle des contrats. Comme ces contrats s'échelonnent sur 20 ans, voire davantage,

la SIERE a actualisé les économies potentielles en utilisant divers taux d'intérêt pour refléter la valeur temps de l'argent. Dans ces cas, nous avons indiqué tant nos calculs que ceux de la SIERE.

3.0 Résumé

Des efforts considérables de planification technique s'imposent pour que l'Ontario puisse déterminer comment elle comblera, dans l'avenir, ses besoins en électricité. L'importance de ce genre de planification est manifeste dans la loi provinciale : la *Loi de 1998 sur l'électricité* a été modifiée en 2004 pour que l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), depuis fusionné avec la SIERE, procède à un exercice de planification indépendant et prépare un Plan pour le réseau d'électricité intégré, un plan technique visant à aider l'Ontario à répondre, dans l'avenir, à ses besoins en électricité. Pour protéger les intérêts des consommateurs, la *Loi* stipule aussi que la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) doit examiner, avant de l'approuver, le plan technique pour s'assurer qu'il est prudent, rentable et conforme à la directive du gouvernement sur l'approvisionnement diversifié.

Depuis une dizaine d'années, à toutes fins utiles, le processus de planification du réseau d'électricité ne fonctionne plus et aucun plan technique n'a été élaboré aux fins du réseau énergétique de l'Ontario. Naviguant à l'extérieur des freins et contrepoids du processus de planification prescrit dans la *Loi*, le ministère de l'Énergie a pris un certain nombre de décisions en matière de production d'énergie qui ont engendré des coûts importants pour les consommateurs d'électricité.

Énormément de temps, d'efforts et d'argent ont été consacrés à l'élaboration de plans techniques qui n'ont jamais été mis en oeuvre. De 2004 jusqu'à sa fusion avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) en 2015, l'OEO a préparé deux plans techniques, en 2007 et en 2011, au coût de plus de 16 millions de dollars. Ni

l'un ni l'autre de ces plans n'a été approuvé par la CEO. Cette dernière a mis un terme à son examen du plan technique de 2007 quand le ministre de l'Énergie a émis une nouvelle directive sur l'approvisionnement diversifié exigeant de l'OEO qu'il prépare un plan révisé. En 2011, l'OEO a soumis un exemplaire de son plan technique mis à jour directement au Ministère plutôt qu'à la CEO. Au même moment se déroulaient, en octobre 2011, des élections provinciales, et un nouveau ministre de l'Énergie a été nommé. En avril 2012, le projet de loi 75, dans lequel sont proposées la fusion de l'OEO et de la SIERE et des modifications au processus de planification du PREI, a été déposé. Comme il n'est pas stipulé dans la Loi que le ministre doit approuver le plan technique, le Ministère n'a pas donné suite à la soumission de l'OEO et le processus de planification technique a été suspendu. Et comme la CEO n'a pas eu l'occasion d'examiner les plans techniques tel que stipulé dans la Loi sur l'électricité, elle n'a pu s'assurer, ces 10 dernières années, que la planification technique des besoins énergétiques de l'Ontario avait été menée de façon prudente et rentable de façon à protéger les intérêts des consommateurs d'électricité.

Entre-temps, le coût de l'électricité en Ontario n'a cessé d'augmenter. De 2004 à 2014, le montant payé par les consommateurs d'électricité, tant les clients résidentiels que les petites entreprises, au titre du volet produit d'électricité (dont l'ajustement global) de leur facture a augmenté de 80 %, passant de 5,02 cents/kWh à 9,06 cents/kWh. En vertu de la *Loi sur la Commission d'énergie de l'Ontario* de 1998, il appartient à la CEO de protéger les intérêts des consommateurs en ce qui concerne les prix, la suffisance, la fiabilité et la qualité du service d'électricité, mais la Loi ne lui confie qu'un rôle de surveillance limitée quant à la production d'énergie (auprès des centrales nucléaires de Pickering et de Darlington et d'une part de la production hydroélectrique). Comme la CEO ne disposait pas d'un plan énergétique technique approuvé, l'OEO a pu conclure des achats avec de nouvelles sources d'approvisionnement en électricité en vertu de

directives du gouvernement – sans être assujéti à la surveillance de la CEO. Les nouveaux contrats d'approvisionnement en électricité conclus par l'OEO comptaient pour quelque 65 % de la puissance installée totale de l'Ontario en 2014. Compte tenu de l'évolution de l'approvisionnement diversifié de l'Ontario, nous estimons que le rôle de surveillance de la CEO quant aux coûts de la production d'énergie s'amenuisera encore davantage, ne concernant qu'environ le quart de la puissance installée totale prévue en 2032.

Au total, le Ministère a émis 93 directives et orientations destinées à l'OEO entre 2004 et 2014. En empruntant cette façon de faire, il a pris un certain nombre de décisions à propos de la production d'énergie – des décisions qui allaient parfois à l'encontre des conseils techniques de l'OEO. Nous sommes d'avis qu'en prenant ces décisions, le Ministère n'a pas tenu pleinement compte de l'état du marché de l'électricité ou de l'impact à long terme que divers scénarios d'approvisionnement diversifié auraient sur le réseau d'électricité de l'Ontario. Certaines d'entre elles ont engendré des coûts appréciables pour les consommateurs d'électricité :

- **Énergie éolienne et énergie solaire dispendieuses** – Nous avons calculé que, sur les 20 ans du contrat, les énergies renouvelables générées dans le cadre du programme ministériel actuel à tarifs de rachat garantis coûteront aux consommateurs 9,2 milliards de dollars de plus qu'ils auraient payé aux termes du programme précédent (d'après la SIERE, ce montant serait plutôt de l'ordre de 5,3 milliards de dollars lorsque la valeur temps de l'argent est prise en compte). Avant 2009, l'Ontario s'était doté de plusieurs programmes d'approvisionnement en énergie renouvelable qui avaient connu du succès et atteint en un temps record les objectifs de production d'énergie renouvelable. Néanmoins, le Ministère a donné pour instruction à l'OEO de mettre sur pied un nouveau programme de rachat à tarifs garantis qui offrait aux producteurs d'énergie renouvelable des prix

contractuels beaucoup plus intéressants. Au même moment, l'OEO avait suggéré au Ministère d'emprunter un processus d'approvisionnement concurrentiel pour la réalisation de grands projets d'énergie renouvelable, mais le Ministère a rejeté l'idée. Après avoir conclu des contrats pour la réalisation de quelque 200 grands projets d'énergie renouvelable comptant pour 4,7 milliards de dollars du montant de 9,2 milliards de dollars mentionné précédemment, le Ministère a donné instruction à l'OEO de mettre sur pied un nouveau processus d'approvisionnement concurrentiel pour les grands projets d'énergie renouvelable. Les prix mondiaux de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire commençant à reculer en 2008, un processus concurrentiel aurait engendré des coûts beaucoup moins élevés. Nous avons constaté que les prix du Programme à tarifs de rachat garantis étaient demeurés, en 2014, deux fois plus élevés que les prix du marché dans le cas de l'énergie éolienne et trois fois et demi dans le cas de l'énergie solaire. Parce que la production d'énergie éolienne et d'énergie solaire est intermittente, d'autres ressources, le gaz naturel par exemple, sont toujours nécessaires pour combler les besoins énergétiques de l'Ontario. L'augmentation de la part de l'énergie éolienne et solaire dans l'approvisionnement diversifié signifie aussi que seulement quelque 80 % de notre capacité totale de production est disponible pour combler la demande durant les périodes de pointe. En d'autres termes, nous ne pouvons compter que sur 80 % de la capacité de production d'électricité dans laquelle l'Ontario a investi car ce n'est pas tous les jours que le vent souffle ou que le soleil brille suffisamment pour fournir de façon fiable de l'énergie renouvelable durant les périodes de pointe, là où nos besoins sont les plus grands. Et comme le Ministère entend accroître la part de l'énergie éolienne et solaire dans l'approvisionnement diversifié,

on s'attend à ce que ce pourcentage recule encore, s'établissant à 70 % d'ici 2032.

- **L'OEO enjoint de réaliser un projet hydroélectrique coûteux** – En janvier 2010, l'OEO a indiqué au Ministère qu'il était préoccupé par la hausse substantielle par rapport à l'estimation initiale des coûts estimatifs du projet hydroélectrique de la partie inférieure de la rivière Mattagami, une hausse de un milliard de dollars. Le Ministère a enjoint l'OEO d'aller de l'avant avec le projet, car cela aiderait le Ministère à atteindre ses cibles d'énergie renouvelable et à investir dans des collectivités autochtones et dans l'économie du Nord de l'Ontario. Le coût moyen de l'énergie produite au moyen de cette installation hydroélectrique est de 135 \$/MWh, alors que le coût moyen de l'énergie produite dans le cadre de deux autres projets hydroélectriques récents à l'extérieur de la région de la rivière Mattagami est de 48 \$/MWh. L'un des projets visait l'agrandissement d'une installation existante et coûtait 35 \$/MWh; l'autre visait la construction d'une toute nouvelle installation et coûtait 56 \$/MWh. Il ressort de notre examen que ce coût de 56 \$/MWh se compare bien à celui d'autres projets hydroélectriques récents réalisés par d'autres administrations canadiennes.
- **Conversion non rentable d'une centrale au charbon en une centrale alimentée à la biomasse** – Le Ministère a donné pour instruction à l'OEO de convertir une centrale au charbon de Thunder Bay en une centrale alimentée à la biomasse en dépit de l'avis de l'OEO qu'il s'agissait d'un projet non rentable. Le Ministère a expliqué que le projet stimulerait la croissance économique et créerait des emplois dans l'industrie de la foresterie en dépit du fait que cette centrale utilise des ressources forestières que l'on ne peut se procurer qu'à l'extérieur du Canada. Le coût de l'électricité produite à cette centrale est de 1 600 /MWh, soit 25 fois le coût moyen des

autres centrales alimentées à la biomasse en Ontario.

- **Annulation coûteuse de deux centrales au gaz naturel** – Le Ministère a enjoint l'OEO d'annuler les contrats de deux centrales au gaz naturel devant être construites dans le sud-ouest de la région du Grand Toronto, où le besoin était le plus grand, et de les aménager plutôt à Napanee et à Lambton. Dans nos rapports spéciaux sur l'annulation des centrales électriques à Oakville et à Mississauga, nous avons projeté que les coûts d'annulation se situeraient autour de 950 millions de dollars.

À l'heure actuelle, l'Ontario est en situation de surplus d'électricité. De 2009 à 2014, l'approvisionnement en électricité disponible de la province a excédé sa consommation horaire maximale de 5 160 MW par année, en moyenne – l'équivalent ou presque de la puissance installée totale de l'Alberta. Et la SIERE estime que la production de base de l'Ontario de 2015 à 2020 dépassera au total la demande de la province de 52,3 millions de MWh – une quantité suffisante pour alimenter la Nouvelle-Écosse pendant environ cinq ans. Nous sommes préoccupés par le fait que le Ministère continue à investir dans des efforts de conservation alors que l'Ontario enregistre déjà un surplus appréciable d'énergie. En fait, les coûts du réseau pourraient être réduits de façon plus efficace en diminuant, d'une part, la consommation en période de pointe et en augmentant, d'autre part, la consommation hors des périodes de pointe, ce qui nivellerait la charge totale requise. Cependant, dans l'ensemble, le programme de conservation a davantage contribué à l'atteinte des cibles de consommation d'électricité que les cibles liées à la demande en période de pointe.

- **La conservation en période de surplus énergétique favorise des limitations de production d'électricité et des exportations dispendieuses** – De 2006 à 2014, l'Ontario a consacré environ 2,3 milliards de dollars à des programmes et initiatives de conservation, et

elle s'est engagée à y consacrer une somme additionnelle de 2,6 milliards de dollars au cours des six prochaines années. Or, investir dans la conservation n'engendre pas nécessairement des économies durant les périodes de surplus, car les économies d'énergie résultant des efforts de conservation peuvent faire grossir le surplus de l'Ontario, contribuant à une surabondance d'électricité se traduisant par une hausse des exportations et/ou une limitation de la production. Comme les exportations d'énergie se font à des prix moindres que ceux payés aux producteurs, et que les producteurs en mode « limitation » doivent toujours être payés même s'ils ne produisent pas d'énergie, il s'agit de deux options coûteuses. De 2009 à 2014, l'Ontario a dû verser 339 millions de dollars à des producteurs qui se sont abstenus de produire 11,9 millions de MWh d'électricité excédentaire; durant la même période, l'Ontario a exporté 95,1 millions de MWh d'énergie vers d'autres administrations, mais le montant reçu en échange a été de 3,1 milliards de dollars de moins qu'il en a coûté pour produire cette énergie. En 2014 seulement, une part de 47 % des exportations totales d'énergie de l'Ontario a été liée à la production d'électricité excédentaire, de l'énergie à faible coût et à faible émission de carbone, par exemple de l'énergie hydroélectrique et de l'énergie nucléaire, étant exportée. Par ailleurs, de 2009 à 2014, le Prix horaire de l'énergie en Ontario a été négatif durant presque 2 000 heures, et l'Ontario a payé un montant total net de 32,6 millions de dollars à des exportateurs pour qu'ils prennent notre énergie.

Nous avons aussi constaté que l'absence d'un processus de planification structuré et concerté a engendré des effets négatifs continus sur le rendement du réseau de transport :

- **Problèmes de capacité insuffisante et de fiabilité** – Certaines régions, dont Kitchener-Waterloo-Cambridge-Guelph et

Windsor-Essex, éprouvent des problèmes de capacité et de fiabilité. La plupart des lignes de transport acheminant de l'énergie vers ces régions ont dépassé, atteint ou sont sur le point d'atteindre leur capacité. On ne s'attend pas à ce qu'elles soient en mesure de composer avec des augmentations importantes de la demande en période de pointe. L'OEO avait cerné ces problèmes dans son Plan de réseau d'électricité intégré de 2007, plan qui n'a jamais été approuvé ni mis en oeuvre. Même si des travaux étaient en cours en vue de réaliser des projets pour régler ces problèmes, au moment de notre audit, ces problèmes perduraient.

- **Capacité insuffisante pour raccorder des producteurs d'énergie renouvelable** – Au total, 2 545 microprojets à tarifs de rachat garantis (microTRG) n'ont pu aller de l'avant faute de capacité de transport pour donner suite au grand nombre de demandes de projet qui ont afflué. Pour régler l'affaire, le Ministère a donné pour instruction à l'OEO d'autoriser les demandeurs à regrouper leurs projets et à présenter une nouvelle demande au programme des grands projets à tarifs de rachat garantis (TRG) tout en leur versant les prix plus élevés prévus aux contrats des microprojets assortis de microTRG. Nous estimons que ces contrats auront coûté 239 millions de dollars aux consommateurs d'électricité au terme de leur durée, à savoir 20 ans (la SIERE estime que ce montant sera plutôt de l'ordre de 126 millions de dollars en tenant compte de la valeur temps de l'argent).
- **Dédommagement des producteurs dont la production est visée par des limitations** – En Ontario, les producteurs peuvent avoir droit à des dédommagements (en sus du prix du marché pour leur production) quant la SIERE leur demande de fournir davantage ou moins d'énergie, selon les besoins du réseau. De 2009 à 2014, au total, 407,6 millions de dollars ont été versés en dédommagement

à des producteurs à qui on a demandé d'augmenter ou de cesser leur production d'énergie. En 2014 seulement, les producteurs ont reçu 117,3 millions de dollars – une hausse de 77 % depuis 2009. Dans l'ensemble, nous avons constaté que les volumes de production assortis de limitations ont augmenté de façon appréciable (de 36 %) alors que la demande d'électricité est demeurée relativement stable. La SIERE nous a indiqué que des changements à la demande régionale et à l'approvisionnement diversifié pour faciliter l'abandon progressif du charbon et composer avec des hausses appréciables au titre de l'énergie renouvelable ont engendré des variations dans l'approvisionnement du réseau, contribuant, ces dernières années, à une hausse des contraintes liées au transport, surtout dans les régions de Bruce et du Nord-Est.

- **La possibilité d'importer de l'électricité n'a pas été dûment prise en considération au moment où cette option aurait permis de répondre aux besoins** – L'importation d'énergie aurait constitué une solution de rechange viable à l'achat d'énergie renouvelable pour combler la demande en électricité. Or, le processus de planification de l'OEO ne prévoyait pas une analyse coûts-avantages de l'option d'accroître la capacité de transport pour acheminer les importations hydroélectriques prévues dans des contrats conclus avec des administrations voisines (plutôt que de conclure des contrats dispendieux pour s'approvisionner en énergie éolienne et solaire). Ce n'est que plus récemment que le Ministère a pris en compte les contrats d'importation. Le gouvernement a décidé de conclure un contrat avec le Québec, s'engageant à échanger de l'électricité à compter de la fin de 2015. Il envisage aussi d'importer de l'électricité de Terre-Neuve-et-Labrador.

La plupart des réponses à nos recommandations font allusion à un projet de loi qui a été déposé récemment (le projet de loi 135). Le BVGO n'est pas

en mesure de formuler des commentaires quant au bien-fondé de ce projet de loi, ni d'évaluer, dans l'immédiat, si les changements proposés dans le projet de loi sont conformes à l'esprit de nos recommandations.

Dans ce rapport sont formulées 5 recommandations, regroupant 16 mesures, pour donner suite aux constatations faites durant cet audit.

4.0 Constatations détaillées de l'audit

4.1 Le processus de planification ne fonctionne plus

4.1.1 L'Ontario ne dispose pas d'un Plan pour le réseau d'électricité intégré

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, l'OEO est investi du mandat de mener des exercices de planification indépendants et de préparer régulièrement un Plan pour le réseau d'électricité (ci-après le « plan technique »), qui s'échelonne sur 20 ans et qui guide les efforts de la province pour atteindre ses objectifs énergétiques et protéger les intérêts des consommateurs d'électricité. Même si l'obligation de disposer d'un plan technique est stipulée dans la Loi depuis une dizaine d'années, en fait depuis 2004, l'Ontario n'a jamais eu de plan technique approuvé. L'OEO a bien élaboré deux plans techniques, un premier en 2007 et un second en 2011, mais aucun n'a été mis en oeuvre en raison de modifications aux politiques gouvernementales. L'OEO a consacré 16 millions de dollars à l'élaboration de ces plans.

En 2010, le Ministère a publié son « Plan énergétique à long terme » (ci après- le « plan stratégique »), une version plus courte et plus stratégique du plan énonçant les objectifs énergétiques et l'approvisionnement diversifié de l'Ontario pour les 20 prochaines années. Même si, en vertu de la *Loi*, le Ministère n'est pas tenu de préparer un tel plan, le Ministère a mis à jour son plan stratégique en

2013, et il entend l'examiner et le mettre à jour aux trois ans. Le Ministère nous a indiqué qu'un plan technique n'était plus requis depuis la publication de son plan stratégique en 2013, faisant valoir que le processus de planification technique est un exercice dispendieux, long et inflexible qui ne permet pas de s'adapter à l'évolution du marché. Or, même si nous avons constaté que le plan stratégique de 2013 renfermait davantage de renseignements techniques que celui de 2010, nous avons estimé que ce plan ne permettait toujours pas de bien composer avec les besoins du réseau d'électricité de l'Ontario et de bien protéger les intérêts des consommateurs d'électricité. Nous avons constaté les lacunes suivantes :

- **Aucune analyse coûts-avantages de solutions de rechange** – Les plans stratégiques de 2010 et 2013 du Ministère ne faisaient pas état d'analyses coûts-avantages détaillées des différents scénarios et des différentes solutions de rechange proposés dans les plans techniques, comme cela était le cas dans les plans établis par l'OEO (qui n'ont jamais été approuvés) en 2007 et 2011.
- **Manque de transparence** – Les consommateurs d'électricité ne sont pas informés des raisons motivant l'augmentation des coûts de l'électricité. Même si, dans son plan stratégique de 2013, le Ministère a indiqué les mesures prises par le gouvernement pour réduire les coûts de l'électricité, il n'a pas précisé les facteurs clés générateurs de coûts qui ont influé le plus sur les tarifs d'électricité : les surplus d'électricité et l'ajustement global.
- **Processus douteux de consultation des intervenants** – Le Ministère a entrepris un processus de consultation des intervenants d'une durée de deux mois lors de la préparation de son plan stratégique de 2010, mais n'a pas été en mesure de nous fournir un résumé des réponses reçues. Nous avons constaté que le plan a été publié à peine cinq jours après la fin de la période de consultation et nous nous sommes demandé si cette courte période a

suffi pour permettre au Ministère de passer en revue les commentaires des intervenants et de bien en tenir compte dans le plan.

- **Aucun rapport d'étape** – En 2011, le Ministère a fixé une cible provisoire de réduction de la demande en période de pointe de 4 550 MW d'ici 2015. Or, cette cible provisoire ne figurait pas dans le plan stratégique de 2013 et aucune explication n'a été donnée au public pour justifier ce retrait ou l'établissement d'une nouvelle cible provisoire. Dans le plan stratégique de 2013, on ne trouve aucun rapport d'étape à propos des cibles provisoires fixées dans le plan stratégique de 2010.

Même si le plan stratégique du Ministère s'avérait un plan de remplacement adéquat du plan technique de l'OEO et de la SIERE, reste l'obligation législative de préparer un plan technique que le Ministère continue d'ignorer. En 2013, l'OEO a écrit au Ministère pour lui suggérer des modifications à la Loi qui feraient en sorte que l'OEO continuerait à préparer un plan technique mais le soumettrait au Ministère plutôt qu'à la Commission de l'énergie de l'Ontario aux fins d'examen et d'approbation. Le Ministère n'a pas donné suite à la recommandation de l'OEO ni ne lui a indiqué si ce dernier était toujours tenu d'établir un plan technique et, le cas échéant, à qui il devait le soumettre.

Lorsque les mesures législatives prévoyant la fusion de l'OEO et de la SIERE ont été adoptées en juillet 2014, y figurait une disposition stipulant que la nouvelle entité (la SIERE) devait toujours préparer un plan technique et le soumettre à la Commission de l'énergie de l'Ontario aux fins d'examen. Une fois la fusion réalisée en 2015, la nouvelle SIERE a écrit au Ministère à propos de changements potentiels au processus de planification à long terme. Au moment de notre audit, le Ministère ne lui avait pas encore répondu ni ne lui avait donné d'indications quant à la préparation d'un plan technique.

4.1.2 Surveillance limitée de la Commission de l'énergie de l'Ontario, protection limitée des consommateurs

En faisant en sorte que le processus de planification technique ne fonctionne plus, le Ministère a, dans les faits, écarté la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) du paysage. L'un des objectifs clés de la CEO est de protéger les intérêts des consommateurs en ce qui concerne les prix, la suffisance, la fiabilité et la qualité du service d'électricité. Mais sans surveillance de la planification du réseau d'électricité et moyennant une surveillance très limitée des coûts de production de l'électricité, il a été fort difficile pour la CEO d'accomplir son mandat de façon utile. Nous avons constaté ce qui suit :

- **La CEO n'a pu exécuter l'examen des plans techniques** – La *Loi de 1998 sur l'électricité* a été modifiée en 2004 en vue de confier à la CEO le mandat d'examiner et d'approuver les Plans pour le réseau d'électricité intégrés préparés par l'OEO pour qu'ils soient conformes aux orientations données par le ministre et prudents au plan financier. En 2008, la CEO a suspendu son examen du plan technique de 2007 de l'OEO quand le ministre lui a transmis une directive révisée lui demandant de revoir le plan à la lumière des modifications à la politique gouvernementale sur l'approvisionnement diversifié de l'Ontario et de transmettre le plan révisé à la CEO aux fins d'examen. Or, l'OEO n'a pas soumis de plan révisé à la CEO conformément aux instructions du Ministère, le transmettant plutôt directement au Ministre, en 2011, aux fins d'examen. L'OEO a indiqué avoir d'abord soumis le plan au ministre pour qu'il détermine s'il s'était bien acquitté de sa responsabilité de consulter les collectivités des Premières Nations et des Métis aux fins de l'élaboration du plan, tel que stipulé dans la Directive sur l'approvisionnement diversifié de 2011. Or, ni le Ministre ni le Ministère n'a donné suite à la demande de l'OEO et, ultimement, l'OEO a renoncé au

processus de planification et aucune copie du plan n'a été transmise à la CEO.

- **La CEO n'est pas habilitée à examiner les plans stratégiques du Ministère** – À la différence des plans techniques de l'OEO, l'élaboration de plans stratégiques par le Ministère n'est pas prescrite dans la Loi et la CEO n'est pas habilitée à les examiner. Il s'ensuit qu'aucun des deux plans stratégiques du Ministère n'a fait l'objet d'un examen indépendant pour s'assurer qu'ils sont prudents au plan financier et que les intérêts des consommateurs d'électricité sont protégés.
- **Surveillance limitée des coûts de production de l'électricité par la CEO** – En vertu de la Loi, la CEO est autorisée à examiner seulement les tarifs de l'énergie nucléaire produite par les centrales de Pickering et de Darlington et de l'énergie hydroélectrique produite par l'Ontario Power Generation. Il s'ensuit que la surveillance exercée par la CEO se limite à environ 35 % de la puissance installée totale présentement en Ontario. Les autres deux tiers de la puissance sont le fait de contrats énergétiques passés par le Ministère avec d'autres producteurs d'électricité – énergie nucléaire, énergie renouvelable et gaz – que la CEO n'est pas habilitée à examiner. À l'heure actuelle, la CEO n'exerce aucune surveillance sur les prix des contrats d'approvisionnement en énergie afin de s'assurer que les contrats conclus sont dans l'intérêt des consommateurs d'électricité de l'Ontario. Alors que la fermeture de la centrale de Pickering approche à grands pas et que davantage de contrats de production d'électricité au moyen d'énergie renouvelable et de gaz naturel devraient être conclus dans l'avenir, nous estimons que la surveillance exercée par la CEO s'amenuisera et ne visera plus que le quart de la puissance installée totale d'ici 2032.
- **La CEO n'a pas été consultée lors de la privatisation de Hydro One** – Le 23 avril 2015, le gouvernement a annoncé, dans son budget

de 2015, qu'il entendait élargir l'actionnariat de Hydro One moyennant un appel public à l'épargne à hauteur de 60 % des actions de Hydro One. Il s'agira de l'une des plus grandes privatisations de biens de production publics au Canada. Les investisseurs privés privilégiant l'optimisation des profits, on ignore quel sera l'impact sur les prix de l'électricité. La CEO, le protecteur des intérêts des consommateurs, n'a pas été consultée dans le cadre du processus de prise de décisions. Au même moment, le gouvernement a adopté, le 4 juin 2015, la *Loi pour favoriser l'essor de l'Ontario* en vertu de laquelle Hydro One Inc. et ses filiales sont réputées ne pas être des organismes de la Couronne.

RECOMMANDATION 1

Pour que la planification du réseau d'électricité protège mieux les intérêts des consommateurs d'électricité, le ministère de l'Énergie doit se conformer aux lois provinciales et :

- clarifier les rôles du ministère de l'Énergie et de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité aux fins de la préparation des prochains plans techniques;
- exiger que des plans techniques exhaustifs soient préparés dans les délais et s'assurer qu'ils sont soumis à la Commission de l'énergie de l'Ontario aux fins de leur examen et de leur approbation;
- diffuser davantage d'information publique destinée aux consommateurs d'électricité à propos des facteurs générateurs de coûts agissant sur la hausse des tarifs d'électricité et de l'impact de diverses décisions sur les coûts de l'électricité;
- examiner le rôle de la Commission de l'énergie de l'Ontario afin de déterminer comment elle pourrait protéger encore mieux les intérêts des consommateurs d'électricité de l'Ontario.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le Ministère souscrit à la recommandation de la vérificatrice générale.

Le 28 octobre 2015, le ministre de l'Énergie a déposé le projet de loi 135 – *Loi de 2015 modifiant des lois sur l'énergie* – qui, s'il est adopté, substituera au processus d'élaboration du Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) un processus amélioré d'élaboration du Plan énergétique à long terme. Si le projet de loi est adopté, il en résulterait ce qui suit :

- Les rôles du ministère de l'Énergie et de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) seraient clarifiés pour ce qui est de l'élaboration des plans énergétiques à long terme. Le Ministère reconnaît les connaissances et les compétences techniques de la SIERE au titre du secteur de l'électricité et il s'engage à lui confier un rôle dans l'élaboration des prochains plans énergétiques.
- La première étape du processus d'élaboration du PELT serait l'établissement par la SIERE d'un plan technique que la province utiliserait lors des consultations et aux fins des activités d'élaboration liées au PELT. Le projet de loi prévoit aussi l'élaboration de plans de mise en oeuvre par la SIERE et la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO).
- La Loi prévoirait la tenue de vastes consultations auprès des consommateurs, des intervenants et des groupes autochtones, le plan élaboré devant être conforme aux principes de coût-efficacité, de fiabilité, d'énergie propre et d'engagement communautaire et autochtone, sans pour autant négliger la conservation et la gestion de la demande. Serait aussi prévue la publication dans un site Web du gouvernement de l'Ontario du PELT et des autres renseignements et données clés utilisés aux fins de son élaboration. Par ailleurs, le 2 juin 2015, le Ministère a déposé le projet de loi 112 – *Loi de 2015 pour*

renforcer la protection des consommateurs et la surveillance du réseau d'électricité – qui vise à renforcer le mandat et l'organisation de la CEO au titre de la réglementation du secteur de l'énergie et de la protection des consommateurs. Si ce projet de loi était adopté, il renforcerait le rôle joué par la CEO en vue de protéger les consommateurs d'électricité de l'Ontario en leur proposant davantage d'occasions d'intervenir dans les instances de la CEO, en interdisant la vente à domicile de contrats en approvisionnement d'énergie de détail et en élargissant la capacité de la CEO d'assurer la continuité du service des consommateurs d'électricité.

4.2 Large utilisation de directives et orientations ministérielles

Faute d'un plan technique approuvé, le Ministère a eu pour pratique de communiquer ses objectifs au titre de la politique énergétique au moyen de directives et d'orientations transmises à l'OEO, à la CEO, à OPG et à Hydro One. À la **figure 6** sont listées les directives et orientations les plus importantes transmises à l'OEO avant 2015. Même si la *Loi de 1998 sur l'électricité* habilite le Ministre à émettre des directives (moyennant l'approbation du Cabinet) sur l'approvisionnement diversifié et des orientations (sans devoir obtenir l'approbation du Cabinet) concernant d'autres questions liées à la planification de l'électricité, nous avons constaté que la dépendance du Ministère envers les directives et les orientations a eu une incidence à plusieurs égards sur le processus de planification du réseau d'électricité :

- **Aucune surveillance par la CEO** – La CEO n'est pas autorisée à mener un examen réglementaire des décisions prises par l'entremise de directives et orientations ministérielles. Voilà un autre volet du processus de planification où la CEO n'exerce aucune surveillance et où, ultimement, il se pourrait que les intérêts des consommateurs n'aient pas été pleinement mis de l'avant. Par exemple, quand le

Figure 6: Résumé des directives et orientations clés de l'Office de l'électricité de l'Ontario

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité

Mois/année	Directives	Résumé des directives clés
Juin 2006	Directive sur l'approvisionnement diversifié	L'OEO doit élaborer un Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) pour composer avec la réduction de la demande de 6 300 MW d'ici 2025 découlant de mesures de conservation et augmenter la puissance installée de nouvelles sources d'énergie renouvelable de 15 700 MW d'ici 2025.
Septembre 2008	Directive sur l'approvisionnement diversifié	Modification de la Directive précédente sur l'approvisionnement diversifié. L'OEO doit revoir le PREI dans le but de fixer de nouvelles cibles dans un certain nombre de domaines, dont au titre des sources d'énergie renouvelable et de la conservation.
Février 2011	Directive sur l'approvisionnement diversifié	Remplace les directives précédentes sur l'approvisionnement diversifié. L'OEO doit produire un PREI pour atteindre des buts et objectifs particuliers du gouvernement, dont remettre en état de centrales nucléaires et acheter deux nouveaux réacteurs nucléaires; porter la capacité d'énergie renouvelable, autre que l'hydroélectricité, à 10 700 d'ici 2018; et faire en sorte d'atteindre la cible de réduction de la demande de pointe en misant sur la conservation et la cible d'économies d'énergie de 28 TWh d'ici 2030.
Mois/année	Directives	Résumé des directives clés
Mars 2006	Programme à tarifs de rachat garantis	Se charger de l'élaboration et de la mise en oeuvre d'un programme à tarifs de rachat garantis au profit des petits producteurs d'énergie d'ici l'automne 2006.
Août 2007	Achat d'au plus 2 000 MW d'approvisionnement en énergie renouvelable	Voir à la réalisation de projets d'énergie renouvelable de plus de 10 MW et totalisant au plus 2 000 MW en empruntant un processus d'approvisionnement concurrentiel.
Décembre 2007	Ententes d'approvisionnement en énergie hydroélectrique avec Ontario Power Generation Inc.	Se charger de négocier avec OPG un certain nombre de projets hydroélectriques sélectionnés par le gouvernement.
Septembre 2009	Nouveau Programme à tarifs de rachat garantis	Élaborer un nouveau Programme à tarifs de rachat garantis de plus grande envergure assorti d'exigences de contenu provincial bien précises.
Avril 2010	Entente d'investissement dans l'énergie verte	Négocier une ou plusieurs ententes d'approvisionnement en énergie avec un consortium coréen, ententes de nature similaire aux contrats et règles prévus dans le cadre du Programme à tarifs de rachat garantis, assorties des modifications nécessaires pour tenir compte de l'Entente d'investissement dans l'énergie verte (GEIA). Instruction aussi donnée à l'OEO de donner la priorité aux projets GEIA lors de l'évaluation de la capacité disponible du réseau de transport.
Juin 2010	Entente d'approvisionnement entre la centrale à la biomasse d'Atikokan et Ontario Power Generation	Déployer des efforts raisonnables pour mener à terme la négociation d'un contrat d'énergie renouvelable à long terme prévoyant la conversion de la centrale au charbon d'Atikokan en centrale à la biomasse.
Septembre 2010	Entente d'investissement dans l'énergie verte	Réserver une capacité de transport de 500 MW dans la région de Bruce pour les projets de phase deux du consortium coréen.
Août 2011	Microprojets à tarifs de rachat garantis assujettis à des restrictions	Les demandeurs assujettis à des restrictions peuvent regrouper et déplacer, en un nouvel endroit, jusqu'à 50 projets visés par des restrictions et totalisant au plus 500 kW. Le demandeur visé par des restrictions doit conclure une entente avec l'OEO prévoyant qu'il bénéficiera des mêmes prix prévus dans les offres conditionnelles visant les projets assortis de restrictions.

Mois/année	Directives	Résumé des directives clés
Novembre 2012	Programme de tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel	Élaborer et mettre en oeuvre le Programme de tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel en vue d'améliorer la gestion de la puissance appelée et la gestion de la demande d'électricité en Ontario. Sont prescrits des critères spécifiques de conception de programme et d'admissibilité au programme.
Décembre 2012	Approvisionnement de la région du sud-ouest de la RGT	Entreprendre des négociations en vue de conclure un contrat d'approvisionnement en énergie propre avec TransCanada Energy Limited (TCE) pour ce qui est d'une centrale au gaz naturel aménagée sur les terres de la Centrale électrique de Lennox. Le contrat doit respecter l'esprit du Protocole d'entente conclu entre la province, TCE et l'OEO le 24 septembre 2012.
Décembre 2013	Entente d'approvisionnement avec Ontario Power Generation pour la conversion de la centrale de Thunder Bay	Négocier et conclure avec OPG une entente d'approvisionnement en électricité produite au moyen de biomasse avancée à même un réacteur converti de la centrale de Thunder Bay et à la lumière des paramètres consignés dans l'orientation.
Mars 2014	Obtention d'une capacité de stockage d'énergie	Négocier l'obtention d'une capacité de stockage d'énergie de 50 MW d'ici la fin de 2014. Dans une lettre datée du 24 février 2014, le Ministre a exprimé sa préférence pour que l'obtention de quelque 36 MW soit le fait d'efforts d'approvisionnement de la SIERE et que le restant soit le fait de l'OEO. (La présente orientation est destinée à l'OEO et vise le lancement de son volet des efforts d'approvisionnement.)
Mars 2014	Grand projet d'approvisionnement en énergie renouvelable	Parachever la préparation des projets de Demande de qualifications et de Demande de propositions (DP) du processus d'approvisionnement visant un grand projet d'énergie renouvelable. Une orientation ministérielle ultérieure précisera les caractéristiques particulières de la version définitive de DP.
Avril 2014	Programme de tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel	Élargir l'admissibilité à certains autres secteurs énergivores et prolonger la durée des contrats jusqu'au moment où il n'y aura plus de surplus pour attirer des demandeurs.

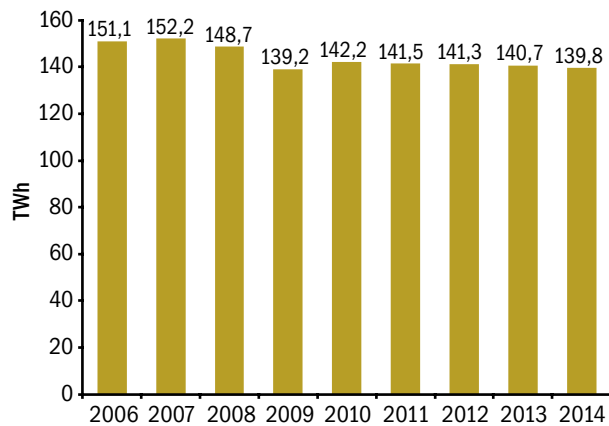
Ministère a décidé d'offrir aux producteurs par l'entremise de son Programme à tarifs de rachat garantis des prix beaucoup plus élevés que ceux du marché, la CEO n'a pu intervenir car elle ne régleme pas les énergies renouvelables.

- **Coûts à la hausse pour les consommateurs** – Nous avons constaté que bon nombre des directives et orientations du Ministère destinées à l'OEO et concernant l'approvisionnement en électricité à partir d'énergie renouvelable, de gaz naturel et d'énergie nucléaire engendraient des répercussions sur les coûts subis par les consommateurs d'électricité de l'Ontario. La consommation annuelle d'électricité a diminué en Ontario, passant de 151,1 millions de MWh en 2006

à 139,8 millions de MWh en 2014 (voir la **figure 7**). En dépit de cette baisse de la consommation, la capacité de production de l'Ontario a augmenté de 19 % durant cette même période. À la **figure 8** est illustrée la hausse de 70 % des tarifs d'électricité des clients résidentiels et des petites entreprises, à savoir de 5,32 cents/kWh en 2006 à 9,06 cents/kWh en 2014. L'essentiel de la hausse des montants payés par les consommateurs d'électricité découle de hausses des coûts de production qui, présentement, pèsent pour environ 60 % du coût global de l'électricité. Les coûts de production ont augmenté de 74 % durant les 10 dernières années, passant de 6,7 milliards de dollars en 2004 à 11,8 milliards de dollars en 2014. On s'attend

Figure 7 : Consommation annuelle d'énergie à même le réseau d'électricité de l'Ontario, 2006–2014

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité

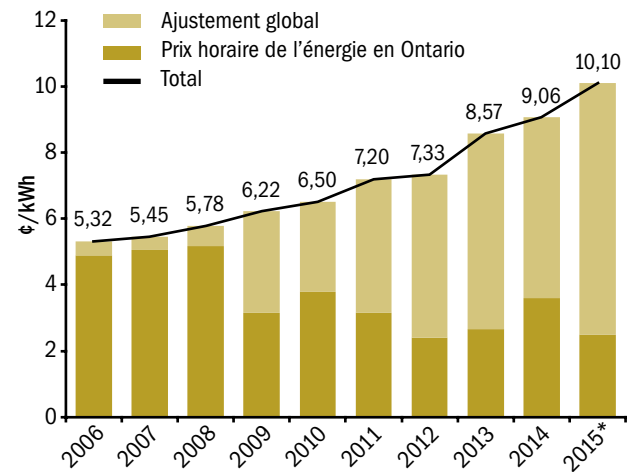


à ce qu'ils atteignent 13,8 milliards de dollars d'ici 2022. Plus particulièrement, les frais d'ajustement global ont augmenté, passant de 650 millions de dollars en 2006 à 7,03 milliards de dollars en 2014. Depuis 2006 et jusqu'en 2014, les consommateurs d'électricité ont déjà payé, au total, 37 milliards de dollars, et on s'attend à ce qu'ils versent un montant additionnel de 133 milliards de dollars en frais d'ajustement global entre 2015 et 2032. À la **figure 9** est présentée la ventilation des coûts réels et projetés du service d'électricité en Ontario pour la période de 2006 à 2016.

- **Limitation du rôle du planificateur indépendant** – Même s'il était prévu au mandat de l'OEO de mener un exercice « indépendant » de planification de l'électricité en Ontario, 7 ministres différents ont émis 3 directives sur l'approvisionnement diversifié et 90 orientations destinées à l'OEO entre le moment de sa création en 2004 et de sa fusion avec la SIERE en 2015. Dans l'une de ses communications au Ministère, l'OEO a indiqué que la directive sur l'approvisionnement diversifié de 2011 du Ministre (prévoyant une capacité de production d'énergie renouvelable de 19 700 MW d'ici 2018) avait particulièrement

Figure 8 : Tarifs d'électricité des abonnés résidentiels et des petites entreprises de l'Ontario, 2006–2015

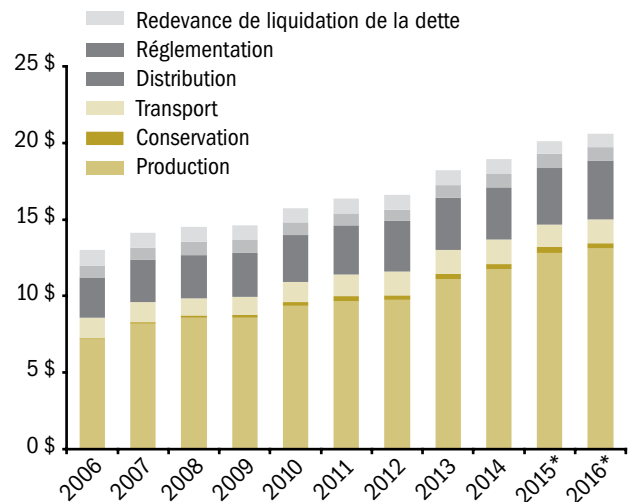
Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité



* Projections tirées du Plan énergétique à long terme de 2013 du Ministère.

Figure 9 : Coût annuel total du service d'électricité en Ontario, 2006–2016 (en milliards de dollars)

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité



1. Les frais de réglementation englobent des frais de service du marché de gros au titre de services fournis par la SIERE aux fins de l'exploitation du marché de gros de l'électricité et du maintien de la fiabilité du réseau d'énergie de haute tension, et des frais de service réguliers d'approvisionnement couvrant une partie des coûts administratifs des services publics pour fournir de l'électricité aux consommateurs non desservis par un détaillant.
2. Les coûts de production incluent les frais d'ajustement global.
3. Les projections sont tirées du Plan énergétique à long terme de 2013 du Ministère.

entamé de façon appréciable sa marge de décision discrétionnaire. Dans notre sondage auprès des anciens membres du conseil de l'OEO, tous les répondants ont signalé que, en raison de désaccords occasionnels de nature stratégique, l'OEO a demandé à plusieurs reprises des précisions au Ministère avant de mettre en oeuvre une politique donnée ou de passer un certain contrat. Par exemple, l'OEO a demandé des précisions quant aux prix contractuels du programme d'énergie renouvelable à prix garantis et quant à la conversion de la centrale au charbon d'Atikokan en centrale alimentée à la biomasse.

- **Manque de transparence** – Le recours du Ministère aux directives et orientations lors de la prise de grandes décisions a engendré un processus fort peu ouvert et transparent – tant pour les principaux acteurs du secteur énergétique que pour le grand public. L'OEO avait pour mandat d'être le planificateur technique de l'Ontario et de posséder, à cette fin, une connaissance spécialisée du réseau énergétique mais, souvent, il n'a pu mettre ses compétences à profit car les raisons ayant motivé bon nombre des directives et orientations reçues du Ministère n'étaient pas apparentes. Nous n'avons trouvé aucune preuve que les directives et orientations ministérielles découlaient de consultations publiques ou d'analyses économiques rendues publiques. Dans notre sondage auprès des anciens membres du conseil de l'OEO, 83 % des répondants ont estimé que les directives du Ministère avaient eu une incidence négative sur la qualité globale (p. ex. reddition de compte et transparence) de la planification de l'électricité.

RECOMMANDATION 2

Pour qu'il soit bien tenu compte dans les directives et orientations du Ministère des répercussions tant techniques qu'économiques qui ont

un impact sur les consommateurs d'électricité, le ministère de l'Énergie doit :

- rester en contact régulier avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité et d'autres conseillers techniques experts durant le processus de prise de décisions;
- rendre le processus de prise de décisions plus transparent et favorable à la reddition de comptes en communiquant de l'information au public à propos des directives et des orientations, ainsi que des raisons ayant motivé les décisions.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le Ministère souscrit aux recommandations de la vérificatrice générale.

Le 28 octobre 2015, le ministre de l'Énergie a déposé le projet de loi 135 – *Loi de 2015 modifiant des lois sur l'énergie* – qui, s'il est adopté, substituera au processus d'élaboration du Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) un processus amélioré d'élaboration du Plan énergétique à long terme. Si le projet de loi est adopté, il en résulterait ce qui suit :

- Les rôles du ministère de l'Énergie et de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) seraient clarifiés pour ce qui est de l'élaboration des plans énergétiques à long terme. Le Ministère reconnaît les connaissances et les compétences techniques de la SIERE au titre du secteur de l'électricité et il s'engage à lui confier un rôle dans l'élaboration des prochains plans énergétiques.
- La Loi prévoirait la tenue de vastes consultations auprès des consommateurs, des intervenants et des groupes autochtones, le plan élaboré devant être conforme aux principes de coût-efficacité, de fiabilité, d'énergie propre et d'engagement communautaire et autochtone, sans pour autant négliger la conservation et la gestion de la demande.

Serait aussi prévue la publication dans un site Web du gouvernement de l'Ontario du PELT et des autres renseignements et données clés utilisés aux fins de son élaboration.

Par ailleurs, les directives et orientations transmises à la SIERE font état de renseignements généraux clés et des motifs sous-jacents aux objectifs stratégiques. Les directives et orientations sont affichées dans le site Web de la SIERE et peuvent être consultées par le public et, quand elle met en oeuvre lesdites directives et orientations, la SIERE consulte les intervenants et le public pour veiller à assurer la transparence des objectifs, du bien-fondé et du processus du programme.

4.3 Problèmes liés aux décisions d'approvisionnement en énergie

4.3.1 Des surplus d'électricité, des coûts d'électricité plus élevés pour les consommateurs

Ne disposant pas d'un plan technique approuvé, le Ministère a enjoint l'OEO (dorénavant la SIERE) à s'approvisionner en énergie renouvelable, en gaz naturel et en énergie nucléaire « au fur et à mesure des besoins ». Mais comme nous l'indiquerons dans les prochaines sections, ce mode d'approvisionnement a favorisé la production d'un surplus d'électricité dans la province. Ces dernières années, l'Ontario a connu davantage de jours de production excédentaire d'électricité, passant de 172 jours en 2011 à 319 jours en 2014 – une hausse de 85 % sur quatre ans. De 2009 à 2014, l'approvisionnement en électricité disponible de la province a excédé la demande maximale de 5 160 MW en moyenne par année – une quantité presque équivalente à la capacité totale de production d'électricité du Manitoba. En 2014 seulement, l'approvisionnement en électricité disponible de l'Ontario a excédé la demande de pointe de quelque 7 500 MW. Au titre des exigences de la North American Electric Reliability Corporation, la SIERE doit tenir compte tant

de la réserve de fonctionnement que de la réserve de planification. De 2009 à 2014, en moyenne, l'approvisionnement en électricité de l'Ontario a excédé la demande de pointe additionnée de la réserve de fonctionnement de plus de 3 600 MW par année. Et même en tenant compte d'une réserve de planification de niveau plus élevé, l'Ontario enregistre toujours un surplus moyen d'environ 2 500 MW par année. Notre examen a révélé que la réserve de planification de la SIERE était fondée sur des prévisions de demande optimistes où on n'avait pas tenu compte – ni avant ni après – de la récession mondiale de 2008, et où on avait négligé de tenir compte de la consommation moindre d'électricité résultant d'initiatives de conservation.

La SIERE gère les surplus d'électricité en exportant de l'énergie vers d'autres administrations et en demandant à certains producteurs ontariens de ressources de base de réduire, voire de suspendre leur production d'énergie. Or, ces deux mesures – exportation et limitation de la production – agissent à la hausse sur l'ensemble des coûts de l'électricité en Ontario :

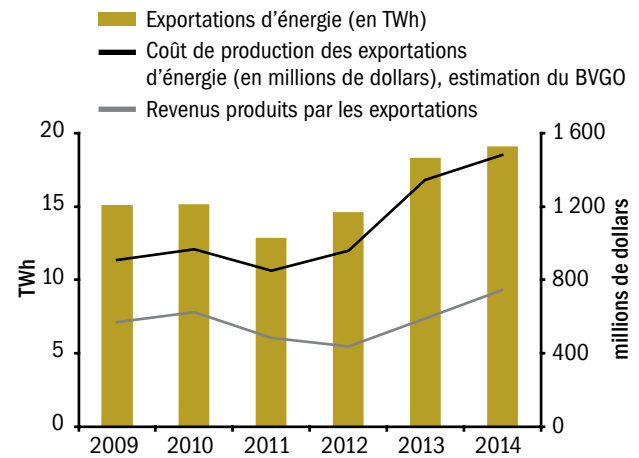
- **L'exportation d'énergie n'est pas rentable** – Le prix que payent les Ontariens pour leur électricité est beaucoup plus élevé que le prix que l'Ontario exige de ses clients à l'exportation. Les prix à l'exportation sont fonction de l'offre et de la demande sur le marché de l'électricité, et ils n'englobent pas les frais d'ajustement global perçus auprès des clients ontariens. De 2009 à 2014, l'Ontario a exporté au total 95,1 millions de MWh d'énergie vers d'autres administrations. Le coût total de production de cette énergie se chiffrait à près de 3,1 milliards de dollars de plus que les rentrées tirées de ces exportations. Cependant, ces exportations permettent à la province de recouvrer une part des frais fixes que les consommateurs d'électricité de l'Ontario devraient autrement payer. La **figure 10** montre la quantité d'énergie exportée par l'Ontario vers d'autres administrations entre 2009 et 2014, ainsi que les rentrées tirées de

ces exportations par rapport aux paiements versés aux producteurs de l'énergie exportée. En 2014 seulement, 8,9 millions de MWh des 19,1 millions de MWh (47 %) des exportations totales d'énergie de l'Ontario ont été liées à des exportations d'énergie de base excédentaire. Dans certains cas, la production excédentaire a été tellement élevée que le Prix horaire de l'énergie en Ontario a été négatif, c'est-à-dire que l'Ontario a dû soit payer les autres administrations pour qu'elles acceptent de prendre son énergie, soit tout simplement la donner gratuitement. Un Prix horaire de l'énergie en Ontario négatif dénote que les vendeurs d'électricité sont prêts à payer les acheteurs pour qu'ils les départissent de leur énergie. Il est plus probable que cette situation se produise sur les marchés où la quantité d'énergie produite est importante et inflexible et où la demande est faible. Un exemple de production inflexible : l'énergie nucléaire. Il est très difficile pour les producteurs d'énergie nucléaire de limiter leur production. Ceux-ci pourraient subir des coûts considérables s'ils suspendaient leurs activités – il leur en coûte moins cher de continuer. D'autres types de producteurs, d'énergie renouvelable par exemple, obtiennent des tarifs fixes pour leur production sans égard aux conditions du marché énergétique; donc, un Prix horaire de l'énergie de l'Ontario négatif ne les incite pas à réduire leur production (voir le prochain point). De 2009 à 2014, on a dénombré 1 952 heures (861 heures en 2014 seulement) où l'Ontario a enregistré un prix du marché négatif et a dû verser à des exportateurs un montant total net de 32,6 millions de dollars pour qu'ils acceptent notre énergie.

- **Limiter la production ne limite pas les coûts** – Quand la SIERE demande aux producteurs de limiter ou de suspendre leur production en raison de surplus d'électricité, il faut quand même payer ces producteurs. De 2009 à 2014, la production excédentaire de

Figure 10 : Exportations d'énergie, et coûts et revenus pertinents, 2009–2014

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité

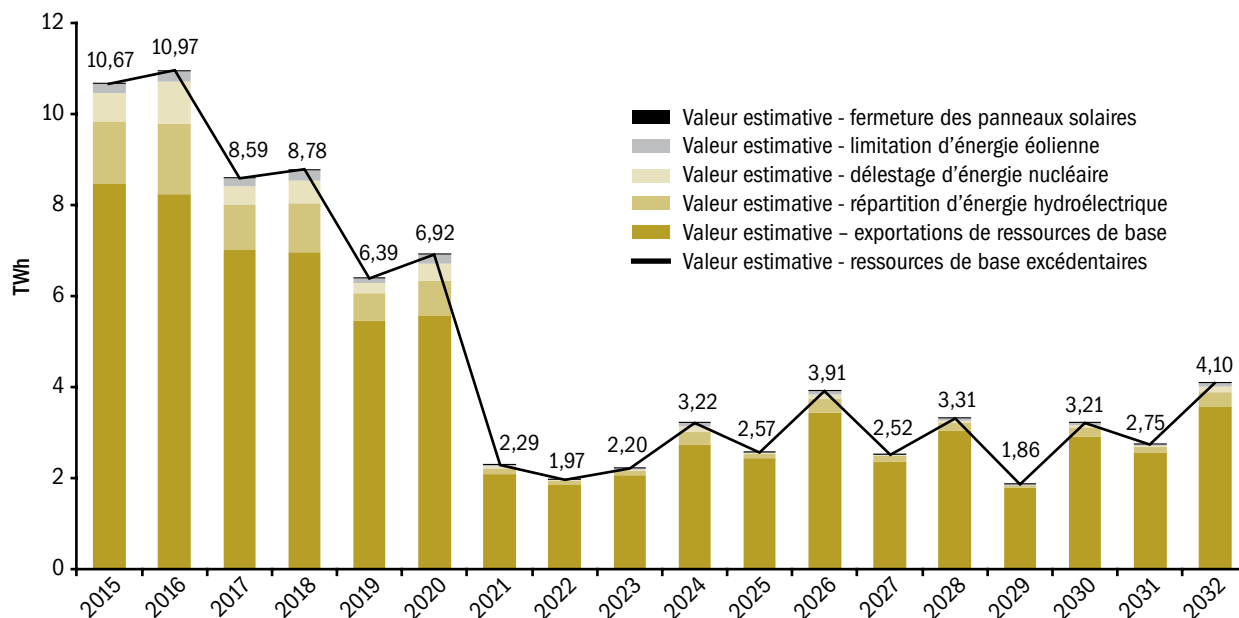


11,9 millions de MWh a coûté aux consommateurs d'électricité de l'Ontario quelque 339 millions de dollars.

D'après les prévisions de production d'électricité de la SIERE, la production ontarienne de base de 2015 à 2020 devrait continuer à excéder, au total, la demande de 52,3 millions de MWh, une quantité suffisante pour alimenter la Nouvelle-Écosse durant environ cinq ans. De cet excédent, une quantité de 41,7 millions de MWh devrait être exportée sur des marchés concurrentiels alors que la quantité restante de 10,6 millions de MWh devrait être visée par des mesures de limitation. Le coût de l'électricité en Ontario devrait augmenter davantage dans l'avenir en raison d'exportations et de mesures de limitation dispendieuses. À la **figure 11** est présenté le plan de gestion des surplus prévus de la SIERE pour la période de 2015 à 2025. Même si la production excédentaire devait diminuer, il demeure qu'entre 2021 et 2032, la production moyenne d'énergie excédentaire sera de quelque 2,8 millions de MWh par année, une fois prises en compte la fermeture de la centrale de Pickering et la remise en état de réacteurs nucléaires aux centrales Darlington et Bruce.

Figure 11 : Plan de gestion des ressources de base excédentaires du SIERE, 2015–2025

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité



Nota : Ce graphique illustre les ressources de base excédentaires estimatives pour la période de 2015 à 2032. La SIERE entend gérer ce surplus soit en exportant l'énergie excédentaire, soit en demandant à certains producteurs (d'énergie hydroélectrique, nucléaire, éolienne ou solaire) de réduire leur production.

4.3.2 Prix excessifs pour l'énergie renouvelable

La *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte* accorde au ministre de l'Énergie le pouvoir d'accélérer le développement de l'énergie éolienne et solaire sans devoir tenir compte de bon nombre des processus habituels de planification et de surveillance réglementaire. Depuis, le Ministère a accru de façon appréciable le poids de l'énergie renouvelable dans l'approvisionnement diversifié de l'Ontario sans toutefois avoir évalué pleinement l'impact, les concessions et les solutions de rechange découlant de ses décisions au moyen d'une analyse de rentabilisation exhaustive.

La situation à laquelle est maintenant confronté l'Ontario – coûts à la hausse et surplus d'électricité – aurait probablement pu être atténué si on avait eu recours à un processus de planification approprié en misant sur l'expertise technique de l'OEO et d'autres organismes, de même que sur la fonction de freins et de contrepoids de la CEO. Malheureusement, ce sont les consommateurs d'électricité

qui doivent payer le prix de la hausse des coûts de l'électricité.

L'Ontario paie toujours trop cher pour l'énergie renouvelable

En 2006, l'Ontario disposait déjà d'un Programme à tarifs de rachat garantis au titre de l'énergie renouvelable dont les prix étaient compétitifs par rapport aux prix du marché. Ce programme devait produire 1 000 MW sur dix ans, mais il a dépassé cet objectif en à peine un peu plus d'un an. En 2009, en dépit du très grand succès de ce programme, le Ministère a enjoint l'OEO de le remplacer par un nouveau Programme à tarifs de rachat garantis (le Programme TRG) en vue de créer davantage d'emplois dans le secteur de l'énergie propre et d'attirer des investissements en Ontario alors que sévissait une récession mondiale.

Même si les prix du marché de l'énergie renouvelable avaient commencé à reculer rapidement en 2019 en raison d'avancées technologiques et de la concurrence, le Ministère a donné pour instruction

à l'OEO d'offrir des prix garantis encore plus élevés que ceux prévus dans le cadre du programme précédent : 29 % de plus dans le cas des projets d'installations solaires en toiture; 60 % de plus dans le cas des projets d'installations solaires au sol; 73 % de plus dans le cas des projets d'énergie éolienne en mer; et 23 % de plus dans le cas des projets d'énergie solaire côtière.

Il ne faut pas s'étonner que l'OEO ait reçu un très grand nombre de réponses – plus de 16 000 demandes durant les 10 premiers mois du lancement du nouveau Programme à tarifs de rachat garantis. Nous avons audité des initiatives d'énergie renouvelable en 2011 et dans notre Rapport annuel de cette année-là nous avons souligné l'absence de rajustement régulier des prix en fonction de l'évolution du marché. Dans la foulée de notre audit, l'OEO a diminué les tarifs garantis de l'énergie renouvelable en 2012 et encore une fois en 2014. Or, nous avons constaté que les prix garantis en Ontario en 2014 correspondaient toujours au double du coût moyen courant de l'énergie éolienne et à trois fois et demi le coût moyen courant de l'énergie solaire. L'attrait de ce programme d'énergie renouvelable à tarifs de rachat garantis compte parmi les principaux facteurs qui ont mené au surplus d'électricité avec lequel l'Ontario doit composer depuis 2009, le programme ayant engendré un trop grand nombre de projets d'énergie renouvelable, trop rapidement et à un coût trop élevé.

Les prix de la version courante du Programme à tarifs de rachat garantis de l'Ontario demeurent trop élevés. À la **figure 12** sont présentés les coûts historiques moyens des projets d'énergie solaire et éolienne aux États-Unis. Le tableau montre clairement que les coûts moyens ont diminué de façon appréciable de 78 % et de 58 % respectivement au titre des projets d'énergie solaire et éolienne depuis 2009 en raison d'avancées technologiques. En Ontario, les prix du Programme à tarifs de rachat garantis n'ont reculé que de 48 % et 5 % respectivement dans le cas des projets d'énergie solaire et éolienne. En fait, le prix offert aux producteurs d'énergie éolienne dans le cadre de ce programme

est plus élevé maintenant qu'il ne l'était dans la version 2006 du programme.

Le mode d'approvisionnement en énergie renouvelable n'est pas concurrentiel

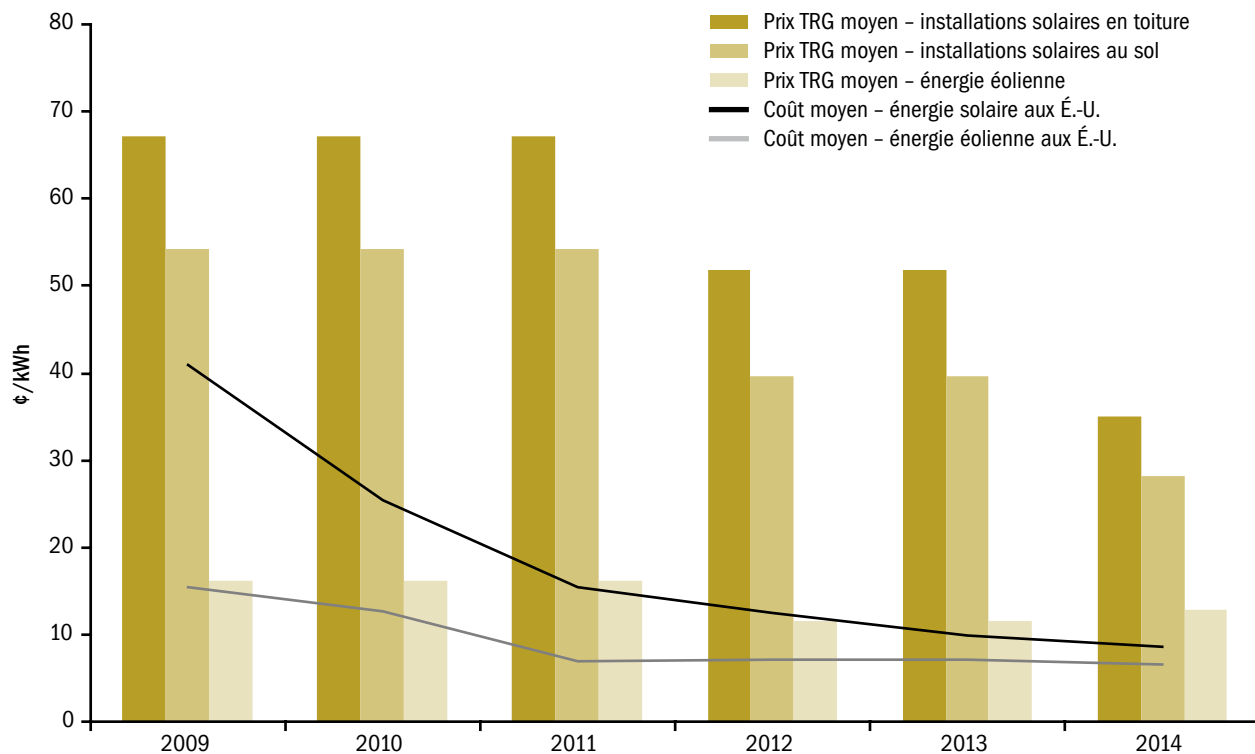
En 2011, lors de notre audit des initiatives d'énergie renouvelable, nous avons déterminé que les contrats à tarifs de rachat garantis coûteraient aux consommateurs d'électricité ontariens quelque 4,4 milliards de dollars de plus au terme des contrats d'une durée de 20 ans qui avaient été conclus que si les conditions de la version antérieure du programme étaient toujours en vigueur. Compte tenu des nouveaux contrats conclus depuis notre rapport de 2011, nous estimons que le coût s'élève dorénavant à 9,2 milliards de dollars (la SIERE estimant ce montant à quelque 5,3 milliards de dollars en tenant compte de la valeur temps de l'argent).

Si la sélection des grands projets d'énergie renouvelable s'était faite au moyen d'un processus d'approvisionnement concurrentiel et aux prix du marché pour l'énergie éolienne et solaire (voir la **figure 12**), le coût subi par les consommateurs d'électricité aurait été beaucoup moindre. Mais, comme nous l'avons mentionné en 2011, non seulement le gouvernement n'a-t-il pas suivi le processus d'approvisionnement concurrentiel recommandé par l'OEO eu égard aux grands projets d'énergie renouvelable, mais il a en plus offert des mesures incitatives additionnelles en sus des prix attrayants prévus au Programme à tarifs de rachat garantis à un consortium étranger sans avoir d'abord consulté l'OEO. Par ailleurs, les orientations données par le ministre de l'Énergie eu égard au Programme à tarifs de rachat garantis allaient clairement au-delà des orientations stratégiques et englobaient des instructions concernant la quantité d'énergie renouvelable à obtenir et le mode d'approvisionnement à utiliser.

En 2013, le Ministère a révisé le Programme à tarifs de rachat garantis et enjoint l'OEO d'élaborer un nouveau programme d'approvisionnement

Figure 12 : Comparaison des coûts moyens historiques aux États-Unis aux prix de l'énergie éolienne et solaire du Programme à tarifs de rachat garantis, 2009-2014

Sources des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité et Lazard Ltd.*



* Lazard Ltd., fondée en 1848, est un cabinet de services-conseils financiers et de gestion d'actifs à l'oeuvre dans 43 villes et 27 pays.

Nota : Au terme de nos travaux, la SIERE a annoncé qu'il y aurait une réduction des prix pour les projets d'énergie solaire à compter de janvier 2016. Le prix TRG moyen des projets d'installations solaires en toiture a diminué de 27 %, passant de 34,77 à 25,37 \$/kWh; dans le cas des installations solaires au sol, le prix TRG moyen a diminué de 25 %, passant de 28,20 à 21,25 \$/kWh.

concurrentiel pour les grands projets d'énergie renouvelable. Or, à ce moment, l'OEO avait déjà conclu des ententes concernant environ 200 projets dans le cadre du Programme à tarifs de rachat garantis (d'une puissance totale de 4 064 MW). En appliquant les prix de la version précédente du programme d'approvisionnement concurrentiel en énergie renouvelable, nous estimons que si, dès le départ, ces 200 projets avaient été sélectionnés dans le cadre d'un processus concurrentiel, les consommateurs d'électricité de l'Ontario auraient pu économiser quelque 4,7 milliards de dollars au terme de la durée des contrats (la SIERE estime ce montant à quelque 1,9 milliard de dollars en tenant compte de la valeur temps de l'argent).

L'énergie renouvelable n'est pas la solution la plus efficace pour réduire les émissions de gaz à effet de serre

Il ressort des données de la SIERE sur les émissions de gaz à effet de serre que la décision du Ministère d'accroître considérablement la part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement diversifié de l'Ontario ne constituait pas la façon la plus efficace de réduire les émissions de gaz à effet de serre de la province. L'Ontario Society of Professional Engineers a aussi indiqué que la formule actuelle d'approvisionnement diversifié n'est pas optimale compte tenu de la nature du réseau énergétique ontarien. Il en aurait résulté une capacité de production excédentaire ainsi que la prise d'un nombre accru de mesures de limitation au titre de sources d'énergie à faible émission de carbone, l'énergie hydroélectrique et nucléaire par exemple, le tout

à un coût considérable pour les consommateurs d'électricité. En fait, les données de la SIERE révèlent que les consommateurs d'électricité de l'Ontario ont déjà dû payer environ 339 millions de dollars pour des mesures de limitation de quelque 11,9 millions de MWh d'électricité découlant d'une production excédentaire, dont 318 millions de dollars et 10,7 millions de MWh sont imputables à des sources d'énergie nucléaire et hydroélectrique. À la lumière de notre analyse des données les plus récentes de la SIERE sur les émissions de gaz à effet de serre, le coût implicite d'utiliser de l'énergie renouvelable autre que l'hydroélectricité pour réduire les émissions de carbone du secteur de l'électricité avait été fort élevé : environ 257 millions de dollars la mégatonne de réduction d'émissions.

En 2012, on a estimé que les émissions de l'Ontario avaient totalisé environ 167 Mt. La part de ces émissions du secteur de l'électricité n'était que de 14,5 Mt (9 % de l'ensemble des émissions), le secteur des transports et le secteur industriel comptaient respectivement pour 34 % et 30 % des émissions ontariennes. Selon l'Ontario Society of Professional Engineers, il importe de réduire les émissions mais le coût de réduire les émissions du secteur de l'électricité devrait être évalué à la lumière des coûts d'autres initiatives de réduction des émissions menées dans d'autres secteurs à forte émission de carbone, le secteur des transports par exemple.

Réduire les émissions des automobiles et des camions pourrait s'avérer plus rentable que réduire les émissions en éliminant progressivement les centrales au charbon et en s'approvisionnant en énergie renouvelable à des prix élevés. Or, le Ministère ne s'est pas penché sur la réduction des émissions d'autres secteurs.

Les énergies renouvelables contribuent moins à combler les besoins en période de pointe et coûtent plus cher

La capacité de pointe, c'est la capacité de production installée disponible pour produire de l'électricité en période de pointe. La contribution de la capacité de production totale de l'Ontario diminue à mesure qu'augmente la part des énergies renouvelables dans la formule d'approvisionnement diversifié car la capacité de pointe des énergies renouvelables, l'énergie éolienne et solaire par exemple, est plus faible. En 2003, environ 90 % de notre capacité de production totale était disponible pour répondre à la demande en période de pointe, mais ce pourcentage recule. Il est présentement de 80 % et on prévoit qu'il poursuivra sa chute et s'établira à 70 % d'ici 2032, à mesure que l'on accroîtra la part des énergies renouvelables dans la formule de l'approvisionnement diversifié.

Par rapport à d'autres types de ressources énergétiques, les énergies renouvelables – éolienne et solaire par exemple – contribuent moins que leur puissance installée totale en période de pointe; les sources d'énergie éolienne et solaire ne sont pas toujours fiables car, nature oblige, le vent souffle et le soleil brille de façon intermittente. En Ontario, les taux de contribution de la capacité d'énergie éolienne et solaire ne s'élèvent respectivement qu'à 14 % et 30 %, ce qui veut dire que les sources d'énergie éolienne et solaire ne sont respectivement disponibles que 14 % et 30 % du temps, en raison de périodes moins venteuses et parfois nuageuses durant l'été quand la demande en électricité est à son niveau le plus élevé. Par conséquent, il faut miser sur d'autres ressources dont le taux de capacité de pointe est plus élevé, le gaz naturel par exemple, pour répondre aux besoins en électricité de l'Ontario. Cette situation, conjuguée au fait que l'énergie renouvelable coûte plus cher que d'autres sources d'énergie en Ontario en raison de prix garantis plus élevés, fait en sorte que les prix de l'électricité sont plus élevés.

Une solution de remplacement à l'utilisation de gaz naturel en tant qu'énergie d'appoint

consisterait à explorer la possibilité de stocker l'énergie renouvelable. Or, à la lumière des coûts des solutions de stockage à petite échelle utilisées à ce jour par la SIERE, le coût actuel de stocker de l'énergie renouvelable en Ontario est d'environ un million de dollars le mégawatt. On s'attend à ce que les coûts de stockage à plus grande échelle soient beaucoup plus élevés, cette solution n'étant donc pas financièrement viable dans l'immédiat.

4.3.3 Directive d'aller de l'avant avec un projet hydroélectrique dispendieux

Dans son Plan pour le réseau d'électricité intégré de 2007, l'OEO a mentionné plusieurs projets hydroélectriques qui satisfaisaient aux cibles d'énergie renouvelable du Ministère et ce dernier lui a donné instruction d'aller de l'avant avec certains d'entre eux. En 2007, l'estimation initiale du projet s'élevait à 1,4 milliard de dollars. En janvier 2010, l'OEO a constaté que le coût estimatif du projet de la partie inférieure de la rivière Mattagami avait beaucoup augmenté, s'établissant à 2,56 milliards de dollars au terme d'études techniques additionnelles. L'OEO a demandé des directives au Ministère, car il était préoccupé par le coût du projet et voulait que le Ministère lui indique s'il devait ou non aller de l'avant en raison de l'augmentation appréciable du coût estimatif. En février 2010, le Ministère a transmis une lettre à l'OEO dans laquelle il reconnaissait que la hausse des coûts était importante mais lui donnant instruction d'aller quand même de l'avant avec le projet. D'après le Ministère, ce projet s'inscrivait dans le plan du gouvernement en vue d'atteindre ses cibles d'énergie renouvelable et d'investir dans des collectivités autochtones et du Nord de l'Ontario. La date cible pour la réalisation du projet était septembre 2014 et le projet a été mené à terme en décembre 2014, la facture totale s'élevant à plus de 2,4 milliards de dollars. D'après la SIERE, le coût moyen de l'énergie produite au moyen de cette installation hydroélectrique est de 135 \$/MWh, alors que le coût moyen de l'énergie produite dans le cadre de deux autres

projets hydroélectriques récents à l'extérieur de la région de la rivière Mattagami est de 48 \$/MWh. L'un des projets visait l'agrandissement d'une installation existante et coûtait 35 \$/MWh; l'autre visait la construction d'une toute nouvelle installation et coûtait 56 \$/MWh. Il ressort de notre examen que ce coût de 56 \$/MWh est comparable à celui d'autres projets hydroélectriques récents réalisés par d'autres administrations canadiennes.

4.3.4 Des conversions à la biomasse non rentables

Dans le plan stratégique de 2013, le Ministère a enjoint l'OEO de convertir une centrale au charbon à Thunder Bay en centrale à la biomasse, centrale alimentée aux sous-produits forestiers. Même si, au terme d'un examen, l'OEO en était venu à la conclusion que la conversion ne serait pas rentable, le Ministère lui a indiqué, en décembre 2013, d'aller quand même de l'avant. Quand nous avons interviewé des gens de l'(ancien) OEO à propos de ce projet, ils nous ont déclaré que le Ministère entendait faciliter la croissance et la création d'emplois tant dans le secteur forestier que dans la région de Thunder Bay.

La centrale à la biomasse de Thunder Bay produit de l'énergie utilisable durant les périodes de pointe et devrait être exploitée à pleine capacité l'équivalent de cinq jours par année. Elle compte 60 employés à temps plein. Elle devrait produire seulement quelque 15 000 MWh par année au coût annuel de 40 millions de dollars. Le coût de l'électricité produite par cette installation sera de l'ordre de 1 600 \$/MWh – 25 fois plus que le coût moyen des autres centrales à la biomasse existantes en Ontario. Par ailleurs, comme on ne peut se procurer les sous-produits forestiers qui servent à alimenter la centrale qu'à l'extérieur du Canada, nous craignons que cette centrale ne puisse faciliter la croissance de l'emploi en Ontario à la hauteur des attentes du Ministère.

En août 2010, le Ministère a donné pour instruction à l'OEO d'engager des négociations avec OPG

pour la conversion de la centrale au charbon d'Atikokan en une installation alimentée à la biomasse. Les employés de l'OEO que nous avons interviewés ont indiqué que, dans ce cas, l'OEO n'avait pas procédé à une analyse coûts-efficacité de la conversion en la comparant à d'autres solutions de rechange car le Ministère avait déjà arrêté sa décision. La centrale à la biomasse d'Atikokan produit également de l'énergie utilisable en période de pointe et devait être exploitée à pleine capacité l'équivalent de 29 jours par année. Elle compte 64 employés à temps plein. La centrale devrait produire 140 000 MWh à un coût de 74 millions de dollars par année, le coût de l'électricité produite s'élevant à 528 \$/MWh – environ huit fois plus que le coût moyen des autres centrales à la biomasse existantes en Ontario. Selon le Ministère, la centrale d'Atikokan s'inscrit dans les plans du gouvernement de remplacer la production d'électricité au charbon par des sources d'électricité sans émission et de favoriser la croissance du secteur de la biomasse, car cette centrale est alimentée par des ressources provenant de l'Ontario.

4.3.5 Annulation coûteuse de centrales au gaz naturel

Dans son Plan pour le réseau d'électricité intégré de 2007, l'OEO avait mentionné le besoin d'une nouvelle installation de production d'électricité au gaz naturel au sud-ouest de la région du grand Toronto (RGT). En 2008, le Ministère avait enjoint l'OEO de faire aménager une centrale au gaz à cet endroit mais avait ensuite annulé le projet en 2010 au coût de 675 millions de dollars (voir notre rapport spécial de 2013 intitulé *Coûts d'annulation de la centrale d'Oakville*). Le Ministère a pris une décision stratégique qui allait à l'encontre des conseils prodigués par l'OEO et a demandé à ce que la centrale au gaz de remplacement soit aménagée à Napanee, même s'il en coûterait davantage pour acheminer du gaz naturel à Napanee puis transporter l'électricité jusque dans le sud-ouest de la RGT où il y avait des besoins. Au moment de notre audit, les travaux de

construction de la centrale au gaz de Napanee commençaient à peine et ne devaient pas être menés à terme avant 2018, les besoins du sud-ouest de la RGT demeurant insatisfaits durant cette période.

En 2011, une autre centrale au gaz était en voie de construction à Mississauga, tant pour répondre aux besoins d'ensemble de la province que pour combler les besoins du sud-ouest de la RGT. Plus tard cette année-là, le ministre a demandé à l'OEO d'entamer des discussions en vue de l'annulation de la centrale de Mississauga. En 2012, le ministre a annoncé que la centrale de Mississauga serait réinstallée sur le site de la centrale électrique de Lambton d'Ontario Power Generation même si l'OEO était d'avis que déplacer la centrale de Mississauga à Lambton engendrerait de façon globale des pertes plus grandes pour le réseau de transport que cela n'aurait été le cas si elle avait été aménagée dans le sud-ouest de la RGT. Nous avons estimé que le coût d'annuler et de déménager la centrale de Mississauga sera d'environ 275 millions de dollars (voir notre rapport spécial de 2013 intitulé *Coûts de l'annulation de la centrale de Mississauga*).

RECOMMANDATION 3

Pour que les prochaines décisions en matière de production d'électricité soient fondées sur des renseignements économiques et financiers appropriés et prises dans l'intérêt des consommateurs d'électricité et du réseau d'électricité de l'Ontario, le ministère de l'Énergie doit :

- collaborer avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), Ontario Power Generation, Hydro One, quelque 70 sociétés de distribution locales et d'autres experts techniques en vue de déterminer la formule optimale de l'approvisionnement diversifié de l'Ontario;
- inviter la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), Ontario Power Generation, Hydro One, quelque 70 sociétés de distribution locales et d'autres experts techniques à examiner

divers scénarios et à procéder à des analyses coûts-efficacité au moment de la prise de décisions concernant de nouveaux projets;

- exécuter des analyses coûts-avantages durant le processus de planification en vue d'évaluer l'incidence potentielle d'une décision pour les consommateurs d'électricité et le réseau d'électricité;
- surveiller étroitement l'étendue et l'impact des surplus d'électricité, les examiner et en rendre compte publiquement.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le Ministère souscrit aux recommandations de la vérificatrice générale.

Le Ministère s'engage à élaborer d'autres PELT et à identifier de la même manière les projets prioritaires.

Le 28 octobre 2015, le ministre de l'Énergie a déposé le projet de loi 135 – *Loi de 2015 modifiant des lois sur l'énergie* – qui, s'il est adopté, substituera au processus d'élaboration du Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) un processus amélioré d'élaboration du Plan énergétique à long terme. Si le projet de loi est adopté, il en résulterait ce qui suit :

- La Loi prévoirait la tenue de vastes consultations auprès des consommateurs, des intervenants et des groupes autochtones. À ces consultations seraient également conviés des intervenants et spécialistes clés du secteur, dont des sociétés de transport et de distribution locales, ainsi que le grand public. Le processus de planification prévoirait la participation d'experts techniques, dont des organismes, qui seraient invités à formuler commentaires et observations.
- Le plan produit serait conforme aux principes de coût-efficacité, de fiabilité, d'énergie propre et d'engagement communautaire et autochtone, sans pour autant négliger la conservation et la gestion de la demande. Serait aussi consacré le principe de la

rentabilité de l'approvisionnement énergétique et de la capacité de production d'énergie aux fins de l'élaboration du PELT. Enfin, serait aussi prévue la publication dans un site Web du gouvernement de l'Ontario du PELT et des autres renseignements et données clés utilisés aux fins de son élaboration.

Par ailleurs, dans la foulée du PELT de 2013, le Ministère a lancé l'initiative Rapport sur l'énergie de l'Ontario, un site Web mis à jour aux trois mois où sont diffusées publiquement des données fiables et actualisées portant sur l'approvisionnement, la demande et les coûts en matière d'énergie.

4.4 Initiatives inefficaces de conservation et de gestion de la demande

La conservation a pour but de réduire la consommation globale d'électricité alors que la gestion de la demande vise à réduire la demande durant les périodes de pointe ou à la déplacer hors des périodes de pointe. Il s'agit de deux outils précieux lorsque l'approvisionnement en électricité ne suffit pas à répondre à la demande et que le coût de produire de la nouvelle énergie est élevé; à l'heure actuelle, ces deux cas de figure ne posent pas problème en Ontario. Tel que mentionné précédemment, en Ontario, le problème est plutôt le contraire : des périodes de production excédentaire (même après avoir tenu compte des exigences relatives aux réserves) qui engendrent un dispendieux surplus d'électricité. D'après les prévisions de la SIERE, l'Ontario aura des surplus d'électricité pendant longtemps, jusqu'en 2032. Même s'il est prévu que le surplus diminuera après 2020, on enregistrera un surplus annuel moyen d'environ 2,8 millions de MWh entre 2021 et 2032, tel qu'illustré à la **figure 11**.

Quand l'approvisionnement en électricité disponible excède la consommation horaire maximale additionnée des réserves, comme c'est le cas en Ontario depuis six ans, réduire la consommation

d'électricité en misant sur la conservation est fort peu utile. Même si nous convenons que la conservation passe par un engagement soutenu, investir dans la conservation en période de surplus coûte davantage : le premier type de coût concerne la gestion des programmes et des initiatives de conservation; le second, les surplus et l'approvisionnement excédentaire en électricité qui résulte entre autres des efforts de conservation.

De 2006 à 2014, l'Ontario a consacré environ 2,3 milliards de dollars à des efforts de conservation ciblant tant les clients résidentiels que les entreprises; il s'est engagé à y consacrer 2,6 milliards de dollars de 2015 à 2020. Au même moment, même si la consommation d'électricité a diminué de 8 % en Ontario (en partie en raison de l'incidence de la récession mondiale depuis 2008 et des efforts de conservation), passant de 153 millions de MWh en 2004 à 140 millions de MWh en 2014, le montant de nos factures d'électricité ne cesse d'augmenter : le coût global de l'électricité a augmenté de 56 %, passant de 12,2 milliards de dollars en 2004 à 18,9 milliards de dollars en 2014. Dans le cadre d'un sondage en ligne mené par le Ministère en 2013, quand on a demandé aux participants dans quelle mesure leur collectivité locale réussissait à réduire la demande d'électricité, environ 40 % des répondants ont indiqué qu'ils n'avaient pas vraiment constaté d'efforts appréciables en ce sens dans leur communauté.

Depuis 2003, l'Ontario dispose d'une puissance installée moyenne de 33 800 MW. Au fil des ans, la demande moyenne d'électricité en Ontario n'a été que de 16 700 MW. Si l'Ontario a élargi son réseau d'électricité (par opposition aux importations d'énergie), c'est pour composer avec des pointes en de rares occasions (durant des vagues de chaleur estivales par exemple) et se conformer aux exigences relatives aux réserves. L'Ontario Society of Professional Engineers a indiqué qu'une stratégie plus efficace de réduction des coûts de l'électricité consisterait à niveler la demande d'électricité quotidienne, donc de déplacer la consommation des périodes de pointe vers des périodes hors

pointe. Or, les programmes de conservation de l'OEO n'ont pas atteint leurs cibles d'économies en période de pointe même en misant sur des compteurs intelligents (voir la **section 3.11** de notre *Rapport annuel 2014* pour un compte rendu de notre audit de l'Initiative concernant les compteurs intelligents), sur la facturation selon l'heure de consommation et sur d'autres initiatives influençant la demande.

4.4.1 Réduction non efficace de la consommation de pointe

En 2005, dans son Rapport d'orientation du bouquet énergétique au Ministère, l'OEO a estimé que le potentiel de conservation réalisable se situait dans une fourchette allant de 1 500 MW à 4 000 MW. Selon le Ministère, l'OEO a décidé de retenir la prévision minimale au titre du potentiel réalisable dans son rapport car le risque de planifier un approvisionnement moindre était beaucoup plus grand que le risque de ne pas tenir compte d'un niveau plus élevé de conservation. Il s'ensuit que l'OEO a ultimement fait valoir au Ministère qu'une réduction de la demande de pointe de 1 800 MW d'ici 2025 était une cible de conservation raisonnable et prudente. Cependant, en 2006, le Ministère a donné instruction à l'OEO de prendre des mesures pour se conformer à une cible de réduction de la demande de pointe de 6 300 MW d'ici 2025. En 2010, le Ministère a encore révisé à la hausse sa cible de réduction de la demande de pointe, la portant à 6 700 MW d'ici 2025 et à 7 100 MW d'ici 2030. Il a aussi fixé une cible intermédiaire en vue de réduire la demande de pointe de 4 550 MW d'ici 2015. Or, en dépit des 2,3 milliards de dollars consacrés à des initiatives de conservation, on estime que la réduction de la demande de pointe réalisée à la fin de 2014 n'était que de 3 619 MW, à court de la cible de 4 550 MW. La réduction atteinte est estimative car la réduction de la demande de pointe résultant de programmes gérés par l'OEO ne compte que pour 1 512 MW des 3 619 MW. Le restant – 2 107 MW – correspond aux

réductions de la demande de pointe obtenues au titre de programmes financés et gérés par d'autres entités, le gouvernement fédéral et des services publics de gaz par exemple. La SIERE n'est pas autorisée à évaluer ces programmes car elle n'en gère pas ni n'en exécute; par conséquent, elle n'est pas en mesure de confirmer que la cible de réduction de 2 107 MW de la demande de pointe a été atteinte.

4.4.2 De nombreuses initiatives de conservation ne sont pas rentables ou n'ont pas été évaluées dans une perspective de rentabilité

La SIERE devait rendre des comptes concernant 2,1 des 2,3 milliards de dollars consacrés entre 2006 et 2014 à des initiatives de conservation en Ontario. Or, n'a été évaluée que la rentabilité de 923 millions de dollars de ce total de 2,1 milliards de dollars. Une autre tranche de dépenses estimatives de 400 millions de dollars effectuées en 2014 et découlant de programmes de conservation et de gestion de la demande sera évaluée en 2015. Le montant restant de 758 millions de dollars, à savoir 36 %, n'a pas fait l'objet d'une évaluation par un tiers.

Lorsqu'évaluées collectivement au niveau du portefeuille, les initiatives satisfaisaient aux critères de rentabilité de la SIERE. Prises individuellement, seulement près de la moitié (18) des 37 initiatives de conservation qui ont été évaluées satisfaisaient à ces critères. Ceux-ci prévoient la comparaison des coûts de conception et d'exécution des programmes et des coûts subis par les clients à la quantité d'électricité économisée et aux autres coûts en ressources au plan de l'offre (un programme de conservation est rentable seulement si son coût est moins élevé que le coût de l'électricité économisée). Selon le Ministère, de 2006 à 2010, il a priorisé l'augmentation de la capacité de conservation et l'élargissement de la prestation de programmes à des secteurs ciblés. Il n'était donc pas assujéti aux critères de rentabilité durant cette période.

En outre, la méthode de calcul de la rentabilité de la SIERE ne tenait compte que des coûts déjà payés au moment de l'évaluation (parfois, les coûts d'un programme exécuté en 2014 ne seront pas entièrement réglés avant 2015 ou 2016 – ces programmes peuvent avoir été évalués en 2014 à la lumière des seuls coûts payés jusqu'en 2014). Les coûts liés aux 37 initiatives de conservation ont totalisé 1 192 millions de dollars, mais nous avons constaté que les évaluations de rentabilité n'ont visé qu'une part de 923 millions de dollars (77 %) du coût total de ces initiatives.

4.4.3 La prolongation du Programme de tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel jusqu'en 2025 coûtera 300 millions de dollars

En 2012, le ministre a enjoint l'OEO de mettre en oeuvre un Programme de tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel (PTPSI) pour que ce secteur accroisse son utilisation d'électricité et, de ce fait, réduise le surplus d'électricité. Le PTPSI propose des contrats à des abonnés industriels prévoyant une quantité fixe d'énergie électrique à tarifs réduits. Globalement, le programme est plafonné à cinq millions de MWh de consommation d'électricité par année.

La date de fin initiale du PTPSI devait coïncider avec la fin de la période de surplus d'électricité important en 2020, mais le Ministère a prolongé le programme jusqu'à la fin de 2024 en vue de pouvoir proposer des durées de contrat suffisamment longues pour attirer des clients. Même si le PTPSI pourrait inciter certaines entreprises à ne pas quitter la province pour déménager dans le sud, où les tarifs d'électricité sont moins élevés, le prolonger au-delà de 2020 quand il n'y aura plus de surplus d'énergie dans lequel puiser fera augmenter la demande et alourdira les coûts du réseau d'un montant pouvant atteindre 300 millions de dollars, d'après l'estimation du Ministère.

RECOMMANDATION 4

Pour que ses programmes de conservation et de gestion de la demande soient mis en oeuvre de façon rentable et atteignent les buts escomptés, le ministère de l'Énergie doit collaborer avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) aux fins suivantes :

- évaluer les effets de la conservation et son incidence sur les coûts de l'électricité durant les périodes de production de surplus appréciable;
- évaluer les programmes, dont les diverses initiatives de conservation et le Programme de tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel, pour veiller à ce qu'ils favorisent l'atteinte des buts et objectifs du Ministère;
- fixer des cibles appropriées et raisonnables de réduction de la consommation de pointe, et assurer régulièrement la surveillance, le suivi et la reddition de comptes publique au titre des progrès accomplis en vue de les atteindre.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le Ministère et la SIERE ont pris l'engagement de procéder à l'évaluation continue des programmes pour veiller à qu'ils facilitent la satisfaction des besoins provinciaux. Le nouveau Cadre de priorité à la conservation de l'énergie (CPCE) de 2015 resserre la rigueur au titre des exigences de rentabilité des programmes. Tel que prévu dans le nouveau cadre, toutes les sociétés de distribution locales (SDL) ont déposé un Plan de conservation et de gestion de la demande auprès de la SIERE. Chacun des programmes figurant dans les plans sont assujettis aux critères de rentabilité (sous réserve de certaines exceptions, les programmes ciblant les groupes à faible revenu par exemple) et à un niveau élevé de surveillance prévoyant évaluation, mesure du rendement et vérification par la SIERE. De même, le nouveau cadre privilégie

la collaboration entre les SDL, ainsi qu'entre le CPCE et les programmes du Cadre de gestion axée sur la demande de gaz naturel pour être en mesure de réaliser des gains d'efficacité et de proposer des programmes intégrés pratiques aux clients. On reconnaît aussi, dans le nouveau CPCE, l'utilité des mesures qui favorisent la réduction de la demande de pointe en tenant compte dans les critères de rentabilité des économies réalisées en période de pointe.

La communication au public des progrès accomplis au titre des économies et de la réduction de la demande de pointe se fera au moyen des mises à jour trimestrielles du Rapport sur l'énergie en Ontario, ainsi que de rapports faisant état des résultats annuels des efforts de conservation diffusés tant par la SIERE que par le commissaire à l'environnement de l'Ontario.

La conservation passe par un engagement soutenu pour assurer des économies constantes et une réduction à long terme de la demande en électricité. Dans son PELT de 2013, le Ministère s'est donné une cible de conservation de 30 TWh d'ici 2032 – ce qui devrait se traduire par une réduction de la demande de pointe de 5 868 MW – et le but d'utiliser la gestion de la demande pour combler 10 % de la demande de pointe en 2025. De concert avec la SIERE, le Ministère continuera à tenir compte de l'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre du processus de planification du PELT, en révisant les cibles au besoin.

4.5 Problèmes concernant la planification du réseau de transport

4.5.1 Problèmes de transport qui perdurent dans certaines régions

Bien qu'il existe un processus de planification régional structuré pour le réseau d'électricité depuis octobre 2013, processus auquel participent le Ministère, la CEO, l'OEO, la SIERE, les

collectivités, Hydro One, et les sociétés de distribution locales, la planification régionale se faisait auparavant de façon ponctuelle, au gré des priorités et en empruntant des processus informels réunissant l'OEO, Hydro One et quatre petites sociétés de transport, ainsi que des sociétés de distribution locales. Voilà pourquoi de nombreux projets en préparation dans le cadre du nouveau processus sont des projets particuliers lancés pour répondre à des besoins à court terme. Le coût estimatif des travaux de transport en cours à ce jour dans cinq régions différentes en vertu du nouveau processus est de l'ordre de 54 millions de dollars.

Le Plan pour le réseau d'électricité intégré de 2007 de l'OEO, que la Commission de l'énergie de l'Ontario n'a pas examiné, fait état de problèmes de capacité et de fiabilité, qui n'ont pas encore été résolus, dans les régions suivantes :

- **Kitchener-Waterloo-Cambridge-Guelph** – Le réseau de transport dans cette région a besoin de plusieurs mises à niveau. La plupart des lignes de transport acheminant de l'électricité à cette région ont dépassé, atteint ou sont sur le point d'atteindre leur capacité maximale. En 2012, une interruption de service de trois heures aurait pu être évitée si un projet de remise en état du réseau de transport avait été mené à terme à temps. Au moment de notre audit, Hydro One travaillait encore sur ce projet et prévoyait l'achever au printemps de 2016.
- **Windsor-Essex** – La région éprouve des problèmes de capacité d'approvisionnement, de capacité de transport et de sécurité d'approvisionnement – une grande partie de la région éprouve des problèmes de fiabilité. Hydro One est en voie de réaliser un projet de renforcement du réseau de transport de la région au coût de 77,4 millions de dollars, les nouvelles lignes ne devant être en exploitation qu'en 2018.

Par ailleurs, l'infrastructure électrique du secteur nord de la partie ouest de la région du grand Toronto atteindra sous peu sa capacité maximale

et ne devrait pas être en mesure de composer avec des hausses appréciables de la demande en période de pointe. Dans le plan régional de 2015, on précise encore le besoin en mises à niveau du réseau régional de transport, besoins que Hydro One est à examiner.

4.5.2 Capacité insuffisante pour raccorder des producteurs d'énergie renouvelable

Au total, 2 545 projets d'énergie renouvelable autres que d'hydroélectricité visés par des offres conditionnelles de l'OEO en vertu du volet microTRG (projets de 10 kW ou moins) du Programme à tarifs de rachat garantis ont dû être déplacés vers d'autres régions de l'Ontario parce que la capacité de transport était insuffisante pour les brancher au réseau d'électricité.

Il faut compter de deux à trois ans pour réaliser des projets d'énergie renouvelable autres que d'hydroélectricité mais les projets de transport prennent beaucoup plus de temps – de quatre à sept ans. Lors du lancement de la version actuelle du Programme à tarifs de rachat garantis en 2009, l'OEO avait fait des offres conditionnelles à tarifs garantis aux demandeurs avant que les projets ne soient approuvés par leurs sociétés de distribution locales pour raccordement au réseau de transport. Quand on a su que les projets ne pourraient être raccordés au réseau, on a donné instruction à l'OEO de dédommager ces demandeurs du Programme à tarifs de rachat garantis en autorisant les demandeurs comptant plus d'un projet visé par des restrictions à regrouper leurs petits projets (microTRG) et à les réaliser dans une autre région en mesure de brancher leurs projets au réseau. Ces demandeurs ont tout de même touché les tarifs microTRG plus élevés prévus pour les petits projets même si la taille de leurs projets regroupés aurait dû faire en sorte qu'ils obtiennent les TRG moins élevés prévus aux contrats pour les plus grands projets. Les consommateurs d'électricité auraient pu économiser 239 millions de dollars si ces projets regroupés avaient obtenu le tarif garanti approprié

à l'envergure de leur projet (la SIERE estime que ce montant est plutôt de l'ordre de 126 millions de dollars en tenant compte de la valeur temps de l'argent).

4.5.3 Hausse appréciable des paiements de dédommagement aux producteurs : relance ou suspension de la production

Il y a congestion lorsque le transport de l'électricité est restreint par la capacité de transfert de puissance d'un ou de plusieurs éléments du réseau de transport. Il est raisonnable de s'attendre à une certaine congestion car un réseau exempt de ce genre de problème coûterait trop cher à exploiter; cela dénoterait une sous-utilisation des biens de transport. À l'opposé, un réseau de transport très congestionné est aussi coûteux à exploiter car quand il y a congestion sur des lignes de transport qui sont utilisées à pleine capacité ou presque, il faut déployer plus souvent de l'énergie, ce qui engendre un coût marginal plus élevé, des pertes en ligne plus élevées et un risque plus élevé de ne pouvoir répondre à la demande.

La SIERE peut demander aux producteurs de suspendre ou de relancer leur production d'énergie (c.-à-d. « limiter la production ») en invoquant, à cet égard, plusieurs raisons dont la congestion du réseau de transport, les limites physiques liées à la montée en régime, les problèmes de sécurité ou d'équipement, et les problèmes environnementaux. Bien que la SIERE compile des données sur les volumes visés par des limitations, elle ne pouvait ventiler les données selon les motifs de demande de limitation.

Habituellement, les producteurs ont droit à des dédommagements quant la SIERE doit limiter la production de leurs installations. Ces dernières années, le montant versé par la SIERE en dédommagement aux producteurs au titre de la limitation de leur production a augmenté de façon importante : de 2009 à 2014, ce montant a totalisé 407,6 millions de dollars. En 2014 seulement, les

producteurs ont reçu 117,4 millions de dollars à cet égard – une hausse de 77 % depuis 2009.

Nous avons constaté que les volumes visés par des mesures de limitation ont beaucoup augmenté, passant de 4 772 GWh en 2009 à 6 472 GWh en 2014 (une hausse de 36 %) malgré que la demande en électricité soit demeurée relativement stable. Les régions de Bruce et du Nord-Est ont enregistré des hausses particulièrement élevées au titre des volumes assujettis à des mesures de limitation (245 % et 211 % respectivement) de 2009 à 2014. Les producteurs de la région de l'Ouest ont aussi été visés fréquemment par des mesures de limitation importantes sans que la situation ne s'améliore au fil du temps. La SIERE nous a indiqué que l'évolution de la demande régionale et de la formule d'approvisionnement diversifié pour faciliter l'abandon du charbon, sans oublier le recours élargi à l'énergie renouvelable, ont eu une incidence sur les fluctuations d'utilisation du réseau d'électricité, contribuant à l'augmentation, ces dernières années, du nombre de contraintes subies par le réseau de transport.

En mai 2015, la SIERE a mené à terme un examen du système d'établissement des prix du marché d'électricité de gros de l'Ontario. Il en ressort qu'il existe des occasions pour réduire les coûts du marché de l'électricité en apportant des changements au système actuel. En vue de parvenir à réduire ces coûts, la SIERE a indiqué qu'elle entend mobiliser les intervenants et réexaminer certains des éléments clés de la conception actuelle du marché.

4.5.4 Importations d'énergie renouvelable : aucune étude de rentabilité détaillée

Quand le Ministère a décidé de créer la version actuelle du Programme à tarifs de rachat garantis en 2009, il n'avait pas examiné en profondeur d'autres options en vue d'accroître la part de l'énergie renouvelable de l'approvisionnement diversifié, entre autres l'importation d'énergie

renouvelable sous la forme d'hydroélectricité de provinces voisines comme le Québec et le Manitoba. La capacité d'interconnexion avec le Québec peut autoriser des importations de 500 MW et, avec le Manitoba, de 200 MW, volumes sur lesquels miser pour répondre aux besoins locaux du Nord-Ouest de l'Ontario. Même si l'OEO avait déjà évalué à plusieurs reprises les avantages de recourir à des importations, elle n'avait jamais réalisé une analyse de rentabilité ou de coûts-avantages visant à comparer l'accroissement de la capacité de transport de l'Ontario en vue de tirer profit de contrats d'importation à l'option de miser sur un approvisionnement en énergie renouvelable de rechange, dont de l'énergie éolienne et solaire.

Six ans après le lancement du dispendieux Programme de rachat à tarifs garantis et l'obtention de volumes considérables d'énergie renouvelable que les consommateurs continueront à payer par l'entremise de l'ajustement global, l'Ontario a décidé de conclure un contrat d'échange d'électricité avec le Québec et d'envisager l'importation d'énergie de Terre-Neuve-et-Labrador. À compter de la fin de 2015, l'Ontario mettra à la disposition du Québec une capacité de 500 MW d'électricité durant l'hiver, alors que la demande québécoise est en période de pointe. En revanche, à compter de l'été 2020, le Québec mettra à la disposition de l'Ontario une capacité de 500 MW durant les périodes où la chaleur fait que la demande ontarienne est en période de pointe. Le but visé par le gouvernement en concluant cette entente est d'aider l'Ontario à réduire ses coûts en diminuant le besoin de construire de nouvelles centrales électriques après 2020.

RECOMMANDATION 5

Pour que l'Ontario dispose d'un réseau de transport d'une capacité suffisante pour acheminer de façon fiable l'électricité générée par les producteurs de la province là où se trouvent les besoins, le ministère de l'Énergie doit collaborer avec la Société indépendante d'exploitation du

réseau d'électricité, Hydro One et d'autres sociétés de distribution locales afin de :

- cerner les problèmes courants au titre de la capacité et de la fiabilité du réseau, et définir les mesures à prendre pour composer avec la croissance de la demande en électricité;
- déterminer les causes profondes du nombre croissant de mesures de limitation auxquelles sont assujettis les producteurs et, de ce fait, minimiser les coûts superflus subis par les consommateurs d'électricité;
- effectuer une planification et une analyse appropriées avant d'entreprendre de grandes initiatives susceptibles d'avoir une incidence sur le réseau de transport.

RÉPONSE DU MINISTÈRE

Le Ministère souscrit aux recommandations de la vérificatrice générale.

Le 28 octobre 2015, le ministre de l'Énergie a déposé le projet de loi 135 – *Loi de 2015 modifiant des lois sur l'énergie* – qui, s'il est adopté, substituera au processus d'élaboration du Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) un processus amélioré d'élaboration du Plan énergétique à long terme. Ce projet de loi vise à faire en sorte que les buts et les objectifs du PELT concernent entre autres la fiabilité de l'approvisionnement en énergie, de la capacité de production d'énergie, du transport et de la distribution. Ce processus de planification tiendra compte des répercussions pour les producteurs, transporteurs et distributeurs, ainsi que de l'impact du PELT pour les contribuables. Le Ministère collaborera avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) et des experts techniques, ainsi qu'avec les intervenants aux fins de l'élaboration du PELT.

En plus du projet de loi visant la création d'un cadre pour composer avec les besoins du réseau, l'Ontario a aussi entrepris, en 2013, de formaliser un processus de planification régionale qui serait géré par la Commission de

l'énergie de l'Ontario dans les 21 régions de planification du réseau d'électricité. Le processus, piloté par la SIERE, prévoit la collaboration avec les sociétés de distribution locales (SDL) et les sociétés de transport locales pour faire en sorte qu'il soit bien tenu compte des enjeux et des besoins régionaux dans le cadre d'un exercice de planification efficace et intégré du réseau d'électricité.

L'Office de l'électricité de l'Ontario (devenu la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité) a joué un rôle clé dans l'élaboration des PELT de 2010 et de 2013 en prodiguant des conseils et des analyses techniques, dont des prévisions de la demande en électricité pendant la période de planification, et recommandant le développement de projets de transport pour composer avec les prévisions de la demande et préserver la fiabilité du réseau. Hydro One, d'autres sociétés locales de transport et SDL ont aussi fourni des renseignements

et des commentaires qui ont servi à l'élaboration des PELT.

Quant à la recommandation d'examiner le nombre de contraintes imposées aux producteurs, le Ministère tient à souligner qu'en mai 2015, la SIERE a mené à terme un examen du système d'établissement des prix du marché de l'électricité de gros en Ontario, désigné parfois par l'expression « système d'établissement des prix à deux volets » (two-schedule price setting system), utilisé pour déterminer les prix et les producteurs en charge commandée sur le marché administré par la SIERE. Il en ressort qu'il existe des occasions de réduire les coûts du marché de l'électricité en apportant des changements au système actuel. En vue de parvenir à réduire ces coûts, la SIERE a indiqué qu'elle entend mobiliser les intervenants et réexaminer certains des éléments clés de la conception actuelle du marché.

Annexe 1 – Événements clés concernant la planification du réseau d'électricité

Préparé par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Décembre 2004

Le gouvernement adopte la *Loi sur la restructuration de l'électricité* (la Loi). La Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) devient la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) et les fonctions de la SIERE sont limitées à l'établissement de prévisions à court terme concernant la demande et les ressources en électricité. La Loi crée aussi l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) qui est chargé de se pencher sur les enjeux à long terme de la planification du réseau d'électricité et de mener des exercices indépendants de planification au titre de la production d'électricité, de la gestion de la demande, de la conservation et du transport de l'énergie. L'OEO est chargé d'élaborer un plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI), un plan technique sur 20 ans en vue d'atteindre les objectifs de la province en matière d'énergie. L'OEO doit produire le PREI à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) aux fins d'examen et d'approbation; il doit aussi procéder à la mise à jour du plan tous les trois ans.

1^{er} janvier 2015

La *Loi de 1998 sur l'électricité* est modifiée et la SIERE post-fusion est chargée de la planification du réseau d'électricité de l'Ontario.

Décembre 2005

L'OEO transmet un Rapport d'orientation du bouquet énergétique au ministère de l'Énergie.

Juin 2006

Le ministre de l'Énergie émet la première Directive sur l'approvisionnement diversifié destinée à l'OEO.

2008

L'OEO suspend, en octobre, son examen du PREI car le ministre de l'Énergie a émis une version modifiée de la Directive sur l'approvisionnement diversifié en septembre. La récession globale commence à s'installer vers la fin de 2008.

2012

En avril, le ministre de l'Énergie dépose un projet de loi visant à fusionner l'OEO et la SIERE et à modifier le processus de planification à long terme du réseau d'électricité. La fusion est mise en attente lors de la démission du Premier ministre en octobre.

Novembre 2010

Le ministre de l'Énergie publie le premier Plan énergétique à long terme (PELT).

2014

Le projet de loi 194 visant la mise en oeuvre de mesures budgétaires est déposé et prévoit la fusion de l'OEO et de la SIERE.

2004

2005

2006

2007

2008

2009

2010

2011

2012

2013

2014

2015

Août 2007

L'OEO dépose le premier Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) auprès de la CEO.

2009

La *Loi sur l'énergie verte* favorise la production d'énergie renouvelable, la conservation de l'énergie et la création d'emplois dans le secteur de l'énergie propre. L'Ontario lance le programme de Tarifs de rachat garantis (TRG).

2011

Le ministre de l'Énergie émet une nouvelle Directive sur l'approvisionnement diversifié et donne instruction à l'OEO de préparer une mise à jour du PREI. L'OEO transmet le projet de PREI au Ministère aux fins d'examen, mais il ne sera jamais soumis à la CEO.

Décembre 2013

Le ministre de l'Énergie publie la mise à jour du PELT.

Le 4 juin 2015

Le gouvernement adopte la *Loi pour favoriser l'essor de l'Ontario* en vertu de laquelle Hydro One Inc. et ses filiales sont réputées ne pas être des organismes de la Couronne. Il s'ensuit que depuis décembre 2015, aucun fonctionnaire indépendant de l'Assemblée législative n'est habilité à surveiller les opérations de Hydro One (ainsi, la vérificatrice générale n'est plus autorisée à effectuer des audits sur le rendement de Hydro One et de ses filiales).

Annexe 2 – Liste de toutes les installations de production d'électricité en Ontario en 2014

Source des données : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité

Installation	Type d'énergie	Emplacement / Région	Capacité (en MW)
Centrale électrique d'Atikokan	Bioénergie	Nord-Ouest de l'Ontario	205,0
Fort Frances	Bioénergie	Nord-Ouest de l'Ontario	47,0
Projet de turbine à condensation de Thunder Bay	Bioénergie	Nord-Ouest de l'Ontario	40,0
Calstock Power Plant	Bioénergie	Nord-Est de Sudbury	38,0
Producteurs sans vocation de service public	Bioénergie	Région du grand Toronto	35,0
Becker Cogeneration Plant	Bioénergie	Nord-Ouest de l'Ontario	8,0
Chapleau Co-Generation Facility	Bioénergie	Est du lac Supérieur	7,0
Installation de production d'énergie – site d'enfouissement du chemin Trail (Fallowfield PowerTrail)	Bioénergie	Grande région d'Ottawa	5,0
Eastview Landfill Gas Energy Plant (Campbell)	Bioénergie	Kitchener Waterloo Cambridge Guelph	2,5
DrydenWhrshr	Bioénergie	Nord-Ouest de l'Ontario	2,5
Hamilton Cogeneration Project (biogaz)	Bioénergie	De Burlington à Nanticoke	1,6
Projets d'énergie renouvelable à prix garantis (POSER, TRG, MicroTRG)	Bioénergie, hydroélectricité, énergie solaire et éolienne	Distribution à l'échelle de l'Ontario	3 235,2
Essar Cogeneration Facility	Dérivés du gaz	Est du lac Supérieur	63,0
Lennox Generating Station	Gaz	De Peterborough à Kingston	2 100,0
Producteur sans vocation de service public	Gaz	Distribution à l'échelle de l'Ontario	1 555,4
Greenfield Energy Centre	Gaz	Chatham/Lambton/Sarnia	1 153,0
Goreway Station	Gaz	Ouest de la région du grand Toronto	942,0
Halton Hills Generating Station	Gaz	Ouest de la région du grand Toronto	757,0
St. Clair Energy Centre	Gaz	Chatham/Lambton/Sarnia	678,0
Portlands Energy Centre	Gaz	Toronto	639,1
Brighton Beach Power Centre	Gaz	Windsor/Essex	580,0
Sarnia Regional Cogeneration Plant	Gaz	Chatham/Lambton/Sarnia	510,0
York Energy Centre	Gaz	Nord de la région du grand Toronto	438,0
Thorold Cogen	Gaz	Niagara	287,0
GTAA Cogeneration Plant	Gaz	Ouest de la région du grand Toronto	117,0
East Windsor Cogeneration	Gaz	Windsor/Essex	100,0
London Cogeneration Facility	Gaz	Région de London	12,0
Great Northern Tri-Gen Facility	Gaz	Windsor/Essex	11,3
Sudbury District Energy, Hospital Cogeneration	Gaz	Sudbury/Algoma	6,7
Trent Valley Cogeneration Plant	Gaz	De Peterborough à Kingston	6,7
Sudbury District Energy Cogeneration Plant	Gaz	Sudbury/Algoma	5,0
Warden Energy Centre	Gaz	Nord de la région du grand Toronto	5,0
Bur Oak Energy Centre	Gaz	Nord de la région du grand Toronto	3,3
Birchmount Energy Centre	Gaz	Nord de la région du grand Toronto	2,6

Installation	Type d'énergie	Emplacement / Région	Capacité (en MW)
Durham College District Energy	Gaz	Est de la région du grand Toronto	2,3
Villa Colombo Vaughan	Gaz	Nord de la région du grand Toronto	0,2
Autre (producteurs de réserve)	Pétrole	Distribution à l'échelle de l'Ontario	50,5
Producteurs d'énergie à gaz à effet de serre, région de Leamington	Pétrole	Windsor/Essex	12,6
Centrales hydroélectriques d'Ontario Power Generation (65 centrales)	Hydroélectricité	Distribution à l'échelle de l'Ontario	6 426,0
Smoky Falls Generating Station (redéveloppement)	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	264,0
Wells Generating Station	Hydroélectricité	Sudbury/Algoma	242,0
Harmon Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	219,0
Little Long Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	212,0
Aubrey Falls Generating Station	Hydroélectricité	Sudbury/Algoma	155,0
Kipling Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	155,0
Producteur sans vocation de service public	Hydroélectricité	Distribution à l'échelle de l'Ontario	123,3
DAWatson (McPhail, Dunford, Scott)	Hydroélectricité	Est du lac Supérieur	80,3
Kipling Expansion	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	79,0
APIroquois (Island Falls, Iroquois Falls, Twin Falls)	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	70,0
MacKay Generating Station	Hydroélectricité	Est du lac Supérieur	58,0
Smoky Falls Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	53,0
Clergue Generating Station	Hydroélectricité	Est du lac Supérieur	51,9
Andrews Generating Station	Hydroélectricité	Est du lac Supérieur	50,0
Rayner Generating Station	Hydroélectricité	Sudbury/Algoma	47,5
Red Rock Falls Generating Station	Hydroélectricité	Sudbury/Algoma	41,6
Kenora (Kenora, Norman)	Hydroélectricité	Nord-Ouest de l'Ontario	31,6
Lac Seul/Ear Falls Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Ouest de l'Ontario	29,3
Maletkraft	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	27,5
Umbata Falls Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Ouest de l'Ontario	24,0
Hollingsworth Generating Station	Hydroélectricité	Est du lac Supérieur	23,0
Gartshore Generating Station	Hydroélectricité	Est du lac Supérieur	20,0
Domtar, Espanola Mill	Hydroélectricité	Sudbury/Algoma	18,0
Hogg Generating Station	Hydroélectricité	Est du lac Supérieur	16,0
Healey Falls Generating Station	Hydroélectricité	Peterborough to Kingston	15,7
Steephill Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Ouest de l'Ontario	15,5
Mission Generating Station	Hydroélectricité	Est du lac Supérieur	15,0
Wawaitin Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	15,0
Lower Sturgeon Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	14,0
Harris Generating Station	Hydroélectricité	Est du lac Supérieur	12,5
Calm Lake Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Ouest de l'Ontario	11,0
Fort Frances Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Ouest de l'Ontario	10,0
Hound Chute Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	9,6
Centrale des chutes de la Chaudière n° 4	Hydroélectricité	Grande région d'Ottawa	9,3
Sturgeon Falls Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Ouest de l'Ontario	9,0
Centrale des chutes de la Chaudière n° 2	Hydroélectricité	Grande région d'Ottawa	8,4

Installation	Type d'énergie	Emplacement / Région	Capacité (en MW)
Glen Miller Generating Station	Hydroélectricité	De Peterborough à Kingston	8,0
Tembec, Smooth Rock Falls Facilities	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	8,0
Swift Rapids Generating Station	Hydroélectricité	Baie Georgienne Sud/Muskoka	7,9
Heywood Generating Station	Hydroélectricité	Niagara	7,2
Ragged Chute Eco Power Centre	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	6,6
West Nipissing Power Generation	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	6,5
Sandy Falls Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	5,5
Auxable	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	4,7
London Street Generating Station	Hydroélectricité	De Peterborough à Kingston	4,1
Minden Generating Station	Hydroélectricité	Baie Georgienne Sud/Muskoka	4,0
Stanley Adamson Powerhouse	Hydroélectricité	De Peterborough à Kingston	3,9
Matthias Generating Station	Hydroélectricité	Baie Georgienne Sud/Muskoka	3,0
Wilson's Falls	Hydroélectricité	Baie Georgienne Sud/Muskoka	2,9
Bracebridge Falls Generating Station	Hydroélectricité	Baie Georgienne Sud/Muskoka	2,6
Jones Falls	Hydroélectricité	St. Laurent	2,4
1149377 Ontario Limited	Hydroélectricité	Sudbury/Algoma	2,3
Campbellford-Seymour Electric Generation Inc.	Hydroélectricité	De Peterborough à Kingston	2,0
Chutes Rideau	Hydroélectricité	Grande région d'Ottawa	2,0
Kingston Mills	Hydroélectricité	De Peterborough à Kingston	1,9
Chiblow Lake Generating Station	Hydroélectricité	Sudbury/Algoma	1,7
Galetta Eco Power Centre	Hydroélectricité	Grande région d'Ottawa	1,6
Appleton Eco Power Centre	Hydroélectricité	Grande région d'Ottawa	1,4
Moose Rapids Generating Station	Hydroélectricité	Sudbury/Algoma	1,4
Water Street Pumphouse	Hydroélectricité	De Peterborough à Kingston	1,3
Parry Sound PowerGen Corporation	Hydroélectricité	Baie Georgienne Sud/Muskoka	1,2
Burk's Falls	Hydroélectricité	Baie Georgienne Sud/Muskoka	1,1
Marmora Generating Station	Hydroélectricité	De Peterborough à Kingston	1,0
Renfrew Power Generation Inc. – Lower Plant	Hydroélectricité	Renfrew	1,0
Renfrew Power Generation Inc. – Upper Plant	Hydroélectricité	Renfrew	1,0
Brewers Mills	Hydroélectricité	St. Laurent	0,9
High Falls Generating Station	Hydroélectricité	Baie Georgienne Sud/Muskoka	0,8
Kagawong Generating Station	Hydroélectricité	Sudbury/Algoma	0,8
Gananoque	Hydroélectricité	St. Laurent	0,7
Long Slide Generating Station	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	0,7
Shand Dam Generating Station	Hydroélectricité	Kitchener Waterloo Cambridge Guelph	0,7
Conestogo Dam Generating Station	Hydroélectricité	Greater Bruce/Huron	0,6
Hurdman Dam	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	0,6
Maple Hill	Hydroélectricité	Greater Bruce/Huron	0,6
Truisler Chute Generating Station	Hydroélectricité	Baie Georgienne Sud/Muskoka	0,6
York River Generating Station	Hydroélectricité	Renfrew	0,6
Casselman Generating Station	Hydroélectricité	Grande région d'Ottawa	0,5
Current River Hydro	Hydroélectricité	Nord-Ouest de l'Ontario	0,5
Devil's Gap Generating Station	Hydroélectricité	Baie Georgienne Sud/Muskoka	0,5

Installation	Type d'énergie	Emplacement / Région	Capacité (en MW)
635294 Ontario Inc.	Hydroélectricité	Nord-Est de Sudbury	0,5
Drag River Generating Station	Hydroélectricité	Baie Georgienne Sud/Muskoka	0,3
Enerdu Power Systems Ltd.	Hydroélectricité	Grande région d'Ottawa	0,3
Saugeen Generating Station	Hydroélectricité	Greater Bruce/Huron	0,3
Little Burgess Generating Station	Hydroélectricité	Baie Georgienne Sud/Muskoka	0,2
Stewart Generating Station	Hydroélectricité	Grande région d'Ottawa	0,2
Tweed Generating Station	Hydroélectricité	De Peterborough à Kingston	0,2
Washburn	Hydroélectricité	St. Laurent	0,2
Barrie Small Hydro Limited	Hydroélectricité	Grande région d'Ottawa	0,1
Scone Generator	Hydroélectricité	Greater Bruce/Huron	0,1
Bruce Power Nuclear Generating Station	Nucléaire	Greater Bruce/Huron	6 329,0
Darlington Nuclear Generating Station	Nucléaire	Est de la GRT	3 524,0
Pickering Nuclear Generating Station	Nucléaire	Est de la GRT	3 094,0
South Kent Wind (Korean Consortium)	Éolienne	Chatham/Lambton/Sarnia	270,0
Wolfe Island Wind Project	Éolienne	De Peterborough à Kingston	198,0
Enbridge Ontario Wind Farm	Éolienne	Greater Bruce/Huron	182,0
Grand Renewable Energy Park	Éolienne	De Burlington à Nanticoke	148,6
Melancthon II Wind Plant	Éolienne	Baie Georgienne Sud/Muskoka	132,0
Kruger Energy Port Alma Wind Power Project	Éolienne	Windsor/Essex	101,2
Kruger Energy Chatham Wind	Éolienne	Windsor/Essex	101,1
Erie Shores Wind Farm	Éolienne	Région de London	99,0
Greenwich Wind Farm	Éolienne	Nord-Ouest de l'Ontario	99,0
Prince I Wind Power Project	Éolienne	Est du lac Supérieur	99,0
Talbot Wind Farm	Éolienne	Chatham/Lambton/Sarnia	98,9
Prince II Wind Power Project	Éolienne	Est du lac Supérieur	90,0
Raleigh Wind Energy Centre	Éolienne	Chatham/Lambton/Sarnia	78,0
Ripley Wind Power Project	Éolienne	Greater Bruce/Huron	76,0
Melancthon I Wind Plant	Éolienne	Baie Georgienne Sud/Muskoka	67,5
Gosfield Wind Project	Éolienne	Windsor/Essex	50,0
Kingsbridge I Wind Power Project	Éolienne	Greater Bruce/Huron	39,6
Total			37 313,0

Annexe 3 – Glossaire

Préparé par le Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario

Approvisionnement diversifié – Désigne les différents types de ressources utilisées pour répondre à la demande d'électricité sur un territoire donné. L'Ontario mise sur un assortiment diversifié de ressources qui, ensemble, répondent d'heure en heure et l'année durant à notre demande en électricité : bioénergie, hydroélectricité, gaz naturel, et énergie nucléaire, solaire et éolienne.

Bioénergie – Énergie produite à partir de biomasse – plantes vivantes ou mortes depuis peu et produits d'origine animale entre autres déchets ligneux, résidus agricoles, fumier, sous-produits de la transformation des aliments et résidus de cuisine.

Capacité de pointe – Capacité disponible pour produire de l'énergie durant les périodes de pointe.

Charge – Quantité d'électricité utilisée par des consommateurs ou des dispositifs branchés à un réseau de production d'électricité.

Compteur intelligent – Un dispositif électronique qui enregistre la consommation d'électricité à des intervalles de plus ou moins une heure et qui transmet les données au service public à des fins de facturation et de surveillance.

Demande de base – Demande minimale continue d'énergie électrique.

Distribution – Le réseau de distribution achemine de l'électricité depuis le réseau de transport jusqu'aux consommateurs. Le réseau de distribution comprend des lignes de moyenne tension, des sous-stations, des transformateurs sur poteau, des lignes de distribution de basse tension et des compteurs d'électricité.

Économies de la demande – Réduction de la réserve totale de ressources électriques dont l'Ontario a besoin pour répondre à la demande de pointe.

Économies d'énergie – Réduction de l'approvisionnement global en énergie électrique en vue de combler les besoins en énergie des maisons, des entreprises et des organismes de l'Ontario.

Frais d'électricité – Frais intégrant le Prix horaire de l'énergie en Ontario et les frais de l'Ajustement global, dont la somme figure sur la facture d'électricité des consommateurs sous la mention « frais d'électricité ».

Gestion de la demande – Mesures prises pour contrôler la quantité d'énergie utilisée à un moment donné, en augmentant ou en diminuant la consommation ou encore en la déplaçant dans le temps.

Kilowatt (kW) – Unité d'énergie normalisée équivalant à mille watts (W).

Kilowatt-heure (kWh) – Mesure de la production ou de la consommation d'énergie pendant une période donnée. Un kilowatt-heure mesure la consommation ou la production de mille watts en une heure.

Limitation – Réduction de la production d'électricité imposée aux producteurs par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) pour atténuer un surplus d'électricité.

Mégawatt (MW) – Unité d'énergie équivalant à mille kilowatts ((kW) ou un million de watts (W).

Mégawatt-heure (MWh) – Mesure de la production ou de la consommation d'énergie pendant une période donnée. Un mégawatt-heure (MWh) mesure la consommation ou la production de un million de watts en une heure.

Production de base – Sources de production conçues pour fonctionner continuellement, comme les centrales nucléaires et de nombreux types de centrales hydroélectriques.

Production de base excédentaire (PBE) – Quand l'énergie électrique produite par les producteurs d'énergie de base de l'Ontario excède la demande en électricité de l'Ontario.

Production de pointe – Sources de production habituellement conçues pour ne fonctionner qu'afin de combler la demande en période de pointe (moments où la demande en énergie est beaucoup plus élevée que la demande moyenne) durant la journée, le gaz naturel par exemple.

Production en charge commandée – Sources de production, dont l'utilisation peut être augmentée ou diminuée au gré de la fluctuation de la demande ou de la disponibilité d'autres sources d'approvisionnement. Les producteurs en charge commandée proposent de fournir de l'électricité selon des quantités et des prix variables à chaque heure de la journée. Ils doivent pouvoir moduler la quantité d'électricité qu'ils produisent en réponse aux nouvelles consignes émises toutes les cinq minutes par la SIERE. Le gaz naturel est un exemple de source de production en charge commandée.

Production intermittente d'énergie – Sources de production d'électricité exploitées à des moments particuliers, par exemple des producteurs d'énergie solaire ou éolienne dont la production dépend de la vitesse du vent ou de l'ensoleillement.

Programme à tarifs de rachat garantis – Programme visant à assurer un approvisionnement en énergie renouvelable lancé en septembre 2009 sous la direction du ministre de l'Énergie et offrant aux producteurs d'énergie à partir de ressources renouvelables des prix contractuels substantiellement plus élevés que le programme d'offre standard précédent qu'il remplace. Le programme a deux volets : le volet TRG pour les projets de plus de 10 kW et le volet microTRG pour les projets de 10 kW ou moins.

Puissance installée – Production maximale d'énergie attendue d'une installation.

Réserve de fonctionnement – Énergie en attente pour composer avec des pertes de puissance imprévues.

Réserve de planification – Énergie en réserve pour répondre à la demande dans l'avenir et composer avec des incertitudes au plan économique ou météorologique.

Société de distribution locale – Service public qui est propriétaire et qui exploite un réseau de distribution aux fins de la distribution locale d'électricité à des consommateurs.

Térawatt-heure (TWh) – Unité de mesure de l'énergie produite ou consommée pendant une période donnée équivalant à un million de mégawatts-heure. En 2014, la consommation d'énergie en Ontario s'est élevée à 139,8 TWh.

Transport – Acheminement de l'électricité au moyen de lignes de haute tension depuis les installations de production jusqu'aux réseaux de distribution locale et aux consommateurs.
