



ORIENTATION CLIENT

RAPPORT ANNUEL 2014

hydroOne



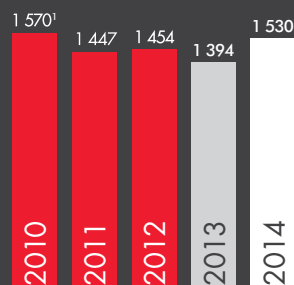
Nous sommes axés sur le client, en tout temps. Lorsque nous fournissons de l'électricité de manière sécuritaire, fiable et responsable, les besoins de notre clientèle sont au cœur de nos priorités. Plus de 1,3 million de foyers et d'entreprises en Ontario comptent sur nous. Et nous serons à la hauteur.

VOUS ÊTES AU CŒUR

POINTS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS ET STATISTIQUES

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

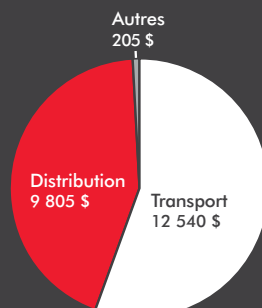
(en millions de dollars canadiens)



TOTAL DE L'ACTIF

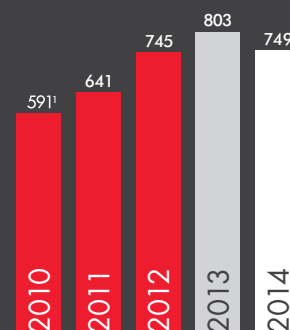
31 décembre 2014

(en millions de dollars canadiens)



BÉNÉFICE NET

(en millions de dollars canadiens)



¹ Selon les PCGR du Canada

¹ Selon les PCGR du Canada



1,8

événement à déclarer par tranche de 200 000 heures travaillées, en baisse comparativement à 2,5 événements en 2013



12 000 km

Le centre de découverte de l'électricité a parcouru plus de 12 000 kilomètres entre septembre 2013 et septembre 2014



224 M \$

En 2014, Hydro One a investi plus de 224 millions de dollars dans le réseau de transport de l'Ontario afin de rehausser la fiabilité du réseau d'électricité à Toronto et dans la région du Grand Toronto



60 000

Hydro One a rejoint plus de 60 000 clients dans le cadre d'assemblées publiques téléphoniques en 2014

TABLE DES MATIÈRES

Message de la présidente du conseil d'administration	2
Message du président et chef de la direction	4
Service à la clientèle	6
Sécurité	8
Fiabilité	10
Excellence de l'exécution	12
Haute direction	14
Rapport de gestion	15
Rapport de la direction	70
Rapport des auditeurs indépendants	71
États consolidés des résultats et du résultat étendu	72
Bilans consolidés	73
États consolidés des variations des capitaux propres	75
États consolidés des flux de trésorerie	76
Notes afférentes aux états financiers consolidés	77
Collectivités	122
Conseil d'administration	124

DE NOS PRIORITÉS

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

	2014	2013	Variation en \$	Variation en %
Produits	6 548	6 074	474	8
Achats d'électricité	3 419	3 020	399	13
Charges d'exploitation	1 914	1 782	132	7
Bénéfice net	749	803	(54)	(7)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 256	1 404	(148)	(11)
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario <i>(en MW)</i> ¹	20 596	21 493	(897)	(4)
Distribution – unités distribuées à nos abonnés <i>(en TWh)</i> ¹	29,8	29,8	—	—

¹ Les statistiques relatives au réseau sont provisoires.



MESSAGE DE LA **PRÉSIDENTE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION**

« De toutes les premières réalisées en 2014, celle qui me tient le plus à cœur est la concrétisation du partenariat commercial entre notre société et la Première Nation Ojibway Saugeen visant la propriété de la ligne de transport de Bruce à Milton. Pour la première fois de son histoire, la société a conclu un partenariat commercial avec une Première Nation. »

Les Ontariens comptent sur Hydro One pour fournir, avec fiabilité, l'électricité dont leur famille, leurs entreprises et leurs collectivités ont besoin pour leur développement et leur bien-être. La population ontarienne s'attend également à ce que Hydro One exerce ses activités commerciales de manière efficace et apporte une contribution financière essentielle à la province d'Ontario, son unique actionnaire.

En 2014, la société a centré ses efforts sur l'amélioration du service à la clientèle, sur le raccordement de nouvelles sources d'énergie et sur la réalisation d'investissements destinés à faire en sorte que le réseau ontarien soit solide aujourd'hui et prêt pour l'avenir.

Sur le plan financier, le bénéfice net de Hydro One a atteint 749 millions de dollars en 2014 et les produits, 6 548 millions de dollars.

En 2014, nos produits ont augmenté de 474 millions de dollars par rapport à ceux de 2013, qui s'étaient établis à 6 074 millions de dollars. Cette augmentation découle de la hausse des nouveaux tarifs de transport approuvés par la Commission de l'énergie de l'Ontario pour 2014, du recouvrement des coûts liés aux achats d'électricité plus élevés et de l'approbation de la CEO concernant la croissance des produits tirés des services d'exportation d'électricité, compte tenu des exportations plus importantes vers d'autres territoires.

En 2014, Hydro One a versé à la province des dividendes de 287 millions de dollars.

En 2014, l'une des principales priorités de la société a été d'améliorer la qualité du service à la clientèle. Bon nombre de mesures, tant internes qu'externes, ont été mises en œuvre à l'échelle de l'entreprise, y compris la mise sur pied du *comité consultatif sur le service à la clientèle* de Hydro One et d'un processus de consultation de la clientèle pour s'assurer de la justesse de nos interventions auprès d'eux.

En 2014, la société a réalisé plusieurs premières au chapitre de la recherche et de l'innovation. Ainsi, nous avons acquis deux véhicules aériens sans pilote pour notre centre de formation de Kleinburg. Ces drones serviront essentiellement à des fins de formation, et des travaux visant à les utiliser pour tester nos lignes de transport sont en cours dans divers services de l'entreprise.

De toutes les premières réalisées en 2014, celle qui me tient le plus à cœur est la concrétisation du partenariat commercial entre notre société et la Première Nation Ojibway Saugeen visant la propriété de la ligne de transport de Bruce à Milton. Pour la première fois de son histoire, la société a conclu un partenariat commercial avec une Première Nation.

Je remercie tous les employés de Hydro One, les membres de la haute direction ainsi que mes collègues du conseil d'administration de leur dévouement et de leur engagement à l'égard de la société et de la population ontarienne.

La présidente du conseil d'administration,



Sandra Pupatello



MESSAGE DU **PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION**

« Nous sommes déterminés à offrir des services rentables à tous nos clients et nos priorités demeurent toujours l'exercice d'une gestion prudente, le maintien d'activités efficaces et l'amélioration de l'expérience client pour tous ceux à qui nous offrons des services. »

En 2014, Hydro One s'est consacrée à l'atteinte de son objectif qui consiste à devenir la meilleure entreprise de services publics au Canada d'ici 2019. Comment saurons-nous que l'objectif a été atteint? Nous pourrions parler de succès véritable lorsque nos clients, notre actionnaire et nos employés estimeront que nous sommes une société formée de gens exceptionnels qui fournit de manière sécuritaire des services fiables et responsables comportant une réelle valeur. Nous n'y parviendrons qu'en privilégiant une transformation de notre culture, en

donnant le meilleur de nous-mêmes en tout temps et en gérant notre entreprise de manière efficace.

La solide performance financière réalisée par la société en 2014 démontre que nous sommes engagés à fournir des résultats à notre actionnaire et déterminés à exploiter une entreprise bien gérée.

En 2014, nous avons déployé des efforts considérables pour mieux servir nos clients et renforcer les liens avec

eux. La qualité du service de notre centre d'appels et celle de notre système de facturation est meilleure que jamais et nous avons établi de nouvelles cibles, qui, lorsqu'elles seront atteintes, nous permettront de nous hisser parmi les meilleurs du secteur.

Nous nous sommes rapprochés du but que nous poursuivons en investissant dans le réseau afin de remplacer les actifs vieillissants et mettre de l'avant les nouvelles infrastructures nécessaires pour répondre aux besoins de la population ontarienne en matière d'électricité. En 2014, nos dépenses en immobilisations liées à l'entreprise de transport ont visé le remplacement de plusieurs transformateurs parvenus à la fin de leur durée de vie à notre poste de transport Pembroke, dans l'est de l'Ontario, ainsi qu'à nos postes de transport Hanover, Allanburg, Elmira et Trafalgar, dans le sud-ouest de l'Ontario. Nous avons par ailleurs reçu l'approbation de l'évaluation environnementale en vue de la construction du poste de transformation Clarington, essentiel pour assurer l'alimentation en électricité de plus de un million d'Ontariens après la fermeture de la centrale nucléaire de Pickering en 2020.

En ce qui a trait à notre entreprise de distribution, les investissements en capital de 2014 comprennent le remplacement des compteurs et des poteaux de bois parvenus à la fin de leur durée de vie, les travaux effectués dans le cadre de nos programmes visant les postes et les lignes, les raccordements et les mises à niveau se rapportant aux nouveaux clients ainsi que les projets de renforcement de la capacité des réseaux.

L'an dernier, nous avons conclu l'acquisition de Norfolk Power Inc., entreprise de distribution d'électricité et de télécommunications établie dans le sud-ouest de l'Ontario. Nous avons également conclu des ententes visant l'acquisition de deux autres entreprises de distribution locales dans le sud-ouest de l'Ontario, soit Woodstock Hydro et Haldimand Hydro. Le regroupement de nos activités avec celles de services publics de moindre envergure sur le territoire que nous desservons continuera de constituer une occasion de faire croître Hydro One et d'améliorer la valeur pour nos clients.

Nous sommes déterminés à offrir des services rentables à tous nos clients et nos priorités demeurent toujours l'exercice d'une gestion prudente, le maintien d'activités efficaces et l'amélioration de l'expérience client pour tous ceux à qui nous offrons des services.

Je remercie le conseil d'administration de son appui, mon équipe du leadership de son dévouement ainsi que nos employés de leur engagement à travailler avec ardeur, de façon sécuritaire et pour le changement. Ils peuvent arborer fièrement le logo de Hydro One.

Le président et chef de la direction,



Carmine Marcello



SERVICE À LA CLIENTÈLE

NOTRE PRIORITÉ, C'EST VOUS

Hydro One est d'avis qu'une société bien gérée est une société qui est axée sur les clients. La population ontarienne a droit à une énergie produite de façon sécuritaire, fiable et responsable. La seule façon d'y parvenir est de placer le service à la clientèle au cœur de la culture d'entreprise, laquelle doit demeurer fondée sur la transparence, la responsabilité et l'équité.



Hydro One a rejoint plus de 60 000 clients
dans le cadre d'assemblées publiques
téléphoniques en 2014.



ENGAGEMENTS ENVERS LA CLIENTÈLE

En 2014, Hydro One a tenu trois assemblées publiques téléphoniques à l'intention de ses clients dans le but d'obtenir des commentaires sur la façon dont elle pouvait mieux les servir. Au cours de ces assemblées, nous avons rejoint plus de 60 000 clients dans tout l'Ontario. Les préoccupations qui ont été formulées ont mené à la création, au mois d'octobre, d'un processus de consultation des clients dans le cadre duquel nous avons commencé à élaborer une série d'engagements envers la clientèle. Nous avons également sollicité l'avis de nos clients par l'intermédiaire du sondage Place au Dialogue, qui nous a permis d'obtenir des commentaires supplémentaires sur nos pratiques en matière de service à la clientèle.



COMITÉ CONSULTATIF SUR LE SERVICE À LA CLIENTÈLE

Au mois d'octobre, nous avons également mis sur pied un comité consultatif sur le service à la clientèle composé d'experts indépendants qui a pour but de nous aider à trouver des moyens d'améliorer la culture en matière de service à la clientèle et de respecter nos promesses à cet égard. Le comité est formé d'experts réputés provenant de plusieurs secteurs, dont la finance, l'éducation et les technologies. Ses membres se réunissent régulièrement pour évaluer notre performance par rapport aux objectifs établis et nous demander de rendre compte de nos actions.

PROCESSUS DE FIDÉLISATION DE LA CLIENTÈLE

La route pour devenir le chef de file canadien du secteur des services publics est pavée de changements. En 2014, nous avons modifié considérablement tous nos secteurs d'activité afin de devenir une société unifiée. Nous savions que nous devions redresser la situation auprès de nos clients. Au début de cette même année, au plus fort des interruptions de service à la clientèle, environ 5 % de nos clients n'avaient pas reçu de facture depuis plus de trois mois. Au mois de décembre 2014, ce pourcentage était redescendu à moins de 1 %.

Les changements que nous avons effectués en 2014 pour transformer notre service à la clientèle ont compris des améliorations de notre centre d'appels ainsi que la mise sur pied du programme Call-A-Customer aux termes duquel les cadres supérieurs des différents secteurs d'activité communiquent avec les clients. De plus, nous avons remanié le programme sur la qualité appliqué dans notre centre d'appels de façon à porter une attention accrue aux communications avec les clients et à l'excellence du service à la clientèle.

La qualité des services de notre centre d'appels est maintenant plus élevée qu'elle ne l'était avant l'implantation de notre nouveau système de facturation en mai 2013. Nous avons établi de nouvelles cibles qui nous permettront, lorsqu'elles auront été atteintes, de figurer parmi les meilleurs du secteur. Dans l'ensemble, la satisfaction de la clientèle a augmenté régulièrement depuis le début de 2014, et nous avons atteint un sommet hebdomadaire de 93 % de clients satisfaits de leurs interactions avec les employés du centre d'appels.

COLLABORATION DES EMPLOYÉS SPÉCIALISÉS DANS LE MONTAGE DE LIGNES ET LA FORESTERIE

Au cours de l'exercice, un renforcement de la collaboration déjà solide entre les employés des services provinciaux du montage de lignes et ceux de la foresterie a été observé. Ce qui s'est amorcé avec une légère modification de la carte des zones a mené à un solide partenariat à l'échelle de l'entreprise, puis à une amélioration du service à la clientèle, à une réduction des charges d'exploitation et à un temps de réponse moindre en situation de tempête.



REFONTE DE LA PAGE D'ACCUEIL DE HYDROONE.COM

En octobre, nous avons procédé à la refonte de la page d'accueil de Hydroone.com pour y inclure une section sur des articles décrivant nos employés, nos projets en cours et nos réalisations dans les collectivités de l'ensemble de l'Ontario.

SÉCURITÉ

NOUS PLAÇONS LA SÉCURITÉ AU PREMIER PLAN DANS TOUT CE QUE NOUS FAISONS

La sécurité de nos employés et de la population ontarienne est au cœur de nos décisions. Nous travaillons sans relâche à créer de la valeur pour nos clients de façon équitable, sécuritaire et responsable. Nous savons que la sécurité relève de la responsabilité de *tous* les employés.



En juillet, l'équipe d'Owen Sound a célébré sa millionième heure de travail sans blessure ou maladie causant un arrêt de travail ainsi que sa troisième année d'affilée sans blessure à déclarer.



OBJECTIF ZÉRO

En 2014, Hydro One a poursuivi ses efforts en vue d'atteindre son Objectif zéro. Pour ce faire, elle a renforcé l'engagement des employés en insufflant la conviction que toutes les blessures peuvent être évitées, en favorisant des communications efficaces sur la santé et la sécurité dans toute l'entreprise et en établissant des cibles et des objectifs en matière de santé et de sécurité à l'échelle locale.

OHSAS 18001

Hydro One a conservé en 2014 sa certification selon la norme Occupational Health and Safety Assessment Series (« OHSAS ») 18 001 grâce à sa stratégie d'amélioration continue visant à préparer les vérifications de surveillance à venir. La société a obtenu la certification selon la norme OHSAS 18001 en juin 2013, ce qui démontre qu'elle a mis en place tous les éléments nécessaires pour disposer d'un système de gestion de la santé et de la sécurité de calibre mondial.

VERS UN MILIEU DE TRAVAIL OÙ NE SURVIENT AUCUNE BLESSURE

Nous avons entre autres pour objectif de devenir une société de services publics de calibre mondial d'ici 2019. Notre performance en matière de sécurité à la fin de l'exercice 2014, selon laquelle nous avons eu 1,8 accident à déclarer¹ par 200 000 heures travaillées, nous a permis de cheminer vers l'atteinte de cet objectif. Ce nombre constitue une diminution par rapport à celui affiché pour l'exercice 2013, au cours duquel Hydro One a déclaré 2,5 blessures nécessitant des soins médicaux par 200 000 heures travaillées. Au cours des dernières années, la société a

également enregistré une réduction du nombre d'incidents comportant un potentiel maximum raisonnable de dommages et du nombre d'accidents de véhicules automobiles évitables. En 2014, Hydro One a utilisé les taux d'incidents à déclarer comme mesure d'évaluation de la sécurité au sein de l'entreprise pour être en mesure de mieux comparer sa performance avec celle de sociétés à l'échelle nord-américaine et internationale.

RÉDUCTION DE LA DISTRACTION AU VOLANT

Rien n'est plus important que la santé et la sécurité de nos employés et de la population ontarienne. Sur la foi de cette conviction, nous avons implanté en avril une norme interdisant l'utilisation d'appareils électroniques mains libres, y compris les téléphones intelligents, par tous les employés conduisant un véhicule automobile dans le cadre de l'exercice d'activités pour le compte de la société. Les employés sont incités à se ranger sur le côté de la route, dans un endroit sécuritaire, s'ils doivent traiter un appel, un message texte ou un courriel. En interdisant l'utilisation des options mains libres au volant, cette norme dépasse les exigences de l'article 78.1 du Code de la route.

IMPLANTATION D'UNE CULTURE PRÔNANT LA SÉCURITÉ EN MILIEU DE TRAVAIL

Tout au long de 2014, Hydro One a fait ressortir l'importance d'une culture prônant la sécurité en milieu de travail au sein de tous ses secteurs d'activité, que ce soit en insistant sur la planification appropriée de travaux ou en misant sur la formation et la compétence du personnel. En 2014, la société a instauré neuf principes de base s'articulant autour de sa vision

d'un milieu de travail sécuritaire. Ces neuf principes portent sur l'amélioration continue et sur la santé et la sécurité à Hydro One.

ENGAGEMENT DE LA PART DES EMPLOYÉS

Des employés engagés sont des employés davantage en sécurité. En 2014, nous avons évalué l'engagement des employés en ce qui a trait à nos principales valeurs, à nos meilleures pratiques commerciales et à nos programmes de santé et de sécurité. Des employés engagés prennent moins de congés de maladie et subissent moins d'incidents à déclarer et, comparativement à des employés moins engagés, subissent un nombre inférieur de blessures. Nos conclusions montrent comment un engagement solide de la part des employés favorise le succès de la société et nous permet d'atteindre les objectifs établis.

JALON EN MATIÈRE DE SÉCURITÉ ATTEINT PAR L'ÉQUIPE D'OWEN SOUND

En juillet, l'équipe d'Owen Sound a célébré sa millionième heure de travail sans blessure ou maladie causant un arrêt de travail ainsi que sa troisième année d'affilée sans blessure à déclarer. Ce jalon a été atteint après 14 ans d'efforts, grâce à une planification appropriée des travaux, un travail d'équipe, et l'instauration d'une solide culture en matière de sécurité parmi l'ensemble des employés.



¹ Un accident de travail à déclarer consiste en une blessure ou en une maladie liée au travail qui se traduit par :

- une restriction dans les tâches à effectuer
- un arrêt de travail
- une perte de conscience
- une attention médicale autre que les premiers soins

- la mort
- toute autre blessure ou maladie importante liée au travail diagnostiquée par un médecin ou un autre professionnel de la santé

FIABILITÉ

BRANCHER LA PROVINCE D'ONTARIO SUR CE QUI COMPTE

La population ontarienne compte sur Hydro One, en sa qualité de gestionnaire du réseau d'électricité de l'Ontario, pour produire de l'électricité de façon fiable et sécuritaire et pour la brancher sur le monde. Nos employés se consacrent à offrir un service d'une telle qualité.



En 2014, Hydro One a investi plus de 224 millions de dollars dans le réseau de transport de l'Ontario afin de rehausser la fiabilité du réseau d'électricité à Toronto et dans la région du Grand Toronto.



POSTE DE TRANSFORMATION CLARINGTON

En 2014, Hydro One a reçu l'approbation définitive de l'évaluation environnementale pour le projet de poste de transformation (le « poste ») Clarington. Le poste Clarington permettra d'augmenter la production future d'électricité dans la région et de répondre à la demande croissante dans l'est de la région du Grand Toronto (la « RGT »). Une fois achevé, le poste desservira un million de clients dans l'est de la RGT.

INVESTISSEMENTS IMPORTANTS

En 2014, nous avons fait des investissements en capital totalisant environ 1,5 milliard de dollars pour améliorer la fiabilité et le rendement de nos réseaux de transport et de distribution, pallier la vétusté de l'infrastructure de notre réseau d'électricité, favoriser une nouvelle production et améliorer notre service à la clientèle dans l'ensemble de l'Ontario.

L'ensemble de nos investissements en capital comprend des investissements dans le réseau de transport de plus de 224 millions de dollars effectués pour améliorer la fiabilité des services d'électricité et répondre aux besoins en énergie de la RGT. Compte tenu de la vétusté de notre infrastructure, nous avons élaboré des projets d'investissement

continus afin de faire tourner l'économie ontarienne de manière fiable et de favoriser les innovations auxquelles on peut s'attendre au cours des dix prochaines années.

CENTRE D'EXPLOITATION D'ORLÉANS

Conformément à l'engagement que nous avons pris d'améliorer la fiabilité pour nos clients, nous avons ouvert, en janvier, le centre d'exploitation permanent d'Orléans, situé à l'extérieur d'Ottawa. Le centre desservira environ 39 000 clients des villes d'Orléans, de Navan, de Rockland et de la région avoisinante. L'ouverture du centre s'inscrit dans un investissement de 33,4 millions de dollars à l'égard d'une nouvelle ligne de transport visant à répondre à la demande croissante d'électricité dans la région.

REEMPLACEMENT DES POTEAUX DE BOIS

Tout au long de 2014, Hydro One a poursuivi son programme de remplacement de poteaux de bois, et a ainsi remplacé 11 000 poteaux dans tout l'Ontario. Ce programme actif vise les poteaux de plus de 60 ans constituant notre réseau de 122 000 kilomètres. Plus de 340 000 poteaux de notre réseau de distribution formé de 1,6 million de poteaux de bois devront être remplacés au cours des dix prochaines années. L'investissement

de 82 millions de dollars va de pair avec nos efforts soutenus visant à améliorer considérablement la fiabilité du réseau et à préserver la sécurité des gens.



11 000

poteaux de bois
remplacés en 2014

ACQUISITION DE NORFOLK POWER

En 2014, nous avons réalisé l'acquisition de Norfolk Power Inc., société de distribution d'électricité et de télécommunications locale établie dans le sud-ouest de l'Ontario. Hydro One a également conclu une entente visant l'acquisition de Woodstock Hydro Holdings Inc., entente qui est tributaire de l'approbation de la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Voici les investissements importants que nous avons effectués en 2014 dans la RGT :

Principal poste de transport, Toronto	9,1 millions de dollars
Renouvellement de l'infrastructure de Toronto Lakeshore	53 millions de dollars
Poste de transport Bridgman, Toronto	12,3 millions de dollars
Poste de transport Leaside, Toronto	7,2 millions de dollars
Poste de transport Basin, Toronto	7 millions de dollars
Poste de transport Claireville, Woodbridge	5,5 millions de dollars
Poste de transport Cooksville, Mississauga	32,1 millions de dollars
Poste de transport Manby, Toronto	5,8 millions de dollars
Poste de transport Gerrard, Toronto	10 millions de dollars
Poste de transport Trafalgar, Oakville	15 millions de dollars

EXCELLENCE DE L'EXÉCUTION

L'AMÉLIORATION CONTINUE ALIMENTE L'AVENIR
DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ.
L'EXCELLENCE EN PERMET LA CONCRÉTISATION.

De notre projet novateur Transition vers des appareils mobiles jusqu'à notre recours à des drones pour inspecter les lignes de transport, nous sommes déterminés à offrir à la population ontarienne des projets novateurs et fiables qui assureront l'avenir de l'approvisionnement en électricité.



L'application mobile liée aux pannes d'électricité a
fait l'objet de 51 067 téléchargements en 2014.



B2M LP ET LA PREMIÈRE NATION OJIBWAY SAUGEEN

Une première au Canada, Hydro One s'est associée avec la Première Nation Ojibway Saugeen (PNOS) pour créer une société en commandite (B2M LP) détenant la ligne de transport de Bruce à Milton, une ligne à double-circuit de 500 kV qui relie la centrale nucléaire Bruce, à Kincardine, à notre poste de commutation Milton. La ligne, achevée en 2012, a la capacité de transporter 3 000 MW d'énergie renouvelable propre. La PNOS détient une participation de 34 % dans B2M LP, tandis que Hydro One est le porteur de parts majoritaire. B2M LP a amorcé ses activités en décembre 2014.



PROJET TRANSITION VERS DES APPAREILS MOBILES

Le projet Transition vers des appareils mobiles de Hydro One constitue le premier volet d'un programme pluriannuel visant à améliorer nos procédés de travail ainsi que la planification existants en mettant en œuvre des capacités mobiles parmi les meilleures du secteur. Le programme a été lancé en août et fournira à nos effectifs de nouvelles solutions mobiles leur permettant d'effectuer des tâches quotidiennes, où qu'ils se trouvent dans la province.

RACCORDEMENT DE LAMBTON À LONGWOOD

En septembre, nous avons mené à terme la mise à niveau du circuit du réseau de transport entre les postes de transport Lambton et Longwood, dans le sud-ouest de l'Ontario, laquelle a nécessité un investissement de 24 millions de dollars. L'investissement a été affecté à la remise en état de 36 bases de pylônes, au remplacement du circuit par un fil à capacité supérieure et au remplacement des isolants tout le long de la ligne, ce qui a permis le raccordement de sources d'énergie renouvelable d'environ 500 MW. Pour la première fois de l'histoire des réseaux de transport de la société, un conducteur en aluminium renforcé d'acier a été utilisé. L'utilisation de ce type de câble léger permet d'accroître la capacité de transport actuelle des lignes sans devoir rebâtir les pylônes.

TESTS EFFECTUÉS PAR DES DRONES

À l'automne, Hydro One a fait l'acquisition de deux drones. Une première pour la société, les drones seront hébergés au centre de formation de Hydro One, à Kleinburg, et serviront essentiellement à des fins de formation. Des travaux devant mener à l'utilisation de drones pour effectuer des tests de nos lignes de transport sont en cours.



APPLICATION MOBILE

L'application mobile de la société a fait l'objet de 51 067 téléchargements en 2014, pour un total de 230 000 depuis son lancement en mai 2012. L'application permet aux abonnés, où qu'ils se trouvent à l'intérieur de notre zone de desserte, de se brancher à un système interactif de cartographie en ligne recensant les pannes et de recevoir de l'information détaillée sur les coupures de courant.



HAUTE DIRECTION



Carmine Marcello

Président et
chef de la direction,
Hydro One Inc.



Joe Agostino

Premier vice-président
et chef du contentieux



Laura Cooke

Première vice-présidente,
Clients et relations avec
les entreprises



John Fraser

Premier vice-président,
Audit interne



Judy McKellar

Première vice-présidente,
Personnel et culture/
Santé, sécurité et
environnement



Colin Penny

Premier vice-président,
Technologies, et chef de
l'information



Gary Schneider

Vice-président,
Services partagés



Ali Suleman

Chef des finances
(intérimaire)



Sandy Struthers

Chef de l'exploitation
et vice-président
directeur, Planification
stratégique

RAPPORT DE GESTION

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

Le présent rapport de gestion doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés et les notes y afférentes (les « états financiers consolidés ») de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Les états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens et ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») des États-Unis. Toutes les informations financières paraissant dans le présent rapport de gestion sont présentées en dollars canadiens, sauf indication contraire.

La société a préparé le présent rapport de gestion conformément au Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue des Autorités canadiennes en valeurs mobilières. En vertu du régime d'information multinational adopté par les États-Unis et le Canada, la société est autorisée à rédiger le présent rapport de gestion conformément aux obligations concernant l'information à fournir au Canada, qui diffèrent des obligations aux États-Unis. L'information paraissant dans le présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 est fondée sur l'information dont dispose la direction au 11 février 2015.

RÉSUMÉ

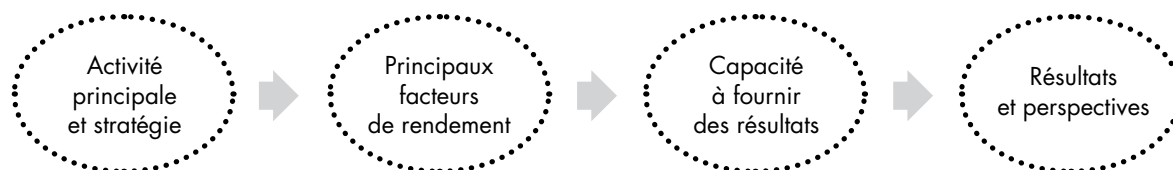
Nous sommes détenus en propriété exclusive par la province d'Ontario (la « province » ou l'« actionnaire »), et nos entreprises de transport et de distribution sont régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »).

En 2014, nous avons continué à déployer des efforts considérables en matière de service à la clientèle ainsi qu'à tenir compte des liens plus importants entre la satisfaction de nos clients à l'égard de nos services et la perception qu'ils ont de notre société. Ce faisant, nous prévoyons parvenir à relever les défis qui nous ont été lancés cette année en offrant une expérience renouvelée, transparente et consistante à tous nos clients au moyen de l'élaboration de nouveaux outils, produits et processus et de l'établissement de nouvelles normes de service à la clientèle. Nous avons mis en place un solide système de gouvernance aux termes duquel nous surveillerons et mesurerons les indicateurs clés de rendement pour soutenir et faire valoir nos valeurs en vue d'être une société soucieuse de sa clientèle. Nous avons atteint un certain nombre de cibles relativement aux problèmes de facturation et de rendement du centre d'appels en vue de stabiliser le service à la clientèle, à la suite de la mise en œuvre de notre nouveau système de facturation, et nous continuerons à viser un rendement plus élevé de même qu'une expérience améliorée à l'intention de nos clients.

Pour améliorer davantage notre culture axée sur le service à la clientèle, nous avons récemment annoncé deux nouvelles initiatives, soit l'établissement d'un comité consultatif sur le service à la clientèle composé d'experts indépendants et l'élaboration d'une ébauche de nos engagements envers la clientèle. Nos engagements envers la clientèle constitueront le fondement de nos promesses à nos clients et le comité consultatif sur le service à la clientèle fournira des conseils et nous tiendra responsables des promesses que nous avons faites à nos clients. Une fois que nos engagements envers la clientèle auront été finalisés en tenant compte des commentaires reçus de nos clients, de nos employés et de notre comité consultatif sur le service à la clientèle, nous élaborerons un tableau de bord équilibré public et nous rendrons compte de notre rendement en tant qu'organisme transparent, responsable et axé sur la clientèle.

Notre mission et notre vision reflètent le rôle pivot que nous jouons dans l'économie de la province ainsi que celui de fournisseur d'infrastructures essentielles à l'ensemble de notre clientèle. Nous visons à être une société innovatrice et de confiance qui fournit une source d'électricité de manière sécuritaire, fiable et efficiente afin de créer de la valeur pour nos abonnés. Nous menons nos activités en tant qu'entreprise commerciale dotée d'un conseil d'administration indépendant. Notre plan stratégique s'inspire de nos valeurs, à savoir la santé et la sécurité, l'excellence, la gestion responsable et l'innovation. La sécurité revêt, pour nous, la plus haute importance, car notre milieu de travail peut poser des risques. Nous prenons très au sérieux les responsabilités qui nous incombent en qualité de gestionnaire responsable d'actifs essentiels pour la province. Nous faisons preuve de saine gestion responsable en gérant nos actifs comme une entreprise commerciale et de manière transparente en valorisant notre clientèle. Notre recherche de l'excellence passe par la formation de notre personnel et par les moyens dont nous nous dotons pour rendre des services de grande qualité. Nous privilégions l'innovation, puisque celle-ci nous permet d'accroître notre productivité, et mettons au point de meilleures méthodes, pour répondre aux besoins de nos abonnés.

Nous gérons notre société en observant la structure de gouvernance suivante :



Activité principale et stratégie

Notre stratégie d'entreprise est dictée par notre mission, notre vision et nos valeurs. Nos objectifs stratégiques, dont il est fait mention à la rubrique « Vue d'ensemble – Notre stratégie », reprennent les valeurs fondamentales de notre société. Notre stratégie touche tous les aspects de notre activité principale, à savoir la santé et la sécurité, nos abonnés, l'innovation, la fiabilité et l'efficacité de nos réseaux, l'environnement, notre personnel, la valeur pour l'actionnaire et la productivité.

Principaux facteurs de rendement

Nous avons établi des facteurs de rendement concernant l'atteinte des objectifs stratégiques de notre société. Nous établissons des cibles de rendement propres à chaque facteur afin de mesurer l'atteinte de nos objectifs stratégiques au fil du temps. Par exemple, nous faisons le suivi de la durée des interruptions de service imprévues par point de livraison en tant qu'indication de notre engagement d'assurer un réseau de transport fiable à nos abonnés. Nous mesurons le coût unitaire de transport et le coût unitaire de distribution en tant qu'indication de notre engagement d'accroître la productivité. Ces facteurs, tout comme d'autres principaux facteurs de rendement, sont inclus dans l'analyse de nos mesures de rendement à la rubrique « Vue d'ensemble – Mesures et cibles de rendement ».

Capacité à fournir des résultats

Nous continuons d'utiliser la méthode du tableau de bord prospectif pour gérer notre rendement et obtenir des résultats, tous les ans sans exception. En 2014, nous avons établi 14 mesures et cibles de rendement et en avons atteint ou dépassé 8 d'entre elles. Nous avons dépassé nos cibles concernant la création d'un milieu de travail où ne survient aucune blessure, le raccordement rapide et efficace de nouveaux clients, la capacité d'envoyer rapidement des factures exactes aux clients, la rentabilité de notre entreprise de transport, le bénéfice net après impôt et les immobilisations mises en service liées au transport et à la distribution. Nos cibles et notre rendement en 2014 à leur égard sont analysés à la rubrique « Vue d'ensemble – Mesures et cibles de rendement ». Notre capacité à fournir des résultats dans chacun de nos secteurs d'activité stratégiques est limitée par les risques inhérents à notre cadre réglementaire, à notre société, à notre personnel et à la conjoncture économique. Ces risques, ainsi que nos stratégies visant à les atténuer, sont traités à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque ».

Résultats et perspectives

États consolidés des résultats et du résultat étendu

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>	2014	2013	2012
Total des produits	6 548	6 074	5 728
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire de Hydro One	749	803	745
Bénéfice de base et dilué par action ordinaire (en dollars)	7 319	7 850	7 280
Dividendes en espèces par action ordinaire (en dollars)	2 696	2 000	3 523
Dividendes en espèces par action privilégiée (en dollars)	1,375	1,375	1,375

Bilans consolidés

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013	2012
Total de l'actif	22 550	21 625	20 811
Total de la dette à long terme	8 925	9 057	8 479
Actions privilégiées	323	323	323
Actif net	7 947	7 415	6 830

En 2014, nous avons enregistré un bénéfice net de 749 millions de dollars et des produits de 6 548 millions de dollars. Nous avons fait des investissements en capital totalisant 1 530 millions de dollars pour améliorer la fiabilité et le rendement de nos réseaux de transport et de distribution, pallier la vétusté de l'infrastructure de notre réseau d'électricité, favoriser une nouvelle production et améliorer notre service à la clientèle. Une analyse complète de nos résultats d'exploitation, de nos activités de financement et de nos investissements en capital est présentée aux rubriques « Résultats d'exploitation annuels » et « Situation de trésorerie et sources de financement ».

En août 2014, nous avons mené à terme l'acquisition de Norfolk Power Inc. (« Norfolk Power »), entreprise de distribution d'électricité et de télécommunications établie dans le sud-ouest de l'Ontario. Depuis plusieurs décennies, Hydro One distribue fièrement de l'électricité dans le comté de Norfolk, desservant quelque 14 000 clients. L'acquisition de Norfolk Power nous permettra d'étendre nos services à l'ensemble du comté, grâce à l'ajout des 18 000 clients des services de distribution. Nous sommes déterminés à offrir des services rentables aux clients de Norfolk Power et nos priorités demeurent toujours l'exercice d'une gestion prudente, le maintien d'activités efficaces et l'amélioration de l'expérience client pour tous ceux à qui nous offrons des services. En 2014, nous avons aussi conclu des accords d'acquisition visant deux autres entreprises de distribution locales (« EDL ») : Woodstock Hydro Holdings Inc. (« Woodstock Hydro ») et Haldimand County Utilities Inc. (« Haldimand Hydro »). Une analyse complète des acquisitions de Norfolk Power, Woodstock Hydro et Haldimand Hydro est présentée à la rubrique « Faits nouveaux en 2014 – Regroupements d'entreprises ».

De plus, nous avons mené à terme une transaction de partenariat avec la Première Nation Ojibway Saugeen aux termes de laquelle celle-ci a acquis une participation sans contrôle dans notre nouvelle société en commandite, B2M Limited Partnership (« B2M LP »). Une analyse complète de cette transaction est présentée à la rubrique « Faits nouveaux en 2014 – Regroupements d'entreprises ».

VUE D'ENSEMBLE

Nous sommes la plus importante société exerçant des activités de transport et de distribution d'électricité en Ontario. Nous possédons et exploitons la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité en Ontario, soit environ 97 % de la capacité de transport en Ontario, en fonction des produits autorisés par la CEO. En fonction des actifs, notre réseau de transport compte parmi les plus importants en Amérique du Nord. Notre réseau de distribution consolidé est le plus vaste en Ontario et couvre près de 75 % de la province.

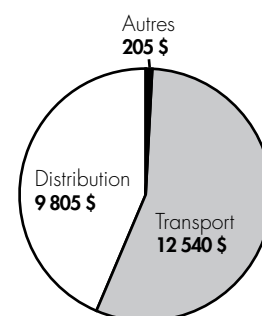
Nos entreprises

Notre société compte trois secteurs isolables :

- notre entreprise de transport, dont les principales activités consistent à fournir des services de transport d'électricité et de raccordement et à assurer le transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- notre entreprise de distribution, dont les principales activités consistent à livrer et à vendre de l'électricité aux abonnés;
- le secteur Autres, qui comprend certaines activités du siège social et l'exploitation de l'entreprise de télécommunications.

Total de l'actif

31 décembre 2014
(en millions de dollars)



Entreprise de transport

	2014	2013
Électricité transportée (TWh) ¹	139,8	140,7
Demande de pointe sur 20 minutes en Ontario (MW) ¹	23 040	24 957
Demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW) ¹	22 774	24 927
Total des lignes de transport couvrant la province (kilomètres de circuit)	29 344	29 344
Postes de transport (nombre)	290	285
Transformateurs du réseau de transport (nombre)	1 471	1 416
Abonnés du secteur du transport (nombre approximatif)	5 000 000	5 000 000

¹ Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

TWh signifie térawattheure.

MW signifie mégawatt.

Notre réseau de transport comporte environ 29 000 kilomètres de circuit de lignes à haute tension dont les principales composantes sont constituées de câbles, de conducteurs, de structures porteuses en bois ou en acier, de fondations, d'isolateurs, de matériel de connexion et d'installations de mise à la terre. Nous possédons également 290 postes de transport et plus de 1 400 transformateurs du réseau de transport. Notre réseau de transport fonctionne à 500 kV, 230 kV et 115 kV sur des distances relativement longues et transporte l'électricité produite à partir de sources d'énergie hydroélectrique, éolienne, solaire, nucléaire ou au charbon à nos clients, qui comprennent 46 EDL, notre propre entreprise de distribution et 90 sociétés raccordées à notre réseau de transport. Il rejoint aussi 5 territoires contigus au moyen de 26 interconnexions nous permettant d'importer et d'exporter, respectivement, jusqu'à 6 963 MW et 6 295 MW d'électricité. En 2014, notre réseau a transporté environ 139,8 TWh d'électricité à l'échelle de l'Ontario.

Notre entreprise de transport inclut les activités de transport de notre filiale Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks ») et de B2M LP. Nous possédons et exploitons la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité en Ontario et desservons, directement ou indirectement, environ cinq millions d'abonnés. Notre réseau de transport constitue un réseau intégré qui est surveillé, contrôlé et géré à partir de notre centre de contrôle du réseau de l'Ontario.

En 2014, nos produits tirés du transport ont totalisé 1 588 millions de dollars, soit approximativement 24 % du total de nos produits pour 2014. Au 31 décembre 2014, notre entreprise de transport regroupait des actifs de 12 540 millions de dollars, soit environ 56 % du total de nos actifs.

Entreprise de distribution

	2014	2013
Électricité distribuée aux clients de Hydro One (TWh) ¹	29,8	29,8
Électricité distribuée par les lignes de Hydro One (TWh) ^{1,2}	42,4	42,5
Total des lignes de distribution couvrant la province (kilomètres de circuit)	123 657	122 853
Poteaux de bois du réseau de distribution (nombre approximatif)	1 551 000	1 550 000
Postes de distribution et régulation (nombre)	1 026	1 017
Abonnés du secteur de la distribution (nombre)	1 439 321	1 420 379

¹ Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

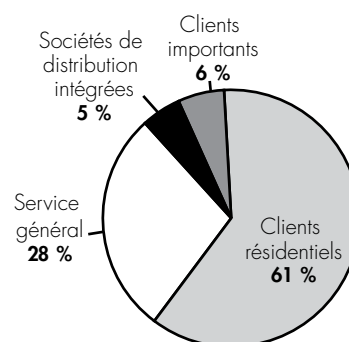
² Les unités distribuées par les lignes de Hydro One représentent la totalité des exigences du réseau de distribution et incluent l'électricité distribuée aux consommateurs qui achètent leur électricité directement auprès de la SIERE.

Notre réseau de distribution comporte plus de 123 000 kilomètres de circuit de lignes de distribution et nous possédons plus de 1 000 postes de distribution et régulation et plus de 1,5 million de poteaux de bois du réseau de distribution. Notre réseau distribue l'électricité provenant de notre réseau de transport et de plus de 14 200 petits producteurs à environ 1,4 million de nos abonnés en milieu rural ou urbain en Ontario. En 2014, approximativement 42,4 TWh d'électricité ont été distribués au moyen de notre réseau de distribution, dont 29,8 TWh aux abonnés de Hydro One.

Notre entreprise de distribution consolidée comprend les activités de distribution de nos filiales Hydro One Networks et Norfolk Power, société récemment acquise, ainsi que nos filiales Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton Networks ») et Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remote Communities »).

- L'entreprise de distribution de Hydro One Networks exploite un réseau de distribution d'électricité à basse tension qui fournit de l'électricité aux clients, comprenant 23 EDL non raccordées directement à notre réseau de transport, 33 EDL raccordées à notre réseau de transport, 31 clients dont la charge excède 5 MW et environ 1,3 million d'abonnés en milieu rural ou urbain.
- Hydro One Brampton Networks exploite le réseau et les installations de distribution d'électricité couvrant la ville de Brampton (Ontario) et desservant approximativement 150 000 abonnés résidentiels en milieu urbain.

Produits tirés de la distribution en 2014



- Hydro One Remote Communities exploite 19 petits réseaux de production et de distribution réglementés dans 21 collectivités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordés au réseau d'électricité de l'Ontario et qui desservent environ 3 500 abonnés.

En 2014, nos produits tirés de la distribution ont totalisé 4 903 millions de dollars, y compris les coûts liés aux achats d'électricité de 3 419 millions de dollars, soit approximativement 75 % du total de nos produits pour 2014. Au 31 décembre 2014, notre entreprise de distribution regroupait des actifs de 9 805 millions de dollars, soit environ 43 % du total de nos actifs.

Autres

Notre secteur Autres comprend les activités de notre filiale Hydro One Telecom Inc. (« Hydro One Telecom »), qui exploite un réseau de communications par fibre optique qui s'étend sur plus de 6 000 kilomètres. Hydro One Telecom offre une capacité de transport par fibres optiques inutilisées ou en service aux entreprises de télécommunications et aux abonnés commerciaux qui font appel au réseau à large bande, y compris un réseau optique spécialisé fournissant une connectivité sûre de grande capacité à de nombreux centres de soins de santé en Ontario. Hydro One Telecom gère aussi les systèmes de télécommunication et les fonctions connexes qui sont nécessaires à nos entreprises de transport et de distribution, notamment des réseaux internes de transmission de données administratives et de communications vocales, ainsi que nos activités liées aux compteurs intelligents.

En 2014, notre secteur Autres a dégagé des produits de 57 millions de dollars, soit approximativement 1 % du total de nos produits pour 2014. Au 31 décembre 2014, notre secteur Autres regroupait des actifs de 205 millions de dollars, soit environ 1 % du total de nos actifs.

Notre stratégie

Notre stratégie d'entreprise se fonde sur notre profond engagement envers la province et elle est inspirée par nos valeurs. Elle comporte divers objectifs qui aident notre société à mener à bien sa mission et à réaliser sa vision, lesquelles consistent à être une société innovatrice et de confiance qui fournit une source d'électricité de manière sécuritaire, fiable et efficiente afin de créer de la valeur pour nos abonnés. Nos valeurs reflètent nos convictions fondamentales :

- **Santé et sécurité.** Rien n'est plus important que la santé et la sécurité de nos employés, des tiers qui travaillent sur nos propriétés ainsi que du grand public.
- **Excellence.** Nous atteignons l'excellence grâce à nos programmes de formation continue, afin d'être prêts et outillés pour fournir des services de haute qualité à prix abordable avec intégrité.
- **Gestion responsable.** Nous investissons dans nos actifs et notre personnel de manière à bâtir un réseau d'électricité sécuritaire et durable sur le plan environnemental et d'un point de vue commercial.
- **Innovation.** Nous innovons grâce à de nouveaux processus, à notre personnel et à la technologie qui nous permettront de trouver de nouvelles solutions pour répondre aux besoins de notre clientèle.

Nous avons huit objectifs stratégiques qui sont inextricablement liés. Ils favorisent l'accomplissement de notre mission et la concrétisation de notre vision et nous permettent de rester centrés sur l'atteinte du but de l'entreprise, lequel consiste à fournir de l'électricité de manière sécuritaire, fiable et abordable à nos abonnés, aujourd'hui et dans l'avenir, tout en accroissant la valeur de l'entreprise pour notre actionnaire.

- **Création d'un milieu de travail où ne survient aucune blessure et sécurité du public assurée.** La santé et la sécurité doivent faire partie intégrante de l'ensemble de nos activités et nous continuons de soutenir que la santé et la sécurité de nos employés sont primordiales. Nous continuerons à créer un engouement pour la prévention des blessures et l'adoption de pratiques sécuritaires individuelles et collectives. Nous nous efforcerons de créer une culture de responsabilisation afin d'en arriver à créer un milieu de travail où ne survient aucune blessure. Par ailleurs, nous continuerons de renforcer une culture déjà bien ancrée et axée sur la sécurité aux termes de notre programme *Journey to Zero* et de notre certification à la norme *Occupational Health and Safety Assessment Series (OHSAS) 18001*.
- **Réponse aux besoins de nos abonnés.** Nous sommes là pour servir nos clients, ce qui signifie réduire les coûts, améliorer le service à la clientèle et répondre aux attentes des clients quant à l'approvisionnement fiable en électricité. Nous continuerons de concentrer nos efforts sur l'amélioration des relations clients et de la satisfaction de notre clientèle. Nous respecterons nos engagements, ferons de nos abonnés la pierre angulaire de nos discussions de planification, communiquerons de manière efficace, coordonnerons les activités de notre société dans son ensemble, et maximiserons les occasions d'améliorer notre image de marque et nos interactions avec les clients. Nous avons l'intention d'élaborer et de mettre en place des stratégies, des produits et des modes de prestation de services à l'intention des segments de clientèle ciblés en fonction de leurs besoins particuliers.

- **Innovation continue.** L'innovation constitue l'une de nos valeurs et est essentielle pour accomplir notre mission et concrétiser notre vision. L'innovation et la technologie nous ont permis d'établir les fondements de notre entreprise pour en faire une société de services publics de l'avenir. Au cours des deux prochaines décennies, nous continuerons d'élaborer sur cette base afin d'améliorer la fiabilité et l'efficacité de nos réseaux de transport et de distribution et d'aider nos abonnés à mieux gérer leurs coûts d'énergie. La mise en œuvre du réseau de distribution de pointe (le « RDP ») est un élément clé de nos investissements axés sur l'innovation comme le sont les investissements que nous avons effectués, par l'entremise de notre projet Cornerstone, dans des outils de prochaine génération qui nous ont permis de mettre en place les meilleures pratiques sectorielles et d'accroître la productivité.
- **Construction et entretien de réseaux de transport et de distribution fiables et abordables.** Notre stratégie en matière de transport consiste à soutenir, à l'échelle de la province, un réseau solide et fiable qui peut combler les nouveaux besoins de production de la province, à gérer nos actifs vieillissants et à répondre à la demande d'électricité grâce à une expansion prudente et à un entretien efficace. Notre stratégie en matière de distribution vise à continuer de relever les défis qui consistent à fournir des services fiables et abordables à nos clients situés dans des régions géographiques et des zones climatiques variées, tout en intégrant la technologie du RDP afin d'assurer une visibilité plus grande, un contrôle accru et un meilleur service à la clientèle. Nous répondrons aux attentes de la clientèle en matière de fiabilité, en partie grâce à notre processus de planification des investissements qui débute par l'identification des actifs et des besoins de la clientèle.
- **Protection et préservation de l'environnement dans l'intérêt des générations futures.** Conformément à notre valeur portant sur la gestion responsable, nous jouons un rôle de premier plan dans la réduction de l'empreinte carbonique de l'Ontario en offrant une énergie propre et renouvelable et en instaurant des mesures qui permettent à nos abonnés de gérer et de réduire leur consommation d'énergie.
- **Promotion de nos gens et de notre culture.** Nous sommes convaincus que notre principale force réside dans l'expertise de notre personnel. Pour conserver cet avantage, nous continuerons de régler les questions concernant la structure organisationnelle, la structure démographique de la main-d'œuvre, la diversité, le développement de compétences cruciales ainsi que le maintien des compétences et des connaissances. Nous continuerons de prôner une culture de responsabilisation et de confiance, éléments clés favorisant l'engagement du personnel. Notre stratégie en matière de main-d'œuvre vise à regrouper et à clarifier les conventions collectives, à accroître la flexibilité et à réduire les coûts et à maintenir une relation constante avec nos syndicats.
- **Maintien d'une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire.** En ce qui a trait à la composante livraison de la facture de l'abonné, nous sommes déterminés à maintenir la hausse annuelle de la facture globale d'un abonné résidentiel moyen à un niveau égal ou inférieur à l'inflation et à générer des produits et des dividendes à notre actionnaire. Nous continuerons de saisir des occasions de croissance grâce à la consolidation des EDL afin d'accroître la valeur d'entreprise de notre société, en tirant parti de nos actifs, de nos technologies et de nos capacités existants, de notre expérience inégalée dans le domaine de l'acquisition d'EDL et de nos réseaux de transport et de distribution.
- **Accroissement de notre productivité et de notre rentabilité.** Pour accomplir notre mission et concrétiser notre vision, nous devons chercher constamment à rehausser notre productivité en misant sur une gestion efficace des coûts. La productivité est l'un des éléments clés pour l'atteinte de nos autres objectifs stratégiques et, en particulier, la création de valeur pour nos abonnés et pour notre actionnaire.

Mesures et cibles de rendement

Pour mesurer notre rendement et établir nos cibles de rendement, nous utilisons la méthode du tableau de bord équilibré. Les principaux facteurs de rendement sont surveillés de près tout au long de l'exercice afin de garder nos objectifs stratégiques dans la mire et de prendre des mesures d'atténuation au besoin. En 2014, nous avons atteint ou dépassé huit de nos quatorze mesures et cibles de rendement. Dans l'ensemble, nous progressons vers la réalisation d'un grand nombre de nos buts stratégiques.

Création d'un milieu de travail où ne survient aucune blessure

La sécurité de nos employés revêt la plus grande importance. En 2014, notre société a utilisé la mesure des accidents de travail et maladies professionnelles en tant que mesure de rendement pour cet objectif stratégique. Un accident ou une maladie à déclarer fait partie de ce qui suit : soins médicaux (en sus des premiers soins), tâches modifiées (restrictions), arrêt de travail et décès. En 2014, notre conseil d'administration a fixé un objectif de 1,9 événement à déclarer par tranche de 200 000 heures travaillées concernant cette mesure. Nous avons dépassé cette cible.

Réponse aux besoins de notre clientèle

En 2014, nous avons visé à répondre aux besoins de la clientèle en prenant cinq mesures liées à l'amélioration des relations avec la clientèle. Ces mesures concernaient la satisfaction des abonnés des secteurs du transport et de la distribution, le raccordement de nouveaux clients ainsi que les volumes d'abonnés qui ont reçu des factures estimatives ou n'ont rien reçu, dans le cadre de notre projet d'amélioration du service à la clientèle. Notre projet d'amélioration du service à la clientèle a découlé des problèmes de facturation que notre société a connus du fait de la mise en place, en mai 2013, de notre nouveau système d'information de la clientèle (« SIC »).

- **Satisfaction de la clientèle – Transport**

Cette mesure sert à déterminer le taux de satisfaction de nos abonnés du secteur du transport à l'égard des services que nous leur fournissons. Elle est fondée sur les résultats du sondage effectué pour nous auprès de notre clientèle par des tiers indépendants. Le sondage est réalisé auprès de trois grands groupes d'abonnés du secteur du transport. Pour 2014, nous avons ciblé un taux de satisfaction de 84 % pour nos abonnés du secteur du transport. Nous n'avons pas atteint cette cible.

- **Satisfaction de la clientèle – Distribution**

Comme pour les abonnés du secteur du transport, cette mesure sert à déterminer le taux de satisfaction de nos abonnés du secteur de la distribution à l'égard des services que nous leur fournissons. Les résultats sont fondés sur le sondage effectué pour nous par des tiers indépendants. Cette mesure reflète le taux global de satisfaction de trois grands groupes d'abonnés du secteur de la distribution en fonction, respectivement, du taux de satisfaction à l'égard des transactions, du sondage annuel sur la satisfaction et de l'atteinte des jalons de la CEO pour les trois groupes. Pour 2014, notre société avait ciblé un taux de satisfaction de 87 % pour nos abonnés du secteur de la distribution et nous avons affiché des bons résultats sur le plan des transactions, mais nous n'avons pas atteint cette cible dans son ensemble.

- **Raccordement de nouveaux clients**

Cette mesure concerne les raccordements de distribution à basse tension qui sont rapportés chaque année à la CEO. Elle est fondée sur les demandes de nos clients qui veulent une date de raccordement précise et rapide et évalue notre efficacité en matière de raccordement de nouveaux clients. Elle évalue le pourcentage des raccordements de nouveaux clients (< 750 volts). Le raccordement doit être effectué dans les cinq jours ouvrables à partir de la date à laquelle toutes les modalités de service applicables sont satisfaites ou à une date ultérieure convenant au client et à notre société. Nous avons ciblé 90 % pour 2014 et nous avons dépassé cette cible.

- **Factures estimatives et imprévues**

Au moyen de cette mesure, nous cherchons à évaluer la capacité de notre société à fournir des factures exactes à nos abonnés. Nous suivons de près le pourcentage de clients qui ont reçu des factures estimatives et imprévues au cours de toute période de facturation. Notre société a ciblé 1,8 % du total des factures à l'égard de cette mesure. Nous avons dépassé la cible.

- **Volume non facturé**

Le volume non facturé est une mesure de service à la clientèle liée à la capacité de notre société à fournir des factures à nos abonnés au moment opportun. Cette mesure correspond au nombre d'abonnés qui n'ont pas reçu de facture durant trois périodes de facturation consécutives. Nous nous attendions à joindre un volume de 8 000 abonnés non facturés au plus tard en septembre 2014 et de maintenir un tel volume par la suite. Nous avons dépassé cette cible.

Amélioration continue et rentabilité

Conformément à nos objectifs stratégiques d'accroître la productivité au moyen d'améliorations de l'efficacité et de la gestion efficace des coûts, notre société mesure les coûts unitaires de transport et de distribution et fixe des cibles pour ces coûts. En ce qui concerne l'entretien et la fiabilité des réseaux de transport et de distribution, notre société continue à consolider et à conserver la confiance et l'appui du public, comme gestionnaire responsable du réseau d'électricité de l'Ontario. En 2014, nous avons continué d'axer nos efforts sur cette priorité stratégique en investissant dans les principaux actifs du réseau de distribution d'électricité et en exploitant le réseau existant de manière sûre, fiable et efficace. Nous sommes conscients du fait que les entreprises de toute taille ont besoin d'un service fiable afin de pouvoir livrer leurs produits et leurs services et que les abonnés s'attendent à ce que les interruptions soient d'une durée raisonnablement limitée. La fiabilité du transport et de la distribution est évaluée en fonction de la durée des interruptions de service.

- **Coût unitaire de transport**

Pour 2014, la mesure représentée par le coût unitaire de transport reflète la rentabilité de l'entreprise de transport en fonction d'une comparaison du ratio des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration avec les coûts bruts des immobilisations, selon des analyses comparatives. Nous avons ciblé 2,9 % pour 2014 et nous avons dépassé cette cible.

- **Coût unitaire de distribution**

Comme pour le coût unitaire de transport, le coût unitaire de distribution reflète la rentabilité de l'entreprise de distribution en fonction d'une comparaison du ratio des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration avec les coûts bruts des immobilisations, selon des analyses comparatives. Nous avons ciblé 5,7 % pour 2014, mais n'avons pas atteint cette cible.

- **Durée des interruptions de service – Transport**

Cette mesure reflète la rentabilité du réseau de transport en fonction du suivi de la durée moyenne (en minutes) des interruptions non planifiées aux points de livraison à circuits multiples. Notre société avait fixé une cible de 8,9 minutes par point de livraison pour 2014. En 2014, nous avons constaté que nous allions rater cette cible, ce qui n'indiquait pas une détérioration de la fiabilité mais découlait plutôt de la remise à neuf d'actifs vétustes. Ce faisant, à l'occasion, l'approvisionnement de la charge par circuits multiples a été assuré par un circuit unique au cours de la réalisation des travaux. Cela exposait le réseau à des interruptions en cas d'arrêt de l'approvisionnement par circuit unique. Notre société a déterminé qu'il était important de poursuivre le programme d'entretien même si cela nous faisait rater la cible. De fait, notre société n'a pas atteint cette cible.

- **Durée des interruptions de service – Distribution**

Cette mesure indique la fiabilité du réseau de distribution selon la durée moyenne (en heures) des interruptions qu'un abonné peut subir pendant une année. Elle ne tient pas compte des cas de force majeure ni des arrêts d'approvisionnement (en raison de pannes du réseau de transport ou d'autres distributeurs). Notre société a ciblé 6,7 heures par abonné à l'égard de cette mesure. En 2014, nous avons subi de nombreuses tempêtes, qui ne constituaient pas des cas de force majeure, et comparativement plus de pannes de matériel, ce qui a entraîné des interruptions de service supérieures à la normale. Dans de telles circonstances, nous n'avons pas atteint cette cible.

Maintien d'une culture d'entreprise

- **Bénéfice net**

L'atteinte d'un solide rendement financier est établie à l'aide d'une mesure de rendement, soit la cible de bénéfice net après impôt. Notre cible était un bénéfice net après impôt de 668 millions de dollars en 2014 et nous l'avons dépassée.

- **Coûts d'amélioration du service à la clientèle**

En raison des problèmes de facturation que nous avons connus lors de la mise en place de notre nouveau SIC en 2013, dont les incidences sont devenues plus importantes au début de 2014, notre société a élaboré le projet d'amélioration du service à la clientèle pour affecter du personnel en vue de résoudre les problèmes de facturation existants ou émergents et de stabiliser le système de facturation. Nous avons anticipé et fixé comme cible des coûts de 48 millions de dollars (y compris les incidences sur les produits) pour ce projet. Ce projet a été mené à terme en 2014 et le SIC est maintenant en attente. Puisque les coûts du projet d'amélioration du service à la clientèle ont dépassé la cible, notre société n'a donc pas atteint la cible prévue.

- **Immobilisations mises en service – Transport**

Cette nouvelle mesure pour 2014 indique dans quelle mesure nous atteignons les cibles de la CEO en matière d'immobilisations mises en service. Pour notre entreprise de transport, la cible pour 2014 de 85 % des immobilisations mises en service par rapport à notre plan d'activités a été fondée sur le rendement historique, la poursuite de nos programmes d'immobilisations et une marge additionnelle au titre des engagements externes et des approbations requises. Nos résultats de 2014 indiquent que notre société a dépassé cette cible.

- **Immobilisations mises en service – Distribution**

Pour notre entreprise de distribution, la société a établi la cible pour 2014 à 87 % des immobilisations mises en service par rapport à notre plan d'activités, cible qui a été fondée sur le rendement historique, après ajustements visant à refléter le fait que notre entreprise de distribution doit engager davantage de dépenses en immobilisations liées aux tempêtes, par rapport à notre entreprise de transport, ainsi que sur le rendement de nos programmes de travaux d'immobilisations pour l'installation de compteurs intelligents et la production distribuée. Nos résultats de 2014 ont dépassé la cible.

RÉGLEMENTATION

Nos entreprises de transport et de distribution sont principalement réglementées par la CEO et l'Office national de l'énergie (l'« ONE »).

Cadre provincial

La *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* établissent principalement le vaste cadre législatif du marché de l'électricité en Ontario. La *Loi de 1998 sur l'électricité* énonce les principes fondamentaux du secteur de l'électricité en Ontario et permet le libre accès non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution. La *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* habilite la CEO à régir le marché de l'électricité en Ontario et lui donne le mandat de le faire. La CEO fournit un cadre pour l'examen des besoins en matière de produits tirés du transport et de la distribution pour les services publics d'électricité, de manière que les tarifs puissent être établis en fonction de la moyenne historique ou des besoins prévus.

La CEO approuve tant les besoins en matière de produits que les tarifs de nos entreprises réglementées. Les tarifs sont conçus pour permettre à nos entreprises de recouvrer les coûts autorisés et de gagner un taux de rendement annuel, établi selon une formule des capitaux propres moyens attribuables à nos actions ordinaires par l'application d'une prime du risque des capitaux propres déterminée pour prévoir les taux d'intérêt sur les obligations à long terme. De plus, la CEO approuve des avenants tarifaires afin de permettre le recouvrement ou le règlement de comptes réglementaires précis au cours d'une période donnée.

La CEO a approuvé l'utilisation des PCGR des États-Unis aux fins de tarification et de comptabilité et de présentation de l'information conformément à la réglementation des entreprises de transport et de distribution de Hydro One Networks ainsi que pour Hydro One Remote Communities, à compter de 2012. Jusqu'à la fin de l'exercice clos le 31 décembre 2014, Hydro One Brampton Networks a appliqué les PCGR du Canada (Partie V) relativement à la tarification de ses services de distribution, mais à partir du 1^{er} janvier 2015, elle est passée aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »).

Cadre réglementaire renouvelé

En décembre 2010, la CEO a amorcé un processus de consultation coordonné en vue de la mise en place d'un cadre réglementaire renouvelé pour l'électricité (le « CRRE »). En octobre 2012, la CEO a publié le rapport intitulé *A Renewed Regulatory Framework for Electricity Distributors: A Performance Based Approach* (cadre de réglementation renouvelé pour les distributeurs d'électricité : une approche axée sur le rendement). Le rapport présente trois modèles de tarification afin d'offrir des choix convenables aux distributeurs dont les besoins de capitaux sont différents : un mécanisme de tarification par incitatifs (« MTI ») de quatrième génération; une tarification adaptée selon les besoins et une méthode indicielle de tarification incitative annuelle. Le rapport incluait aussi des informations sur la mesure du rendement, l'amélioration continue et la mise en place du nouveau cadre.

À la fin de 2013, la CEO a publié le rapport intitulé *Report of the Board on Rate Setting Parameters and Benchmarking under the Renewed Regulatory Framework for Ontario's Electricity Distributors* (rapport de la CEO sur les paramètres de tarification et l'évaluation comparative conformément au cadre de réglementation renouvelé pour les distributeurs d'électricité de l'Ontario). Dans ce rapport, la CEO énonce ses politiques et précise ses approches relatives aux paramètres d'ajustement des tarifs en matière de tarification incitative des distributeurs d'électricité et son processus d'analyse comparative des distributeurs d'électricité sur le plan du rendement par rapport au coût. Ce rapport inclut également les valeurs des paramètres d'ajustement de la tarification incitative pour 2014 déterminés par la CEO, lesquels ont été utilisés aux fins de l'ajustement des tarifs de distribution de Hydro One Networks pour 2014.

Cadre fédéral

Étant donné que la plupart des lignes et installations d'électricité au Canada sont de compétence provinciale, la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité (LITE) relèvent de la compétence de l'ONE. Hydro One Networks est le propriétaire-exploitant de LITE conjointement avec les états de New York, du Michigan et du Minnesota et doit obtenir plusieurs certificats et permis délivrés par l'ONE. Selon la *Loi sur l'Office national de l'électricité*, toute modification apportée à une LITE doit être approuvée par l'ONE.

En 2012, l'ONE a rendu une ordonnance générale ainsi que cinq ordonnances de modification des normes de fiabilité liées à l'électricité visant certaines LITE au Canada. Ces ordonnances i) exigent que Hydro One Networks, en tant que propriétaire de ces lignes, se conforme à certaines normes de fiabilité de la North American Electric Reliability Corporation (la « NERC ») et du Northeast Power Coordinating Council Inc. (le « NPCC »), ii) prévoient certaines obligations d'information et iii) renferment des dispositions à l'intention des propriétaires de LITE qui

souhaitait obtenir des dispenses. En mars 2013, Hydro One Networks a présenté à l'ONE une déclaration de conformité et une demande de dispenses indéfinies à l'égard d'une liste de normes qui ne s'appliquent pas à Hydro One Networks ou aux LITE dont elle est propriétaire. Le 13 novembre 2013, l'ONE a accordé à Hydro One Networks les dispenses qu'elle avait demandées, sous réserve de certaines exceptions mineures. Hydro One Networks continue à se conformer aux ordonnances pertinentes de l'ONE et demande les dispenses appropriées au besoin.

Les normes de protection de l'infrastructure essentielle (cybersécurité) de la NERC sont conçues afin de s'assurer que les services publics et les autres utilisateurs, propriétaires et exploitants du réseau d'électricité en bloc en Amérique du Nord aient en place des procédures appropriées pour protéger l'infrastructure essentielle contre les cyberattaques. Par conséquent, nos processus de sécurité des installations physiques et électroniques et des informations ont été mis à niveau afin de répondre à des exigences de sécurité plus strictes pour satisfaire aux exigences de la NERC. Les normes de la NERC en matière de cybersécurité ont été mises à jour et révisées en 2013, ce qui a obligé notre société à faire des travaux et des efforts additionnels ainsi qu'assumer les coûts connexes. Nous nous attendons à ce que ces coûts soient répartis sur un certain nombre d'années et à ce qu'ils soient recouverts au moyen des tarifs futurs.

Procédures réglementaires

Le tableau qui suit résume les principales procédures réglementaires récentes concernant notre société :

Demande	Année(s)	Type	Date de dépôt	État actuel
Tarifs d'électricité – Demandes de tarifs de transport				
Hydro One Networks	2013-2014	Coûts de prestation du service	28 mai 2012	Décision de la CEO reçue le 9 janvier 2014 ¹
Hydro One Networks	2015-2016	Coûts de prestation du service	16 septembre 2014	Décision de la CEO reçue le 2 décembre 2014
B2M LP	2015	Décision provisoire	24 octobre 2014	Décision de la CEO reçue le 11 décembre 2014
Tarifs d'électricité – Demandes de tarifs de distribution				
Hydro One Networks	2014	MTI	26 avril 2013	Décision de la CEO reçue le 5 décembre 2013
Hydro One Networks	2015-2019	Coûts adaptés	19 décembre 2013	Décision de la CEO attendue au premier trimestre de 2015
Hydro One Brampton Networks	2014	MTI	14 août 2013	Décision de la CEO reçue le 5 décembre 2013
Hydro One Brampton Networks	2015	Coûts de prestation du service	23 avril 2014	Décision de la CEO reçue le 15 janvier 2015
Hydro One Remote Communities	2014	MTI	25 octobre 2013	Décision de la CEO reçue le 13 mars 2014
Hydro One Remote Communities	2015	MTI	24 septembre 2014	Décision de la CEO attendue au premier trimestre de 2015
Demandes relatives à des fusions, acquisitions, regroupements et désinvestissements				
Norfolk Power	s. o.	Acquisition	26 avril 2013	Décision de la CEO reçue le 3 juillet 2014
Woodstock Hydro	s. o.	Acquisition	9 juillet 2014	Décision de la CEO attendue en 2015
Haldimand Hydro	s. o.	Acquisition	31 juillet 2014	Décision de la CEO attendue en 2015
Demandes de permis de construction				
Projet de renforcement du réseau de transport d'Essex County	s. o.	Article 92	22 janvier 2014	Décision de la CEO attendue en 2015

¹ Le 8 novembre 2012, nous avons pris connaissance de la décision verbale de la CEO relativement aux tarifs de transport pour 2013. Le 6 décembre 2013, nous avons déposé un projet d'ordonnance tarifaire pour nos tarifs de transport de 2014. Le 9 janvier 2014, la CEO a approuvé le projet d'ordonnance tarifaire pour les tarifs de transport pour 2014, dans la forme déposée.

Tarifs d'électricité

Selon la structure actuelle du marché, les petits consommateurs et consommateurs désignés paient des tarifs d'électricité établis au moyen d'une grille tarifaire réglementée (la « GTR »). La GTR ne s'applique qu'aux tarifs d'électricité et n'influe pas sur les tarifs de transport et de distribution de l'électricité. La CEO fixe les prix pour les abonnés admissibles à la GTR en fonction tant d'une structure tarifaire à deux niveaux, avec des seuils fondés sur la consommation saisonnière, que d'une structure tarifaire à trois niveaux, avec des seuils fondés sur la période d'utilisation. Les prix dans le cadre de la nouvelle GTR sont calculés à des intervalles de six mois et résultent de l'intégration de la modification de la période de base et des ajustements. Le tableau qui suit résume la GTR à deux niveaux et la GTR à trois niveaux selon la période d'utilisation pour les périodes à l'étude et comparatives :

GTR	Niveau du seuil (kWh/mois)		Tarifs par niveau (cents/kWh)	
	Clients résidentiels	Clients non résidentiels	Premier niveau	Deuxième niveau
Entrée en vigueur				
1 ^{er} novembre 2012	1 000	750	7,4	8,7
1 ^{er} mai 2013	600	750	7,8	9,1
1 ^{er} novembre 2013	1 000	750	8,3	9,7
1 ^{er} mai 2014	600	750	8,6	10,1
1 ^{er} novembre 2014	1 000	750	8,8	10,3

Abonnés admissibles à la GTR, facturés selon la période d'utilisation

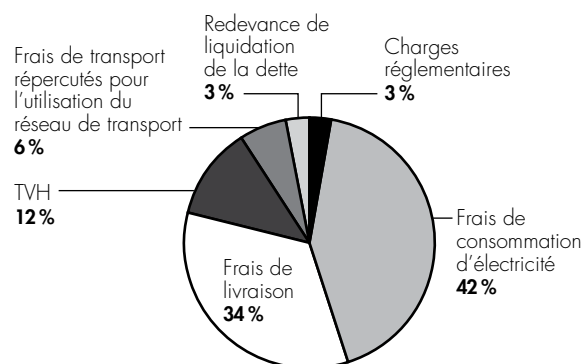
Entrée en vigueur	Tarifs selon la période d'utilisation (cents/kWh)		
	Période de pointe	Période médiane	Période creuse
1 ^{er} novembre 2012	11,8	9,9	6,3
1 ^{er} mai 2013	12,4	10,4	6,7
1 ^{er} novembre 2013	12,9	10,9	7,2
1 ^{er} mai 2014	13,5	11,2	7,5
1 ^{er} novembre 2014	14,0	11,4	7,7

En 2010, la CEO a publié sa décision finale dans laquelle elle rend la tarification fondée sur la période d'utilisation obligatoire pour les clients assujettis à la GTR. Tous les abonnés admissibles du réseau de distribution de Hydro One sont passés à la tarification fondée sur la période d'utilisation dès juin 2011, à l'exception de certains abonnés situés dans des régions rurales et très peu peuplées. Une dispense de l'obligation de faire passer ces abonnés à la tarification fondée sur la période d'utilisation a été approuvée et arrivait à échéance le 31 décembre 2014. Le 1^{er} décembre 2014, Hydro One a déposé une demande auprès de la CEO pour obtenir une prorogation de cinq ans de la dispense visant 120 000 abonnés dans des régions éloignées et la permission de ramener 50 000 autres clients à la tarification fondée sur la GTR à deux niveaux, puisqu'il n'est pas économiquement possible de procéder de manière consistante à des lectures réelles de ces compteurs. Une audience de la CEO à cet égard a débuté. La CEO a rendu une décision provisoire pour proroger la dispense jusqu'au 30 juin 2015 ou jusqu'à ce qu'elle rende sa décision finale.

Les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR et les abonnés du marché en gros paient le prix du marché de l'électricité, ajusté pour tenir compte de l'écart entre les prix du marché et les prix payés aux producteurs par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE ») en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. La SIERE est responsable de la supervision et de l'exploitation du marché de l'électricité en gros ainsi que de la fiabilité du réseau intégré d'électricité.

Un abonné résidentiel type consomme 800 kWh d'électricité par mois. La facture globale d'un tel abonné comprend ce qui suit : les frais de consommation d'électricité fondés sur les tarifs de la GTR, les frais de livraison d'électricité fondés sur les tarifs de distribution approuvés par

Composition de la facture globale pour un abonné résidentiel type



la CEO, les frais de transport répercutés pour l'utilisation du réseau de transport, les charges réglementaires incluant les frais de service du marché en gros et les montants pour la protection des tarifs en milieu rural ou en région éloignée, la redevance de liquidation de la dette et la taxe de vente harmonisée (la « TVH »).

Tarifs de transport

Nos produits tirés du transport proviennent principalement de nos tarifs de transport, lesquels sont fondés sur les tarifs de transport uniformes (les « TTU ») provinciaux approuvés par la CEO pour tous les transporteurs de la province. Le processus de tarification de la CEO est un processus judiciaire rigoureux, fondé sur l'utilisation de preuves documentaires, qui comporte habituellement des contre-interrogatoires de témoins appelés à se prononcer sur les volumes d'information présentés. Les tarifs de transport sont fondés sur les besoins en matière de produits approuvés qui prévoient le recouvrement des coûts et un rendement de nos capitaux propres ordinaires.

• Hydro One Networks

En mai 2012, nous avons déposé auprès de la CEO une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service concernant les tarifs de transport pour 2013 et 2014. La demande visait à faire approuver par la CEO des hausses des besoins en matière de produits d'approximativement 0,6 % en 2013 et 9,1 % en 2014, soit des hausses estimatives de 0 % en 2013 et 0,7 % en 2014 de la facture globale de l'abonné résidentiel. En novembre 2012, nous avons présenté un projet d'ordonnance tarifaire prévoyant des besoins en matière de produits de quelque 1 438 millions de dollars et 1 528 millions de dollars, respectivement, pour 2013 et 2014. Dans le cas d'un abonné résidentiel type, cela représente un changement nul par rapport aux tarifs approuvés par la CEO en 2012 pour 2013 et une hausse de 5,8 % pour 2014 pour la partie de la facture se rapportant aux tarifs de transport, soit un changement nul pour 2013 et une hausse de 0,5 % en 2014 sur la facture globale. En décembre 2012, la CEO a approuvé les besoins en matière de produits tirés du transport pour 2014 et 2013 qui avaient été demandés. Les TTU en Ontario pour 2013 sont restés les mêmes qu'en 2012.

Le 6 décembre 2013, nous avons présenté un projet d'ordonnance tarifaire visant nos tarifs de transport pour 2014. Les besoins en produits d'exploitation pour 2014 ont été portés à 1 535 millions de dollars, comparativement à des besoins initialement approuvés de 1 528 millions de dollars, principalement en raison des changements des paramètres du coût en capital pour 2014 publiés par la CEO en novembre 2013. Le 9 janvier 2014, la CEO a approuvé le projet d'ordonnance tarifaire visant les tarifs de transport pour 2014 dans sa forme proposée. Pour un abonné résidentiel type, cela représente une hausse de 6,3 % en 2014 pour la partie de la facture se rapportant aux tarifs de transport, soit 0,5 % sur la facture globale.

Le 16 septembre 2014, Hydro One Networks a déposé sa demande, ses preuves documentaires et son accord de règlement auprès de la CEO à l'appui de sa proposition visant ses besoins en matière de produits tirés du transport à compter du 1^{er} janvier 2015 et du 1^{er} janvier 2016. Cette demande est conforme à un accord de règlement exhaustif entre les parties prenantes et Hydro One Networks. Le 8 janvier 2015, la CEO a approuvé les besoins en matière de produits tirés du transport de Hydro One, à l'exception des besoins en matière de produits de B2M LP, de 1 477 millions de dollars pour 2015 et 1 516 millions de dollars pour 2016, sous réserve des ajustements des paramètres du coût en capital. Pour un abonné résidentiel type, cela représente des hausses de 0,4 % en 2015 et de 1,4 % en 2016 pour la partie de la facture se rapportant aux tarifs de transport, soit 0,03 % en 2015 et 0,1 % en 2016 sur la facture globale.

• B2M LP

Le 24 octobre 2014, B2M LP a déposé une demande auprès de la CEO portant sur des tarifs de transport provisoires, devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2015, en vue de faire approuver des besoins en matière de produits d'environ 41 millions de dollars en 2015. Ces tarifs sont égaux au montant inclus dans les tarifs de transport de Hydro One Networks à l'égard de la ligne de transport de Bruce à Milton, ce qui n'entraîne aucune variation des TTU. L'ordonnance tarifaire provisoire a été approuvée par la CEO le 11 décembre 2014. B2M LP est tenue de déposer une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service visant les tarifs de transport finaux pour 2015 d'ici le 1^{er} avril 2015.

Une analyse complète de la transaction liée à B2M LP est présentée à la rubrique « Faits nouveaux en 2014 – Regroupements d'entreprises ».

Tarifs de distribution

Nos produits tirés de la distribution découlent surtout de nos tarifs de distribution, qui sont fondés sur les tarifs approuvés par la CEO, et du recouvrement des coûts liés aux achats d'électricité que consomme notre clientèle. Les tarifs de distribution sont fondés sur les besoins en matière de produits approuvés qui prévoient le recouvrement des coûts et un rendement de nos capitaux propres ordinaires.

• Hydro One Networks

En juin 2012, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de distribution de 2013, devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2013. En décembre 2012, la CEO a rendu une ordonnance tarifaire finale qui a engendré une hausse des tarifs de distribution d'environ 1,3 % pour 2013, ou 0,4 % sur la facture globale de l'abonné résidentiel type.

Le 26 avril 2013, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de distribution de 2014, devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2014. Le 26 septembre 2013, la CEO a rendu une décision partielle, en approuvant un avenant tarifaire permettant de recouvrer des besoins en matière de produits pour 2014 de 29 millions de dollars au titre des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et des coûts en capital pour la mise en service du RDP, dans le but de moderniser notre réseau de distribution. Le 5 décembre 2013, la CEO a rendu sa décision finale entraînant une hausse des tarifs de distribution de près de 2,4 % pour 2014, ou 0,85 % sur la facture globale de l'abonné résidentiel type.

Le 19 décembre 2013, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO une demande de tarifs de distribution adaptés pour 2015-2019 concernant les tarifs en vigueur le 1^{er} janvier de chaque exercice de référence. Cette demande de tarifs adaptés pour une période de cinq exercices a été soumise aux termes du CRRE de la CEO et a été adaptée à la situation particulière de Hydro One Networks, laquelle requiert des investissements pluriannuels importants. Nous voulons obtenir des approbations de la CEO concernant des besoins en matière de produits tirés de la distribution de 1 415 millions de dollars pour 2015, 1 523 millions de dollars pour 2016, 1 578 millions de dollars pour 2017, 1 615 millions de dollars pour 2018 et 1 660 millions de dollars pour 2019. Si la demande est approuvée dans sa forme proposée, les changements en découlant pour la partie de la facture se rapportant aux tarifs de distribution de l'abonné résidentiel type seront approximativement une baisse de 1,4 % en 2015 et des hausses de 3,8 % en 2016, de 2,3 % en 2017, de 1,2 % en 2018 et de 2,6 % en 2019. Sur la facture globale de l'abonné résidentiel type, la variation correspondra à une baisse approximative de 1,5 % en 2015 et à des hausses de 1,3 % en 2016, de 0,8 % en 2017, de 0,4 % en 2018 et de 0,9 % en 2019. Une conférence technique, une conférence de règlement et une audience verbale ont eu lieu au troisième trimestre de 2014. Le 18 décembre 2014, la CEO a rendu une décision et ordonnance tarifaire provisoire dans laquelle elle approuve l'application des tarifs de distribution de 2014 à titre de tarifs provisoires pour 2015 avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2015. La CEO a également approuvé la cessation du recouvrement des produits auprès des abonnés relativement à la partie des investissements destinés au raccordement de la production d'énergie renouvelable financée par la province, soit environ 20 millions de dollars par année, avec prise d'effet le 31 décembre 2014. La décision et ordonnance finale de la CEO est attendue au premier trimestre de 2015.

• Hydro One Brampton Networks

En août 2012, Hydro One Brampton Networks a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de distribution de 2013, devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2013. En décembre 2012, la CEO a rendu une décision entraînant une hausse d'approximativement 0,3 % des tarifs de distribution pour 2013, soit moins de 0,1 % de la facture moyenne globale de l'abonné résidentiel type.

En août 2013, Hydro One Brampton Networks a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de distribution de 2014, devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2014. Le 5 décembre 2013, la CEO a rendu une décision entraînant une diminution d'environ 2,3 % des tarifs de distribution pour 2014, soit une réduction de 0,5 % de la facture moyenne globale de l'abonné résidentiel type.

Le 23 avril 2014, Hydro One Brampton Networks a déposé auprès de la CEO une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service concernant les tarifs de distribution pour 2015, devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2015, après l'application MTI durant une période de trois ans. Dans sa demande de tarifs de distribution pour 2015, l'entité veut faire approuver des besoins en matière de produits d'environ 74 millions de dollars pour 2015. Dans sa demande, Hydro One Brampton Networks a aussi demandé à la CEO d'approuver les tarifs du service de transport au détail et des avenants tarifaires pour éliminer certains comptes de report et d'écart. Un projet de règlement partiel a été déposé auprès de la CEO et les questions non réglées ont été entendues lors d'une audience verbale qui s'est tenue en octobre 2014. Le 18 décembre 2014, la CEO a approuvé des besoins en matière de produits de 72 millions de dollars. La différence de 2 millions de dollars découle surtout des mises à jour des paramètres du coût en capital, des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et de la charge d'amortissement. Pour un abonné résidentiel type, cela représente une hausse de 4,5 % en 2015 pour la partie de la facture se rapportant aux tarifs de distribution, soit 1,6 % sur la facture globale. Cette hausse reflète la croissance de la base tarifaire et l'augmentation des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration depuis la dernière demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service de Hydro One Brampton Networks en 2011. Le 15 janvier 2015, la CEO a émis une ordonnance tarifaire finale dans laquelle elle approuve la demande.

• **Hydro One Remote Communities**

En septembre 2012, Hydro One Remote Communities a déposé auprès de la CEO une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service pour les tarifs de distribution de 2013, afin de faire approuver des besoins en matière de produits de 53 millions de dollars pour 2013. En août 2013, la CEO a rendu une décision finale, en approuvant des besoins en matière de produits de 51 millions de dollars et une hausse tarifaire d'environ 3,45 % qui devait entrer en vigueur le 1^{er} mai 2013.

En octobre 2013, Hydro One Remote Communities a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de distribution de 2014, afin de faire approuver une hausse tarifaire d'environ 0,48 %. Le 13 mars 2014, la CEO a approuvé une hausse d'environ 1,7 % des tarifs de base pour la distribution et la production d'électricité, dont la date d'entrée en vigueur était le 1^{er} mai 2014. Le taux final de la hausse a été ajusté selon les paramètres d'ajustement des tarifs mis à jour de la CEO.

Le 24 septembre 2014, Hydro One Remote Communities a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de 2015, afin de faire approuver une hausse de 1,7 % des tarifs de base à compter du 1^{er} mai 2015 pour la production et la distribution d'électricité. La décision finale de la CEO est attendue au premier trimestre de 2015.

Demandes relatives à des fusions, acquisitions, regroupements et désinvestissements

Acquisition de Norfolk Power

Le 26 avril 2013, Hydro One a déposé auprès de la CEO une demande en vue de faire approuver l'acquisition de Norfolk Power. Le 3 juillet 2014, la CEO a rendu sa décision et son ordonnance (« ordonnance ») permettant à Hydro One d'acquérir la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Norfolk Power dans les 18 mois de la date de l'ordonnance. De plus, notamment, en vertu de l'ordonnance de la CEO, Norfolk Power Distribution Inc. (« NPDI »), filiale de Norfolk Power, a été autorisée à transférer son réseau de distribution à Hydro One Networks dans les 18 mois de la date de ladite ordonnance et est tenue de déposer auprès de la CEO un projet d'ordonnance tarifaire incluant les tarifs reflétant l'approbation, par la CEO, d'une réduction de 1 % par rapport aux tarifs de livraison d'électricité de base de NPDI pour 2012. Aux termes de l'accord d'acquisition de Norfolk Power, les abonnés résidentiels de Norfolk Power ont profité d'une réduction de 1,4 % des tarifs mensuels de distribution et les clients du service général, d'une réduction allant de 1,4 % à 1,6 % en fonction de leurs classes tarifaires, à compter du 8 septembre 2014. De plus, les tarifs de distribution pour les clients de Norfolk Power seront gelés au cours des cinq prochaines années. Une fois que le transfert du réseau de distribution de NPDI sera terminé, la CEO transférera le permis de distribution d'électricité et l'ordonnance tarifaire de NPDI à Hydro One Networks. Une analyse complète de l'acquisition de Norfolk Power est présentée à la rubrique « Faits nouveaux en 2014 – Regroupements d'entreprises ».

Acquisition de Woodstock Hydro

Le 9 juillet 2014, Hydro One a déposé auprès de la CEO une demande en vue de faire approuver l'acquisition de Woodstock Hydro, qui devrait être menée à terme en 2015. Une analyse complète de l'acquisition de Woodstock Hydro est présentée à la rubrique « Faits nouveaux en 2014 – Regroupements d'entreprises ».

Acquisition de Haldimand Hydro

Le 31 juillet 2014, Hydro One a déposé auprès de la CEO une demande en vue de faire approuver l'acquisition de Haldimand Hydro, qui devrait être menée à terme en 2015. Une analyse complète de l'acquisition de Haldimand Hydro est présentée à la rubrique « Faits nouveaux en 2014 – Regroupements d'entreprises ».

Demandes de permis de construction

Projet de renforcement du réseau de transport d'Essex County

Le 22 janvier 2014, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO une demande de permis de construction, en vertu de l'article 92 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, visant une nouvelle ligne de transport à double circuit de 230 kV sur 13 kilomètres dans la région de Windsor-Essex. La nouvelle ligne de transport permettra de raccorder un poste de transport proposé dans la municipalité de Leamington avec la ligne de transport existante de 230 kV reliant Chatham et Windsor. De plus amples renseignements relatifs au projet de renforcement du réseau de transport d'Essex County sont présentés à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Activités d'investissement – Projets de transport importants ».

Arrangements contractuels, codes et permis

En tant que société réglementée, nous devons conclure des arrangements contractuels, respecter des codes et obtenir des permis.

Accord d'exploitation avec la SIERE

La SIERE est l'administrateur du réseau de l'électricité de l'Ontario. La SIERE veille à la fiabilité du réseau d'électricité de l'Ontario, fait des prévisions quant à l'offre et à la demande d'électricité et coordonne les mesures d'urgence touchant le réseau d'électricité en Ontario. De plus, la SIERE gère le marché en gros de l'électricité et surveille le marché pour assurer une concurrence équitable.

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la SIERE doit conclure avec les transporteurs des accords lui donnant l'autorisation de diriger l'exploitation de leurs réseaux. L'accord d'exploitation que nous avons conclu avec la SIERE, qui établit les responsabilités spécifiques des parties concernant la prestation du service de transport, est en vigueur jusqu'au 31 décembre 2019. Cependant, la partie du réseau de l'Ontario qui est affectée à la distribution n'est pas dirigée par la SIERE et demeure assujettie au contrôle opérationnel des EDL, en conformité avec le cadre réglementaire.

Relations de Hydro One avec d'autres intervenants du marché

Les producteurs, les EDL et les abonnés raccordés directement à notre réseau de transport doivent conclure des accords avec nous pour assurer un service de raccordement fiable, conformément au code des réseaux de transport (le « CRT ») établi par la CEO.

Certains intervenants du marché, comme les producteurs et les grands consommateurs qui sont intégrés dans les réseaux de distribution, sont approvisionnés à partir du marché en gros par des lignes et des installations que la CEO définit comme étant de la « distribution », ou réputées telles par la CEO, et appartenant à des EDL. En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, les EDL doivent, à tout le moins, permettre aux producteurs et aux abonnés admissibles d'accéder sans discrimination aux marchés en gros administrés par la SIERE.

Codes du secteur de l'électricité

La CEO a émis et modifié plusieurs codes qui régissent l'exploitation des entités autorisées par la CEO en Ontario. Ces codes comprennent notamment le code des relations entre les membres du même groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité, le code du service d'approvisionnement ordinaire, le CRT, le code des réseaux de distribution (le « CRD »), le code du règlement du marché au détail, le code de conduite des détaillants en électricité, le code relatif aux compteurs divisionnaires intelligents et le code sur la conservation et la gestion de la demande (la « CGD »). Ces codes prescrivent les normes de conduite et les normes de service minimal pour les transporteurs, les distributeurs, les fournisseurs de compteurs divisionnaires intelligents ou les détaillants sur le marché de l'électricité.

Permis dans le secteur de l'électricité

Nos permis de transport et de distribution ont été délivrés, respectivement, en 2003 et en 2004. Les permis se rapportant à toutes nos entreprises réglementées ont une durée de 20 ans et intègrent les exigences de la CEO en matière d'information et de tenue de registres dans le secteur de l'électricité. Une analyse des exigences de la CEO en matière d'information et de tenue de registres dans le secteur de l'électricité est présentée à la rubrique « Réglementation – Évolution de la réglementation – Mesure du rendement et amélioration continue ». Nos permis favorisent l'expansion et la mise à niveau des réseaux de transport et de distribution pour augmenter la capacité de charge en raison de la croissance prévue de la demande à plus long terme, le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable et la mise en place de technologies modernes pour améliorer la fiabilité et l'exploitation ainsi que la planification des réseaux.

Évolution de la réglementation

Plan énergétique à long terme

Le 2 décembre 2013, la province a publié la mise à jour de son plan énergétique à long terme (le « PELT ») de 2013, *Vers un bilan équilibré*, qui remplace le PELT de 2010. Le PELT de 2013 renferme le plan d'action de la province en ce qui concerne le secteur de l'énergie, notamment les stratégies d'atténuation des hausses des tarifs d'électricité, l'approvisionnement continu en énergie renouvelable, la réfection des centrales nucléaires, une meilleure planification régionale des infrastructures énergétiques, l'amélioration des services de transport, l'encouragement des Autochtones à participer à des projets de développement, de transport et de conservation d'énergie et l'agrandissement des infrastructures de gaz naturel. Les plans sont axés sur l'objectif d'équilibrer cinq principes de base : la rentabilité, la fiabilité, l'énergie propre, l'engagement collectif ainsi que la CGD. Aux termes du PELT de 2013, la province encouragera Ontario Power Generation Inc. (« OPG ») et Hydro One à explorer de nouveaux secteurs d'activité et débouchés à l'intérieur comme à l'extérieur de l'Ontario. Ces débouchés contribueront à miser sur les domaines actuels d'expertise ainsi qu'à accroître les produits au bénéfice des Ontariens. Nous continuerons à collaborer avec la province pour élaborer des plans d'activités et des cibles d'efficacité afin de réduire les coûts et de réaliser des économies importantes pour les abonnés. Le PELT de 2013 est axé sur la conservation et vient renforcer la politique consistant à prioriser la conservation dans les processus de planification. En vertu du PELT de 2013, la conservation permettra d'atténuer la nécessité d'accroître l'approvisionnement et d'entreprendre des initiatives axées sur la demande pour répondre aux exigences de la demande de pointe.

Approvisionnement auprès de nouvelles sources d'énergie

Le Programme de tarifs de rachat garantis (les « TRG ») de l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO ») est conçu pour obtenir de l'énergie provenant d'un large éventail de sources d'énergie renouvelable, notamment l'énergie éolienne, solaire, photovoltaïque, bioénergétique et hydraulique à concurrence de 50 MW. Le Programme de TRG comprend actuellement trois volets : le Programme de TRG pour les microprojets (jusqu'à 10 kW), le Programme de TRG pour les petits projets (entre 10 kW et 500 kW) et le Programme de TRG (plus de 500 kW), lesquels peuvent tous être raccordés à notre réseau de distribution. Aux termes du Programme de TRG, l'OEO a conclu des contrats de vente classique et de vente conditionnelle avec des promoteurs de projets de production aux termes desquels l'OEO paiera un tarif fixe pour l'énergie produite pendant une période précise de temps. Nous continuons à raccorder des projets liés à des contrats de vente ferme.

Le 30 mai 2013, la province a annoncé qu'elle attribuerait une nouvelle capacité de 900 MW entre 2013 et 2018 pour les programmes de TRG pour les petits projets et microprojets. La province a fixé des objectifs d'approvisionnement annuels, pour 2014 et par la suite, de 150 MW pour la production visée par le TRG pour les petits projets et de 50 MW pour la production visée par le programme de TRG pour les microprojets. Elle travaille avec l'OEO à l'élaboration d'un processus concurrentiel pour les projets de production d'énergie renouvelable d'une capacité de plus de 500 kW. Ce nouveau processus remplacera le volet des grands projets existants du Programme de TRG. Au 31 décembre 2014, notre société avait raccordé plus de 560 projets de TRG et près de 12 000 microprojets de TRG, soit assez d'électricité pour alimenter environ 274 000 logements. Ces raccordements représentent plus de 1 000 MW d'électricité.

Conservation et gestion de la demande

Les directives de la CEO sur la CGD pour les distributeurs d'électricité fournissent des indications sur certaines dispositions du code de CGD et les éléments probants qui doivent être remis par les distributeurs à l'appui des demandes visant les programmes de CGD approuvés par la CEO. Les directives incluent aussi des détails sur le mécanisme d'ajustement pour perte de produits (« MAPP ») relativement aux programmes de CGD mis en place aux termes du code de CGD. Le MAPP désigne le mécanisme en vertu duquel les EDL sont dédommagées de la perte de produits d'exploitation liée à leurs réductions de charge respectives qui découlent des programmes de CGD. De plus, les directives stipulent que les économies associées aux tarifs fondés sur la période d'utilisation pouvaient être incluses pour atteindre les cibles de CGD pendant la période 2011-2014. Le financement des programmes de CGD contractés avec l'OEO à l'échelle de l'Ontario est disponible jusqu'au 31 décembre 2015. Cela donnera l'occasion à l'OEO et aux EDL de travailler en collaboration pour renforcer le cadre actuel et conserver les programmes en place à l'intention des consommateurs en 2015.

Le 30 septembre 2014, conformément au code de CGD, Hydro One Networks et Hydro One Brampton Networks ont toutes deux déposé un rapport annuel 2013 sur la CGD auprès de la CEO pour présenter les activités de CGD, les résultats des économies d'énergie et de la demande de pointe enregistrés en 2013 et les attentes relatives aux cibles de CGD pour 2014. Hydro One Networks a annoncé qu'elle prévoyait atteindre entre 95 % et 100 % de sa cible de réduction de la demande et 80 % de sa cible cumulative d'économie avant la clôture de 2014. Hydro One Brampton Networks a indiqué qu'elle prévoyait atteindre 60 % de sa cible de réduction de la demande et 100 % de sa cible cumulative d'économie avant la fin de 2014.

En mars 2014, le ministre de l'Énergie a émis des directives parallèles à l'intention de la CEO et de l'OEO au sujet du nouveau cadre de conservation 2015-2020. Aux termes de ces directives, l'OEO doit fixer une cible provinciale visant des économies d'énergie durables de 7 TWh d'ici 2020, et la totalité des EDL doivent conclure avec l'OEO, avant le 31 décembre 2014, des accords d'économie d'électricité. Hydro One Networks et Hydro One Brampton Networks ont toutes deux remis à l'OEO leur accord d'économie d'électricité signé en décembre 2014. Des occasions d'économie seront offertes aux clients et aux distributeurs afin d'assurer l'efficacité maximale tant de la consommation des utilisateurs finaux que des réseaux de services publics.

Le 31 octobre 2014, l'OEO a annoncé les cibles et les budgets des EDL. Pour Hydro One Networks entre 2015 et 2020, la cible d'économie au moyen de la CGD est de 1 159 GWh avec un budget d'environ 322 millions de dollars. Pour Hydro One Brampton Networks entre 2015 et 2020, la cible d'économie au moyen de la CGD est de 255,2 GWh avec un budget d'environ 67 millions de dollars. La totalité des EDL doivent présenter, d'ici le 1^{er} mai 2015, un plan de CGD détaillant la façon dont elles parviendront à atteindre les cibles qui leur ont été attribuées, que ce soit au moyen du modèle de financement du recouvrement intégral des coûts ou de celui du paiement au rendement. Tous les programmes de CGD doivent être rentables de façon à assurer le recouvrement intégral des coûts. En tout temps, les EDL peuvent soumettre pour approbation par l'OEO des changements à leur plan de CGD.

Le 19 décembre 2014, l'OEO a publié ses nouvelles directives en matière de CGD (les « directives de 2015 »). Les directives de 2015 cadrent avec la directive que le ministre de l'Énergie a émise en mars 2014 à l'intention de l'OEO et qui requiert que cette dernière prenne des mesures pour promouvoir les programmes de CGD, et notamment qu'elle apporte des modifications aux permis des distributeurs d'électricité et qu'elle formule des directives en ce qui a trait aux exigences en matière de CGD.

Découplage des produits des distributeurs

En novembre 2012, la CEO a entrepris un processus de coordination du découplage des produits dans le contexte des nouvelles politiques de tarification proposées en vertu du CRRE. Le 3 avril 2014, la CEO a publié un rapport intitulé *Draft Report of the Board on Rate Design for Electricity Distributors* (le « rapport sur les décisions tarifaires ») pour obtenir les commentaires des parties prenantes. Ce rapport décrit trois propositions pour le découplage des produits : 1) des frais mensuels qui sont les mêmes pour tous les consommateurs d'une classe tarifaire, 2) des frais mensuels fixes devant être fondés sur la capacité de la connexion électrique et 3) des frais mensuels fixes qui sont fondés sur l'utilisation pendant la période de pointe. La CEO entend publier un rapport au début de 2015 au sujet de la mise en place progressive de tarifs fixes.

Mesure du rendement et amélioration continue

Le 5 mars 2014, la CEO a publié son rapport intitulé *Report of the Board on Performance Measurement for Electricity Distributors: A Scorecard Approach* (rapport sur la performance) aux termes de son CRRE. Ce rapport expose les politiques de la CEO au sujet des mesures que celle-ci appliquera pour évaluer l'efficacité et l'amélioration de l'orientation client, l'efficacité opérationnelle, la réaction aux événements d'intérêt public et le rendement financier d'un distributeur à l'intention de ses clients existants et futurs et pour élaborer et mettre en place un outil de surveillance du rendement, soit un tableau de bord équilibré.

Le 15 juillet 2014, la CEO a publié un document de travail intitulé *Electricity Distribution System Reliability Measures and Targets* pour établir des cibles de rendement précises concernant les mesures de fiabilité du réseau existant, élaborer des mesures de fiabilité particulières au client et aborder la surveillance des pannes instantanées.

Plans régionaux

En août 2013, la CEO a modifié le CRT et le CRD pour adopter une approche plus formelle et plus structurée en matière de planification régionale en Ontario. La nouvelle approche de planification régionale comprend deux principaux processus : le processus de planification d'infrastructure régionale (le « PPIR »), mené par les transporteurs, et le processus intégré de planification des ressources régionales (le « PIPRR »), mené par l'OEO. Le PPIR concerne surtout la planification du câblage, tant pour le transport que la distribution, alors que le PIPRR est axé sur la planification des ressources (production et CGD) et l'intégration de celles-ci avec la planification du câblage. L'élaboration de plans régionaux nécessitera une étroite coordination des deux processus et la participation active de l'OEO, des transporteurs, des distributeurs et d'autres agences concernées comme la SIERE.

Les plans régionaux visent à soutenir les investissements proposés dans les demandes de tarifs des transporteurs et distributeurs et les demandes de permis de construction des transporteurs. Les plans régionaux doivent être révisés ou élaborés au moins tous les cinq ans. La CEO prévoit que le premier cycle d'élaboration des plans régionaux pour toutes les régions de l'Ontario sera terminé au cours des trois à quatre prochaines années. La province a été divisée en 21 régions aux fins de la planification régionale. Hydro One est le principal transporteur responsable du PPIR pour 19 des 21 régions. Les activités de planification sont en cours et les plans régionaux devraient être terminés entre 2015 et 2017.

FAITS NOUVEAUX EN 2014

Conseil consultatif de la première ministre pour la gestion des biens provinciaux

Le 11 avril 2014, la province a annoncé la mise sur pied du Conseil consultatif de la première ministre pour la gestion des biens provinciaux (le « Conseil »), qui a été chargé de faire des recommandations à la province visant à optimiser la valeur de certains actifs détenus par la province, notre société étant l'un de ces actifs. L'objectif de l'examen est de conseiller la province sur la façon de tirer le meilleur avantage de ces actifs. Dans le cadre de son mandat, le Conseil a fourni des directives indiquant qu'il privilégiait le maintien de la propriété des biens provinciaux, mais qu'il pourrait envisager des fusions, des acquisitions ou des désinvestissements si une solide analyse de rentabilisation le justifiait et confirmait un accroissement de la valeur pour les contribuables ontariens.

Dans le rapport provisoire publié le 19 novembre 2014, il est indiqué que l'entreprise de transport de la société est une entité bien gérée, à laquelle s'offrent certaines occasions de réaliser des économies sur le plan de l'exploitation et des dépenses en immobilisations, et il est recommandé à la province de conserver la propriété de l'entreprise de transport de notre société. Le rapport provisoire fait état que le réseau de distribution locale d'électricité en Ontario est un réseau inutilement encombré et fragmenté qui comporte un nombre trop élevé d'entités, dont certaines sont très inefficaces et incapables de faire face à l'évolution de l'environnement et n'ont pas les capitaux nécessaires pour moderniser ou consolider leurs activités.

Par conséquent, le Conseil a recommandé que les entreprises de transport et de distribution de notre société soient séparées et que l'entreprise de distribution de Hydro One Networks et celle de Hydro One Brampton Networks soient chargées d'encourager la consolidation du secteur et non de l'imposer. Le Conseil a aussi recommandé à la province de réduire sa participation dans l'entreprise de distribution de notre société en ouvrant la porte à l'investissement du secteur privé.

La province a maintenant demandé au Conseil de faire fond sur les travaux effectués pour entreprendre la phase deux, qui inclut la collecte et l'analyse par le Conseil de commentaires formulés par écrit sur la consolidation, Hydro One Brampton Networks et l'entreprise de distribution de Hydro One Networks, et pour finaliser ses recommandations à la province. Nous croyons comprendre que la province envisage expressément la vente de Hydro One Brampton Networks ainsi que de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks.

Regroupements d'entreprises

B2M LP

En 2012, nous avons conclu une entente avec les Chippewas de la Première nation de Nawash et les Chippewas de la Première Nation de Saugeen, collectivement désignés comme étant la PNOS, aux termes de laquelle une participation sans contrôle dans B2M LP, pourrait être acquise à la juste valeur par cette nation. B2M LP a été créée par Hydro One en 2013 pour détenir la plupart des lignes de transport ainsi qu'un permis d'utilisation des terres visées. Ces actifs sont liés au projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton, une ligne de transport d'électricité (ligne de Bruce à Milton) située dans le sud-ouest de l'Ontario et reliant la centrale Bruce Power, à Kincardine, à notre poste de commutation situé dans la ville de Milton. Hydro One Networks entretiendra et exploitera la ligne de Bruce à Milton conformément à une convention de gestion de services et d'exploitation. En novembre 2013, la CEO a rendu une décision et une ordonnance dans laquelle elle concède à B2M LP un permis de transport et donne à Hydro One Networks l'autorisation de vendre à B2M LP les actifs de transport pertinents de la ligne Bruce à Milton.

Le 16 décembre 2014, Hydro One Networks a transféré les actifs de transport pertinents de la ligne Bruce à Milton totalisant 526 millions de dollars à B2M LP. Cette transaction a été financée à 60 % au moyen de la dette (316 millions de dollars) et à 40 % au moyen de titres de participation (210 millions de dollars). Le 17 décembre 2014, la PNOS a acquis une participation de 34,2 % dans B2M LP en contrepartie de 72 millions de dollars, représentant la juste valeur de la participation acquise. B2M LP est en exploitation.

Des informations sur la demande de tarifs de transport de B2M LP est présentée à la rubrique « Réglementation – Procédures réglementaires – Tarifs de transport ».

Acquisition de Norfolk Power

Le 29 août 2014, notre société a mené à terme l'acquisition des actions en circulation de Norfolk Power auprès de la Corporation of Norfolk County. Norfolk Power est une société de portefeuille qui possède NPDI, entreprise de distribution locale d'électricité, et Norfolk Energy Inc., fournisseur de services énergétiques à tarifs non réglementés établi dans le sud-ouest de l'Ontario. Norfolk Power a accepté la soumission de notre société présentée dans le cadre d'un processus de vente concurrentiel exhaustif.

Le prix d'acquisition total de Norfolk Power, déduction faite de la dette à long terme prise en charge et compte tenu des ajustements provisoires pour le fonds de roulement et des autres ajustements de clôture, a totalisé environ 68 millions de dollars. L'évaluation de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge est fondée sur les estimations de la direction et sur certaines hypothèses relatives à la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge. Nous avons aussi déterminé les ajustements du prix d'acquisition provisoire en fonction du montant convenu du fonds de roulement et d'autres soldes à la date d'acquisition. L'écart d'acquisition provisoire d'environ 40 millions de dollars découlant de l'acquisition de Norfolk Power est constitué en grande partie des synergies et d'économies d'échelle attendues du regroupement des activités de Hydro One et de Norfolk Power. Nous avons l'intention de déterminer les ajustements définitifs du prix d'acquisition au cours de la première moitié de 2015.

Norfolk Power a contribué des produits de 18 millions de dollars et un bénéfice net inférieur à 1 million de dollars aux résultats financiers consolidés de notre société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Des informations sur la demande concernant l'acquisition de Norfolk Power sont présentées à la rubrique « Réglementation – Procédures réglementaires – Demandes relatives à des fusions, acquisitions, regroupements et désinvestissements ».

Convention d'acquisition de Woodstock Hydro

Le 21 mai 2014, nous avons conclu une entente avec la ville de Woodstock en vue d'acquérir la totalité des actions ordinaires de Woodstock Hydro en contrepartie d'environ 29 millions de dollars, sous réserve des ajustements de clôture définitifs. Woodstock Hydro est une entreprise de distribution locale d'électricité établie dans le sud-ouest de l'Ontario. L'acquisition est le résultat de discussions approfondies entre Hydro One et la ville de Woodstock qui comportaient l'évaluation des possibilités de développement économique et des autres avantages découlant de la vente de Woodstock Hydro. L'acquisition est tributaire de la décision réglementaire de la CEO et devrait avoir lieu en 2015.

Des informations sur la demande concernant l'acquisition de Woodstock Hydro sont présentées à la rubrique « Réglementation – Procédures réglementaires – Demandes relatives à des fusions, acquisitions, regroupements et désinvestissements ».

Convention d'acquisition de Haldimand Hydro

Le 10 juin 2014, nous avons conclu une entente avec le comté de Haldimand en vue d'acquérir la totalité des actions ordinaires de Haldimand Hydro en contrepartie d'environ 65 millions de dollars, sous réserve des ajustements de clôture définitifs. Haldimand Hydro est une entreprise de distribution d'électricité et de télécommunications établie dans le sud-ouest de l'Ontario. L'acquisition est le résultat de discussions approfondies entre Hydro One et le comté de Haldimand. L'acquisition est tributaire de la décision réglementaire de la CEO et devrait avoir lieu en 2015.

Des informations sur la demande concernant l'acquisition de Haldimand Hydro sont présentées à la rubrique « Réglementation – Procédures réglementaires – Demandes relatives à des fusions, acquisitions, regroupements et désinvestissements ».

Autres

Réglementation d'Environnement Canada

En avril 2014, tel qu'il a été publié dans la Gazette du Canada, Partie II, Environnement Canada a proposé des modifications de la réglementation des biphényles polychlorés (les « BPC »), notamment le report de la date de fin d'utilisation, au-delà de 2014, des équipements contenant certaines concentrations de BPC, selon une date d'entrée en vigueur du 1^{er} janvier 2015. Les modifications incluaient le report de la date de fin d'utilisation des équipements de la société contenant des concentrations de BPC égales ou supérieures à 500 parties par million, soit du 31 décembre 2014 au 31 décembre 2025. À la suite d'un examen annuel des passifs environnementaux, notre société a comptabilisé un ajustement de réévaluation en 2014 afin de réduire de 20 millions de dollars nos passifs environnementaux. Cet ajustement reflète l'incidence des modifications de la réglementation des BPC.

Régimes de retraite du secteur de l'électricité

Le 1^{er} août 2014, Jim Leech, conseiller spécial du ministère des Finances de l'Ontario, a publié un rapport sur la viabilité des régimes de retraite du secteur de l'électricité (le « rapport sur la viabilité »). Dans le cadre de son budget de l'exercice 2013, la province a annoncé son intention de créer un groupe de travail sectoriel (le « groupe de travail ») pour que celui-ci examine, sous la direction du gouvernement, les enjeux associés aux régimes de retraite à employeur unique de Hydro One, d'OPG, de la SIERE et de l'Office de la sécurité des installations électriques (l'« OSIE »). Le rapport en question vise à éclairer et à aider à orienter les efforts du groupe de travail. Dans le rapport sur la viabilité, il est indiqué qu'il est primordial que tous les régimes de retraite des employés du secteur public soient viables pour garantir un revenu de retraite aux retraités et aux participants actifs. La direction continuera à surveiller les activités de ce groupe de travail et l'incidence que pourraient avoir les recommandations qui seront faites pour Hydro One. Pour assurer la pérennité du régime de retraite de Hydro One, notre société a entrepris d'augmenter progressivement le montant des cotisations des employés.

Conventions d'impartition

La convention en vigueur avec Inergi LP (« Inergi »), filiale de Capgemini Canada Inc., arrive à échéance le 28 février 2015. Le 28 novembre 2014, nous avons conclu une convention avec Inergi (la « convention avec Inergi »), fournisseur de services retenu aux termes d'un processus d'approvisionnement concurrentiel qui a débuté en 2013, concernant la prestation de services de technologie de l'information et d'administration de deuxième génération pour une période de 58 mois commençant le 1^{er} mars 2015 et se terminant le 31 décembre 2019. En vertu de la convention, Inergi nous fournira des services de règlement, des services d'approvisionnement jusqu'au paiement, des services de paie, des services de technologie de l'information ainsi que des services financiers et comptables.

Parallèlement à la conclusion des négociations de la convention avec Inergi, nous avons conclu une autre convention avec Inergi concernant la prestation de services à la clientèle de deuxième génération pour une période de trois ans commençant le 1^{er} mars 2015 et se terminant le 28 février 2018.

Pour sa relance du processus d'approvisionnement, Hydro One a établi quatre objectifs concernant ses nouvelles conventions d'impartition : l'amélioration continue de l'optimisation des ressources, la flexibilité opérationnelle, la prestation de services en fonction des pratiques exemplaires à l'échelle mondiale ainsi que la gestion du rendement et la gouvernance robustes et efficaces. Ces conventions permettent d'atteindre ces objectifs et appuient les principaux objectifs stratégiques de notre société, tout en permettant à la société de mettre l'accent sur ses activités de base, soit l'entretien, la planification et l'exploitation de nos entreprises de transport et de distribution tout en offrant un excellent service à la clientèle à nos abonnés. Les conventions permettront de réaliser des économies de coûts sur les frais de base annuels tout en profitant simultanément d'une amélioration de la prestation des services à mesure que nous maintenons nos efforts en vue de réduire les coûts et d'accroître l'efficacité de nos activités.

En septembre 2014, nous avons conclu une convention avec Brookfield Johnson Controls Canada LP (« Brookfield »), un fournisseur de services retenu aux termes d'un processus d'approvisionnement concurrentiel, concernant la prestation de services de gestion des installations pour une durée de dix ans, soit du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2024, y compris une option de renouvellement pour une durée additionnelle de trois ans. Nous allons transférer la gestion de l'ensemble de nos installations au fournisseur sur la durée de la convention. Aux termes de celle-ci, Brookfield assumera la gestion des installations et exécutera certains projets d'investissement jugés nécessaires par notre société. La convention avec Brookfield a une valeur d'au plus 658 millions de dollars environ sur sa durée de dix ans, y compris la partie de la convention se rapportant à la gestion des installations, avec une majoration selon un montant variable pour les programmes d'immobilisations en fonction des besoins ainsi déterminés par notre société, mais sans garantie d'un montant minimal à cet égard.

Des informations sur nos obligations contractuelles en vertu de nos conventions d'impartition sont présentées à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement – Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux ».

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ANNUELS

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013	Variation en \$	Variation en %
Produits	6 548	6 074	474	8
Achats d'électricité	3 419	3 020	399	13
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	1 192	1 106	86	8
Amortissement	722	676	46	7
	5 333	4 802	531	11
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	1 215	1 272	(57)	(4)
Charges de financement	379	360	19	5
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	836	912	(76)	(8)
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	89	109	(20)	(18)
Bénéfice net	747	803	(56)	(7)
Bénéfice net (perte) attribuable à la participation sans contrôle	(2)	–	(2)	(100)
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire de Hydro One	749	803	(54)	(7)

Produits

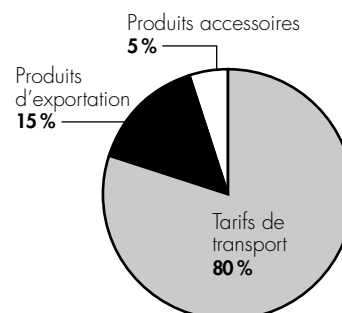
<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013	Variation en \$	Variation en %
Transport	1 588	1 529	59	4
Distribution	4 903	4 484	419	9
Autres	57	61	(4)	(7)
	6 548	6 074	474	8
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW) ¹	20 596	21 493	(897)	(4)
Distribution – Unités distribuées à nos abonnés (TWh) ¹	29,8	29,8	–	–

¹ Les statistiques relatives au réseau sont provisoires.

Transport

Les produits tirés du transport proviennent principalement de nos services de transport tarifés, qui sont fondés sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau haute tension. Les tarifs sont établis de manière à générer les produits nécessaires au maintien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximale. La demande dépend surtout des conditions météorologiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également les produits d'exportation associés au transport de la production excédentaire vers les marchés avoisinants, les produits accessoires principalement attribuables aux services d'entretien fournis aux producteurs d'électricité et l'usage secondaire de nos emprises.

Composition des produits tirés du transport pour 2014



En 2014, les produits tirés du transport ont augmenté de 59 millions de dollars, ou 4 %, comparativement à 2013. Les composantes de l'augmentation sont les suivantes :

- une hausse de 90 millions de dollars attribuable aux nouveaux tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2014 et approuvés par la CEO en janvier 2014;
- une hausse de 42 millions de dollars attribuable à l'approbation par la CEO de la croissance des produits tirés des services d'exportation d'électricité, compte tenu des exportations plus importantes, et du règlement de certains comptes réglementaires liés au transport approuvés par la CEO;
- une baisse de 45 millions de dollars découlant de la diminution de la moyenne de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario en 2014. La diminution de la consommation d'électricité en 2014 s'explique surtout par les températures plus douces pendant l'été et l'automne de 2014, comparativement à 2013;
- une baisse de 28 millions de dollars découlant des produits accessoires, principalement en rapport avec les comptes réglementaires approuvés par la CEO.

Distribution

Les produits tirés de la distribution comprennent ceux générés par nos services de distribution tarifés ainsi que les montants nécessaires au recouvrement des coûts d'achat de l'électricité consommée par les clients de notre entreprise de distribution. Par conséquent, les produits tirés de la distribution dépendent de la quantité d'électricité que nous distribuons, des coûts liés aux achats d'électricité et de nos tarifs de distribution. Les produits tirés de la distribution comprennent également un faible montant de produits provenant de services auxiliaires de distribution, comme les frais liés à l'utilisation commune de nos poteaux de distribution par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution ainsi que des frais divers comme les pénalités de retard.

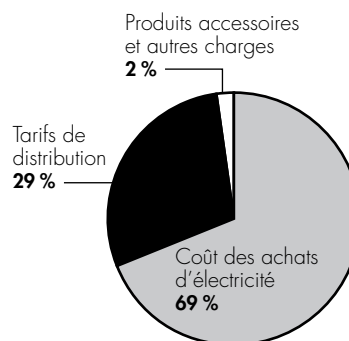
En 2014, les produits tirés de la distribution ont progressé de 419 millions de dollars, ou 9 %, comparativement à 2013. Les composantes de la progression sont les suivantes :

- une hausse de 399 millions de dollars attribuable au recouvrement des coûts liés aux achats d'électricité plus élevés, tel qu'il est décrit ci-dessous à la rubrique « Achats d'électricité »;
- une hausse de 12 millions de dollars attribuable aux nouveaux tarifs de distribution entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2014 et approuvés par la CEO en décembre 2013;
- une hausse de 8 millions de dollars attribuable aux produits accessoires, principalement en rapport avec les comptes réglementaires approuvés par la CEO.

Achats d'électricité

Les coûts liés aux achats d'électricité sont engagés par notre entreprise de distribution et représentent le coût de l'électricité achetée et livrée aux abonnés dans notre territoire de service. Ces coûts comprennent le coût de l'énergie vendue sur le marché en gros, les frais de service du marché en gros perçus par la SIERE et les frais de transport prélevés par la SIERE. Le coût de l'énergie est fondé sur la GTR de la CEO ou correspond au prix du marché de l'électricité. Une analyse des tarifs d'électricité est présentée à la rubrique « Réglementation – Procédures réglementaires – Tarifs d'électricité ».

Composition des produits tirés de la distribution pour 2014



Nos coûts liés aux achats d'électricité ont augmenté de 399 millions de dollars en 2014, ou de 13 %, comparativement à 2013. Les composantes de l'augmentation sont les suivantes :

- une hausse de 291 millions de dollars attribuable à une montée des coûts liés aux achats d'électricité pour les abonnés inadmissibles à la GTR;
- une hausse de 78 millions de dollars attribuable à l'incidence des variations des tarifs de la GTR de la CEO pour les abonnés résidentiels et autres clients admissibles;
- une hausse de 26 millions de dollars attribuable à la décision de la CEO sur les tarifs de transport entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2014;
- une hausse de 10 millions de dollars attribuable aux frais de service du marché en gros perçus par la SIERE;
- une hausse de 4 millions de dollars attribuable aux coûts liés aux compteurs intelligents de la SIERE entrés en vigueur le 1^{er} mai 2013;
- une baisse de 10 millions de dollars découlant de la diminution de la consommation d'électricité en 2014, principalement en raison d'un été plus doux et d'un automne plus chaud en 2014.

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent de la main-d'œuvre, pour laquelle les charges sont établies essentiellement selon les conventions collectives, ainsi que des matériaux, des équipements et des services achetés, à la suite d'appels d'offres. Les outils clés pour la réalisation fructueuse de nos programmes de travaux sont nos stratégies de renouvellement des ressources humaines et matérielles. Notre stratégie en matière de ressources humaines est axée sur le recrutement, grâce à notre programme d'apprentissage et en collaboration avec les universités, les collèges et nos syndicats, ainsi que sur le perfectionnement des compétences et le maintien en poste, notamment l'identification précoce et le perfectionnement plus rapide du personnel démontrant des aptitudes en gestion. Notre bassin de main-d'œuvre qualifiée comprend principalement les employés responsables des lignes, des travaux forestiers, de la construction et des employés des postes qui vivent et travaillent partout dans la province.

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent des coûts des programmes de travaux et des coûts engagés aux fins du soutien de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de transport et de distribution. Ces charges comprennent également les paiements en remplacement des impôts fonciers se rapportant à nos lignes, postes et bâtiments de transport et de distribution. Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le transport sont engagées pour maintenir nos postes de transport à haute tension, nos lignes et nos emprises et incluent les charges relatives aux travaux d'entretien préventif ou correctif pour les équipements d'alimentation, les lignes aériennes de transport, les emplacements des postes de transport et le débroussaillage. Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la distribution sont engagées pour maintenir notre réseau de distribution à basse tension et incluent les charges relatives au dégagement des lignes de distribution et au débroussaillage, à l'entretien et à la réparation des lignes ainsi qu'à l'évaluation et à la remise en état des terrains. Notre société continue à mettre l'accent sur la gestion des coûts, tout en progressant dans la réalisation des programmes de travaux prévus pour nos entreprises de transport et de distribution.

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013	Variation en \$	Variation en %
Transport	394	375	19	5
Distribution	742	672	70	10
Autres	56	59	(3)	(5)
	1 192	1 106	86	8

Transport

En 2014, nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le transport ont augmenté de 19 millions de dollars, ou 5 %, comparativement à 2013.

En 2014, nos coûts des programmes de travaux pour le transport ont atteint 240 millions de dollars, contre 237 millions de dollars en 2013, en hausse de 3 millions de dollars. La hausse découle essentiellement de ce qui suit :

- les charges accrues au titre des travaux forestiers pour procéder au débroussaillage et dégager les lignes de nos emprises de transport;
- le volume plus élevé des travaux d'entretien préventif ou correctif des équipements d'alimentation et des lignes aériennes;
- les besoins d'entretien plus importants pour les installations de transport.

En 2014, nos dépenses liées au maintien du transport ont atteint 154 millions de dollars, contre 138 millions de dollars en 2013, en hausse de 16 millions de dollars. La hausse découle essentiellement de ce qui suit :

- une réduction ponctuelle de notre provision pour paiements en remplacement des impôts fonciers en 2013 relativement aux postes de transport pour les exercices 1999 à 2012 inclusivement, par suite de la finalisation de la réglementation connexe et de la réception d'un avis de cotisation final lié à nos déclarations d'impôts fonciers;
- une baisse partiellement compensatoire des dépenses en raison de l'encaissement d'indemnités d'assurance à la suite des inondations de nos postes de transport Richview et Manby en 2013;
- une augmentation de l'attribution de frais généraux aux dépenses en immobilisations en 2014.

Distribution

En 2014, nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la distribution ont augmenté de 70 millions de dollars, ou 10 %, comparativement à 2013.

En 2014, nos coûts des programmes de travaux pour la distribution ont atteint 599 millions de dollars, contre 515 millions de dollars en 2013, en hausse de 84 millions de dollars. La hausse découle essentiellement de ce qui suit :

- la réalisation de notre projet d'amélioration du service à la clientèle et l'augmentation de nos créances irrécouvrables, à la suite de la hausse de la consommation d'électricité attribuable à des températures hivernales considérablement plus froides qu'à la normale, ainsi que de l'augmentation des prix de l'électricité et de l'interruption des efforts et du recours à certains outils de recouvrement pendant plusieurs mois en 2014. Nous avons recommencé à utiliser certains outils et mesures de recouvrement en septembre 2014.

En 2014, nos dépenses liées au maintien de la distribution ont atteint 143 millions de dollars, contre 157 millions de dollars en 2013, en baisse de 14 millions de dollars. La baisse est principalement attribuable à ce qui suit :

- la diminution des dépenses en 2014 relativement à notre SIC, qui a été mis en service en mai 2013.

Amortissement

En 2014, la charge d'amortissement a augmenté de 46 millions de dollars, ou 7 %, par rapport à 2013. Cette augmentation découle surtout de l'amortissement plus élevé des immobilisations corporelles en 2014, essentiellement en raison de la croissance des immobilisations au fur et à mesure de la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme continu de travaux d'immobilisations.

Charges de financement

En 2014, nos charges de financement ont augmenté de 19 millions de dollars, ou 5 %, comparativement à 2013. L'augmentation découle essentiellement de ce qui suit :

- une hausse des intérêts débiteurs sur notre dette à long terme en raison d'un niveau d'endettement moyen plus élevé;
- une baisse partiellement compensatoire attribuable à un taux d'intérêt moyen plus faible.

Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés

En 2014, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés a diminué de 20 millions de dollars, ou 18 %, à 89 millions de dollars, comparativement à 2013. La diminution découle surtout de la baisse du bénéfice avant impôt en 2014, par rapport à 2013.

Bénéfice net

En 2014, notre bénéfice net attribuable à l'actionnaire de Hydro One a baissé de 54 millions de dollars, ou 7 %, à 749 millions de dollars, comparativement à 2013. La baisse découle essentiellement de ce qui suit :

- une hausse de 70 millions de dollars de nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la distribution en 2014 en raison de la réalisation de notre projet d'amélioration du service à la clientèle et de la hausse de nos créances irrécouvrables, à la suite de la hausse de la consommation d'électricité attribuable à des températures hivernales considérablement plus froides qu'à la normale, ainsi que de la hausse des prix de l'électricité et de l'interruption des efforts et du recours à certains outils de recouvrement pendant plusieurs mois en 2014;
- une hausse de 46 millions de dollars de notre charge d'amortissement en 2014 découlant surtout de l'amortissement plus élevé des immobilisations corporelles en 2014, essentiellement en raison de la croissance des immobilisations au fur et à mesure de la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme continu de travaux d'immobilisations;
- une hausse partiellement compensatoire de 59 millions de dollars de nos produits tirés du transport en 2014, principalement en raison des nouveaux tarifs de transport approuvés par la CEO pour 2014.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION TRIMESTRIELS

Le tableau qui suit présente les informations trimestrielles non auditées pour chacun des huit trimestres clos entre le 31 mars 2013 et le 31 décembre 2014. Ces informations sont tirées de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités et de nos états financiers consolidés annuels audités qui incluent tous les ajustements, consistant uniquement en des ajustements récurrents normaux, nécessaires pour donner une image fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation des périodes visées. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures et le lecteur ne doit pas s'y fier pour prévoir notre rendement futur.

<i>(En millions de dollars canadiens)</i>		2014				2013			
Trimestres clos les	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars		31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Total des produits	1 662	1 556	1 566	1 764		1 557	1 542	1 403	1 572
Bénéfice net attribuable à									
l'actionnaire de Hydro One	221	173	115	240		160	218	168	257
Bénéfice net attribuable à									
l'actionnaire ordinaire de Hydro One	216	169	110	236		155	214	163	253

La consommation d'électricité suit généralement les variations météorologiques habituelles et, par conséquent, nos produits d'exploitation et notre bénéfice liés à l'électricité, toutes choses étant égales par ailleurs, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

Résultats d'exploitation pour le quatrième trimestre de 2014

<i>Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013	Variation en \$	Variation en %
Produits	1 662	1 557	105	7
Achats d'électricité	893	794	99	12
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	247	286	(39)	(14)
Amortissement	190	184	6	3
	1 330	1 264	66	5
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	332	293	39	13
Charges de financement	98	93	5	5
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	234	200	34	17
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	15	40	(25)	(63)
Bénéfice net	219	160	59	37
Bénéfice net (perte) attribuable à la participation sans contrôle	(2)	–	(2)	(100)
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire de Hydro One	221	160	61	38

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, nos produits ont totalisé 1 662 millions de dollars, contre 1 557 millions de dollars durant la période correspondante en 2013, en hausse de 105 millions de dollars ou 7 %. La hausse est principalement attribuable à ce qui suit :

- le recouvrement des coûts liés aux achats d'électricité plus élevés;
- les nouveaux tarifs de transport et de distribution entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2014;
- l'approbation par la CEO de la croissance des produits tirés des services d'exportation d'électricité, compte tenu des exportations plus importantes, et du règlement de certains comptes réglementaires liés au transport approuvés par la CEO;
- la diminution partiellement compensatoire de la moyenne de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario et de la consommation d'électricité au quatrième trimestre de 2014, ce qui s'explique surtout par les températures plus douces pendant l'automne de 2014;
- une baisse des produits accessoires, principalement en rapport avec les comptes réglementaires approuvés par la CEO.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, nos coûts liés aux achats d'électricité ont atteint 893 millions de dollars, contre 794 millions de dollars durant la période correspondante en 2013, en hausse de 99 millions de dollars ou 12 %. La hausse s'explique essentiellement par ce qui suit :

- la montée des coûts liés aux achats d'électricité pour les abonnés inadmissibles à la GTR;
- la baisse partiellement compensatoire de la consommation d'énergie au quatrième trimestre de 2014, ce qui s'explique surtout par les températures plus douces pendant l'automne de 2014;
- les frais de service du marché en gros perçus par la SIÈRE;
- la décision de la CEO sur les tarifs de transport entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2014.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont élevées à 247 millions de dollars, contre 286 millions de dollars durant la période correspondante en 2013, en baisse de 39 millions de dollars ou 14 %. La baisse découle essentiellement de ce qui suit :

- une diminution des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la distribution, surtout parce que les charges liées aux interventions en situation de tempête ont diminué en raison du nombre inférieur de tempêtes en 2014, comparativement à 2013;
- la diminution des charges liées au débroussaillage et à l'entretien des lignes de distribution.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, notre charge d'amortissement s'est établie à 190 millions de dollars, contre 184 millions de dollars durant la période correspondante en 2013, en hausse de 6 millions de dollars ou 3 %. La hausse découle surtout de l'amortissement plus élevé des immobilisations corporelles en 2014, essentiellement en raison de la croissance des immobilisations au fur et à mesure de la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme continu de travaux d'immobilisations.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, nos charges de financement ont atteint 98 millions de dollars, contre 93 millions de dollars durant la période correspondante en 2013, en hausse de 5 millions de dollars ou 5 %. La hausse découle essentiellement de ce qui suit :

- une augmentation des intérêts débiteurs sur notre dette à long terme en raison d'un niveau d'endettement moyen plus élevé;
- une baisse partiellement compensatoire attribuable à un taux d'intérêt moyen plus faible.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, notre provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés s'est établie à 15 millions de dollars, contre 40 millions de dollars durant la période correspondante en 2013, en baisse de 25 millions de dollars, ou 63 %. La baisse découle de ce qui suit :

- les variations des écarts temporaires nets, comme l'excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable, l'excédent des déductions au titre des prestations de retraite sur les montants passés en charges aux fins comptables et l'excédent des intérêts déduits aux fins fiscales sur ceux passés en charges aux fins comptables;
- l'augmentation partiellement compensatoire du bénéfice avant impôt pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, comparativement à la période correspondante en 2013.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2014, le bénéfice net attribuable à l'actionnaire de Hydro One s'est élevé à 221 millions de dollars, contre 160 millions de dollars durant la période correspondante en 2013, en hausse de 61 millions de dollars ou 38 %. La hausse est principalement attribuable à ce qui suit :

- une diminution des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la distribution, surtout parce que les charges liées aux interventions en situation de tempête ont diminué en raison du nombre inférieur de tempêtes en 2014, comparativement à 2013, et la diminution des charges liées au débroussaillage et à l'entretien des lignes de distribution;
- une diminution de notre provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, essentiellement en raison des variations des écarts temporaires nets;
- une augmentation de nos produits tirés du transport en 2014, surtout en raison des nouveaux tarifs de transport approuvés par la CEO pour 2014.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nos principales sources de liquidités et de financement sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement bancaire. Ces ressources serviront à répondre à nos besoins de financement qui continuent d'inclure les dépenses en immobilisations, le service et le remboursement de notre dette ainsi que les dividendes.

Sommaire des sources et des affectations de liquidités

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Activités d'exploitation	1 256	1 404
Activités de financement		
Émission de dette à long terme	628	1 185
Remboursement de dette à long terme	(776)	(600)
Apport de la participation sans contrôle	72	–
Dividendes versés	(287)	(218)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 504)	(1 387)
Acquisition de Norfolk Power	(66)	–
Produit de placement	250	–
Autres activités de financement et d'investissement	(38)	(14)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(465)	370

Activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 148 millions de dollars pour atteindre 1 256 millions de dollars en 2014, comparativement à 2013. La diminution s'explique principalement par ce qui suit :

- la baisse du bénéfice net en 2014, comparativement à 2013;
- les variations des soldes des charges à payer essentiellement liées au calendrier des projets d'investissement;
- les variations des comptes réglementaires, y compris les comptes d'écarts liés au règlement de détail et aux produits externes;
- une augmentation partiellement compensatoire de l'amortissement des immobilisations corporelles en 2014, essentiellement en raison de la croissance des immobilisations au fur et à mesure de la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme continu de travaux d'immobilisations.

Activités de financement

Les liquidités à court terme proviennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de notre programme de papier commercial, aux termes duquel nous sommes autorisés à émettre des billets à court terme d'une durée inférieure à 365 jours pouvant aller jusqu'à 1 000 millions de dollars et de notre facilité de crédit renouvelable.

Notre programme de papier commercial est soutenu par notre facilité de crédit renouvelable consentie de 1 500 millions de dollars, obtenue auprès d'un consortium bancaire et arrivant à échéance en juin 2019. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer nos besoins habituels en matière d'exploitation.

Au 31 décembre 2014, l'encours de notre dette à long terme s'établissait à 8 923 millions de dollars, y compris la tranche échéant à moins d'un an. Nos billets et nos débentures arrivent à échéance entre 2015 et 2064. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de la dette, principalement grâce à notre programme de billets à moyen terme. Le montant en capital autorisé maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme s'élève à 3 000 millions de dollars. Au 31 décembre 2014, la tranche qui demeurerait disponible jusqu'en octobre 2015 s'élevait à 1 187 millions de dollars.

Nous comptons sur le financement par emprunt obtenu au moyen de notre programme de billets à moyen terme et de notre programme de papier commercial pour rembourser nos dettes existantes et financer une partie de nos dépenses en immobilisations. Les notes attribuées à nos titres d'emprunt par les agences de notation externes influent sur notre capacité d'obtenir du capital et du financement pour soutenir nos activités commerciales. Le maintien de notes élevées nous permet d'accéder aux marchés des capitaux selon des modalités concurrentielles. Une révision à la baisse significative de nos notes augmenterait probablement notre coût de financement de manière importante et notre capacité d'obtenir du capital et du financement sur le marché des capitaux pourrait être réduite. Le tableau qui suit présente les notes attribuées à notre société par les principales agences de notation approuvées :

Agence de notation	Notes	
	Dette à court terme	Dette à long terme
DBRS Limited	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Service Inc.	Préférentiel-1	A1
Standard & Poor's Rating Services Inc. (S&P)	A-1	A+

Des clauses restrictives d'usage sont habituellement associées à la dette à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Les conventions de crédit relatives à nos facilités de crédit ne comportent aucune clause de changement défavorable important qui pourrait entraîner un défaut. Cependant, les conventions de crédit exigent que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement défavorable important dans les trois jours ouvrables de sa survenance. Les conventions prévoient également que notre dette ne peut représenter plus de 75 % du total de la structure du capital et que les titres d'emprunt émis par nos filiales à des tiers ne peuvent dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Au 31 décembre 2014, nous nous conformions à toutes ces clauses restrictives et limites.

En 2014, nous avons émis des titres d'emprunt à long terme de 628 millions de dollars dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme, contre 1 185 millions de dollars en 2013. En 2014, nous avons aussi remboursé des titres d'emprunt à long terme de 750 millions de dollars arrivés à échéance, contre 600 millions de dollars en 2013. La dette à long terme totalisant 26 millions de dollars et prise en charge lors de l'acquisition de Norfolk Power a été remboursée en septembre 2014. Aucun billet à court terme n'était en circulation aux 31 décembre 2014 et 2013.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré du conseil d'administration et sur recommandation de la direction en fonction des résultats d'exploitation, du maintien de la structure du capital réglementaire réputée, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme les pratiques du secteur et les attentes de l'actionnaire. Les dividendes sur actions ordinaires liés aux résultats financiers d'un trimestre donné sont habituellement déclarés et versés au cours du trimestre suivant.

En 2014, nous avons versé à la province des dividendes de 287 millions de dollars, soit 269 millions de dollars sur les actions ordinaires et 18 millions de dollars sur les actions privilégiées, contre 218 millions de dollars, soit 200 millions de dollars sur les actions ordinaires et 18 millions de dollars sur les actions privilégiées, en 2013.

La structure de notre capital devrait nous permettre d'atteindre les objectifs de maintenir un accès efficace ainsi qu'à long terme à des capitaux à des taux raisonnables ainsi que de réaliser des rendements financiers appropriés pour notre actionnaire.

Activités d'investissement

En 2014, nous avons continué à mettre l'accent sur la réalisation d'investissements importants dans nos réseaux de transport et de distribution pour pallier la vétusté de l'infrastructure de notre réseau d'électricité, améliorer la fiabilité et le rendement de nos réseaux et améliorer notre service à la clientèle. Nous avons fait des investissements en capital totalisant 1 530 millions de dollars en 2014, contre 1 394 millions de dollars en 2013, et nous avons procédé à la mise en service de nouveaux actifs de 1 574 millions de dollars en 2014, contre 1 491 millions de dollars en 2013.

Les investissements en capital sont composés des dépenses en immobilisations au comptant et des ajustements connexes. Les investissements en capital visent principalement à maintenir, améliorer et renforcer notre infrastructure de transport et de distribution.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013	Variation en \$	Variation en %
Transport	845	714	131	18
Distribution	680	673	7	1
Autres	5	7	(2)	(29)
Total des investissements en capital	1 530	1 394	136	10

Investissements en capital liés au transport

En 2014, nos investissements en capital liés au transport se sont élevés à 845 millions de dollars, contre 714 millions de dollars en 2013, en hausse de 131 millions de dollars ou 18 %, essentiellement en raison des programmes de maintien du transport pour pallier la vétusté de notre infrastructure. Compte tenu de la vétusté de notre infrastructure, nous avons élaboré des projets d'investissement continus afin de faire tourner notre économie de manière fiable et de favoriser les innovations auxquelles on peut s'attendre au cours des dix prochaines années.

Le tableau qui suit présente les principales composantes de nos investissements en capital liés au transport en 2014 et 2013 :

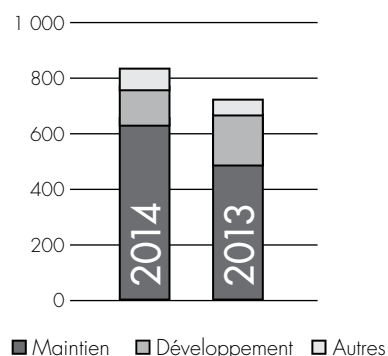
<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013	Variation en \$	Variation en %
Maintien	625	481	144	30
Développement	132	170	(38)	(22)
Autres	88	63	25	40
Total des investissements en capital liés au transport	845	714	131	18

Investissements en capital pour le maintien du transport

Nos programmes courants de maintien du transport concernent le remplacement des systèmes de protection et de contrôle, des poteaux de bois, des disjoncteurs, des équipements à haute tension et des transformateurs. En 2014, nos investissements en capital pour le maintien du transport ont atteint 625 millions de dollars, contre 481 millions de dollars en 2013, en hausse de 144 millions de dollars ou 30 %. La hausse découle essentiellement de ce qui suit :

- plusieurs réinvestissements dans le réseau, notamment dans les postes de transport Gerrard et Timmins et les nouveaux disjoncteurs pour notre poste de transport Bruce, qui ont progressé en 2014, ainsi que les projets terminés, comme les disjoncteurs installés au poste de transport Pinard et le poste de transport Wallaceburg;
- le remplacement de plusieurs transformateurs parvenus à la fin de leur durée de vie à notre poste de transport Pembroke, dans l'est de l'Ontario, ainsi qu'à nos postes de transport Hanover, Allanburg et Elmira, dans le sud-ouest de l'Ontario, de même que le remplacement urgent d'un appareil au poste de transport Trafalgar;
- l'accroissement des travaux pour nos projets et programmes de remise à neuf ou de remplacement des équipements des postes et des lignes, notamment un projet visant les conducteurs du circuit à 230 kV sur 170 kilomètres entre le poste de commutation Chats Falls et le poste de transport Havelock, dans le sud-est de l'Ontario, et pour le remplacement de poteaux de bois soutenant des lignes aériennes;
- l'augmentation du volume de remplacement visant à pallier la vétusté des équipements de protection et de contrôle.

Investissements en capital liés au transport
(en millions de dollars)



Investissements en capital pour le développement du transport

Nos projets courants de développement du transport concernent des mises à niveau du réseau de transport, des projets d'approvisionnement local et des projets de réseaux interrégionaux. Ces investissements nous permettront d'améliorer et de renforcer la fiabilité de l'approvisionnement pour les consommateurs d'électricité à l'échelle de la province, y compris nos clients résidentiels et industriels. En 2014, nos investissements en capital pour le développement du transport visant à agrandir et à renforcer notre réseau de transport se sont élevés à 132 millions de dollars, contre 170 millions de dollars en 2013, en baisse de 38 millions de dollars ou 22 %. Cette baisse est principalement attribuable à ce qui suit :

- l'achèvement des mises à niveau de nos postes de commutation Sundusk et Summerhaven en 2013 en vue d'intégrer la production d'énergie renouvelable à notre réseau de transport;
- la réduction des dépenses affectées à certains de nos grands projets qui ont été achevés en 2014, comme le projet de mise à niveau du réseau de transport entre Lambton et Longwood et les postes de transport Barwick et Allanburg, pour respecter les normes applicables aux réseaux de transport.

Autres investissements en capital liés au transport

En 2014, nos autres investissements en capital liés au transport se sont élevés à 88 millions de dollars, contre 63 millions de dollars en 2013, en hausse de 25 millions de dollars ou 40 %. La hausse est principalement attribuable à ce qui suit :

- les investissements dans la phase de développement de notre projet de système de gestion du réseau, lequel est un outil d'exploitation essentiel pour surveiller et contrôler notre réseau de transport;
- l'investissement dans notre projet de transformation du système de paie pour réaliser divers gains d'efficacité visant les processus;
- une baisse partiellement compensatoire comparativement à des investissements plus élevés en 2013 en raison de la réalisation de travaux urgents de rétablissement du courant, à la suite de l'inondation de notre poste de transport Richview provoquée par des pluies torrentielles en juillet 2013.

Projets de transport importants

Notre société a constaté la progression ou l'achèvement d'un certain nombre d'investissements en capital liés au transport en 2014. Le tableau qui suit résume l'état de nos projets importants au 31 décembre 2014 :

Nom du projet	Emplacement	Type	Date de mise en service prévue	Budget approuvé	Coûts en capital jusqu'à maintenant	État actuel
Mise à niveau du réseau de transport entre Lambton et Longwood	Région de Sarnia à l'ouest de la région de London Sud-ouest de l'Ontario	Mise à niveau de la ligne de transport	2014	41 M\$	24 M\$	Mise en service en septembre 2014
Poste de transport Barwick	Rainy River et Fort Frances Nord-ouest de l'Ontario	Nouveau poste de transport	2014	25 M\$	21 M\$	Mise en service en septembre 2014
Poste de transport Allanburg	Région du Niagara Sud-ouest de l'Ontario	Mise à niveau du poste de transport	2014	33 M\$	29 M\$	Mise en service en décembre 2014
Renforcement du réseau de transport dans les quartiers intermédiaires de Toronto	Toronto Sud-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport	2015	115 M\$	83 M\$	Projet en cours
Remise à neuf de l'infrastructure de transport dans la région de Guelph	Guelph area Sud-ouest de l'Ontario	Mise à niveau de la ligne de transport	2016	103 M\$	24 M\$	Projet en cours
Poste de transport Manby	Toronto Sud-ouest de l'Ontario	Mise à niveau du poste de transport	2016	24 M\$	14 M\$	Projet en cours
Poste de transport Clarington	Région d'Oshawa Est de la RGT	Nouveau poste de transport	2017	297 M\$	42 M\$	Projet en cours
Renforcement du réseau de transport d'Essex County	Région de Windsor-Essex Sud-ouest de l'Ontario	Nouveau poste et nouvelle ligne de transport	2018	À déterminer	–	Demande en vertu de l'article 92 déposée auprès de la CEO en janvier 2014
Ligne de transport Northwest Bulk	Thunder Bay Nord-ouest de l'Ontario	Nouvelle ligne de transport	Aussi tôt que 2020	À déterminer	–	Lettre de recommandations de l'OEO reçue en octobre 2014

Mise à niveau du réseau de transport entre Lambton et Longwood

Notre projet de mise à niveau du réseau de transport entre Lambton et Longwood concernait la mise à niveau de la ligne de transport à double circuit de 230 kV sur environ 70 kilomètres entre nos postes de transport Lambton et Longwood, dans le sud-ouest de l'Ontario. L'investissement a servi à la remise en état de 36 bases de pylônes, au remplacement du conducteur par un fil à capacité supérieure et au remplacement des isolants tout le long de la ligne. Ce projet fait intervenir une nouvelle technologie qui a permis de conserver en place la vaste majorité des pylônes et facilitera le raccordement au réseau d'une production supplémentaire d'énergie propre d'environ 500 MW. La capacité accrue du réseau aidera aussi à atteindre les cibles d'approvisionnement énergétique de la province concernant la production d'énergie renouvelable autre qu'hydroélectrique d'ici 2021.

Poste de transport Barwick

Notre poste de transport Barwick accroît la capacité destinée aux communautés situées entre Rainy River et Fort Frances, dans le nord-est de l'Ontario, de sorte qu'il contribue à l'amélioration de la fiabilité de l'approvisionnement en électricité pour les abonnés tant résidentiels que commerciaux dans cette région. Le poste de transport Barwick comprend deux transformateurs à 115 kV et 44 kV et permet d'installer des lignes électriques à 44 kV plus courtes pour raccorder les clients à notre réseau, ce qui contribue à l'amélioration de la fiabilité de l'approvisionnement en électricité au bout du compte. Pour réaliser ce projet, nous avons fait appel à nos propres équipes de construction, à des fournisseurs locaux et à de la main-d'œuvre provenant de la Première Nation Rainy River.

Poste de transport Allanburg

À la suite des raccordements de nouvelles sources de production et des mises à niveau de divers projets de transport dans la région du Niagara dans le sud-ouest de l'Ontario, l'ampleur des courts-circuits gérés par le poste de manœuvre de 115 kV du poste de transport Allanburg a augmenté et dépassé la capacité des disjoncteurs. Par conséquent, des travaux de mise à niveau ont été requis en vue de remplacer 15 disjoncteurs parvenus à la fin de leur durée de vie par des équipements dont la capacité de court-circuit est conforme aux normes du CRT.

Renforcement du réseau de transport dans les quartiers intermédiaires de Toronto

L'approvisionnement dans les quartiers intermédiaires de Toronto est actuellement assuré par trois circuits de 115 kV entre les postes de transport Leaside et Wiltshire. Ces circuits alimentent aussi les postes de transport Bridgman et Dufferin et permettent de transférer la charge entre les postes de transport Leaside et Manby. Le projet de renforcement du réseau de transport dans les quartiers intermédiaires de Toronto concerne le remplacement d'un câble souterrain vétuste qui approche de la fin de sa durée de vie, l'installation d'un autre circuit de 115 kV entre les postes de transport Leaside et Bridgman pour alléger la charge circulant sur les circuits existants, qui fonctionnent au-delà de leur capacité à l'heure actuelle, et l'installation de nouveaux équipements au poste de transport Leaside ainsi qu'aux jonctions Bayview, Birch et Bridgman. Le renforcement de l'infrastructure de transport vise à réduire le risque de panne d'électricité, à améliorer la fiabilité pour les consommateurs d'électricité et à accroître la capacité d'approvisionnement pour répondre à la croissance future de la charge dans les quartiers intermédiaires de Toronto ainsi que dans les régions plus à l'ouest.

Remise à neuf de l'infrastructure de transport dans la région de Guelph

Le projet de remise à neuf de l'infrastructure de transport dans la région de Guelph, soit la mise à niveau d'une ligne et de postes de transport dans la région de Guelph et la région avoisinante, comprend l'installation de deux autotransformateurs au poste de transport Cedar, la mise à niveau sur environ cinq kilomètres d'une ligne de transport existante pour la faire passer de 115 à 230 kV, dans le centre-sud de Guelph, ainsi que la mise à niveau de la jonction Guelph North pour en faire un poste de commutation en y installant les équipements et les clôtures nécessaires. Cette remise à neuf renforcera l'approvisionnement en électricité et réduira au minimum les incidences d'une panne importante du transport sur les abonnés de cette région.

Poste de transport Manby

Le projet du poste de transport Manby inclura la mise à niveau de la capacité de court-circuit du poste et l'installation de disjoncteurs plus forts, ce qui permettra d'intégrer la production d'énergie renouvelable dans le centre-ville de Toronto. Les travaux de mise à jour comprennent le remplacement de 16 disjoncteurs parvenus à la fin de leur durée de vie et d'autres composantes pour le poste de manœuvre de 115 kV du poste Manby.

Poste de transport Clarington

Pour faire face à la fermeture éventuelle du poste de production d'énergie nucléaire Pickering, nous avons entrepris d'accroître la capacité d'autotransformation de notre poste de transport Clarington en vue d'assurer un approvisionnement fiable dans l'est de la RGT. Après son parachèvement, le poste de transport Clarington comprendra deux autotransformateurs de 500 kV et 230 kV et un poste de manœuvre de 230 kV et sera raccordé aux lignes de transport existantes de 230 kV et 500 kV. Ce projet permettra de répondre à la croissance future de la consommation d'électricité dans la région locale et de procurer à la région les installations nécessaires pour assurer un approvisionnement en électricité sûr et fiable aux abonnés actuels et futurs.

Renforcement du réseau de transport d'Essex County

Le 22 janvier 2014, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO une demande de permis de construction, en vertu de l'article 92 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, visant une nouvelle ligne de transport à double circuit de 230 kV sur 13 kilomètres dans la région de Windsor-Essex. La nouvelle ligne de transport permettra de raccorder un poste de transport proposé dans la municipalité de Leamington avec la ligne de transport existante de 230 kV entre Chatham et Windsor. La ligne de transport et le poste de transport proposé répondront à la croissance future de la demande d'électricité et à l'expansion prévue dans le secteur agricole local et amélioreront la fiabilité de l'approvisionnement en électricité dans la grande région de Windsor-Essex.

Ligne de transport Northwest Bulk

En novembre 2013, le ministre de l'Énergie a émis une directive à la CEO, qui à son tour a rendu une décision et ordonnance le 9 janvier 2014 en vue de modifier le permis de transport de Hydro One Networks pour élaborer et faire approuver le projet de ligne de transport Northwest Bulk, qui concerne une expansion et un renforcement du réseau de transport dans la région à l'ouest de Thunder Bay, dans le nord-ouest de l'Ontario. Le projet comprend une nouvelle ligne de transport pour accroître la capacité de transport et maintenir la fiabilité de l'approvisionnement en électricité, en vue de répondre à la croissance prévue de la consommation d'électricité et d'accroître la capacité de production. Selon une perspective à long terme, le projet améliorera aussi le potentiel de développement et de raccordement aux installations de production d'énergie renouvelable. En raison de son importance pour la région, cette nouvelle ligne a été désignée en tant que projet prioritaire dans le PELT de l'Ontario. Notre société développera le projet de ligne de transport Northwest Bulk en collaboration avec Infrastructure Ontario. La portée et le calendrier du projet seront conformes aux recommandations de l'OEO.

Le 1^{er} octobre 2014, Hydro One a reçu une lettre de l'OEO concernant la portée et le calendrier du projet de ligne de transport Northwest Bulk. La portée des travaux de développement inclura la revue provisoire de conception et d'ingénierie, l'estimation des coûts, la consultation et la mobilisation du public, le choix du tracé et des sites ainsi que la préparation d'une évaluation environnementale à l'appui du projet. Hydro One amorce actuellement les travaux de développement du projet et des discussions sont en cours avec Infrastructure Ontario au sujet du plan du projet et des responsabilités connexes.

Autres investissements en capital liés au transport

Jeux panaméricains

L'initiative de suivi du projet des Jeux panaméricains est en cours pour assurer un niveau élevé de fiabilité de l'approvisionnement en électricité lors des Jeux panaméricains et parapanaméricains qui auront lieu à l'été 2015 et faire en sorte que les programmes d'exploitation, d'entretien et d'immobilisations soient coordonnés à l'échelle des secteurs d'activité, afin de réduire au minimum le risque de panne touchant les installations qui accueilleront les Jeux panaméricains et parapanaméricains de 2015. Les grands projets d'investissement clés et les travaux d'entretien particuliers aux sites dans la RGT sont surveillés sur une base mensuelle afin de respecter les engagements pris envers notre client. Ces travaux profiteront en bout de ligne à l'ensemble de nos abonnés dans la RGT.

Projet de renforcement dans la région du Niagara

Ce projet comprend la construction d'une ligne de 230 kV sur 76 kilomètres entre notre poste de transport Allanburg dans la région du Niagara et notre poste de transport Middleport dans la région de Hamilton. Le projet de renforcement dans la région du Niagara progresse essentiellement selon le calendrier établi, exception faite de certains travaux qui ont été retardés en raison de problèmes d'accès à une partie de la ligne relativement à des revendications de terres autochtones.

Investissements en capital liés à la distribution

En 2014, nos investissements en capital liés à la distribution se sont élevés à 680 millions de dollars, contre 673 millions de dollars en 2013, en hausse de 7 millions de dollars ou 1 %, essentiellement en raison des programmes de maintien de la distribution pour pallier la vétusté de notre infrastructure.

Le tableau qui suit présente les principales composantes de nos investissements en capital liés à la distribution en 2014 et 2013 :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013	Variation en \$	Variation en %
Maintien	356	324	32	10
Développement	236	235	1	–
Autres	88	114	(26)	(23)
Total des investissements en capital liés à la distribution	680	673	7	1

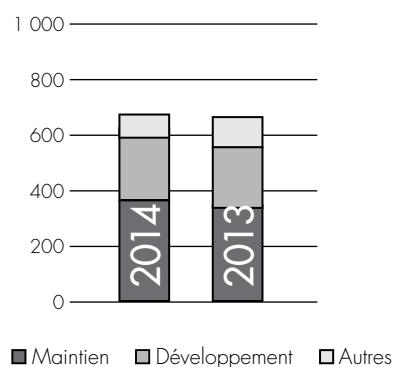
Investissements en capital pour le maintien de la distribution

Nos programmes courants de maintien de la distribution incluent le remplacement de poteaux de bois et de compteurs, les travaux urgents de rétablissement du courant consécutifs aux tempêtes, la mise à niveau et la remise à neuf des postes de distribution et les travaux visant l'utilisation commune et le déplacement de nos lignes de distribution. En 2014, nos investissements en capital pour le maintien de la distribution ont atteint 356 millions de dollars, contre 324 millions de dollars en 2013, en hausse de 32 millions de dollars ou 10 %. La hausse découle essentiellement de ce qui suit :

- l'accroissement des investissements dans le remplacement de compteurs, notamment le remplacement des compteurs Itron Sentinel 16S et l'installation des services de lecture de compteurs sur le terrain (« Field Metering Services »);
- le remplacement accru de poteaux de bois parvenus à la fin de leur durée de vie;
- l'accroissement des travaux sur les lignes, surtout en raison des initiatives de maintien des lignes;
- la progression des programmes de remise à neuf de nos postes en raison de l'augmentation des travaux réalisés en 2014;
- une diminution partiellement compensatoire des travaux de rétablissement du courant en 2014 en raison du nombre inférieur de tempêtes, comparativement à 2013.

Investissements en capital liés à la distribution

(en millions de dollars)



Investissements en capital pour le développement de la distribution

Nos projets courants de développement de la distribution, en vue d'agrandir et de renforcer notre réseau de distribution, incluent les raccordements de nouveaux clients et les travaux de mise à niveau, les projets de renforcement de la capacité du réseau, les transferts de lignes demandés par nos clients et les raccordements de nouvelles installations de production. En 2014, nos investissements en capital pour le développement de la distribution se sont élevés à 236 millions de dollars, contre 235 millions de dollars en 2013, en hausse de 1 million de dollars. La hausse découle essentiellement de ce qui suit :

- l'augmentation des travaux pour les raccordements de nouveaux lotissements, les raccordements de nouveaux clients et les travaux de mise à niveau;
- l'acquisition de compteurs de facturation au détail pour les nouveaux raccordements et les mises à niveau des services;
- la diminution partiellement compensatoire des travaux sur les lignes et dans les postes pour la mise à niveau ou l'accroissement de la capacité de notre réseau de distribution.

Autres investissements en capital liés à la distribution

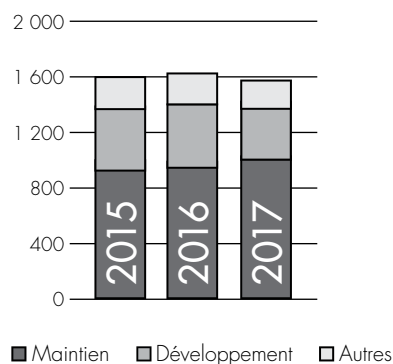
En 2014, nos autres investissements en capital liés à la distribution se sont élevés à 88 millions de dollars, contre 114 millions de dollars en 2013, en baisse de 26 millions de dollars, ou de 23 %. La baisse découle essentiellement de ce qui suit :

- la diminution des dépenses en 2014 relativement à notre SIC, qui a été mis en service en mai 2013;
- une baisse comparativement à des investissements plus élevés en 2013 en raison de la réalisation de travaux urgents de rétablissement du courant, à la suite de l'inondation de notre poste de transport Richview provoquée par des pluies torrentielles en juillet 2013;
- la compensation partielle de l'investissement dans notre projet de transformation du système de paie pour réaliser divers gains d'efficacité visant les processus.

Investissements en capital futurs

Notre budget d'investissements en capital pour 2015 est d'environ 1 600 millions de dollars. Les investissements budgétisés pour 2015 de nos entreprises de transport et de distribution sont, respectivement, de quelque 900 millions de dollars et 700 millions de dollars. Les investissements en capital consolidés devraient s'établir à près de 1 625 millions de dollars en 2016 et 1 575 millions de dollars en 2017. Ces investissements reflètent l'importance que nous continuons d'accorder au maintien de nos infrastructures vétustes. Nos investissements en capital pour le maintien devraient s'établir à environ 925 millions de dollars en 2015, 950 millions de dollars en 2016 et 1 000 millions de dollars en 2017. Nos investissements en capital pour le développement devraient s'établir à environ 450 millions de dollars en 2015, 450 millions de dollars en 2016 et 375 millions de dollars en 2017. Nos projets de développement incluent les mises à niveau des réseaux interrégionaux en vue de soutenir les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement, les améliorations pour l'approvisionnement local, le projet de RDP, les nouveaux raccordements de la charge et de la production, les besoins concernant la production distribuée et les travaux réalisés à la demande des abonnés. Les autres investissements en capital devraient atteindre 225 millions de dollars en 2015, 225 millions de dollars en 2016 et 200 millions de dollars en 2017. Ils incluent les investissements dans l'intégration de l'infrastructure d'exploitation, les technologies de l'information, les services et installations pour la flotte et les biens immobiliers. Le total des investissements en capital futurs ne comprend pas les acquisitions futures d'EDL.

Investissements en capital futurs
(en millions de dollars)



Hydro One élabore ses programmes d'entretien, de remise à neuf ou de remplacement des installations existantes d'après les normes en matière d'entretien, les évaluations de l'état des biens et les critères de fin de la durée de vie propres à chaque type d'équipement. La priorité est accordée à chaque type d'investissement d'après les risques qu'il réduit. De plus, les investissements interfonctionnels ou nécessitant des technologies de l'information sont régis selon un cadre de productivité qui assure des avantages considérables. Ces projets d'investissement sont également inclus dans les demandes de tarification que nous présentons à la CEO pour approbation.

Transport

Les investissements en capital liés au transport sont engagés pour gérer le remplacement et la remise à neuf de notre infrastructure de transport vieillissante, afin de garantir un approvisionnement fiable et continu en électricité aux abonnés dans l'ensemble de la province. Nos investissements en capital futurs pour le maintien incluent le remplacement ou la remise à neuf de disjoncteurs à air, d'appareils de connexion, de câbles souterrains à haute tension, de circuits à haute tension et de transformateurs parvenus à la fin de leur durée de vie. De plus, compte tenu de la vétusté actuelle de nos actifs et de notre infrastructure et pour réaliser des économies de coûts importantes, nous avons adopté une approche intégrée pour la remise à neuf des postes et des circuits, comparativement à ce que nous faisons auparavant, en regroupant dans un même projet la remise à neuf et le remplacement de composantes, au lieu de répartir ces travaux dans le temps. Ces investissements sont nécessaires pour maintenir les niveaux actuels d'approvisionnement de nos clients et continuer d'atteindre nos objectifs en matière de réglementation, de conformité, de sécurité et d'environnement.

Nos investissements en capital futurs pour le développement incluent le projet du poste de transport Clarington pour accroître la capacité d'autotransformation dans l'est de la RGT, le projet de remise à neuf des installations de transport dans la région de Guelph, soit la mise à niveau d'une ligne et de postes de transport dans le centre sud de Guelph, les investissements dans le RDP, les besoins concernant la production distribuée, le projet de renforcement du réseau de transport d'Essex County, soit une nouvelle ligne de transport dans la région de Windsor-Essex, et le projet de renforcement du réseau de transport dans les quartiers intermédiaires de Toronto, soit l'installation d'un nouveau circuit pour les quartiers intermédiaires de Toronto et la remise à neuf d'un câble souterrain. Les investissements en capital pour le développement incluent également le raccordement de nouvelles installations de production au réseau de transport; cependant, ces investissements sont financés en très grande partie par les clients producteurs.

En fonction du cadre de désignation concurrentielle pour l'aménagement de projets de transport admissibles de la CEO, nous n'avons pas inclus dans nos investissements en capital futurs budgétisés les projets qui pourraient satisfaire à la définition d'une expansion. Nous ne prévoyons pas faire d'investissements en capital importants sans une attente raisonnable de recouvrement au moyen de nos tarifs.

Le calendrier et les investissements réels pour un grand nombre de projets de développement sont incertains, car ils dépendent de diverses approbations réglementaires, des négociations avec les abonnés, des sociétés de services publics voisines et d'autres parties prenantes ainsi que des consultations avec les collectivités des Premières Nations et des Métis. Les projets dépendent également du calendrier et de l'ampleur des contributions des producteurs à l'égard des installations de transport.

Distribution

Les investissements en capital liés à la distribution incluent le maintien de notre infrastructure. Nos travaux de base continueront d'être axés sur le maintien du rendement de nos actifs de distribution vétustes au moyen de nos activités de renouvellement et de remise à neuf des équipements. Les investissements en capital planifiés incluent le remplacement continu d'équipements et de composantes dont la durée de vie prévue a été dépassée ainsi que l'accroissement des travaux aux fins du remplacement de poteaux de bois et de la remise à neuf de postes de distribution. Les investissements en capital pour le maintien du projet d'installation de compteurs intelligents diminueront jusqu'en 2016.

Les investissements en capital pour le développement de la distribution devraient être relativement stables jusqu'en 2016, à l'exception des apports de capitaux pour l'accroissement de la capacité du poste de transport Orléans dans la région d'Ottawa en 2015 et du poste de transport Hanmer dans la région de Sudbury en 2016. Nous continuerons à faire les investissements nécessaires pour raccorder la nouvelle charge et les installations de production distribuée des clients et pour nous assurer que le réseau est en mesure d'approvisionner suffisamment les abonnés. En 2015 et en 2016, certains de nos projets porteront sur les problèmes de croissance de la charge locale. Les investissements pour raccorder la production, conformément aux contrats conclus entre l'OEO et les producteurs aux termes du Programme de TRG et du Programme de TRG pour les microprojets, diminueront puisque le nombre de raccordements devrait diminuer.

Le projet de RDP se poursuit avec les essais de diverses technologies et les investissements en capital connexes et commencera à ralentir en 2015 ou 2016. Les technologies à l'essai incluent des améliorations de la gestion des interventions en cas de panne grâce à une affectation plus efficace des ressources, l'automatisation pour isoler les défauts au besoin et la régulation dynamique de la tension pour réduire les pertes de puissance.

Arrangements hors bilan

Il n'y a pas d'arrangements hors bilan qui ont, ou sont susceptibles d'avoir, une incidence importante aujourd'hui ou dans l'avenir sur notre situation financière, l'évolution de notre situation financière, nos produits ou charges, nos résultats d'exploitation, notre situation de trésorerie, nos dépenses en immobilisations ou nos sources de financement.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Le tableau qui suit présente un sommaire de notre dette et de nos autres obligations contractuelles importantes ainsi que d'autres engagements commerciaux importants :

Au 31 décembre 2014

(en millions de dollars canadiens)

	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 3 ans à 5 ans	Plus de 5 ans
Obligations contractuelles (échéances annuelles)					
Dette à long terme – Remboursements de capital ¹	8 923	550	1 100	978	6 295
Dette à long terme – Paiements d'intérêts ¹	7 765	419	774	677	5 895
Régime de retraite ²	361	174	187	–	–
Obligations liées à l'environnement ainsi qu'à la mise hors service d'immobilisations ³	284	19	73	68	124
Conventions d'impartition ⁴	701	179	291	218	13
Engagements découlant des contrats de location-exploitation	45	7	19	10	9
Total des obligations contractuelles	18 079	1 348	2 444	1 951	12 336

Autres engagements commerciaux (selon l'année d'échéance)

Ligne de crédit bancaire ⁵	1 500	–	–	1 500	–
Lettres de crédit ⁶	134	134	–	–	–
Garanties ⁶	331	331	–	–	–
Total des autres engagements commerciaux	1 965	465	–	1 500	–

¹ Les montants figurant au poste « Dette à long terme – Remboursements de capital » ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans nos bilans consolidés et dans nos états consolidés des flux de trésorerie. Les intérêts associés à cette dette sont comptabilisés dans les charges de financement de notre état consolidé des résultats et du résultat étendu ou comme un coût inclus dans nos programmes d'immobilisations.

² Les cotisations à la caisse de retraite de Hydro One ont été généralement versées avec un décalage de 1 mois. Cependant, en raison de la conjoncture des taux d'intérêt, les cotisations annuelles ont été versées d'avance pour chacun des deux derniers exercices. Aucune cotisation versée d'avance n'est prévue en 2015. Les cotisations de retraite minimales pour 2015 et 2016 sont fondées sur une évaluation actuarielle établie au 31 décembre 2013. Des cotisations de retraite totalisant 174 millions de dollars ont été versées pendant l'exercice clos le 31 décembre 2014. Les cotisations de retraite minimales au-delà de 2016 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie au plus tard en date du 31 décembre 2016 et dépendront des rendements des placements, des changements des prestations ou des hypothèses actuarielles. Les estimations des cotisations au-delà de 2016 ne peuvent pas être établies à l'heure actuelle.

³ Nous comptabilisons un passif au titre des dépenses futures estimatives liées au retrait ou à la destruction des huiles isolantes contaminées aux BPC et des équipements électriques connexes et au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés. Nous comptabilisons aussi un passif au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour retirer et éliminer les matériaux contenant de l'amiante présents dans certaines de nos installations de même que pour la désaffectation et le retrait de deux de nos postes de commutation. Le schéma des dépenses prévues tient compte de nos programmes de travaux planifiés pour les périodes.

⁴ En 2014, nous avons finalisé une nouvelle convention d'impartition avec Inergi pour la prestation de certains services ainsi qu'une convention d'impartition de services de gestion des installations avec Brookfield. Des informations sur les nouvelles conventions d'impartition sont présentées à la rubrique « Faits nouveaux en 2014 – Autres – Conventions d'impartition ». Conformément à la résolution de l'actionnaire de septembre 2013, nous sommes tenus par la province de ne conclure des contrats de prestation de services qu'avec des parties qui sont employées en Ontario et présentes en Ontario. Les montants contractuels présentés tiennent compte d'un ajustement contractuel visant un taux d'inflation annuel estimatif variant de 1,9 % à 2,1 %. Les paiements aux termes de nos conventions d'impartition sont comptabilisés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de nos états consolidés des résultats et du résultat étendu ou comme un coût inclus dans nos programmes d'immobilisations.

⁵ Pour répondre à nos besoins de trésorerie, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 1 500 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire qui arrive à échéance en juin 2019.

⁶ Nous avons des lettres de crédit bancaires dont l'encours s'élève à 126 millions de dollars relativement à des conventions de retraite. Nous fournissons un soutien prudentiel à la SIERE au moyen de lettres de crédit dont le montant est fondé sur les prévisions mensuelles de consommation d'électricité. Au 31 décembre 2014, nous avons fourni une lettre de crédit de 8 millions de dollars à la SIERE pour répondre aux exigences actuelles du soutien prudentiel. Nous avons aussi offert un soutien prudentiel à la SIERE au nom de nos filiales, comme l'exigent les règles du marché de la SIERE, au moyen de garanties de la société mère de 330 millions de dollars ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties totalisant 1 million de dollars.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Notre société Hydro One est détenue par la province. La Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « SFIEO »), la SIERE, l'OEO, OPG et la CEO nous sont apparentés puisque la province contrôle ces entités ou exerce une influence notable sur elles. Un résumé de nos opérations entre apparentés pendant l'exercice clos le 31 décembre 2014 est fourni ci-après :

Province

- En 2014, nous avons versé à la province des dividendes de 287 millions de dollars, contre 218 millions de dollars en 2013.
- En novembre 2014, la société a racheté les billets à taux variable de la province d'Ontario d'un montant de 250 millions de dollars, lesquels étaient détenus comme placement à long terme. Ces billets avaient initialement été achetés en janvier 2010 et venaient à échéance le 19 novembre 2014.

SIERE

- En 2014, nous avons acheté de l'électricité pour 2 601 millions de dollars sur le marché de l'électricité administré par la SIERE, contre 2 477 millions de dollars en 2013.
- Notre société a reçu de la SIERE des produits pour des services de transport, d'après les TTU approuvés par la CEO. Nos produits tirés du transport en 2014 incluent 1 556 millions de dollars au titre de ces services, contre 1 509 millions de dollars en 2013.
- Nous recevons de la SIERE des sommes pour la protection des tarifs ruraux. Nos produits tirés de la distribution en 2014 incluent 127 millions de dollars au titre de cette protection, contre 127 millions de dollars en 2013.
- Nous recevons des produits de la SIERE pour l'approvisionnement en électricité de collectivités dans les régions éloignées du Nord. Nos produits tirés de la distribution en 2014 incluent 32 millions de dollars relativement à cet approvisionnement, contre 33 millions de dollars en 2013.

OEO

- L'OEO finance la quasi-totalité de nos programmes de conservation et de gestion de la demande. Ce financement comprend les coûts des programmes, les incitatifs et les frais de gestion. En 2014, nous avons reçu 33 millions de dollars de l'OEO pour ces programmes, contre 34 millions de dollars en 2013.

OPG

- En 2014, nous avons acheté de l'électricité pour 23 millions de dollars auprès d'OPG, contre 15 millions de dollars en 2013.
- Hydro One a des conventions de niveau de service avec OPG. Ces conventions comprennent des services sur le terrain ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. En 2014, nos autres produits incluent 12 millions de dollars relativement à ces conventions, contre 9 millions de dollars en 2013. En 2014, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'achat de services eu égard à ces conventions se sont établies à 1 million de dollars, contre 1 million de dollars en 2013.

SFIEO

- En 2014, nous avons fait des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés à la SFIEO totalisant 86 millions de dollars, contre 138 millions de dollars en 2013.
- En 2014, nos achats d'électricité visés par des contrats administrés par la SFIEO ont totalisé 9 millions de dollars, contre 8 millions de dollars en 2013.
- En 2014, nous avons versé des frais annuels de 5 millions de dollars à la SFIEO, contre 5 millions de dollars en 2013, au titre de l'indemnisation de réclamations d'un montant supérieur à 10 millions de dollars payées par la SFIEO à l'égard de certaines activités d'Ontario Hydro transférées à Hydro One le 1^{er} avril 1999.

CEO

- Aux termes de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la CEO doit recouvrer la totalité de ses charges d'exploitation annuelles auprès des entreprises de transport ou de distribution de gaz ou d'électricité. En 2014, nous avons engagé 12 millions de dollars au titre des frais de la CEO, contre 12 millions de dollars en 2013.

Au 31 décembre 2014, les montants à recevoir des apparentés ou à payer à ceux-ci à la suite des opérations susmentionnées s'élevaient, respectivement, à 224 millions de dollars et à 227 millions de dollars, contre, respectivement, 197 millions de dollars et 230 millions de dollars au 31 décembre 2013. Au 31 décembre 2014, les montants à payer à des apparentés incluaient un montant dû à la SIERE de 214 millions de dollars pour des achats d'électricité, contre 217 millions de dollars au 31 décembre 2013.

ANALYSE DE LA CONJONCTURE ÉCONOMIQUE

Incidence de la charge sur les produits

Notre charge, en fonction de conditions météorologiques normales, devrait augmenter en 2015 en raison de la croissance économique dans tous les secteurs de l'économie en Ontario, partiellement contrebalancée par les incidences de la CGD et de la production intégrée sur la charge. Dans l'ensemble, la croissance de la charge attribuable à l'économie seulement devrait être d'environ 1,9 %, les secteurs commercial et industriel dépassant quelque peu le secteur résidentiel. Les incidences de la CGD et de la production intégrée sur la charge devraient être défavorables à la croissance de la charge à hauteur d'environ, respectivement, 0,6 % et 0,4 %. Dans l'ensemble, notre charge devrait augmenter d'environ 0,9 % en 2015. Nos besoins en matière de produits approuvés pour 2015 reflètent les incidences défavorables de la CGD et de la production intégrée sur la charge. Une croissance de la charge en deçà de la charge prévue, comprise dans nos besoins en matière de produits, approuvés, aurait une incidence défavorable sur nos résultats financiers.

Incidence des taux d'intérêt

Les variations des taux d'intérêt influenceront sur le calcul des besoins en matière de produits sur lesquels nos tarifs sont fondés. La première composante affectée par les taux d'intérêt est notre rendement des capitaux propres (le « RCP »). La formule d'ajustement approuvée par la CEO aux fins du calcul du RCP augmentera ou diminuera de 50 % de la variation entre la prévision actuelle relative au taux de rendement des obligations du Canada à long terme et le taux sans risque de 4,25 % et de 50 % de la variation de l'écart entre les taux des obligations à 30 ans des sociétés de services publics canadiennes notées « A » et le taux des obligations de référence du Canada à 30 ans, établi à 1,415 %. Toutes choses étant égales par ailleurs, nous estimons qu'une diminution de 1 % de la prévision du taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme servant à calculer notre RCP réduirait les résultats d'exploitation des entreprises de transport et de distribution de Hydro One Networks d'environ, respectivement, 20 millions de dollars et 13 millions de dollars en 2015. À mesure que les taux d'intérêt diminuent, le risque d'une baisse de notre bénéfice net augmente. La deuxième composante de nos besoins en matière de produits qui serait affectée par les taux d'intérêt est le rendement de nos titres d'emprunt. Tout écart entre les taux d'intérêt réels des nouvelles émissions de titres d'emprunt et ceux approuvés aux fins du rendement par la CEO influencerait sur nos résultats d'exploitation.

Coûts des intrants

Pour appuyer nos programmes de travaux continus, nous devons nous procurer des matériaux, des fournitures ainsi que des services. Pour gérer le total de nos coûts, nous concluons régulièrement des contrats de sécurité d'approvisionnement et visant des matériaux et des services stratégiques, des contrats cadres et des alliances avec des fournisseurs et nous gérons aussi un stock d'articles courants. De tels accords couvrent des périodes précises et sont surveillés de près. Lorsque cela est à notre avantage, nous tissons des liens contractuels à long terme avec des fournisseurs afin d'optimiser le coût des produits et services et d'assurer la disponibilité et l'approvisionnement opportun des articles essentiels. En raison de nos méthodes d'approvisionnement stratégiques, nous ne prévoyons pas que la conjoncture économique aura des incidences défavorables sur nos entreprises pour ce qui est du caractère adéquat et du calendrier d'approvisionnement ainsi que du risque de crédit de nos contreparties. Par ailleurs, nous avons été en mesure de réaliser des économies grâce à nos initiatives stratégiques en matière d'achats.

En 2014, nous avons finalisé une nouvelle convention d'impartition avec Inergi pour la prestation de certains services ainsi qu'une convention d'impartition de services de gestion des installations. Des informations sur les nouvelles conventions d'impartition sont présentées à la rubrique « Faits nouveaux en 2014 – Autres – Conventions d'impartition ».

Régime de retraite

En 2014, nous avons versé des cotisations d'environ 174 millions de dollars au titre du régime de retraite, contre à peu près 160 millions de dollars en 2013, et engagé des coûts nets périodiques au titre des prestations de 158 millions de dollars, par rapport à 287 millions de dollars en 2013. À l'heure actuelle, nous estimons que nos cotisations annuelles au titre du régime de retraite totaliseront environ 174 millions de dollars en 2015 et 175 millions de dollars en 2016, en fonction d'une évaluation actuarielle établie au 31 décembre 2013 et du niveau projeté des gains ouvrant droit à pension. Une évaluation actuarielle doit être déposée au moins tous les trois ans. Les cotisations minimales futures au-delà de 2016 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie au plus tard en date du 31 décembre 2016. En 2014, notre régime de retraite a enregistré un rendement positif d'approximativement 12,3 %, contre 17,9 % en 2013.

Notre obligation au titre des prestations de retraite dépend de diverses hypothèses et estimations, notamment le taux d'actualisation, le taux de rendement des actifs du régime, le taux d'augmentation du coût de la vie et les hypothèses relatives aux taux de mortalité. Une analyse complète des principales hypothèses et estimations est présentée à la rubrique « Estimations comptables critiques – Avantages sociaux futurs ».

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Nous avons un programme de gestion des risques d'entreprise (la « GRE ») qui vise à équilibrer les risques commerciaux et les rendements. Une approche à l'échelle de la société permet de gérer les risques réglementaire, stratégique, opérationnel et financier et de les aligner avec nos buts stratégiques. Notre programme de GRE nous aide à mieux comprendre l'incertitude et son incidence potentielle sur nos buts stratégiques. Il établit les principes, processus et critères uniformes pour déterminer, examiner, évaluer, traiter, surveiller et communiquer les risques dans tous les secteurs d'activité. Il répond aux besoins de gouvernance d'entreprise de notre conseil d'administration et soutient les responsabilités de diligence raisonnable de la haute direction.

Bien que nous ayons pour principe directeur que la gestion des risques est la responsabilité de tous les employés, le conseil d'administration examine chaque année les divers seuils de tolérance aux risques de notre société ainsi que ses politiques, processus et responsabilités en matière de gestion des risques. Deux fois l'an, le conseil d'administration examine notre profil des risques, soit la liste des risques clés préparée par la haute direction, lesquels présentent la menace la plus grande pour l'atteinte de nos objectifs stratégiques. Les comités du conseil d'administration examinent à chaque réunion les risques pertinents à leur mandat. Le comité d'audit, des finances et des placements de retraite de notre conseil d'administration examine chaque année l'état de notre cadre de contrôle interne.

C'est à notre président et chef de la direction que revient la responsabilité ultime de la gestion des risques. Notre équipe de direction est responsable de la surveillance par la haute direction de notre portefeuille d'éléments à risque et de nos processus de gestion des risques. L'équipe de direction oriente l'évolution de ces processus et détermine les secteurs prioritaires pour l'évaluation des risques et la planification des mesures d'atténuation.

Notre chef des finances est responsable de s'assurer que le programme de gestion des risques est une partie intégrante de notre stratégie d'entreprise, de notre planification et de l'établissement de nos objectifs. Le chef des finances a la responsabilité particulière de s'assurer que des processus de GRE sont établis, correctement documentés et maintenus par notre société.

Nos cadres supérieurs et gestionnaires hiérarchiques et fonctionnels sont responsables de gérer les risques selon l'étendue de leurs pouvoirs et de leurs responsabilités. Les décisions sur l'acceptation ou l'atténuation des risques sont prises conformément à divers seuils de tolérance aux risques précisées par le chef de la filiale ou de la fonction.

Le chef des finances offre un soutien aux comités de notre conseil d'administration, au président et chef de la direction, à l'équipe de haute direction et aux gestionnaires clés de notre société. Ce soutien consiste, entre autres, à développer des cadres, politiques et processus de gestion des risques, appliquer et promouvoir de nouvelles techniques, à établir divers seuils de tolérance aux risques, à préparer des profils des risques d'entreprise annuels, à maintenir un registre des principaux risques d'entreprise et à faciliter les évaluations des risques à l'échelle de notre société. Il incombe aux auditeurs internes d'effectuer des examens indépendants de l'efficacité des politiques, des processus et systèmes de gestion des risques. Depuis 2013, notre conseil d'administration joue un rôle accru dans notre structure de gouvernance. Chaque comité du conseil d'administration assume la responsabilité d'examiner des risques précis de notre société.

Les éléments clés de notre programme de GRE nous permettent de déterminer, d'évaluer et de surveiller nos risques efficacement. Ils incluent une politique et un cadre de GRE qui communiquent notre ligne directrice et nos processus en matière de gestion des risques à l'échelle de notre société. Le rapport d'analyse des risques est l'un des documents de planification annuelle de chaque secteur d'activité. La détermination des risques fait aussi partie de chaque analyse de rentabilité aux fins des investissements. Enfin, certains secteurs d'activité, projets clés et profils, notamment en matière de relations avec la clientèle et de conformité à la réglementation, sont soumis à des évaluations des risques dont les variables aléatoires sont discrètes et font l'objet d'ateliers. Afin d'assurer la cohérence de nos processus de détermination et de gestion des risques, nous utilisons une liste normalisée des sources des risques, soit notre univers des risques. Ces sources sont enregistrées dans une seule base de données qui constitue un référentiel cohérent pour la détermination et le classement des risques et qui sert de gisement pour nos évaluations des risques. Toutes les évaluations des risques qui sont faites dans notre société prennent leur source dans cet univers des risques. Nous utilisons aussi des critères d'évaluation des risques normalisés pour les risques, qui établissent les paramètres et la terminologie servant à évaluer et à communiquer les risques et qui aident à créer une base cohérente pour nos examens et évaluations des risques à l'échelle des secteurs d'activité. Les critères d'évaluation des risques comprennent divers seuils de tolérance aux risques et des échelles normalisées qui ont été formellement établies pour évaluer la probabilité qu'un risque se concrétise ainsi que la force des contrôles en place pour les atténuer.

Nos principaux risques sont les suivants :

Propriété de la province

La province détient la totalité de nos actions en circulation. Par conséquent, elle a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration, d'en nommer le président et d'influer sur nos principales décisions d'affaires et d'entreprise. Nous avons conclu avec la province un accord de principe relativement à certains aspects de la gouvernance de notre société. En vertu de cet accord, la province a déclaré, en septembre 2008, qu'elle retirait certains pouvoirs aux administrateurs de notre société en matière de délocalisation d'emplois aux termes de la convention d'impartition avec Inergi de 2001. En 2011, la province a déclaré qu'elle interdisait à notre société de chercher à recouvrer nos coûts aux termes du processus réglementaire au titre du coût des mises à niveau requises concernant les producteurs qui participent au Programme de TRG pour les microprojets et au Programme de TRG pour les petits projets relativement aux coûts liés aux investissements et dépenses engagés. En date du 30 septembre 2013, la province a fait une déclaration au sujet de l'impartition des services visés par la convention conclue avec Inergi.

En date du 17 décembre 2014, la province a fait une autre déclaration aux termes de l'entente de principe et de l'article 108 de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) portant sur la mise à disposition d'informations, de personnel et de ressources à l'intention du Conseil consultatif de la première ministre pour la gestion des biens provinciaux. Par voie de la déclaration et parallèlement à la résolution de l'actionnaire, la province a restreint les droits, les pouvoirs et les tâches du conseil d'administration de notre société tout en s'attribuant les droits, pouvoirs et tâches qui ont trait à la mise à disposition, à l'intention du Conseil consultatif de la première ministre pour la gestion des biens provinciaux, du gouvernement ou des ministres et de leurs conseillers et consultants, de l'ensemble des informations, du soutien, du personnel, des ressources et des rapports, au moment et de la manière exigés, ainsi qu'à la collaboration avec les conseillers du gouvernement responsables d'effectuer des recommandations en matière de relations de travail et de régimes de retraite. Il incombe aux administrateurs de mettre en œuvre les intentions sous-tendues dans la déclaration et la résolution, et notamment de prendre les mesures nécessaires pour émettre des déclarations et des résolutions semblables concernant Hydro One Networks et Hydro One Brampton Networks. La province pourrait ordonner la vente de la totalité ou d'une partie de notre entreprise de distribution, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

En 2009, la province nous a demandé, comme à d'autres entités, de se conformer à certaines mesures de reddition de comptes concernant les contrats de consultation ainsi que les frais de déplacement, de repas et d'hébergement des employés. La province pourrait nous demander de respecter d'autres mesures de reddition de comptes ou de produire d'autres déclarations semblables dans l'avenir et certaines d'entre elles pourraient nuire sensiblement à nos activités. Les notes de solvabilité de notre société pourraient changer en fonction des notes de solvabilité de la province dans la mesure où les agences de notation relient les deux notes étant donné que notre société appartient à la province.

Des conflits d'intérêts entre Hydro One et la province peuvent surgir en raison de l'obligation qu'a la province d'agir dans le meilleur intérêt des résidents de l'Ontario à l'égard d'un grand nombre de questions, dont la réglementation du secteur de l'électricité et des questions environnementales, la cession ou la réalisation d'une autre transaction dans l'avenir par la province relativement à sa participation dans notre société, y compris les conséquences pouvant découler des recommandations contenues dans le rapport du Comité ontarien du secteur de la distribution, la propriété d'OPG par la province et le calcul du montant du dividende ou des montants en remplacement des impôts. Nous pourrions être dans l'incapacité de résoudre tout conflit potentiel avec la province selon des modalités qui nous conviennent, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié à la réglementation

Nous sommes assujettis au risque lié à la réglementation, y compris l'approbation par la CEO des tarifs pour nos entreprises de transport et de distribution offrant une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts estimatifs de la prestation du service sécuritaire et fiable au moment opportun et de réaliser les taux de rendement approuvés.

La CEO approuve nos tarifs de transport et de distribution d'après les niveaux projetés de charge et de consommation d'électricité. Si la charge ou la consommation réelle se révélait de beaucoup inférieure aux niveaux projetés, notre bénéfice net pour l'une ou l'autre de ces entreprises ou les deux pourrait être touché de manière considérable. De plus, nos besoins en matière de produits pour ces entreprises sont fondés sur des hypothèses de coûts qui pourraient ne pas se concrétiser. Rien ne garantit que la CEO autorisera des hausses tarifaires suffisantes pour contrebalancer les incidences financières défavorables des variations imprévues de la demande d'électricité ou de nos coûts.

Aux termes du CRRE de la CEO, la durée d'une demande de tarifs adaptés (entreprise de distribution) est de cinq ans. Les prévisions à long terme comportent des risques. Des changements dans le secteur peuvent modifier les investissements requis ou nécessiter des modifications de tarifs pouvant avoir une incidence importante sur notre capacité d'exécuter son plan.

Notre charge pourrait aussi subir les incidences défavorables des programmes de CGD. Nous sommes aussi assujettis au risque de perte de produits découlant d'autres facteurs, comme les tendances économiques et les conditions météorologiques.

Nous prévoyons effectuer des investissements au cours des prochains exercices en vue de procéder au raccordement de nouveaux postes de production d'énergie renouvelable. De plus, il est toujours possible que nous devions engager des dépenses en immobilisations imprévues pour entretenir ou améliorer nos actifs, plus particulièrement si une nouvelle technologie est nécessaire pour soutenir la production d'énergie renouvelable et si des problèmes techniques imprévus pouvaient être décelés lors de la mise en œuvre des projets. Il existe un risque que la CEO ne nous autorise pas à recouvrer la totalité de ces investissements à l'avenir. Dans la mesure du possible, nous nous efforçons d'atténuer ce risque en nous assurant d'effectuer des dépenses prudentes, en demandant à l'organisme de réglementation de préciser clairement l'orientation des directives sur le partage des coûts ainsi que l'approbation préalable de nos dépenses en immobilisations.

Même si nous prévoyons que toutes ces dépenses seront entièrement recouvrables après examen par la CEO, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait entraîner potentiellement une dépréciation d'actifs et la constatation de charges dans nos résultats d'exploitation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

En Ontario, les règles du marché stipulent que nous devons respecter les normes de fiabilité établies par la NERC et le NPCC. Par conséquent, nous devons nous conformer à la définition d'un réseau de production-transport d'électricité (*Bulk Electric System*) formulée par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis, à moins d'obtenir une dispense qui permettra l'application d'une nouvelle définition de manière rentable. Notre société prévoit présenter des demandes de dispense et cherchera à recouvrer, au moyen de nos tarifs, les coûts engagés pour satisfaire à la définition; cependant, un refus de nous accorder une dispense à l'égard du recouvrement des coûts pourrait avoir une incidence défavorable sur notre société.

Risque lié aux événements naturels imprévus et autres

Nos installations sont exposées aux conditions météorologiques difficiles, aux catastrophes naturelles, aux événements d'origine humaine, y compris des cyberattaques et attaques physiques de type terroriste, et, potentiellement, aux événements catastrophiques, comme un accident ou incident majeur à l'installation d'un tiers (une centrale électrique, par exemple) à laquelle nos actifs de transport ou de distribution sont raccordés. Bien que leur construction, leur exploitation et leur entretien soient conformes aux normes du secteur, nos installations pourraient ne pas résister à de telles éventualités en toute circonstance. Nous ne disposons pas d'une assurance contre les dommages causés à nos câbles, poteaux et pylônes de transport et de distribution situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution dans ces circonstances. Les pertes de produits d'exploitation et les coûts des réparations pourraient être substantiels, surtout en ce qui concerne bon nombre de nos installations qui sont situées dans des régions éloignées. Nous pourrions aussi être visés par des poursuites en dommages intérêts causés par notre défaut de transporter ou de distribuer de l'électricité. Notre risque est partiellement atténué du fait que notre réseau de transport est conçu et exploité pour pouvoir résister à la perte de tout élément important et inclut des équipements redondants, ce qui nous offre d'autres moyens pour livrer de grandes quantités d'électricité. Advenant une importante perte non assurée, nous présenterions une demande de recouvrement auprès de la CEO. Cependant, rien ne garantit que la CEO approuvera notre demande, en totalité ou en partie, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre bénéfice net.

Risque lié aux revendications des Premières Nations et des Métis

Certaines de nos lignes de transport et de distribution, existantes ou proposées, traversent des terres qui font l'objet de revendications autochtones ou juridiques d'autre nature de la part des Premières Nations et des Métis ou de traités avec ceux-ci. Même si nous avons mené des négociations et consultations fructueuses avec les Premières Nations et les Métis en Ontario et pris des engagements au cours des dernières années, quelques collectivités ou citoyens ont exprimé une volonté croissante de faire valoir leurs revendications auprès des tribunaux ou au moyen de mesures directes, ce qui peut influencer sur les activités commerciales. Par conséquent, il en découle de l'incertitude concernant les activités commerciales et la planification de projets, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre société.

Risque lié au transfert d'actifs situés dans des réserves

Les ordonnances de transfert aux termes desquelles nous avons acheté certaines entreprises d'Ontario Hydro au 1^{er} avril 1999 n'ont pas transféré le titre de propriété de certains actifs situés dans des réserves. La SFIEO détient actuellement la propriété de ces actifs et nous les gérons jusqu'à ce que nous obtenions toutes les autorisations nécessaires pour parachever le transfert de leur titre de propriété. Pour occuper des réserves, notre société doit détenir des permis valides délivrés par Sa Majesté la Reine du chef du Canada. Pour chaque permis, nous devons négocier un protocole d'accord avec la Première Nation, la SFIEO et les membres de la Première Nation qui détiennent des droits d'occupation. Ce protocole comprend des dispositions aux termes desquelles la Première Nation consent à la délivrance d'un permis par Affaires autochtones et Développement du Nord Canada. Si le protocole et le permis portent sur des actifs de transport, notre société doit négocier les modalités de paiement. Il est difficile de prédire le montant total que nous pouvons avoir à payer, chaque année ou une seule fois, pour conclure les accords requis avec les Premières Nations. En 2014, nous avons versé environ 1 million de dollars aux Premières Nations à l'égard de ces accords. La SFIEO continuera à détenir ces actifs jusqu'à ce que nous soyons en mesure de négocier des protocoles d'accord avec les Premières Nations et les occupants. Si nous ne parvenons pas à conclure des accords satisfaisants ni à obtenir les permis fédéraux, nous pourrions avoir à déplacer ses actifs à d'autres endroits à un coût qui pourrait être substantiel. Dans un certain nombre de cas, il pourrait être nécessaire d'abandonner une ligne et de la remplacer par un groupe électrogène à moteur diesel. Dans chaque cas, les coûts associés à ces actifs pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre bénéfice net si nous ne sommes pas en mesure de les recouvrer au moyen d'ordonnances tarifaires futures.

Risque lié à l'infrastructure de technologie de l'information

Notre capacité d'exercer nos activités de manière efficiente sur le marché ontarien de l'électricité dépend en partie de notre développement, de notre maintien et de notre gestion de systèmes de technologie de l'information complexes qui sont utilisés pour faire fonctionner nos installations de transport et de distribution, nos systèmes financiers et de facturation et nos systèmes d'entreprise. Notre dépendance croissante à l'égard de nos systèmes de technologie de l'information et l'élargissement des réseaux de données augmentent notre exposition aux menaces pour la sécurité de l'information. Nous atténuons ce risque de diverses façons, notamment en utilisant des outils de gestion des événements compromettant la sécurité dans le cadre de notre réseau d'électricité et de nos réseaux internes, en séparant notre réseau d'électricité de nos réseaux internes, en effectuant des balayages de nos réseaux pour contrer les menaces connues de cyberattaques et en sensibilisant tout notre personnel à ces questions au moyen d'une formation. Nous faisons également appel à des experts externes pour évaluer la sécurité de notre infrastructure de technologie de l'information et de nos contrôles. Nous effectuons des évaluations des vulnérabilités de nos actifs virtuels critiques et nous nous assurons d'intégrer dans nos nouvelles ressources de technologie de l'information ces contrôles de sécurité et de protection des renseignements personnels. Bien que ces contrôles de sécurité et de reprise des systèmes en cas de sinistre soient en place, rien ne garantit qu'il n'y aura pas de défaillance de ces systèmes ou d'infractions à la sécurité. Le cas échéant, au lieu de porter sur la prévention, nos efforts seraient axés sur l'isolation, la correction et le recouvrement jusqu'à ce que l'incident ait été entièrement maîtrisé. Les défaillances de ces systèmes ou les infractions à la sécurité, le cas échéant, pourraient avoir de lourdes conséquences pour notre société.

Risque lié aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre

À la clôture de 2014, environ 17 % de nos employés étaient admissibles à la retraite et ce pourcentage pourrait atteindre 21 % à la fin de 2015. Les employés admissibles ne se répartissent pas également dans toutes les divisions de la société et ils sont naturellement plus nombreux aux paliers les plus élevés, plus particulièrement parmi le personnel de gestion et de direction. Par conséquent, notre réussite dépend de notre capacité à recruter et à garder à notre service suffisamment de personnel compétent pour remplacer la capacité perdue à cause des départs à la retraite et pour répondre aux besoins de nos programmes de travaux. Cela sera plus difficile qu'avant pour un certain nombre de raisons.

D'abord, nous anticipons que le marché de main-d'œuvre qualifiée dans notre secteur sera hautement concurrentiel dans l'avenir : bon nombre de nos employés actuels et des personnes que nous allons rechercher possèdent les compétences et l'expérience qui seront également prisées par les entreprises de notre secteur et d'autres secteurs; ensuite, diverses restrictions concernant la rémunération et les avantages offerts au personnel de gestion et de direction (notamment en vertu du projet de loi 8) et les changements éventuels du régime de retraite, en plus de l'incertitude entourant la taille et la portée de Hydro One dans l'avenir en raison des travaux du Conseil pourraient nuire à notre capacité à recruter et maintenir en poste le personnel qualifié dont nous avons besoin pour occuper ces postes.

Pour atténuer les incidences éventuelles de ces facteurs, nous mettons l'accent sur l'identification précoce et le perfectionnement plus rapide du personnel démontrant la capacité de progresser rapidement, plus particulièrement les gens ayant des aptitudes en gestion, et sur la planification rigoureuse mais flexible de la relève à l'échelle de la société. De plus, nous continuons à mettre de l'avant nos programmes d'apprentissage et de formation technique afin d'avoir le personnel nécessaire dans l'avenir pour exercer nos activités d'exploitation.

Risque lié aux relations de travail

La vaste majorité de nos employés sont représentés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique (le « PWU ») ou la Society of Energy Professionals (la « SEP »). Au cours des dernières années, des efforts considérables ont été déployés afin d'accroître notre souplesse pour permettre une exploitation plus efficace sur le plan des coûts. Même si nous avons obtenu davantage de souplesse aux termes de nos conventions collectives, notamment une diminution des prestations de retraite versées aux employés de la SEP embauchés après novembre 2005, qui a été effectuée après une réduction similaire touchant les membres de la direction et la hausse des cotisations de retraite versées par les employés représentés par le PWU et la SEP, nous ne serons pas nécessairement en mesure de réaliser d'autres améliorations. La convention collective actuelle du PWU arrivera à échéance le 31 mars 2015 et celle de la SEP, le 31 mars 2016. Nous courons des risques financiers liés à notre capacité à négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires. De plus, en cas de conflit de travail, nous pourrions être exposés à un risque opérationnel découlant de la conformité continue aux exigences relatives à nos permis concernant la prestation des services aux abonnés. Chacun de ces facteurs pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié au financement par emprunt

Nous prévoyons contracter des emprunts pour rembourser nos dettes existantes et financer une partie de nos dépenses en immobilisations. Le montant de notre dette existante est élevé et des tranches de 550 millions de dollars et 500 millions de dollars arrivent à échéance, respectivement, en 2015 et 2016. Nous prévoyons engager des dépenses en immobilisations d'environ 1 600 millions de dollars en 2015 et 1 625 millions de dollars en 2016. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisants pour financer le remboursement de notre dette existante et nos dépenses en immobilisations. De nombreux facteurs, comme le cadre réglementaire en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, la conjoncture du marché, les notes attribuées à nos titres d'emprunt par les agences de notation et la conjoncture économique générale pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre capacité d'obtenir du financement par emprunt suffisant et le négocier à un coût raisonnable. Notre incapacité d'emprunter des montants importants selon des modalités satisfaisantes pourrait entraver notre capacité à rembourser la dette arrivant à échéance, à financer des dépenses en immobilisations et à respecter d'autres obligations et exigences, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

État des actifs

Nous vérifions continuellement l'état de nos actifs pour déterminer si des mesures de prévention ou de correction sont nécessaires ou opportunes afin de procurer le niveau de service visé. L'évaluation de l'état est l'un des facteurs clés des stratégies d'entretien, de remise en état ou de remplacement des actifs afin de nous assurer de leur bon fonctionnement et de garantir la constance de la qualité du service. Nos programmes d'immobilisations ont été accrus pour maintenir le rendement de nos actifs vieillissants. La réalisation de ces programmes dépend partiellement de facteurs externes, comme la planification des interruptions avec la SIERE et les abonnés raccordés à notre réseau de transport, l'approbation du financement par la CEO et la disponibilité des fournisseurs d'équipements et de services de consultation. De plus, les occasions de mettre des équipements hors service pour effectuer des travaux de construction et d'entretien deviennent de plus en plus limitées en raison des priorités accordées à la clientèle et aux producteurs.

Des ajustements pour ces dépendances externes ont été apportés à notre processus de planification et nous sommes prêts à relever ces défis pour réaliser nos programmes de travaux. Cependant, si nous ne pouvons mettre à exécution ces programmes au moment opportun et de manière optimale, le rendement de l'équipement fléchirait, ce qui risquerait de compromettre la fiabilité du réseau provincial ainsi que notre capacité à livrer suffisamment d'électricité ou d'assurer la sécurité de l'approvisionnement des abonnés ainsi que d'accroître les charges d'exploitation et d'entretien de ces actifs. Cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié à l'environnement

Notre système de gestion des questions de santé, de sécurité et d'environnement est conçu pour nous assurer que les dangers et risques sont détectés et évalués et que des contrôles sont appliqués afin d'atténuer les risques importants. Ce système comprend un comité permanent de notre conseil d'administration qui a des pouvoirs de direction à l'égard des questions environnementales. Cependant, compte tenu du territoire couvert par notre réseau et de la quantité d'équipements que nous détenons, nous ne pouvons pas garantir que tous ces risques seront décelés et atténués sans que cela n'entraîne des coûts importants pour notre société. Ce qui suit décrit certaines questions pouvant influencer fortement sur nos activités.

Nous sommes assujettis à une importante réglementation fédérale, provinciale et municipale au Canada en matière d'environnement. En cas de non-conformité, nous pourrions faire l'objet d'amendes et d'autres pénalités. De plus, la présence ou l'émission de substances dangereuses ou autres pourraient donner lieu à des revendications de tiers ou à des ordonnances gouvernementales nous obligeant à prendre des mesures précises, comme la tenue d'une enquête et le contrôle ou la correction des effets de ces substances. Nous participons actuellement à un programme volontaire d'évaluation et de remise en état de terrains touchant la plupart de nos postes et centres de service. Ce programme comprend le repérage systématique de toute contamination dans ces installations ou provenant de celles-ci et, au besoin, le développement de plans de correction pour notre société et les propriétés privées adjacentes. La contamination de nos biens pourrait limiter notre capacité à vendre ces actifs ultérieurement.

Nous constatons un passif en nous fondant sur nos meilleures estimations de la valeur actualisée des dépenses qu'il nous faudra engager afin de nous conformer au règlement d'Environnement Canada sur les BPC et de la valeur actualisée des dépenses futures qu'il nous faudra engager pour mener à terme notre programme d'évaluation et de remise en état de terrains. Les dépenses requises afin de nous acquitter de notre obligation au titre des BPC devraient être engagées au cours de la période se terminant en 2025, alors que les dépenses liées à l'évaluation et à la remise en état de terrains devraient l'être au cours de la période se terminant en 2022. Le montant réel des dépenses environnementales futures et réelles pourrait différer considérablement des estimations ayant servi au calcul des passifs environnementaux paraissant dans notre bilan. Nous ne disposons pas d'une couverture d'assurance à l'égard de ces dépenses environnementales.

En vertu de la réglementation applicable, nous prévoyons engager ultérieurement des dépenses afin de repérer, d'enlever et d'éliminer le matériel contenant de l'amiante se trouvant dans certaines de nos installations. Nous comptabilisons une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations à la valeur actualisée des dépenses estimatives futures. Ces estimations sont fondées sur une étude, par des experts externes, des dépenses actuelles associées au retrait du matériel contaminé de nos installations. Les dépenses futures réelles pourraient différer sensiblement des estimations utilisées pour établir le montant de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations.

Nous sommes aussi exposés au risque que posent l'obtention d'approbations et de permis gouvernementaux et le renouvellement des approbations et permis existants relatifs à la construction ou à l'exploitation de nos installations, ce qui pourrait nécessiter la tenue d'évaluations environnementales ou l'imposition de conditions, ou les deux, et ainsi causer des retards et des hausses de coûts.

Nous prévoyons que l'ensemble de nos dépenses environnementales futures pourra continuer d'être recouvré par les tarifs d'électricité futurs. Par contre, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait avoir une incidence défavorable sur la société.

Les scientifiques et les spécialistes en santé publique étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. Si on concluait que les champs électriques et magnétiques présentent un risque pour la santé ou que les gouvernements décidaient d'appliquer des limites d'exposition, nous pourrions faire face à des litiges, être tenus de prendre des mesures d'atténuation coûteuses, comme la relocalisation de certaines de nos installations, ou éprouver des difficultés à trouver des emplacements où construire de nouvelles installations. Chacun de ces facteurs pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié au régime de retraite

Nous avons un régime de retraite enregistré à prestations déterminées couvrant la majorité de nos employés. Les cotisations versées au régime de retraite sont fondées sur des évaluations actuarielles qui doivent être obligatoirement déposées auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario au moins tous les trois ans. La dernière évaluation a été préparée en date du 31 décembre 2013 et déposée en juin 2014. Notre société a versé des cotisations d'environ 160 millions de dollars et 174 millions de dollars, respectivement, en 2013 et 2014, à son régime de retraite pour répondre aux exigences minimales de capitalisation. Les cotisations qui seront versées après 2014 dépendront des rendements des placements, des variations des prestations et des hypothèses actuarielles et elles pourraient comprendre d'autres cotisations volontaires versées de temps à autre. Néanmoins, il est prévu que les cotisations futures seront importantes. Si la CEO déterminait que certaines de nos charges de retraite ne sont pas recouvrables auprès des abonnés, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société, et ce risque pourrait être accru si le montant des cotisations requises augmentait.

Risque lié aux conventions d'impartition

Conformément à notre stratégie de réduction des charges d'exploitation, nous avons conclu des conventions d'impartition avec Inergi et Brookfield. Des informations sur les nouvelles conventions d'impartition sont présentées à la rubrique « Faits nouveaux en 2014 – Autres – Conventions d'impartition ». Si l'une ou l'autre de ces conventions était résiliée, peu importe la raison, ou arrivait à échéance avant qu'un nouveau fournisseur ne soit retenu, nous pourrions avoir à engager des charges importantes pour passer à un autre fournisseur ou internaliser les services visés, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos abonnés potentiels.

Risque de marché et de crédit

Le risque de marché désigne essentiellement le risque de perte résultant des variations des prix des marchandises ainsi que des taux de change et d'intérêt. Nous ne sommes pas exposés au risque lié au prix des marchandises. Nous sommes exposés au risque de change puisque nous concluons des contrats d'achat de matériaux et d'équipements pour nos programmes d'immobilisations qui sont réglés en devises. Ce risque de change est négligeable. Il se peut que nous émettions des titres d'emprunt libellés en devises dans l'avenir, titres que nous devrions couvrir en dollars canadiens conformément à notre politique de gestion des risques. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt puisque notre taux de rendement réglementé est établi selon une approche fondée sur des formules.

La formule d'ajustement approuvée par la CEO aux fins du calcul du RCP dans une structure du capital réglementaire réputée constituée à 40 % de capitaux propres ordinaires et à 60 % de dettes augmentera ou diminuera de 50 % de la variation entre la prévision actuelle relative au taux de rendement des obligations du Canada à long terme et le taux sans risque établi à 4,25 % et de 50 % de la variation de l'écart entre le taux des obligations à 30 ans des sociétés de services publics canadiennes notées « A » et le taux des obligations de référence du Canada à 30 ans, établi à 1,415 %. Nous estimons qu'une diminution de 1 % du taux de rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada, qui sert à déterminer notre taux de rendement, réduirait le bénéfice net de notre entreprise de transport d'environ 20 millions de dollars et celui de notre entreprise de distribution Hydro One Networks de quelque 13 millions de dollars en 2015. Notre bénéfice net est défavorablement affecté par les hausses des taux d'intérêt puisque notre dette à long terme qui arrive à échéance est refinancée aux taux du marché. Nous recourons périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments du risque de taux d'intérêt.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie n'honore pas ses engagements, entraînant une perte financière. Les instruments financiers dérivés posent un risque de crédit puisqu'il est possible que les contreparties à ces instruments manquent à leurs engagements. Nous surveillons et minimisons le risque de crédit au moyen de diverses techniques, notamment en faisant affaire avec des contreparties dont les notes de solvabilité sont élevées, en limitant l'exposition totale à des contreparties individuelles, en concluant des accords cadres permettant un règlement net et en surveillant la situation financière des contreparties. Nous ne négocions pas de dérivés dans le secteur de l'énergie. Cependant, nous avons de temps à autre des swaps de taux d'intérêt en cours. À l'heure actuelle, il n'existe aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard de toute classe d'actifs financiers. Nous devons fournir de l'électricité au nom de détaillants concurrents et d'EDL intégrées aux fins de revente à leurs abonnés. Les concentrations du risque de crédit en résultant sont atténuées grâce à divers accords de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont intégrés à nos contrats de services avec ces détaillants conformément au Code de règlement au détail de la CEO. Le défaut de gérer correctement ces risques pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié aux projets de transport

Les projets de transport concernent la construction de lignes ou de postes de transport existants ou leur modification, ou les deux. Ces projets sont nécessaires principalement pour pallier des limitations du réseau de transport en vue de transférer de l'électricité des sources de production aux centres de consommation, d'améliorer la fiabilité et la capacité d'approvisionnement à l'échelle régionale, de raccorder de nouveaux producteurs ou consommateurs et de répondre aux codes et normes nouveaux ou modifiés.

Dans de nombreux cas, les investissements liés au transport sont tributaires d'un ou de plusieurs processus ou approbations suivants : les approbations aux termes de la *Loi sur les évaluations environnementales* (Ontario), l'obtention des approbations de la CEO, y compris pour des expropriations, et des processus de consultation appropriés avec les Premières Nations et les Métis. L'obtention des approbations de la CEO et des approbations aux termes de la *Loi sur les évaluations environnementales* (Ontario), ainsi que la mise en œuvre de ces processus peuvent également faire l'objet d'une opposition au sujet de l'emplacement projeté des réseaux de transport. Cette situation pourrait nuire à la fiabilité du transport ou à la qualité de notre service et avoir par conséquent une incidence défavorable importante sur notre société.

Par suite de l'instauration du processus concurrentiel de planification de la mise en valeur de projets de transport de la CEO, le 26 août 2010, en l'absence de directive gouvernementale, tous les transporteurs intéressés devront éventuellement déposer une soumission auprès de la CEO relativement à des installations de raccordement et des projets d'amélioration du réseau désignés. La hausse de la concurrence dans le secteur du transport pourrait avoir une incidence sur notre programme de travaux futurs et sur notre capacité d'élargir l'empreinte de notre réseau de transport actuel. De plus, puisque seul le soumissionnaire retenu peut recouvrer ses frais de soumission, les coûts des soumissions non retenues ne seraient pas recouvrables. Cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié à la propriété de la province des corridors de transport

Conformément à la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, la province a acquis la propriété des terrains de nos corridors de transport qui sous-tendent notre réseau de transport. Bien que la loi nous autorise à utiliser les corridors de transport, nous pourrions être limités dans notre capacité d'agrandir nos réseaux. Aussi, d'autres utilisations des corridors de transport par des tiers parallèlement à l'exploitation de nos réseaux pourraient faire augmenter les risques liés à la sécurité ou à l'environnement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre société.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation de nos états financiers consolidés exige que nous fassions des estimations et formulions des jugements qui influent sur les montants constatés à l'égard des actifs, des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations correspondantes concernant les éventualités. Nous fondons nos estimations et jugements sur notre expérience passée, la conjoncture courante et diverses autres hypothèses que nous considérons comme étant raisonnables dans les circonstances, dont les résultats forment la base sur laquelle s'appuient les jugements quant à la valeur comptable des actifs et des passifs ainsi que la détermination et l'évaluation de notre traitement comptable à l'égard des engagements et des éventualités. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations et jugements. Nous avons déterminé que les estimations comptables critiques qui suivent ont servi à la préparation de nos états financiers consolidés.

Produits

Nos produits mensuels tirés de la distribution sont estimés en fonction des achats d'électricité en gros. Le volume d'électricité qui a été livré aux abonnés, mais qui ne leur a pas encore été facturé, est estimé et les produits sont comptabilisés à la fin de chaque mois. Le nouveau SIC récemment mis en service, dans le cadre de notre projet d'amélioration et de remplacement du système d'information SAP à l'échelle de l'entreprise, nous permettra de voir les tendances historiques par abonné afin de mieux estimer les produits non facturés pour chaque période. Ce changement de méthode d'estimation des produits devrait avoir lieu en 2015. Tout changement d'une estimation sera comptabilisé de manière prospective.

Provision pour créances douteuses

La provision pour créances douteuses reflète la meilleure estimation de la direction concernant les pertes sur les soldes des débiteurs facturés. Cette provision est fondée sur le classement chronologique de ceux-ci, les résultats passés et d'autres informations disponibles. La provision pour créances douteuses concernant les débiteurs est estimée en appliquant des taux de perte calculés à l'interne aux soldes des débiteurs courants, répartis selon les secteurs de risque. Un secteur de risque représente les groupes de clients qui partagent des caractéristiques de solvabilité semblables et est déterminé en fonction de divers attributs, notamment le nombre de jours depuis lequel les créances sont en souffrance, la défaillance et l'historique des paiements. Les taux de perte appliqués aux soldes des débiteurs sont fondés sur la moyenne des radiations passées exprimée en pourcentage des créances de chaque secteur de risque.

Actifs et passifs réglementaires

Nos actifs réglementaires représentent certains montants à recevoir de clients consommateurs d'électricité futurs ainsi que les coûts qui sont reportés aux fins comptables puisqu'il est probable qu'ils seront recouverts à partir des tarifs futurs. Nos actifs réglementaires incluent principalement les coûts liés au passif au titre des prestations de retraite, aux passifs d'impôts reportés, au passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi ainsi qu'aux passifs environnementaux. Nos passifs réglementaires reflètent certains montants qui sont remboursables aux clients dans l'avenir et se rapportent principalement aux comptes d'écart et de report de la CEO. Les actifs et passifs réglementaires peuvent être comptabilisés aux fins de l'établissement des tarifs et de la présentation de l'information financière seulement si les montants ont été approuvés pour inclusion dans les tarifs d'électricité établis par la CEO ou si cette approbation est jugée comme étant probable par la direction. Si la direction juge qu'il n'est plus probable que la CEO permettra d'inclure un actif ou passif réglementaire les tarifs d'électricité futurs, la valeur comptable appropriée de l'actif ou du passif réglementaire sera imputée aux résultats d'exploitation de la période durant laquelle la direction a formulé ce jugement.

Passifs environnementaux

Nous comptabilisons un passif au titre des dépenses futures estimatives liées au retrait ou à la destruction des huiles isolantes contaminées aux BPC et des équipements électriques connexes et au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés.

L'estimation de coûts environnementaux futurs comporte des incertitudes dues à certains événements externes possibles comme la modification des lois ou des règlements et les progrès liés aux technologies de remise en état des sites. Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, la société estime le coût d'achèvement des travaux requis et elle pose des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Tous les facteurs utilisés pour estimer les passifs environnementaux de la société représentent les meilleures estimations de la direction en ce qui a trait à la valeur actualisée des coûts nécessaires pour que la société se conforme à la législation et à la réglementation en vigueur. Toutefois, il existe une probabilité raisonnable que le nombre ou le volume d'actifs contaminés, l'estimation des coûts nécessaires pour effectuer les travaux, les hypothèses relatives à l'inflation et la tendance prévue des flux de trésorerie annuels diffèrent de manière importante des hypothèses posées par la société. Les passifs environnementaux sont examinés une fois l'an ou plus souvent si des changements importants sont apportés à la réglementation ou si d'autres événements pertinents surviennent. Les changements des estimations sont appliqués de manière prospective.

En avril 2014, Environnement Canada a fait adopter des modifications de la réglementation des BPC, notamment le report de la date de fin d'utilisation, soit de 2014 à 2025, des équipements contenant certaines concentrations de BPC. Une analyse des modifications concernant les BPC et des incidences connexes sur notre société est présentée à la rubrique « Faits nouveaux en 2014 – Autres – Réglementation d'Environnement Canada ».

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs comprennent des régimes de retraite, d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi, soit des prestations de retraite, une assurance-vie collective, des soins de santé et des prestations d'invalidité de longue durée offerts à nos employés actuels et aux retraités. Les coûts des avantages sociaux futurs sont inclus dans les coûts de main-d'œuvre, qui sont imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés dans les coûts des immobilisations corporelles et des actifs incorporels. Les changements des hypothèses influent sur l'obligation au titre des avantages sociaux futurs et sur les montants qui seront imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés pendant les exercices futurs. Les hypothèses et estimations importantes qui suivent ont servi à déterminer les coûts et obligations au titre des avantages sociaux futurs.

Taux d'actualisation moyen pondéré

Le taux d'actualisation moyen pondéré, qui sert à calculer l'obligation au titre des avantages sociaux futurs, est établi à chaque date de clôture d'après les plus récents taux d'intérêt du marché publiés qui sont fondés sur les rendements des obligations de sociétés notées « AA » et dont la durée correspond à celle du régime d'avantages sociaux futurs concerné. Au 31 décembre 2014, le taux d'actualisation était de 4,00 %, en baisse par rapport à 4,75 % au 31 décembre 2013, ce qui reflète la diminution des rendements des obligations au cours de cette période. La baisse du taux d'actualisation a entraîné une hausse correspondante du passif au titre des avantages sociaux futurs aux fins comptables. Le passif est calculé par des actuaires indépendants selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et les hypothèses reflétant les meilleures estimations de la direction.

Taux de rendement prévu des actifs du régime

Le taux de rendement prévu des actifs du régime de retraite est fondé sur les attentes à l'égard des taux de rendement à long terme au début de l'exercice et reflète une composition des actifs de retraite conforme à la politique d'investissement actuelle du régime de retraite.

Les taux de rendement des portefeuilles respectifs sont calculés en fonction des indices du marché publiés respectifs. Le taux de rendement prévu des actifs du régime de retraite reflète nos prévisions à long terme. Nous sommes d'avis que cette hypothèse est raisonnable car, étant donné la stratégie de placement équilibré du régime de retraite, la volatilité supérieure du rendement des placements en actions est censée être contrebalancée par la plus grande stabilité du rendement des placements à revenu fixe et à court terme. Le résultat net à long terme est un rendement inférieur à ce qu'il aurait été en investissant seulement dans des actions. À court terme, le régime de retraite pourrait enregistrer une fluctuation des taux de rendement réels.

Taux d'augmentation du coût de la vie

Le taux d'augmentation du coût de la vie est déterminé en tenant compte de l'écart entre les obligations à long terme à taux nominal du gouvernement du Canada et ses obligations à rendement réel, ce taux ayant baissé pour passer de 2,00 % par année au 31 décembre 2013 à environ 1,70 % par année au 31 décembre 2014. La Banque du Canada s'étant engagée à maintenir le taux d'inflation à long terme entre 1,00 % et 3,00 %, la direction est d'avis qu'il est raisonnable d'utiliser le taux actuel en tant que taux hypothétique à long terme et c'est pourquoi un taux d'inflation de 2,0 % par année a été utilisé aux fins de l'évaluation du passif au titre des avantages sociaux futurs au 31 décembre 2014.

Hypothèses relatives aux taux de mortalité

Notre passif au titre des avantages sociaux futurs dépend aussi des variations de l'espérance de vie utilisée pour établir les hypothèses relatives aux taux de mortalité. Une augmentation de l'espérance de vie des participants aux régimes entraîne une hausse du passif au titre des avantages sociaux futurs. Les hypothèses relatives aux taux de mortalité au 31 décembre 2014 ont été mises à jour au moyen des tables de mortalité publiées par l'Institut canadien des actuaires (pour le secteur public, selon une échelle des projections CPM-B sans ajustement pour le montant des prestations de retraite). Au 31 décembre 2013, les tables provisoires publiées par l'Institut canadien des actuaires avaient été utilisées.

Taux tendanciel du coût des soins de santé

Les coûts des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi sont déterminés au début de l'exercice et sont fondés sur des hypothèses relatives aux résultats techniques prévus et à l'inflation du coût des soins de santé dans l'avenir. Une hausse de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé donnerait lieu à des augmentations de 23 millions de dollars des intérêts débiteurs en 2014 plus le coût des services et de 248 millions de dollars du passif au titre des avantages à la clôture de 2014.

Dépréciation d'actifs

En ce qui a trait à nos activités à tarifs réglementés, les coûts de possession de la plupart de nos actifs à long terme sont pris en compte dans la base tarifaire et génèrent un taux de rendement approuvé par la CEO. La valeur comptable des actifs et leur rendement connexe sont recouverts au moyen des tarifs approuvés par la CEO. Par conséquent, de tels actifs ne font l'objet d'un test de dépréciation que si la CEO refuse leur recouvrement, en totalité ou en partie, ou qu'un tel refus est jugé probable. Nous examinons périodiquement les actifs de notre filiale non réglementée, Hydro One Telecom, afin de déceler toute indication de dépréciation. Au 31 décembre 2014, aucun actif de nos activités à tarifs réglementés ou de notre filiale non réglementée n'avait subi de dépréciation.

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût des EDL acquises sur la juste valeur des actifs nets identifiables acquis à la date d'acquisition. L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an ou plus souvent si cela s'impose. Nous avons conclu que l'écart d'acquisition n'avait pas subi de dépréciation au 31 décembre 2014.

CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Les contrôles internes ont été documentés et testés, pour confirmer qu'ils sont adéquats et efficaces et ils continuent d'être améliorés pour tous les processus opérationnels.

Conformément aux exigences du Règlement 52-109, nos dirigeants responsables de l'attestation ont examiné les états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ainsi que les autres informations financières incluses dans nos documents annuels et ont signé une attestation à cet égard. Ces dirigeants ont attesté que nos contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus pour fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations importantes concernant nos activités sont communiquées au sein de notre société. De plus, nos dirigeants responsables de l'attestation ont attesté que le contrôle interne à l'égard de l'information financière a été conçu de manière à fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de la présentation de l'information financière et la préparation des états financiers consolidés. Selon l'évaluation de la conception et de l'efficacité opérationnelle des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière de notre société, nos dirigeants responsables de l'attestation ont conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information et notre contrôle interne à l'égard de l'information financière étaient efficaces au 31 décembre 2014.

NOUVELLES NORMES COMPTABLES

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié une mise à jour de norme comptable fournissant des directives relativement à la comptabilisation des produits dans le cas d'un transfert de biens ou de services promis à un client, selon un montant qui reflète la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens ou services. Cette mise à jour s'applique à notre société pour les exercices et périodes intermédiaires ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de cette mise à jour de norme comptable sur nos états financiers consolidés.

En août 2014, le FASB a publié une mise à jour de norme comptable fournissant des directives en ce qui a trait à la responsabilité de la direction d'évaluer s'il existe un doute important quant à la capacité d'une entité à poursuivre son exploitation et aux informations à fournir à ce sujet. Cette mise à jour s'applique à notre société pour l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2016 ainsi qu'aux exercices et périodes intermédiaires qui suivent. Nous ne prévoyons pas que l'adoption de cette mise à jour de norme comptable aura une incidence importante sur nos états financiers consolidés.

En novembre 2014, le FASB a publié une mise à jour de norme comptable qui donne des directives sur la comptabilisation des instruments financiers hybrides émis sous forme d'actions. Dans le cas de notre société, cette mise à jour s'applique aux exercices et aux périodes intermédiaires qui les composent, ouverts après le 1^{er} janvier 2016. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette modification de norme comptable sur ses états financiers consolidés.

PERSPECTIVES

Nous remplissons notre mission, nous réaliserons notre vision et nous demeurerons centrés sur l'atteinte de notre but, soit de fournir de l'électricité de manière sécuritaire, fiable et abordable à nos abonnés, aujourd'hui et dans l'avenir, tout en accroissant la valeur de l'entreprise pour notre actionnaire. Nous y parviendrons en continuant à nous concentrer sur nos objectifs stratégiques en matière de sécurité, de satisfaction de la clientèle, d'innovation continue, de fiabilité, de protection de l'environnement, de promotion de nos gens et de notre culture, d'accroissement de la valeur pour notre actionnaire, de productivité et de rentabilité. Nous continuons à chercher un juste équilibre entre la réalisation d'investissements prudents axés sur les risques pour la fiabilité et le maintien de bas tarifs à l'intention des clients. La gestion efficace et efficiente des coûts est un élément important pour atteindre cet équilibre.

Compte tenu de la nature des travaux effectués par nos employés et entrepreneurs, la sécurité demeure notre principale priorité. Nous continuerons à mettre l'accent sur la création d'un milieu de travail sans blessure et le maintien de la sécurité du public au moyen de plusieurs programmes de santé et de sécurité, notamment notre certification à la norme OHSAS 18001.

Nous mettons l'accent sur l'adoption d'une démarche centrée sur le client et sur la réalisation de notre vision qui consiste à améliorer la satisfaction de la clientèle, à maintenir des tarifs abordables dans la partie de la facture de l'abonné sur laquelle nous exerçons un contrôle et à entretenir une relation de confiance avec nos clients. Notre plan tient compte des discussions que nous avons eues avec nos clients et reflète l'élaboration planifiée et la concrétisation de stratégies axées sur la clientèle visée ainsi que la prestation de produits et de services répondant aux besoins particuliers de nos clients. Nous ajoutons une valeur à nos activités au moyen de notre nouveau SIC, en simplifiant et en réduisant les délais pour la prestation des services, en améliorant l'accessibilité en personne, par téléphone ou au moyen de notre site Web et de notre application mobile, afin d'offrir un libre-service efficace pour les transactions simples, ainsi qu'en offrant des programmes qui aident nos clients à mieux gérer leur consommation d'électricité. De plus, pour améliorer davantage notre culture axée sur le service à la clientèle en tant qu'organisme transparent, responsable et axé sur ses clients, nous avons récemment annoncé deux nouvelles initiatives, soit l'établissement d'un comité consultatif sur le service à la clientèle composé d'experts indépendants et l'élaboration d'une ébauche de nos engagements envers la clientèle.

Nous continuerons d'accélérer notre passage à une culture fondée sur la responsabilité. Tout notre personnel de gestion a reçu une formation dans le cadre de notre programme *Craft of Management*. De plus, un programme de gestion des talents a fait l'objet d'un projet pilote en 2014 et sera offert à l'échelle de la société en 2015. Ces programmes serviront de fondation à l'établissement de notre culture de responsabilité. Les investissements dans ces programmes, lesquels s'ajoutent aux programmes existants en vue d'améliorer les compétences et habiletés de nos employés, nous aideront à offrir le meilleur service dans sa catégorie à nos clients, à mettre l'accent sur la création d'un milieu de travail sans blessure ainsi qu'à créer un excellent milieu de travail qui contribuera à l'engagement accru du personnel. Nous demeurons axés sur la gestion des besoins en ressources pour des programmes de travaux croissants, au moyen de politiques de rémunération appropriées, de négociations collectives, de l'utilisation d'un personnel polyvalent par impartition et du soutien de programmes de formation internes et externes collégiaux et universitaires. Le vieillissement démographique offre des occasions, à la suite des départs à la retraite, de restructurer et de transformer l'effectif.

Nos actifs subissent les effets du vieillissement car une tranche croissante des actifs est parvenue à la fin de sa durée de vie et que l'âge moyen s'accroît. Puisque la fiabilité du réseau d'électricité est d'intérêt public, nous avons prévu faire des investissements importants dans les infrastructures de transport et de distribution. Notre plan inclut des investissements ciblés et axés sur les risques pour maintenir, remettre en état et remplacer les actifs existants qui sont en mauvais état ou qui ont dépassé leur durée de vie prévue, conformément aux politiques de la CEO. Les investissements dans les technologies, comme la mise en place de Asset Analytics, nous fournissent des données en temps réel sur l'état et le rendement des actifs, afin de faciliter la prise de décisions sur le cycle de vie aux fins d'optimisation des actifs, et nous donnent des occasions, au moyen de données sur les plans et les calendriers, d'améliorer l'approvisionnement en matériaux et de déployer les équipes de travail pour mieux gérer les programmes de travaux en vue de répondre aux besoins des abonnés.

Le calendrier et les montants des dépenses réelles de notre plan d'affaires dépendent de l'obtention de diverses approbations, notamment les approbations de la CEO et les approbations des évaluations environnementales, des négociations fructueuses avec les abonnés, les services publics voisins et d'autres parties prenantes et des consultations avec les collectivités des Premières Nations et des Métis.

Durant les cinq derniers exercices, nous avons remplacé l'ensemble de nos systèmes de TI de base par un système de TI à l'échelle de la société. Le développement continu de la plateforme de TI existante permettra d'intégrer divers outils pour obtenir de manière consistante des informations complètes et progressives sur les risques des actifs en fonction des facteurs démographiques, de l'état, du rendement, du caractère critique, des facteurs économiques et de l'utilisation. De plus, nous avons apporté des améliorations concernant la gestion des talents, le système de paie et la production des rapports de temps pour réduire les coûts ainsi que pour maintenir et perfectionner les compétences, habiletés et connaissances de base critiques de notre personnel. Ces nouvelles initiatives nous permettront de planifier et prioriser efficacement les travaux et d'intégrer les besoins des abonnés dans des projets d'investissement pluriannuels. Ce résultat est cohérent avec les directives de la CEO selon sa nouvelle approche axée sur les résultats en matière de réglementation.

Notre plan est axé sur la planification intégrée des actifs, l'optimisation de l'établissement des calendriers et de l'exécution des travaux ainsi que la mobilité sur le terrain. Grâce à notre investissement dans le programme *Workflow of the Future* (dans le cadre d'un projet-pilote en cours), nous réunirons les données, les analyses et la mobilité pour permettre à nos employés, plus particulièrement sur le terrain, de faire plus sur place au moyen de leurs appareils mobiles.

Les compteurs intelligents et l'expansion du RDP offrent des possibilités considérables, notamment sur le plan de l'efficacité énergétique, de la réponse à la demande et des technologies des ressources distribuées dans une perspective à long terme. Nos investissements à cet égard seront axés sur la fiabilité, les besoins des abonnés et la capacité financière. Nous continuerons d'investir avec prudence dans le développement du RDP et des normes de modernisation du réseau connexes, les travaux exigés de nos abonnés (raccordements et mises à niveau), les compteurs intelligents, les raccordements pour la production distribuée y compris les mises à niveau des postes, les équipements de protection et de contrôle, les nouvelles lignes et certains travaux disputables à l'égard desquels nous recevrons des apports de capitaux de nos clients. Il y a peu d'occasions de réduire cette charge de travail puisque la plus grande partie découle de la demande des abonnés.

Conformément à notre stratégie d'entreprise, nous adopterons une approche de consolidation des EDL robuste, mais prudente, pour faciliter la consolidation du secteur de la distribution en Ontario. Une telle stratégie est cohérente avec l'évaluation du Comité ontarien d'examen du secteur de la distribution, à savoir qu'il est possible de générer des gains d'efficacité considérables grâce à la consolidation des EDL de l'Ontario et nous sommes la clé de la solution. Nous travaillerons également avec notre actionnaire pour appliquer les recommandations du Conseil une fois que ce dernier aura publié son rapport final, ce qui est prévu au printemps de 2015. Notre plan ne comprend pas de financement pour les acquisitions des EDL et ne présume pas de cession de notre territoire de service. Ces occasions seront gérées à mesure qu'elles se présenteront. Notre plan n'intègre pas non plus de projets liés au transport concurrentiel. Cependant, en qualité de chef de file du secteur, nous prévoyons soumissionner dans le cas de projets importants. La CEO a mentionné dans son cadre sur les plans de développement de projets de transport que, pour les projets autrement équivalents ou compatibles avec d'autres facteurs, des informations comme les avantages socio-économiques, notamment la participation des Premières Nations, pourraient être déterminantes lors d'un appel d'offres concurrentiel. Ainsi, la participation des Premières Nations pour les appels d'offres concurrentiels deviendra probablement plus répandue.

CHANGEMENTS AU SEIN DE NOTRE CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le 7 mars 2014, notre actionnaire, le ministre de l'Énergie, au nom du gouvernement de l'Ontario, a annoncé que Sandra Papatello serait nommée présidente de notre conseil d'administration à compter du 1^{er} avril 2014 et, à cette date, l'actionnaire a officiellement nommé Madame Papatello en qualité de nouvelle présidente du conseil d'administration. Madame Papatello est directrice du développement des affaires et des marchés mondiaux de PricewaterhouseCoopers Canada. Elle est également chef de la direction de la WindsorEssex Economic Development Corporation. Madame Papatello est membre de notre conseil d'administration depuis novembre 2013.

Le 11 avril 2014, William Limbrick, Tom Moss et John Wiersma sont devenus membres de notre conseil d'administration. William Limbrick a été vice-président, Information et services technologiques et chef de l'information de la SIERE ainsi que conseiller principal dans le secteur des services publics de PricewaterhouseCoopers et de Sun Life Assurance au Royaume Uni. Tom Moss a été président et chef de l'exploitation de Telecom Ottawa et il a occupé des postes en politique stratégique pour le gouvernement fédéral, auprès du Conseil du Trésor et d'Industrie Canada. John Wiersma, ing., a été administrateur de l'OSIE (Ontario), de la SIERE, de l'Association ontarienne de sécurité des services publics et électriques et de l'Alliance de l'efficacité énergétique du Canada.

Le 25 avril 2014, Sally Daub, Maureen Sabia et Carole Workman se sont jointes à notre conseil d'administration. Sally Daub est administratrice de ViXS Systems, dont elle a été présidente et chef de la direction, et elle a également été présidente du conseil d'administration de l'Agence pour les petites entreprises de l'Ontario et administratrice de l'Association canadienne de la technologie de l'information et de la Global Semiconductor Association. Maureen Sabia est présidente du conseil d'administration de La Société Canadian Tire Limitée et possède une vaste expérience auprès d'organisations à l'échelle tant provinciale que fédérale. Elle a été nommée l'une des Canadiennes les plus influentes et elle est aussi Officier de l'Ordre du Canada. Carole Workman est membre du conseil d'administration d'Allstate du Canada, compagnie d'assurance (Toronto). Elle est également membre du conseil d'administration de l'Hôpital d'Ottawa et de ses entités affiliées depuis 2007 et a été auparavant administratrice de la Société de portefeuille d'Hydro Ottawa Inc.

Le 1^{er} avril 2014, James Arnett a démissionné du conseil d'administration. M. Arnett était membre et président de notre conseil d'administration depuis mars 2008. Les mandats de Michael Mueller, Walter Murray, Robert Pace et Douglas Speers sont arrivés à échéance le 11 avril 2014.

ÉNONCÉS ET AUTRES INFORMATIONS DE NATURE PROSPECTIVE

Nos communications verbales et écrites au public, y compris le présent document, contiennent souvent des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les attentes, estimations, prévisions et projections actuelles à l'égard des activités de notre société et du secteur dans lequel nous évoluons et elles incluent des prévisions et des hypothèses formulées par la direction de notre société. Ces énoncés comprennent notamment les attentes relatives aux produits et au bénéfice liés à l'énergie ainsi qu'à leurs tendances; les énoncés concernant nos tarifs de transport et de distribution et les factures des clients découlant de nos demandes de tarifs; les énoncés relatifs au programme de TRG; les énoncés à l'égard de la CDM; les énoncés concernant notre stratégie, y compris nos objectifs stratégiques; les énoncés relatifs à l'analyse de la conjoncture économique; les énoncés relatifs au nouveau processus de planification régional; les énoncés liés aux avantages sociaux futurs; les attentes relatives à la participation des Premières Nations lors d'appels d'offres concurrentiels; les énoncés à l'égard de notre situation de trésorerie, de nos sources de financement et de nos besoins d'exploitation; les énoncés au sujet de notre facilité de crédit de soutien; les attentes concernant nos activités de financement; les énoncés relatifs à notre dette venant à échéance; les énoncés concernant nos projets ou programmes en cours ou prévus, y compris les résultats attendus de ces projets ou programmes (notamment les gains de productivité, les améliorations des processus et la satisfaction de la clientèle) et leurs dates d'achèvement; les attentes liées au recouvrement des investissements en capital importants; les attentes liées aux investissements visant le raccordement de la production; les énoncés visant les investissements en capital ou pour le développement futurs prévus, le calendrier de ces dépenses et nos plans d'investissement; les attentes au sujet de recommandations de l'OEO; les énoncés visant nos obligations contractuelles et autres engagements commerciaux; les énoncés relatifs à la CEO; les énoncés portant sur les cotisations de retraite futures, notre régime de retraite et son évaluation; actuarielle; les énoncés relatifs à nos conventions d'impartition avec Inergi et Brookfield et les ententes d'impartition futures; les énoncés relatifs à la culture axée sur l'excellence du service à la clientèle, y compris des énoncés sur le comité consultatif sur le service à la clientèle et les engagement envers les abonnés; les attentes relatives aux travaux et aux coûts de conformité en lien avec la réglementation sur l'environnement, la santé et la sécurité; les énoncés portant sur le PELT de 2013; les énoncés liés aux récentes directives concernant la comptabilité; les énoncés portant sur le Conseil; les énoncés liés à notre groupe de travail sur les régimes de retraite du secteur de l'électricité; les énoncés relatifs à B2M LP; les énoncés liés à la consolidation des EDL, y compris notre acquisition de Norfolk Power, de Woodstock Hydro et de Haldimand Hydro. Les termes et expressions « s'attendre à », « anticiper », « avoir l'intention de », « tenter », « pouvoir », « projeter », « croire », « s'efforcer », « estimer », « viser », « objectif », « cible » et leurs variantes et autres expressions similaires ainsi que des verbes au futur et au conditionnel servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont

aucunement une garantie de rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes que l'on peut difficilement prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer significativement de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Nous n'avons pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et nous nous dégageons de toute obligation de le faire, sauf si la loi nous y contraint.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses, notamment les suivants : l'absence de changements imprévisibles du régime législatif et du cadre d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité; des décisions favorables de la CEO et d'autres organismes de réglementation sur les demandes en cours, notamment en matière tarifaire; l'absence de retards dans l'obtention des approbations requises; l'absence de changements imprévisibles des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos entreprises de distribution et de transport; la poursuite de l'application des PCGR des États-Unis; la stabilité de l'environnement réglementaire; l'absence de changements défavorables à la réglementation environnementale; l'absence de tout événement important survenant hors du cours normal des activités. Ces hypothèses reposent sur les informations dont nous disposons actuellement, y compris les informations obtenues auprès de sources indépendantes. Les résultats réels pourraient différer significativement de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que nous ignorions l'incidence que pourraient avoir ces différences éventuelles, celles-ci pourraient avoir une incidence défavorable significative sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière et la stabilité de notre crédit. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent significativement de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs incluent notamment les suivants :

- les risques associés au fait que nous sommes contrôlés par la province, y compris la possibilité que la province fasse des déclarations aux termes de l'entente de principe et que la province ordonne la vente de la totalité ou d'une partie de notre entreprise de distribution, ainsi que les conflits d'intérêts pouvant survenir entre nous, la province et des apparentés;
- les risques associés au fait que nous sommes assujettis à une réglementation élaborée, notamment les risques afférents à une mesure ou à une omission de la CEO, y compris les décisions réglementaires concernant les besoins en matière de produits, le recouvrement des coûts, les tarifs, les acquisitions et les désinvestissements;
- le risque que des approbations déjà obtenues puissent par la suite être remises en question, portées en appel ou retirées;
- le risque que nos installations soient affectées par des intempéries, des désastres naturels ou des catastrophes et le fait que notre couverture d'assurance pour les pertes découlant de ces événements est limitée;
- l'opposition du public aux projets planifiés et les délais d'obtention des approbations ou de conclusion des ententes nécessaires aux projets ou leur refus;
- le risque d'avoir à engager des coûts importants pour transférer des actifs situés dans des réserves, tel qu'il est défini dans la *Loi sur les Indiens* (Canada);
- les risques associés à la sécurité des systèmes d'information et au maintien d'une infrastructure de systèmes de technologie de l'information complexes et aux transferts de la plupart de nos processus opérationnels et financiers à un système intégré de production de rapports financiers et commerciaux;
- les risques liés aux caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre et à notre incapacité potentielle d'attirer et de fidéliser un personnel qualifié;
- la capacité de négocier des conventions collectives adéquates;
- le risque que nous ne parvenions pas à obtenir un financement suffisant ainsi qu'à un coût raisonnable pour rembourser la dette arrivant à échéance et financer les investissements en capital et d'autres obligations;
- le risque associé à la mise en œuvre des programmes d'immobilisations, d'exploitation, d'entretien et d'administration requis pour assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants;
- le risque que les dépenses environnementales futures ne puissent être recouvrées au moyen des tarifs d'électricité futurs;
- le risque que la présence ou le rejet de substances dangereuses ou nocives puisse donner lieu à des revendications de tiers ou à des ordonnances gouvernementales;

- le risque que les hypothèses sous-jacentes aux passifs environnementaux comptabilisés et aux actifs réglementaires connexes puissent changer;
- les taux d'intérêt futurs, le rendement futur des placements, l'inflation, les variations des prestations et les variations des hypothèses actuarielles;
- la possibilité que nous ayons à engager des charges importantes pour remplacer une partie ou la totalité des fonctions actuellement imparties advenant que nos conventions avec Inergi ou Brookfield soient résiliées ou arrivent à échéance avant qu'un nouveau fournisseur de services soit choisi;
- les risques associés aux fluctuations du rendement prévu des obligations du gouvernement du Canada à long terme;
- le risque de défaillance des contreparties à nos contrats sur instruments dérivés en vigueur;
- les risques liés à l'incertitude économique actuelle ainsi qu'à la volatilité des marchés financiers;
- le risque que nos notes à long terme soient abaissées;
- notre incapacité à dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis ou aux IFRS, selon le cas;
- l'incidence du PELT de 2013 sur notre société ainsi que les coûts et les charges en découlant;
- des changements imprévus de la demande d'électricité ou de nos coûts;
- le risque que des investissements en capital non planifiés soient nécessaires pour soutenir la production d'énergie renouvelable ou résoudre des problèmes techniques imprévisibles;
- l'incidence de la propriété par la province de terrains essentiels à notre réseau de transport.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs ci-dessus n'est pas exhaustive. Certains de ces facteurs et d'autres sont analysés plus en détail à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. Il convient de lire cette rubrique avec attention.

De plus, nous tenons à avertir le lecteur que les informations incluses dans le présent rapport de gestion à propos de nos perspectives sur certains sujets, y compris nos dépenses futures éventuelles, ne sont fournies que pour donner une idée de la nature de certains de nos plans futurs et peuvent ne pas convenir à d'autres fins.

Des informations additionnelles sur notre société, y compris notre notice annuelle, sont disponibles dans SEDAR, à www.sedar.com, et sur le site Web de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à www.sec.gov.

RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers consolidés, le rapport de gestion et l'information financière y afférente ont été préparés par la direction de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société »). La direction est responsable de l'intégrité, de l'uniformité et de la fiabilité de toutes les informations présentées. Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis et en vertu des lois sur les valeurs mobilières pertinentes. Le rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51-102.

La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion comporte l'utilisation d'estimations et d'hypothèses qui font appel au jugement de la direction, particulièrement lorsque les opérations ayant une incidence sur la période comptable considérée ne peuvent être déterminées avec certitude que plus tard. Les estimations et les hypothèses sont fondées sur l'expérience, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances, à la suite d'une analyse critique des principales conventions comptables utilisées par la société comme il est décrit à la note 2 afférente aux états financiers consolidés. La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion inclut la prise en compte des informations portant sur l'incidence prévue d'événements et d'opérations futurs. Le rapport de gestion fournit également des informations sur la situation de trésorerie et sur les sources de financement, sur les tendances en matière d'exploitation, sur les risques et sur les incertitudes. Les résultats réels futurs peuvent différer de manière importante de l'évaluation actuelle de ces informations, parce que les événements et les circonstances futurs peuvent différer des prévisions. Les états financiers consolidés et le rapport de gestion ont été dressés adéquatement dans les limites raisonnables de l'importance relative et selon les informations disponibles en date du 11 février 2015.

La mise en place et le maintien d'un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière incombent à la direction de la société. Pour s'acquitter de sa responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, la direction maintient un système exhaustif de contrôle interne et assure un service d'audit interne sur lesquels elle s'appuie. Le système de contrôle interne comprend une politique écrite de conduite de la société, la mise en œuvre d'un cadre de gestion des risques, la séparation des tâches et la délégation des pouvoirs, et des conventions comptables judicieuses et prudentes qui font l'objet d'examen réguliers. Cette structure vise à fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés et que des informations fiables sont disponibles en temps opportun. En outre, la direction a évalué la conception et l'efficacité du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société en fonction des critères énoncés dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework (2013) » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. En se fondant sur cette évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière maintenu par la société était efficace au 31 décembre 2014. L'efficacité de ces contrôles internes est présentée au besoin au comité d'audit, des finances et des placements de retraite du conseil d'administration de Hydro One.

Les états financiers consolidés ont été audités par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs externes indépendants nommés par l'actionnaire. La responsabilité des auditeurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis. Le rapport des auditeurs indépendants fait état de la portée de leur examen et de leur opinion.

Le conseil d'administration de Hydro One, par l'intermédiaire de son comité d'audit, des finances et des placements de retraite, est tenu de s'assurer que la direction s'acquittera de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité d'audit, des finances et des placements de retraite de Hydro One se réunit périodiquement avec la direction, ainsi qu'avec les auditeurs internes et les auditeurs externes afin de s'assurer que tous s'acquittent de leurs responsabilités respectives et de passer en revue les états financiers consolidés avant de recommander leur approbation par le conseil d'administration. Les auditeurs externes ont eu librement et directement accès au comité d'audit, des finances et des placements de retraite, en présence ou en l'absence de la direction, pour discuter des constatations découlant de leur audit, le cas échéant.

Le président et chef de la direction ainsi que le chef des finances (intérimaire) ont produit les attestations portant sur les états financiers consolidés annuels et le rapport de gestion annuel de Hydro One, sur les contrôles et procédures de communication de l'information connexes, ainsi que sur la conception et l'efficacité des contrôles internes à l'égard de l'information financière connexes.

Au nom de la direction de Hydro One Inc.,



Carmine Marcello
Président et chef de la direction



Ali R. Suleman
Chef des finances (intérimaire)

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

À l'actionnaire de Hydro One Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Hydro One Inc. qui comprennent les bilans consolidés au 31 décembre 2014 et au 31 décembre 2013 et les états consolidés des résultats et du résultat étendu, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes, qui comprennent un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de Hydro One au 31 décembre 2014 et au 31 décembre 2013 ainsi que de ses résultats d'exploitation consolidés et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

KPMG s.r.l. / SENCRL

Comptables professionnels agréés, experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 11 février 2015

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DU RÉSULTAT ÉTENDU

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>	2014	2013
Produits		
Distribution (y compris des produits tirés des opérations entre apparentés de 159 \$; 160 \$ en 2013) (note 20)	4 903	4 484
Transport (y compris des produits tirés des opérations entre apparentés de 1 567 \$; 1 517 \$ en 2013) (note 20)	1 588	1 529
Autres	57	61
	6 548	6 074
Charges		
Achats d'électricité (y compris des coûts liés aux opérations entre apparentés de 2 633 \$; 2 500 \$ en 2013) (note 20)	3 419	3 020
Exploitation, entretien et administration (note 20)	1 192	1 106
Amortissement (note 5)	722	676
	5 333	4 802
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	1 215	1 272
Charges de financement (note 6)	379	360
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	836	912
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés (notes 7, 20)	89	109
Bénéfice net	747	803
Bénéfice net (perte nette) attribuable à la participation sans contrôle (note 4)	(2)	—
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire de Hydro One Inc.	749	803
Autres éléments du résultat étendu	—	—
Résultat étendu	747	803
Résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle (note 4)	(2)	—
Résultat étendu attribuable à l'actionnaire de Hydro One Inc.	749	803
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars) (note 18)	7 319	7 850
Dividendes déclarés par action ordinaire (en dollars) (note 19)	2 696	2 000

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre 2014 et 2013

31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 13)	100	565
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses - 66 \$; 36 \$ en 2013) (note 8)	1 016	923
Montants à recevoir des apparentés (note 20)	224	197
Actifs réglementaires (note 11)	31	47
Matières et fournitures	23	23
Actifs d'impôts différés (note 7)	19	18
Instruments dérivés (note 13)	2	6
Placements (notes 13, 20)	—	251
Charges payées d'avance et autres actifs	35	28
	1 450	2 058
Immobilisations corporelles (note 9)		
Immobilisations corporelles en service	25 356	23 820
Moins l'amortissement cumulé	9 134	8 615
	16 222	15 205
Immobilisations en cours	1 025	1 078
Terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future	154	148
	17 401	16 431
Autres actifs à long terme		
Actifs réglementaires (note 11)	3 200	2 636
Actifs incorporels (déduction faite de l'amortissement cumulé - 305 \$; 252 \$ en 2013) (note 10)	276	313
Écart d'acquisition (note 4)	173	133
Frais d'émission de titres d'emprunt, montant reporté	36	36
Actifs d'impôts différés (note 7)	7	11
Instruments dérivés (note 13)	—	6
Autres	7	1
	3 699	3 136
Total de l'actif	22 550	21 625

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS (suite)

Aux 31 décembre 2014 et 2013

31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les nombres d'actions)	2014	2013
Passif		
Passif à court terme		
Dette bancaire (note 13)	2	31
Créditeurs	173	135
Charges à payer (notes 15, 16)	611	654
Montants à payer à des apparentés (note 20)	227	230
Intérêts courus	100	100
Passifs réglementaires (note 11)	47	85
Instruments dérivés (note 13)	3	–
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme (y compris une tranche de 252 \$ évaluée à la juste valeur; 506 \$ en 2013) (notes 12, 13)	552	756
	1 715	1 991
Dette à long terme (y compris une tranche de néant évaluée à la juste valeur; 256 \$ en 2013) (notes 12, 13)	8 373	8 301
Autres passifs à long terme		
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi (note 15)	1 533	1 488
Passifs d'impôts différés (note 7)	1 313	1 129
Passif au titre des prestations de retraite (note 15)	1 236	845
Passifs environnementaux (note 16)	221	239
Passifs réglementaires (note 11)	168	163
Primes d'émission de titres d'emprunt non amorties, montant net	18	20
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 17)	9	14
Créditeurs et autres passifs à long terme	17	20
	4 515	3 918
Total du passif	14 603	14 210
Engagements et éventualités (notes 22, 23)		
Événement postérieur à la date du bilan (note 25)		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000) (notes 18, 19)	323	323
Participation sans contrôle assujettie à un droit de rachat (note 4)	21	–
Capitaux propres		
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000) (notes 18, 19)	3 314	3 314
Bénéfices non répartis	4 249	3 787
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(9)	(9)
Participation sans contrôle (note 4)	49	–
Total des capitaux propres	7 603	7 092
	22 550	21 625

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



Sandra Pupatello

Présidente du conseil d'administration



George L. Cooke

Président du comité d'audit, des finances et des placements de retraite

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

<i>Exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)</i>	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Participation sans contrôle	Total des capitaux propres
1 ^{er} janvier 2014	3 314	3 787	(9)	—	7 092
Bénéfice net	—	749	—	(1)	748
Autres éléments du résultat étendu	—	—	—	—	—
Apport de la participation sans contrôle	—	—	—	—	50
Dividendes sur les actions privilégiées	—	(18)	—	—	(18)
Dividendes sur les actions ordinaires	—	(269)	—	—	(269)
31 décembre 2014	3 314	4 249	(9)	(49)	7 603

<i>Exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)</i>	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Participation sans contrôle	Total des capitaux propres
1 ^{er} janvier 2013	3 314	3 202	(9)	—	6 507
Bénéfice net	—	803	—	—	803
Autres éléments du résultat étendu	—	—	—	—	—
Dividendes sur les actions privilégiées	—	(18)	—	—	(18)
Dividendes sur les actions ordinaires	—	(200)	—	—	(200)
31 décembre 2013	3 314	3 787	(9)	—	7 092

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	747	803
Dépenses liées à l'environnement	(18)	(16)
Ajustements au titre des éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement (excluant les coûts de retrait)	641	597
Actifs et passifs réglementaires	(69)	3
Impôts différés	10	(2)
Autres	–	8
Variations des soldes hors trésorerie liés à l'exploitation (note 21)	(55)	11
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 256	1 404
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme	628	1 185
Remboursement d'une dette à long terme	(776)	(600)
Apport de la participation sans contrôle (note 4)	72	–
Dividendes versés	(287)	(218)
Variations de la dette bancaire	(29)	(11)
Autres	(3)	(5)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	(395)	351
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations (note 21)		
Immobilisations corporelles	(1 481)	(1 308)
Actifs incorporels	(23)	(79)
Acquisition de Norfolk Power Inc. (note 4)	(66)	–
Produit de placement	250	–
Autres	(6)	2
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 326)	(1 385)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(465)	370
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice	565	195
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	100	565

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») a été constituée le 1^{er} décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario (la « province »). Les principales activités de Hydro One sont le transport et la distribution d'électricité à des clients en Ontario. Les tarifs de l'électricité liés à ces activités sont réglementés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »).

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Périmètre de consolidation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de la société et de ses filiales en propriété exclusive, soit Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks »), Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remote Communities »), Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton Networks »), Hydro One Telecom Inc. (« Hydro One Telecom »), Hydro One Lake Erie Link Management Inc., Hydro One Lake Erie Link Company Inc., Norfolk Power Inc. (« Norfolk Power ») et Hydro One B2M Holdings. Les opérations et soldes intersociétés ont été éliminés.

Référentiel comptable

Les présents états financiers consolidés sont établis et présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») des États-Unis, et ils sont présentés en dollars canadiens.

Hydro One a procédé à une évaluation des événements survenus jusqu'au 11 février 2015, date à laquelle ces états financiers consolidés ont été publiés, afin de déterminer si des événements ou des transactions nécessitaient une comptabilisation ou la présentation d'information dans les états financiers consolidés. Il y a lieu de se reporter à la note 25 – Événement postérieur à la date du bilan.

Recours à des estimations par la direction

La préparation d'états financiers exige de la direction qu'elle fasse des estimations et pose des hypothèses qui ont une incidence sur les montants constatés à l'égard des actifs, des passifs, des gains et des pertes à la date des états financiers ainsi que sur les montants des produits et des charges présentés pour les périodes considérées. La direction évalue ces estimations de manière continue en s'appuyant sur les résultats passés, sur les conditions en vigueur et sur des hypothèses jugées raisonnables au moment où elle les formule. Tout ajustement est pris en compte dans les résultats d'exploitation de la période au cours de laquelle il survient. Les principales estimations portent sur les actifs et passifs réglementaires, les passifs environnementaux, les prestations de retraite, les avantages complémentaires de retraite et postérieurs à l'emploi, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, l'écart d'acquisition et les dépréciations d'actifs, les éventualités, les produits non facturés, les provisions pour créances douteuses, les instruments dérivés ainsi que les actifs et passifs d'impôts différés. Les résultats réels pourraient différer fortement de ces estimations, lesquelles pourraient être modifiées par des décisions futures de la CEO ou de la province.

Tarification

Les activités de transport de la société comprennent les activités de transport réglementées individuellement de Hydro One Networks et de B2M Limited Partnership (« B2M LP »). Les activités de distribution consolidées de la société comprennent notamment les activités de distribution réglementées individuellement de Hydro One Networks et de Norfolk Power, société nouvellement acquise, ainsi que les filiales Hydro One Brampton Networks et Hydro One Remote Communities.

La CEO a approuvé l'utilisation des PCGR des États-Unis aux fins de la tarification ainsi que de la comptabilisation et de la présentation de l'information réglementaires pour les entreprises de transport et de distribution de Hydro One Networks et par Hydro One Remote Communities, à partir de l'exercice 2012. Jusqu'à l'exercice clos le 31 décembre 2014, Hydro One Brampton Networks avait recours aux PCGR du Canada (Partie V) aux fins de la tarification des activités de distribution, mais à partir du 1^{er} janvier 2015, elle est passée aux Normes internationales d'information financière.

Transport

En mai 2012, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service concernant les tarifs de distribution de 2013 et de 2014. En décembre 2012, la CEO a approuvé des besoins en matière de produits pour 2013 et 2014 de respectivement 1 438 millions de dollars et 1 528 millions de dollars.

En décembre 2013, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO un projet d'ordonnance tarifaire à l'égard des tarifs de transport de 2014. Les besoins en matière de produits pour 2014 ont augmenté pour atteindre 1 535 millions de dollars, comparativement aux besoins de 1 528 millions de dollars approuvés initialement, principalement en raison des changements des paramètres du coût en capital pour 2014 annoncés par la CEO en novembre 2013. Le 9 janvier 2014, la CEO a approuvé le projet d'ordonnance tarifaire à l'égard des tarifs de transport de 2014, tel qu'il avait été déposé.

Distribution

En juin 2012, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du mécanisme de tarification par incitatifs (le « MTI ») pour les tarifs de distribution de 2013, devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2013. En décembre 2012, la CEO a rendu une décision définitive entraînant une augmentation des tarifs de distribution d'environ 1,3 % en 2013, soit de 0,4 % de la facture globale de l'abonné résidentiel type, consommant 800 kWh par mois. En avril 2013, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de distribution de 2014, devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2014. En décembre 2013, la CEO a rendu une décision définitive entraînant une augmentation des tarifs de distribution d'environ 2,4 % en 2014, ou de 0,85 % de la facture globale de l'abonné résidentiel type, consommant 800 kWh par mois.

En août 2012, Hydro One Brampton Networks a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de distribution de 2013, devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2013. En décembre 2012, la CEO a rendu une décision définitive entraînant une augmentation d'approximativement 0,3 % des tarifs de distribution, en 2013, soit de moins de 0,1 % de la facture globale de l'abonné résidentiel type, consommant 800 kWh par mois. En août 2013, Hydro One Brampton Networks a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de distribution de 2014, devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2014. En décembre 2013, la CEO a rendu une décision définitive entraînant une diminution des tarifs de distribution d'environ 2,3 % en 2014, ou de 0,5 % de la facture globale de l'abonné résidentiel type, consommant 800 kWh par mois.

En septembre 2012, Hydro One Remote Communities a déposé auprès de la CEO une demande liée aux coûts de prestation du service pour les tarifs de distribution de 2013, afin d'obtenir l'approbation de besoins en matière de produits de 53 millions de dollars pour 2013. En juin 2013, la CEO a approuvé des exigences en matière de produits de 51 millions de dollars pour 2013. En octobre 2013, Hydro One Remote Communities a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de 2014, afin de faire approuver une hausse tarifaire d'environ 0,5 %. En mars 2014, la CEO a approuvé une hausse d'environ 1,7 % des tarifs de base pour la distribution et pour la production d'électricité, avec prise d'effet le 1^{er} mai 2014. L'augmentation tarifaire définitive a été ajustée en fonction des paramètres d'ajustement des tarifs mis à jour de la CEO et du facteur de productivité supplémentaire prévu aux termes du MTI de Hydro One Remote Communities.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

En raison du pouvoir général de la CEO d'inclure ou d'exclure des produits, des charges, des gains ou des pertes liés aux tarifs d'une période donnée, ceux-ci ne sont pas constatés dans les périodes au cours desquelles les entreprises non réglementées comptabilisent les leurs. Cette modification du moment de la constatation suppose l'application de la méthode employée pour la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, entraînant ainsi la constatation d'actifs et passifs réglementaires. Les actifs réglementaires de la société représentent certaines sommes à recevoir de clients futurs et les coûts qui sont reportés à des fins comptables parce qu'il est probable qu'ils seront recouvrés dans les tarifs futurs. De plus, la société comptabilise des passifs réglementaires qui représentent généralement les montants qui sont remboursables aux abonnés futurs. Elle évalue continuellement la probabilité que soit recouvré chacun de ses actifs réglementaires et croit toujours qu'il est probable que la CEO tiendra compte de ses actifs et passifs réglementaires dans l'établissement des tarifs futurs. Si, ultérieurement, la société juge qu'il n'est plus probable que la CEO inclue un actif ou passif réglementaire dans l'établissement des tarifs futurs, une valeur comptable appropriée sera prise en compte dans les résultats d'exploitation de la période où cette évaluation sera faite.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent la trésorerie et les placements à court terme dont l'échéance initiale est d'au plus trois mois.

Constatation des produits

Les produits tirés du transport sont réalisés par voie des tarifs approuvés par la CEO, lesquels sont fondés sur des besoins en matière de produits approuvés qui englobent un taux de rendement. Ces produits sont constatés à mesure que l'électricité est transportée et livrée aux clients.

Les produits tirés de la distribution sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice et tiennent compte de ceux qui ont été facturés et de ceux qui ne l'ont pas été. Ils sont fondés sur des tarifs de distribution approuvés par la CEO et sont constatés à mesure que l'électricité est livrée aux abonnés. La société estime les produits mensuels d'une période en fonction des achats de gros d'électricité parce que les compteurs des abonnés ne font généralement pas l'objet d'une lecture à la fin de chaque mois. Le volume d'électricité qui a été livré aux abonnés, mais qui ne leur a pas encore été facturé, est estimé et les produits sont comptabilisés à la fin de chaque mois. La demande en énergie, les conditions météorologiques, les pertes en ligne et les variations de la composition des catégories d'abonnés influent sur l'estimation des produits non facturés.

Les produits tirés de la distribution comprennent également un montant au titre de la protection tarifaire accordée aux abonnés résidentiels en région rurale et éloignée qui est reçu de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE »), d'après un tarif standard pour la clientèle qui est approuvé par la CEO. La loi actuelle offre une protection tarifaire à des catégories prescrites de consommateurs résidentiels en région rurale et éloignée en réduisant les tarifs d'électricité qui s'appliqueraient autrement.

Les produits incluent aussi des montants liés à la vente d'autres services et d'équipement. Ces produits sont constatés lorsque les services sont fournis ou lorsque l'équipement est livré.

Les produits sont constatés après déduction des taxes indirectes.

Débiteurs et provision pour créances douteuses

Les débiteurs facturés sont constatés à un montant correspondant au montant facturé, déduction faite de la provision pour créances douteuses. Les débiteurs non facturés sont estimés, puis constatés en fonction des achats d'électricité en gros. Les sommes en souffrance liées aux facturations réglementées portent intérêt aux taux approuvés par la CEO. La provision pour créances douteuses reflète la meilleure estimation de la société concernant le montant des pertes sur les débiteurs facturés impayés. Cette provision est fondée sur le classement chronologique de ceux-ci, les résultats passés et d'autres informations disponibles. La société estime la provision pour créances douteuses des débiteurs en appliquant des taux de pertes calculés en interne aux débiteurs impayés, débiteurs qui sont répartis selon les secteurs de risque. Un secteur de risque représente les groupes de clients qui partagent des caractéristiques de solvabilité semblables, et est déterminé en fonction de divers attributs, notamment le nombre de jours depuis lequel les créances sont en souffrance, la défaillance et l'historique des paiements. Les taux de pertes appliqués aux soldes des débiteurs sont fondés sur la moyenne des radiations passées exprimée en pourcentage des créances de chaque secteur de risque. Un compte est jugé en souffrance lorsque le montant définitif facturé n'a pas été reçu dans les 110 jours suivant la date de facturation. Les débiteurs sont radiés par imputations à la provision lorsqu'ils sont jugés irrécouvrables. Les variations des volumes, des prix et de la conjoncture continueront d'influer sur la provision pour créances douteuses déjà constituée.

Participation sans contrôle

La participation sans contrôle représente la quote-part des capitaux propres dans des filiales qui n'est pas attribuable à l'actionnaire de la société mère. La participation sans contrôle est initialement comptabilisée à la juste valeur et par la suite, ce montant est ajusté pour tenir compte de la quote-part du bénéfice net (de la perte nette) et des autres éléments du résultat étendu attribuables à la participation sans contrôle ou des dividendes et distributions payés à la participation sans contrôle.

Si une opération donne lieu à l'acquisition de la totalité ou d'une partie de la participation sans contrôle dans une filiale, l'acquisition de la participation sans contrôle est comptabilisée comme une opération sur les capitaux propres. Aucun gain ni perte n'est comptabilisé dans le bénéfice net consolidé ou dans le résultat étendu du fait de la variation de la participation sans contrôle, à moins que cette variation ne résulte en une perte de contrôle.

Impôts sur le bénéfice des sociétés

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Hydro One est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « SFIEO »). Ces paiements sont calculés selon les règles de calcul du bénéfice et d'autres montants pertinents qui sont prescrites par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et par la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) et modifiées par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et règlements connexes.

Les impôts sur le bénéfice exigibles et différés sont calculés d'après les lois fiscales et les taux d'imposition en vigueur à la date du bilan. Les avantages associés aux positions fiscales qui ont été prises ou qui devraient l'être dans une déclaration de revenus ne sont constatés que lorsqu'il est plus probable qu'improbable que le seuil de constatation sera atteint, et ils sont calculés comme étant le montant le plus élevé d'un avantage dont la probabilité de réalisation au moment du règlement est de plus de 50 %. La direction évalue chaque position en se fondant uniquement sur sa valeur technique et sur les faits et circonstances qui lui sont propres, supposant à cette fin que la position sera examinée par une administration fiscale ayant une parfaite connaissance de toutes les informations pertinentes. Elle doit porter de nombreux jugements pour établir les seuils de constatation ainsi que le montant connexe des avantages fiscaux à inscrire dans les états financiers consolidés. La direction réévalue les positions fiscales dans chaque période où de nouveaux renseignements concernant la constatation ou l'évaluation deviennent disponibles.

Impôts exigibles

La charge d'impôts exigibles ainsi que les actifs et les passifs comptabilisés au cours de la période à l'étude et des périodes antérieures sont inscrits aux montants à recevoir de la SFIEO ou à payer à cette dernière.

Impôts différés

Les impôts différés sont constatés selon la méthode axée sur le bilan et en fonction des conséquences fiscales futures estimatives découlant des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs figurant aux états financiers consolidés et leur valeur fiscale correspondante.

Des passifs d'impôts différés sont généralement constatés relativement à tous les écarts temporaires imposables. Les actifs d'impôts différés le sont dans la mesure où il est plus probable qu'improbable que ces actifs seront réalisés grâce au bénéfice imposable auquel la société pourra imputer les écarts temporaires déductibles.

Les impôts différés sont calculés aux taux d'imposition qui devraient s'appliquer dans la période au cours de laquelle un passif sera réglé ou un actif sera réalisé, compte tenu des taux d'imposition et des lois fiscales en vigueur à la date du bilan. Les impôts différés qui ne sont pas inclus dans le processus de tarification sont débités ou crédités dans les états consolidés des résultats et du résultat étendu.

Si la direction détermine qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité d'un actif d'impôt différé ne sera pas réalisée, elle imputera une provision pour moins-value à cet actif d'impôts différés afin que le solde net présenté corresponde au montant qu'elle prévoit réaliser. Les actifs d'impôts différés non constatés antérieurement sont réévalués à chaque date d'arrêt des comptes, et ils sont constatés dans la mesure où il est devenu plus probable qu'improbable que des économies d'impôts soient réalisées.

La société constate des actifs et passifs réglementaires liés aux impôts différés qui seront inclus dans le processus de tarification.

La société utilise la méthode de l'imputation à l'exercice pour comptabiliser les crédits d'impôt à l'investissement obtenus à l'égard d'activités admissibles de recherche scientifique et de développement expérimental et les crédits d'impôt pour la création d'emplois d'apprentis. Aux termes de cette méthode, seuls les crédits d'impôt à l'investissement non remboursables sont portés en diminution de la charge d'impôts.

Matières et fournitures

Les matières et les fournitures représentent les matières consommables, les petites pièces de rechange et les matériaux de construction destinés à des travaux de construction internes et à l'entretien des immobilisations corporelles. Ces actifs sont comptabilisés au coût moyen, moins toutes pertes de valeur comptabilisées.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont constatées à leur coût d'origine, déduction faite des apports reçus des clients en guise de soutien à la construction et tout cumul des pertes de valeur. Le coût des ajouts, ce qui comprend les améliorations apportées à des composantes de l'actif ou leur remplacement, est pris en compte dans les bilans consolidés, au poste Immobilisations corporelles.

Le coût initial des immobilisations corporelles englobe les coûts de matières directes, de main-d'œuvre directe (incluant les avantages sociaux), des services contractuels, de financement capitalisés qui leur sont imputables, de mise hors service d'actifs ainsi que les frais généraux directs et indirects associés au projet ou au programme d'investissement. Les frais généraux indirects comprennent une partie des charges du siège social, notamment celles afférentes aux finances, à la trésorerie, aux ressources humaines, à l'informatique et à la haute direction. Les frais généraux, y compris les charges liées aux fonctions du siège social et aux services extérieurs, sont capitalisés selon la méthode de répartition intégrale des coûts, conformément à la méthodologie approuvée par la CEO.

Les immobilisations corporelles en service comprennent les actifs et servitudes liés au transport, à la distribution, aux communications, à l'administration et aux servitudes liées aux terrains et aux actifs de service. Les immobilisations corporelles incluent également les actifs qui seront utilisés ultérieurement comme les terrains, des composantes et pièces de rechange importantes ainsi que les coûts de projets de développement capitalisés et se rapportant à des projets d'investissement reportés.

Transport

Les actifs liés au transport incluent les immobilisations utilisées pour le transport de l'électricité sous haute tension, comme les lignes de transport, les structures de soutien, les fondations, les isolants, l'équipement de raccordement et les installations de mise à la terre, ainsi que les immobilisations utilisées pour augmenter la tension de l'électricité provenant des centrales à des fins de transport et pour réduire la tension dans le cas de la distribution, y compris les transformateurs, les disjoncteurs et les commutateurs.

Distribution

Les actifs liés à la distribution incluent les immobilisations se rapportant à la distribution d'électricité sous basse tension, comme les lignes de distribution, les poteaux, les commutateurs, les transformateurs, les dispositifs de protection et les compteurs.

Communications

Les actifs liés aux communications incluent le système radio à micro-ondes et à fibres optiques, le fil de terre à fibres optiques, les pylônes, l'équipement téléphonique et les bâtiments qui y sont associés.

Administration et service

Les actifs liés à l'administration et au service incluent les bâtiments administratifs, les ordinateurs personnels, l'équipement de transport et de travail, les outils et d'autres actifs mineurs.

Servitudes

Les servitudes incluent les droits d'utilisation de couloirs de transport et de terrains voisins accordés en vertu de la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* ainsi que d'autres droits d'accès à des terrains.

Actifs incorporels

Les actifs incorporels acquis séparément ou générés en interne sont évalués au coût au moment de leur constatation initiale. Le coût comprend le coût des logiciels achetés, le coût de la main-d'œuvre directe (y compris les avantages sociaux), le coût de consultation, les frais d'ingénierie, les frais généraux et les charges de financement capitalisées imputables. Par la suite, ils sont comptabilisés au coût, déduction faite de tout amortissement cumulé et toute perte de valeur cumulée. Les actifs incorporels de la société s'entendent surtout des principales applications utilisées à l'échelle de la société.

Coûts de financement capitalisés

Les coûts de financement capitalisés représentent les charges d'intérêts attribuables à la construction d'immobilisations corporelles ou à la réalisation d'actifs incorporels. Les coûts de financement attribuables aux fonds empruntés imputables sont incorporés au coût d'acquisition de ces actifs. La portion des coûts de financement qui est capitalisée représente une réduction des charges de financement constatées dans les états consolidés des résultats et du résultat étendu. Les coûts de financement capitalisés sont calculés en fonction du coût moyen pondéré effectif des capitaux empruntés de la société.

Immobilisations et développement en cours

Les immobilisations et le développement en cours comprennent les coûts capitalisés des actifs construits qui ne sont pas encore complétés ou qui n'ont pas encore été mis en service.

Amortissement

Le coût des immobilisations corporelles et des actifs incorporels est amorti selon la méthode linéaire, d'après la durée de vie utile résiduelle estimative de chaque catégorie d'actif, exception faite de l'équipement de transport et de travail qui lui est amorti selon la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant.

La société soumet périodiquement à un examen externe indépendant l'amortissement de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels ainsi que ses taux d'amortissement, tel que l'exige la CEO. Les changements découlant de leur examen approuvé par la CEO sont appliqués sur la durée de vie utile restante, conformément à leur inclusion dans les tarifs d'électricité. Le dernier examen a entraîné une modification des taux avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013. Un sommaire des durées de vie utile moyennes et des taux d'amortissement de ses diverses catégories d'actifs figure ci dessous.

	Durée de vie utile moyenne	Fourchette	Taux Moyenne
Transport	57 ans	1 % - 2 %	2 %
Distribution	42 ans	1 % - 20 %	2 %
Communications	19 ans	1 % - 15 %	4 %
Administration et service	15 ans	3 % - 20 %	7 %

Le coût des actifs incorporels est inclus principalement dans la catégorie Administration et service présentée ci-dessus. Les taux d'amortissement des logiciels d'application et des autres actifs incorporels varient entre 9 % et 20 %.

Selon les pratiques d'amortissement par classes homogènes, le coût d'origine des immobilisations corporelles, ou d'importantes composantes de celles-ci, et des actifs incorporels qui sont mis hors service dans des conditions normales, est imputé à l'amortissement cumulé sans qu'aucun gain ni perte ne soit pris en compte dans les résultats d'exploitation. Lorsqu'une immobilisation corporelle est cédée, un gain ou une perte est calculé en fonction du produit et est pris en compte dans la charge d'amortissement. La charge d'amortissement comprend également les coûts de retrait des immobilisations corporelles lorsqu'aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations n'a été comptabilisée.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût des entreprises de distribution locale acquises sur la juste valeur des actifs nets identifiables acquis à la date d'acquisition. L'écart d'acquisition n'est pas pris en compte dans la base tarifaire.

L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an ou plus souvent si cela s'impose. La société effectue une évaluation qualitative visant à déterminer s'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation applicable soit inférieure à la valeur comptable de celle-ci. Si, par suite de cette évaluation qualitative, la société détermine qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation applicable soit inférieure à la valeur comptable de celle-ci, aucun autre test ne sera requis. En revanche, si la société détermine qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation applicable soit inférieure à la valeur comptable de cette dernière, elle effectuera un test de dépréciation en deux étapes dont le fondement est la juste valeur. La première étape du test consistera à comparer la juste valeur de l'unité d'exploitation applicable avec la valeur comptable de celle-ci, incluant l'écart d'acquisition. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation applicable est supérieure à la juste valeur de cette dernière, il faudra franchir la deuxième étape du test, laquelle consiste à attribuer une juste valeur à chaque actif et à chaque passif au moyen de la répartition du prix d'achat afin de déterminer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition. Si la juste valeur implicite est moindre que la valeur comptable, une perte de valeur sera portée en diminution de l'écart d'acquisition et imputée aux résultats d'exploitation.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, compte tenu de l'évaluation qualitative effectuée en date du 30 septembre 2014, la société a déterminé qu'il n'était pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de chaque unité d'exploitation applicable évaluée soit inférieure à leur valeur comptable. Par conséquent, la société en a conclu que l'écart d'acquisition ne s'était pas déprécié au 31 décembre 2014.

Dépréciation d'actifs à long terme

Lorsque les circonstances indiquent que la valeur comptable des actifs à long terme pourrait ne pas être recouvrable, la société évalue si la valeur comptable de ces actifs, exclusion faite de l'écart d'acquisition, a subi une perte de valeur. Dans le cas de tels actifs, il y a dépréciation lorsque leur valeur comptable est supérieure au total des flux de trésorerie non actualisés futurs estimatifs qui devraient résulter de leur utilisation et de leur sortie éventuelle. Lorsque sont envisagées différentes lignes de conduite en vue du recouvrement de la valeur comptable d'un actif à long terme, une approche fondée sur des pondérations probabilistes est utilisée pour estimer les flux de trésorerie non actualisés futurs. Si, d'après ces estimations de flux de trésorerie, la valeur comptable de l'actif à long terme est irrécouvrable, une perte de valeur correspondant à l'excédent de sa valeur comptable sur sa juste valeur est comptabilisée. Par conséquent, la valeur comptable de l'actif en question sera ramenée à sa juste valeur estimative.

En ce qui a trait à ses activités à tarifs réglementés, les coûts de possession de la plupart des actifs à long terme de Hydro One sont pris en compte dans la base tarifaire s'ils génèrent un taux de rendement approuvé par la CEO. Les coûts de possession des actifs et leur rendement connexe sont recouverts par voie des tarifs approuvés. Par conséquent, de tels actifs ne font l'objet d'un test de recouvrement que si la CEO refuse leur recouvrement total ou partiel ou qu'un tel refus est jugé probable.

Hydro One surveille régulièrement les actifs de sa filiale non réglementée, Hydro One Telecom, afin de déceler toute indication de dépréciation. La direction évalue la juste valeur de ces actifs à long terme au moyen de techniques généralement reconnues et peut, pour ce faire, recourir à plusieurs d'entre elles. Ces techniques comprennent, entre autres, le recours à des ventes récentes d'actifs comparables par des tiers, à des fins de référence, et une analyse des flux de trésorerie actualisés faite en interne. Des fluctuations majeures dans la conjoncture du marché, l'évolution de l'état d'un actif ou bien un changement d'intention, de la part de la direction, quant à son utilisation sont généralement jugés par celle-ci comme des événements déclencheurs qui commandent la réévaluation des flux de trésorerie liés à ces actifs à long terme. Au 31 décembre 2014, aucun actif des activités à tarifs réglementés et de l'entreprise non réglementée de la société n'avait subi de dépréciation.

Coûts liés au financement par emprunt

Pour ce qui est des passifs financiers qui ne sont pas classés parmi les instruments détenus à des fins de transaction, la société diffère les coûts de transaction externes liés aux financements par emprunt et présente les montants en cause en tant que frais d'émission de titres d'emprunt, montant reporté, dans ses bilans consolidés. Les frais d'émission de titres d'emprunt, montant reporté, sont amortis sur la durée contractuelle de la dette connexe en fonction de la méthode du taux d'intérêt effectif, et la charge d'amortissement est incluse dans les états consolidés des résultats et du résultat étendu, sous le poste Charges de financement. Les coûts de transaction engagés au titre des éléments classés comme étant détenus à des fins de transaction sont passés en charge immédiatement.

Résultat étendu

Le résultat étendu s'entend du bénéfice net et des autres éléments du résultat étendu. Hydro One présente le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu dans un seul état, soit l'état consolidé des résultats et du résultat étendu.

Actifs et passifs financiers

Tous les actifs et passifs financiers sont classés dans l'une des cinq catégories suivantes : détenus jusqu'à l'échéance, prêts et créances, détenus à des fins de transaction, autres passifs ou disponibles à la vente. Les actifs et passifs financiers qui sont classés comme étant détenus à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur et tous les autres le sont au coût après amortissement, exception faite des débiteurs et des montants à recevoir des apparentés, lesquels sont évalués au coût ou à la juste valeur, selon le moins élevé des deux. Les débiteurs et les montants à recevoir des apparentés sont classés comme des prêts et créances. La société considère que la valeur comptable des débiteurs et des montants à recevoir des apparentés constitue une estimation raisonnable de la juste valeur en raison de l'échéance rapprochée de ces instruments. Les dotations à la provision pour les débiteurs qui sont jugés douteux sont constatées comme des ajustements à la provision pour créances douteuses et sont comptabilisées lorsqu'il existe des preuves objectives que la société ne pourra recouvrer les montants conformément aux modalités initiales. Tous les instruments financiers sont comptabilisés à la date de transaction.

Les instruments dérivés sont mesurés à la juste valeur. Les gains et pertes découlant de l'évaluation à la juste valeur sont pris en compte dans les charges de financement de la période durant laquelle ils surviennent. La société détermine le classement de ses actifs et passifs financiers à la date de leur constatation initiale. Elle désigne certains actifs et passifs financiers comme étant détenus à la juste valeur lorsque cela est conforme à sa politique de gestion des risques, politique qui est décrite à la note 13 – Juste valeur des instruments financiers et gestion des risques.

Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La société surveille de près les risques que posent pour ses activités les fluctuations des taux d'intérêt et, si cela convient, elle les couvre au moyen de divers instruments. Certains de ces instruments dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture et sont désignés comme des couvertures à des fins comptables, tandis que d'autres n'y sont pas admissibles et ne sont pas désignés en tant que couvertures (décrits ci-après étant des contrats non désignés) puisqu'ils font partie intégrante des relations de couverture économiques.

Les normes comptables concernant les instruments dérivés requièrent la constatation de tous les instruments dérivés qui ne satisfont pas aux critères de dispenses pour achats et ventes habituels en tant qu'actifs ou passifs à la juste valeur dans les bilans consolidés. Dans le cas des instruments dérivés qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, la société peut choisir de les désigner comme des couvertures de flux de trésorerie ou de juste valeur. La société compense les montants de juste valeur qu'elle inscrit à ses bilans consolidés et qui ont trait à des instruments dérivés conclus avec la même contrepartie en vertu d'une convention-cadre de compensation.

Dans le cas des instruments dérivés qui sont admissibles à la comptabilité de couverture et qui sont désignés comme des couvertures de flux de trésorerie, la partie efficace d'un gain ou d'une perte après impôts, est présentée comme une composante du cumul des autres éléments du résultat étendu et est reclassée dans les résultats d'exploitation de la période ou des périodes durant lesquelles la transaction couverte influe sur les résultats d'exploitation. Tout gain ou perte sur l'instrument dérivé qui représente soit l'inefficacité de la couverture soit des composantes de celle-ci qui ne sont pas prises en compte au moment de l'évaluation de l'efficacité est constaté dans les résultats d'exploitation. Dans le cas des couvertures de juste valeur, les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé et de la position couverte sous-jacente sont comptabilisées à l'état consolidé des résultats et du résultat étendu. Le gain ou la perte sur l'instrument dérivé est inscrit dans le même poste de l'état consolidé des résultats et du résultat étendu que l'est le gain ou la perte de compensation sur l'élément couvert. En outre, la société conclut des contrats sur dérivés qui constituent des couvertures économiques qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ou qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures. Les variations de la juste valeur de ces instruments dérivés non désignés sont comptabilisées dans les résultats d'exploitation.

Les instruments dérivés incorporés sont séparés de leur contrat hôte et sont comptabilisés à leur juste valeur aux bilans consolidés lorsque a) leurs caractéristiques économiques et risques ne sont pas clairement et étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques du contrat hôte; b) l'instrument hybride n'est pas évalué à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les résultats d'exploitation à chaque période; et c) le dérivé incorporé comme tel répond à la définition de dérivé. La société ne prend part à aucune activité de négociation ou de spéculation visant des instruments dérivés et n'avait aucun instrument dérivé incorporé au 31 décembre 2014 ou au 31 décembre 2013.

Hydro One met régulièrement au point des stratégies de couverture en tenant compte de ses objectifs de gestion des risques. À la mise en place d'une relation de couverture, lorsque la société a choisi d'appliquer la comptabilité de couverture, Hydro One documente en bonne et due forme la relation entre l'élément couvert et l'instrument de couverture, l'objectif de gestion des risques connexe, la nature du risque particulier qui est couvert et la méthode d'évaluation de l'efficacité de la relation de couverture. La société évalue également, lors de la mise en place de la couverture et trimestriellement par la suite, si les instruments de couverture donnent lieu à une compensation efficace des variations de la juste valeur ou de flux de trésorerie des éléments couverts.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs qu'offre Hydro One comprennent des prestations de retraite, des avantages complémentaires de retraite ainsi que des avantages postérieurs à l'emploi. Les coûts des régimes de retraite, d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi sont constatés pendant la période au cours de laquelle les membres du personnel sont en fonction.

La société constate aux bilans consolidés la situation de capitalisation de ses régimes de retraite, d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi, et comptabilise par la suite les variations de cette situation à la clôture de chaque exercice. Les régimes de retraite, d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi sont considérés sous-capitalisés lorsque l'obligation au titre des prestations et avantages projetés est supérieure à la juste valeur des actifs des régimes. Un passif est inscrit aux bilans consolidés eu égard à tout montant net des obligations sous-capitalisées au titre des prestations ou avantages projetés, et ce montant peut être présenté comme un passif à court terme ou à long terme, ou les deux. La tranche à court terme correspond au montant par lequel la valeur actuarielle des prestations et avantages inclus dans l'obligation à régler dans les douze prochains mois dépasse la juste valeur des actifs des régimes. Si cette juste valeur est supérieure à l'obligation au titre des prestations et avantages projetés du régime, un actif est constaté et correspond au montant net de cette obligation qui est surcapitalisée. Les régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi ne sont pas capitalisés puisqu'il n'y a aucun actif connexe dans les régimes.

Prestations de retraite

Selon les ordonnances tarifaires de la CEO, les coûts du régime de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité de caisse puisque les cotisations de l'employeur sont versées à la caisse de retraite conformément à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Les coûts liés au régime de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice aux fins de la présentation de l'information financière. Ces coûts sont établis par calculs actuariels, au moyen de la méthode de répartition des prestations au prorata des services et selon des hypothèses qui reflètent les meilleures estimations de la direction quant à l'incidence d'événements futurs, y compris les augmentations de salaire ultérieures. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime et tous les gains et pertes actuariels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée moyenne résiduelle attendue d'activité des salariés actifs participant au régime et sur l'espérance de vie estimative des anciens salariés. Les actifs du régime de retraite, soit essentiellement des titres de participation cotés en Bourse et des titres de créance de gouvernements et de sociétés, sont évalués à partir des justes valeurs à la clôture de chaque exercice.

Hydro One constate un actif réglementaire équivalant au montant net de son obligation sous-capitalisée au titre des prestations projetées de son régime de retraite. Si ce n'était de la comptabilisation exigée par la réglementation, cet actif réglementaire serait inscrit dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Un actif réglementaire est constaté parce que la direction estime qu'il est probable que les coûts des prestations de retraite soient recouverts dans l'avenir par voie du processus de tarification. Les actifs réglementaires associés au régime de retraite sont réévalués à la fin de chaque exercice en fonction de la situation courante du régime de retraite.

Tous les coûts des prestations de retraite futurs sont attribués à la main-d'œuvre et ils sont, soit imputés aux résultats d'exploitation, soit capitalisés dans les coûts des immobilisations corporelles et des actifs incorporels.

Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi

Les avantages complémentaires de retraite et les avantages postérieurs à l'emploi sont comptabilisés et inclus dans les tarifs selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Des actuaires indépendants en déterminent les coûts en utilisant la méthode de répartition des prestations au prorata des services et en se fondant sur des hypothèses qui reflètent les meilleures estimations de la direction. Les coûts des services passés découlant de modifications des régimes sont amortis par imputations aux résultats d'exploitation sur la durée moyenne résiduelle attendue d'activité des salariés.

Hydro One comptabilise un actif réglementaire équivalent au montant net de son obligation non capitalisée supplémentaire au titre des avantages projetés de ses régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi à la clôture de chaque exercice d'après des rapports actuariels annuels. Si ce n'était de la comptabilisation exigée par la réglementation, cet actif réglementaire serait inscrit dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Un actif réglementaire est constaté parce que la direction estime qu'il est probable que les coûts des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi soient recouverts dans l'avenir par voie du processus de tarification.

Dans le cas des avantages complémentaires de retraite, tous les gains et pertes actuariels sont reportés au moyen de la méthode dite du « corridor ». Le montant calculé en excédent du corridor est amorti par imputations aux résultats d'exploitation selon la méthode linéaire sur la durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs et sur l'espérance de vie des anciens salariés. L'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite est réévaluée à sa juste valeur à la clôture de chaque exercice, d'après un rapport actuariel annuel, et un actif réglementaire de compensation est comptabilisé, à hauteur de l'ajustement de réévaluation.

Dans le cas des obligations au titre des avantages postérieurs à l'emploi, les passifs connexes représentant les gains actuariels à la transition aux PCGR des États-Unis, sont amortis dans les résultats d'exploitation selon la méthode dite « du corridor ». Après la transition, les gains et les pertes actuariels découlant des obligations au titre des avantages postérieurs à l'emploi qui sont survenus au cours de l'exercice, sont comptabilisés immédiatement dans les résultats d'exploitation. Les obligations au titre des avantages postérieurs à l'emploi sont réévaluées à la juste valeur à la clôture de chaque exercice, d'après un rapport actuariel annuel, et un actif réglementaire de compensation est comptabilisé, à hauteur de l'ajustement de réévaluation.

Tous les coûts futurs des avantages complémentaires de retraite et les avantages postérieurs à l'emploi sont attribués à la main-d'œuvre et sont soit imputés aux résultats d'exploitation, soit incorporés au coût des immobilisations corporelles et des actifs incorporels.

Régime de retraite interentreprises

Les salariés de Hydro One Brampton Networks et de Norfolk Power, société récemment acquise, participent au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (« OMERS »), caisse de retraite contributive et à prestations déterminées, qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. OMERS verse des prestations de retraite fondées sur la durée de service et le salaire de l'employé. Tant les employeurs que les employés participants sont tenus de faire des cotisations au régime. Les actifs du régime OMERS sont regroupés afin de fournir des prestations à tous les participants au régime et les actifs du régime ne sont pas répartis en comptes distincts pour chaque entité membre. OMERS est enregistrée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario, sous le numéro d'enregistrement 0345983. Au 31 décembre 2013, OMERS comptait environ 440 000 membres, dont 335 étaient des employés actuels de Hydro One Brampton Networks et de Norfolk Power.

Hydro One comptabilise le régime OMERS comme un régime à cotisations déterminées étant donné qu'il lui serait difficile d'établir la valeur actualisée de l'obligation de la société, la juste valeur des actifs de ce régime ou le coût des services rendus au cours de l'exercice applicable aux employés de Hydro One Brampton Networks et de Norfolk Power. Hydro One comptabilise ses cotisations au régime OMERS en tant que charge de retraite, une tranche de ces montants étant capitalisée. Les montants passés en charges sont pris en compte dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration figurant dans les états consolidés des résultats et du résultat étendu.

Pertes éventuelles

Hydro One est confrontée à certaines questions d'ordre juridique et environnemental qui surviennent dans le cours normal des affaires. Pour préparer ses états financiers consolidés, la direction pose des jugements concernant l'issue future d'éventualités et constate une perte à l'égard d'éventualités en fonction de sa meilleure estimation lorsqu'elle établit qu'il est probable que cette perte soit survenue et que son montant peut faire l'objet d'une estimation raisonnable. Lorsque le montant de la perte est recouvrable à partir de tarifs futurs, un actif réglementaire est également constaté. Lorsqu'il existe une fourchette estimative de pertes probables et qu'aucune d'elles ne représente une meilleure estimation que les autres, la société constate une perte au montant à la borne inférieure de la fourchette.

La direction examine régulièrement les renseignements récents qui sont disponibles afin d'établir si les provisions constatées pour de telles pertes devraient être ajustées et si de nouvelles provisions s'imposent. Pour estimer les pertes probables, il peut être nécessaire d'analyser de nombreux scénarios et prévisions qui reposent souvent sur des jugements au sujet de mesures que pourraient prendre des tiers, tels les tribunaux fédéraux, provinciaux et municipaux ou les organismes de réglementation. Il arrive que de longues périodes s'écoulent avant que les questions touchant les passifs éventuels puissent être réglées. Les montants inscrits dans les états financiers consolidés peuvent être différents des montants réels une fois que l'issue des éventualités est connue. Ces écarts peuvent avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie futurs de la société.

Les provisions sont fondées sur des estimations courantes et elles sont assujetties à un degré d'incertitude plus élevé lorsque la période couverte par les projections est longue. Une forte tendance à la hausse ou à la baisse du nombre d'actions intentées, la nature des préjudices prétendus et le coût moyen de résolution de ces actions pourraient modifier le montant estimatif de la provision, tout comme pourrait le faire un verdict favorable ou défavorable rendu par un tribunal par suite d'un procès. Un règlement législatif fédéral ou provincial ou encore un règlement structuré pourrait également changer le montant estimatif du passif. Les frais juridiques sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Passifs environnementaux

Des passifs environnementaux sont constatés eu égard à des sites contaminés dans le passé lorsqu'il est établi que des sommes liées à des mesures environnementales correctives futures devront probablement être déboursées dans l'avenir en vertu des lois ou règlements en vigueur et que le montant des dépenses futures peut être estimé de manière raisonnable. Hydro One constate un passif pour les dépenses futures estimatives associées à l'évaluation et à la remise en état des terrains contaminés ainsi qu'au retrait progressif et à la destruction de l'huile minérale contaminée aux biphényles polychlorés (« BPC ») qui est retirée de l'équipement électrique, d'après la valeur actualisée de ces dépenses futures estimatives. La société calcule la valeur actualisée au moyen d'un taux d'actualisation équivalant au taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit des instruments financiers dont les échéances correspondent au schéma des dépenses futures liées à l'environnement. Comme la société prévoit continuer de recouvrer ces dépenses futures au moyen des tarifs futurs, un actif réglementaire de compensation a été constaté pour tenir compte du recouvrement futur de ces dépenses liées à l'environnement auprès de ses clients. Hydro One revoit ses estimations des dépenses futures liées à l'environnement chaque année, ou plus souvent, si des éléments laissent croire que les circonstances ont changé.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont constatées au titre des obligations juridiques de retrait ou d'élimination futurs d'actifs à long terme. Ces obligations peuvent résulter de l'acquisition, de la construction, du développement et (ou) de l'utilisation normale des actifs. Des obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations sont constatées lorsqu'une obligation juridique de procéder à des travaux futurs de mise hors service d'un actif, mais dont le calendrier et (ou) la méthode de règlement dépendent d'un événement futur sur lequel la société peut avoir ou ne pas avoir de contrôle. Dans une telle situation, l'obligation de procéder aux travaux de mise hors service d'un actif est inconditionnelle, même s'il existe des incertitudes, au calendrier et (ou) à la méthode de règlement.

Lorsque la société comptabilise une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, la valeur actualisée des dépenses estimatives futures requises pour mener à terme la mise hors service d'immobilisations est constatée dans la période durant laquelle l'obligation naît, s'il est possible d'en faire une estimation raisonnable. En règle générale, la valeur actualisée des dépenses estimatives futures est ajoutée à la valeur comptable de l'immobilisation connexe et les coûts de mise hors service d'immobilisations en découlant sont alors amortis sur la durée de vie utile estimative des immobilisations. Lorsqu'un actif n'est plus en service au moment de la comptabilisation d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, le coût de la mise hors service est comptabilisé dans les résultats d'exploitation.

Certains actifs de la société liés au transport et à la distribution, surtout ceux se trouvant dans des parcelles grevées d'une servitude ou des emprises qu'elle ne possède pas, peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, conditionnelles ou non. La majorité des servitudes et des emprises de la société sont soit perpétuelles, soit renouvelées automatiquement chaque année. Les droits fonciers d'une durée déterminée sont généralement prolongés ou renouvelés. Comme la société s'attend à utiliser la majeure partie de ses installations de façon pérenne, il n'existe actuellement aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations relative à ces actifs. Si, dans l'avenir, une installation ne semble plus respecter les hypothèses de perpétuité, elle fera l'objet d'un examen pour déterminer s'il existe une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations pouvant être estimée. Si cela est le cas, une telle obligation sera alors constatée.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la société comptabilisées à ce jour se rapportent aux dépenses futures estimatives associées au retrait et à l'élimination de matériel contaminé à l'amiante dans certaines de ses installations et au démantèlement de certains postes de commutation situés sur des sites qu'elle ne possède pas.

3. NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Prises de position en comptabilité adoptées récemment

En juillet 2013, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié l'Accounting Standards Update (l'« ASU ») 2013-11, *Income Taxes (Topic 740) : Presentation of an Unrecognized Tax Benefit When a Net Operating Loss Carryforward, a Similar Tax Loss, or a Tax Credit Carryforward Exists*. Cette ASU donne des directives portant sur la comptabilisation des avantages fiscaux non comptabilisés. Cette ASU s'applique aux exercices, et aux périodes intermédiaires qui les composent, ouverts après le 15 décembre 2013, et elle doit être appliquée de manière prospective à tous les avantages fiscaux non comptabilisés qui existent à la date d'entrée en vigueur. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

Récentes prises de position en comptabilité n'ayant pas encore été adoptées

En mai 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers (Topic 606)*. Cette ASU fournit des directives relatives à la comptabilisation des produits dans le cas d'un transfert de biens ou de services promis à un client, et ce, selon un montant qui reflète le paiement que l'entité s'attend à recevoir en contrepartie de ces biens ou services. Cette ASU doit être appliquée de façon rétrospective et s'applique aux exercices et aux périodes intermédiaires ouverts à compter du 15 décembre 2016. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de l'ASU 2014-09 sur ses états financiers consolidés.

En août 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-15, *Presentation of Financial Statements – Going Concern (Subtopic 205-40): Disclosure of Uncertainties About an Entity's Ability to Continue as a Going Concern*. Cette ASU donne des directives en ce qui a trait à la responsabilité de la direction d'évaluer s'il existe un doute important quant à la capacité d'une entité à poursuivre son exploitation et aux informations à fournir à ce sujet. L'ASU s'applique à l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2016 et aux exercices et périodes intermédiaires qui suivent. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

En novembre 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-16, *Derivatives and Hedging (Topic 815)*. Cette ASU donne des directives sur la comptabilisation des instruments financiers hybrides émis sous forme d'actions. Elle s'applique aux exercices, et aux périodes intermédiaires qui les composent, ouverts après le 15 décembre 2015. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de l'ASU 2014-16 sur ses états financiers consolidés.

4. REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

B2M Limited Partnership

En 2012, Hydro One a conclu une entente avec les Chippewas de la Première nation de Nawash et les Chippewas de la Première Nation de Saugeen, collectivement désignés comme étant la Première Nation Ojibway Saugeen (la « PNOS »), aux termes de laquelle une participation sans contrôle dans B2M LP, nouvelle société en commandite de Hydro One, pourrait être acquise à la juste valeur par cette nation. B2M LP, a été créée par Hydro One en 2013 en vue de détenir la majeure partie des lignes de transport ainsi qu'un permis d'utilisation des terres visées. Ces actifs sont liés au projet de renforcement du réseau de transport de Bruce et Milton, de Hydro One, soit la ligne de transport d'électricité (ligne de Bruce à Milton), située dans le sud-ouest de l'Ontario et reliant la centrale Bruce Power, à Kincardine, au poste de commutation de Hydro One situé dans la ville de Milton. Hydro One Networks entretiendra et exploitera la ligne de Bruce à Milton conformément à une convention de gestion de services et d'exploitation. En novembre 2013, la CEO a rendu une décision et une ordonnance dans laquelle elle concède à B2M LP un permis de transport et donne à Hydro One Networks Inc. l'autorisation de vendre à B2M LP les actifs de transport pertinents de Bruce à Milton.

Le 16 décembre 2014, les actifs de transport pertinents de Bruce à Milton totalisant 526 millions de dollars ont été transférés de Hydro One Networks à B2M LP. Cette transaction a été financée à 60 % au moyen de la dette (316 millions de dollars) et à 40 % au moyen des titres de participation (210 millions de dollars). Le 17 décembre 2014, la PNOS a acquis une participation de 34,2 % dans B2M LP moyennant une contrepartie de 72 millions de dollars, représentant la juste valeur de la participation acquise.

Une tranche de la participation de la PNOS dans B2M LP est composée de parts de catégorie B de B2M LP assorties d'une option de vente obligatoire. L'option de vente prévoit qu'en cas de réalisation (par ex. un cas de défaut tel un défaut de la PNOS à l'égard de la dette ou une insolvabilité), la PNOS peut exiger que Hydro One rachète les parts de catégorie B de B2M LP à la valeur comptable nette à la date de rachat.

La tranche de la participation sans contrôle liée aux parts de catégorie B est classée à titre temporaire dans les capitaux propres du bilan consolidé étant donné que le droit de rachat connexe échappe à la volonté de la société. La tranche restante de la participation sans contrôle est classée dans les capitaux propres. Au 31 décembre 2014, la perte nette attribuable à la participation sans contrôle pour 2014, qui a totalisé 2 millions de dollars, y compris un montant de 1 million de dollars lié à la participation sans contrôle assujettie à un droit de rachat, a été déduite du total de la participation sans contrôle.

Acquisition de Norfolk Power

Le 29 août 2014, Hydro One a acquis la totalité des actions ordinaires de Norfolk Power, société de distribution d'électricité et de télécommunications établie dans le sud-ouest de l'Ontario. Le prix d'achat total pour Norfolk Power, déduction faite de la dette à long terme prise en charge et après les ajustements provisoires du fonds de roulement et autres ajustements de clôture provisoires, s'est établi à environ 68 millions de dollars.

Le tableau ci-après résume la détermination provisoire de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge :

(en millions de dollars canadiens)

Fonds de roulement	6
Immobilisations corporelles	56
Actifs d'impôts différés	1
Écart d'acquisition	40
Dette bancaire	(3)
Instruments dérivés	(3)
Dette à long terme	(26)
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi	(1)
Passif environnemental	(1)
Créditeurs et autres passifs à long terme	(1)
	68

La détermination de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge se fonde sur les estimations de la direction et sur certaines hypothèses posées à l'égard de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge. La convention d'achat prévoit des ajustements définitifs du prix d'achat fondés sur le montant convenu du fonds de roulement et d'autres soldes à la date d'acquisition, ajustements qui n'ont pas encore été établis définitivement. La société continuera d'examiner les renseignements et d'effectuer d'autres analyses avant d'établir le montant définitif du prix d'achat et, par conséquent, le montant global réel du prix d'achat ainsi que l'incidence connexe sur l'écart d'acquisition peuvent différer des montants présentés ci-dessus.

Un écart d'acquisition d'environ 40 millions de dollars découlant de l'acquisition de Norfolk Power est constitué en grande partie de synergies et d'économies d'échelle attendues du regroupement des activités de Hydro One et de Norfolk Power. La totalité de l'écart d'acquisition a été attribuée à l'entreprise de distribution de Hydro One. Aucune tranche de l'écart d'acquisition comptabilisé ne devrait être déductible à des fins fiscales.

Les résultats financiers consolidés de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 reflètent des produits de 18 millions de dollars et un bénéfice net inférieur à 1 million de dollars attribuables à Norfolk Power.

Tous les coûts liés à l'acquisition ont été passés en charges dans les états consolidés des résultats et du résultat étendu. La présentation d'informations pro forma relatives à Norfolk Power est négligeable aux fins des résultats financiers consolidés de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Convention d'achat relative à Woodstock Hydro

Le 21 mai 2014, Hydro One a conclu une entente avec la ville de Woodstock en vue d'acquérir la totalité des actions ordinaires de Woodstock Hydro Holdings Inc. (« Woodstock Hydro »), société de distribution d'électricité établie dans le sud-ouest de l'Ontario. L'acquisition est tributaire de la décision réglementaire par la CEO. Le prix d'achat pour Woodstock Hydro s'établira à environ 29 millions de dollars, sous réserve des ajustements de clôture définitifs. La conclusion de l'opération devrait avoir lieu en 2015. En prévision de l'acquisition de Woodstock Hydro, la société a versé un acompte remboursable totalisant 2 millions de dollars, comptabilisé dans les charges payées d'avance et autres actifs du bilan consolidé.

Convention d'achat relative à Haldimand Hydro

Le 10 juin 2014, Hydro One a conclu une entente avec le comté de Haldimand en vue d'acquérir la totalité des actions ordinaires de Haldimand County Utilities Inc. (« Haldimand Hydro »), société de distribution d'électricité et de télécommunications établie dans le sud-ouest de l'Ontario. L'acquisition est tributaire de la décision réglementaire par la CEO. Le prix d'achat pour Haldimand Hydro s'établira à environ 65 millions de dollars, sous réserve des ajustements de clôture définitifs. La conclusion de l'opération devrait avoir lieu en 2015. En prévision de l'acquisition de Haldimand Hydro, la société a versé un acompte remboursable totalisant 3 millions de dollars, comptabilisé dans les charges payées d'avance et autres actifs du bilan consolidé.

5. AMORTISSEMENT

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Amortissement des immobilisations corporelles	565	533
Amortissement des actifs incorporels	53	48
Coût du retrait d'actifs	81	79
Amortissement des actifs réglementaires	23	16
	722	676

6. CHARGES DE FINANCEMENT

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Intérêts sur la dette à long terme	432	416
Autres	12	9
Moins : les intérêts capitalisés sur les immobilisations et le développement en cours	(49)	(51)
le gain sur les swaps de taux d'intérêt	(10)	(11)
les intérêts gagnés sur les placements	(6)	(3)
	379	360

7. PROVISION POUR PAIEMENTS EN REMPLACEMENT DES IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE DES SOCIÉTÉS

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés diffère du montant qui aurait été comptabilisé d'après le taux d'imposition du gouvernement fédéral canadien et de l'Ontario combiné prévu par la loi. Le rapprochement entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition réel est le suivant :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts	836	912
Taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario prévu par la loi	26,50 %	26,50 %
Provision pour paiements en remplacement des impôts au taux prévu par la loi	222	242

Augmentation (diminution) découlant de ce qui suit :

Écarts temporaires nets inclus dans les montants imputés aux abonnés :

Excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable	(72)	(72)
Excédent des cotisations au régime de retraite sur la charge de retraite	(24)	(23)
Coûts indirects capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(15)	(14)
Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(13)	(13)
Dépenses liées à l'environnement	(5)	(4)
Ajustements de l'exercice précédent	(4)	(8)
Crédits d'impôt à l'investissement non remboursables	(3)	(4)
Excédent de la charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi sur les paiements en espèces	3	4
Autres	(1)	(1)
Écarts temporaires nets	(134)	(135)
Écarts permanents nets	1	2
Total de la provision pour paiements en remplacement des impôts	89	109

Les principales composantes de la charge d'impôts sont les suivantes :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Provision pour paiements en remplacement des impôts exigibles	79	111
Provision pour (recouvrement des) paiements en remplacement des impôts différés	10	(2)
Provision pour paiements en remplacement des impôts	89	109
Taux d'imposition effectif	10,63 %	11,98 %

Le montant de la provision pour paiements en remplacement des impôts exigibles est remis à la SFIEO ou reçu de cette dernière. Au 31 décembre 2014, une somme de 39 millions de dollars à recevoir de cet organisme était prise en compte dans le poste Montants à recevoir des apparentés du bilan consolidé (29 millions de dollars en 2013).

Au 31 décembre 2014, le total de la provision pour paiements en remplacement des impôts comprenait la provision pour paiements en remplacement des impôts différés de 10 millions de dollars (recouvrement pour paiements en remplacement des impôts différés de 2 millions de dollars en 2013) qui n'est pas inclus dans le processus de tarification, calculés au moyen de la méthode axée sur le bilan. Les soldes de ces paiements en remplacement des impôts différés qui devraient être pris en compte dans le processus de tarification sont contrebalancés par les actifs et passifs réglementaires de sorte à refléter le recouvrement ou l'élimination anticipé de ces soldes par voie des tarifs d'électricité futurs.

Actifs et passifs d'impôts différés

Les actifs et passifs d'impôts différés découlent de la différence entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs de la société. Aux 31 décembre 2014 et 2013, les actifs et passifs d'impôts différés étaient les suivants :

31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Actifs d'impôts différés		
Excédent de la charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi sur les paiements en espèces	8	7
Dépenses liées à l'environnement	4	5
Excédent de l'amortissement comptable sur l'amortissement fiscal	(4)	—
Autres	(1)	(1)
Total des actifs d'impôts différés	7	11
Moins la tranche échéant à moins de un an	—	—
	7	11

31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Passifs d'impôts différés		
Excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable	(1 713)	(1 556)
Montants réglementaires non constatés aux fins fiscales	(140)	(144)
Participation dans la société en commandite	(38)	—
Écart d'acquisition	(21)	(20)
Excédent de la charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi sur les paiements en espèces	559	542
Dépenses liées à l'environnement	59	66
Autres	—	1
Total des passifs d'impôts différés	(1 294)	(1 111)
Moins la tranche échéant à moins de un an	19	18
	(1 313)	(1 129)

En 2014 et 2013, il n'y a eu aucune variation du taux applicable aux impôts futurs.

8. DÉBITEURS

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Débiteurs – facturés	496	268
Débiteurs – non facturés	586	691
Débiteurs, montant brut	1 082	959
Provision pour créances douteuses	(66)	(36)
Débiteurs, montant net	1 016	923

Le tableau suivant indique l'évolution de la provision pour créances douteuses au cours des exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Provision pour créances douteuses – 1 ^{er} janvier	(36)	(23)
Sorties du bilan	24	24
Dotations à la provision pour créances douteuses	(54)	(37)
Provision pour créances douteuses – 31 décembre	(66)	(36)

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

<i>31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)</i>	Immobilisations corporelles	Amortissement cumulé	Immobilisations en cours	Total
Transport	13 209	4 416	626	9 419
Distribution	9 076	3 225	320	6 171
Communications	1 100	615	56	541
Administration et service	1 502	793	23	732
Servitudes	623	85	–	538
	25 510	9 134	1 025	17 401

<i>31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)</i>	Immobilisations corporelles	Amortissement cumulé	Immobilisations en cours	Total
Transport	12 413	4 215	671	8 869
Distribution	8 498	3 046	316	5 768
Communications	1 060	560	53	553
Administration et service	1 380	716	38	702
Servitudes	617	78	–	539
	23 968	8 615	1 078	16 431

Les charges de financement capitalisées à l'égard des immobilisations corporelles en cours de construction ont totalisé 48 millions de dollars en 2014 (48 millions de dollars en 2013).

10. ACTIFS INCORPORELS

<i>31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)</i>	Actifs incorporels	Amortissement cumulé	Aménagements en cours de réalisation	Total
Logiciels d'application	573	303	3	273
Autres actifs	5	2	–	3
	578	305	3	276

31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)	Actifs incorporels	Amortissement cumulé	Aménagements en cours de réalisation	Total
Logiciels d'application	557	249	3	311
Autres actifs	5	3	–	2
	562	252	3	313

Les charges de financement capitalisées à l'égard des actifs incorporels en cours de réalisation se sont établies à 1 million de dollars en 2014 (3 millions de dollars en 2013). La charge d'amortissement annuelle estimative à l'égard des actifs incorporels se présente comme suit : 53 millions de dollars en 2015, 53 millions de dollars en 2016, 53 millions de dollars en 2017, 45 millions de dollars en 2018 et 31 millions de dollars en 2019.

11. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Les actifs et les passifs réglementaires résultent du processus de tarification. Hydro One a enregistré les actifs et les passifs réglementaires suivants :

31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2014	2013
Actifs réglementaires		
Actif réglementaire au titre des impôts différés	1 327	1 145
Actif réglementaire au titre des prestations de retraite	1 236	845
Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	273	308
Environnement	239	266
Écarts liés aux coûts de retraite	90	80
Exemption au titre du CRD	16	7
Différentiel des évaluations de coûts de la CEO	12	9
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	11	–
Coût des projets de mise en valeur à long terme	–	5
Autres	27	18
Total des actifs réglementaires	3 231	2 683
Moins : la tranche échéant à moins de un an	31	47
	3 200	2 636
Passifs réglementaires		
Avenant 11	83	55
Écarts liés aux produits externes	54	81
Compte de report et d'écart aux fins du programme de CGD	25	–
Passif réglementaire au titre des impôts différés	21	19
Report lié aux économies au titre de la TVP	19	17
Avenant relatif à Hydro One Brampton Networks	2	8
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	–	35
Avenant 9	–	19
Autres	11	14
Total des passifs réglementaires	215	248
Moins : la tranche échéant à moins de un an	47	85
	168	163

Actif et passif réglementaires au titre des impôts différés

Les impôts différés sont constatés pour tenir compte des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs figurant aux états financiers et leur valeur fiscale correspondante utilisée pour calculer le bénéfice imposable. La société a constaté des actifs et des passifs réglementaires qui correspondent aux actifs d'impôts différés résultant du processus de tarification. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice aurait été comptabilisée selon la méthode axée sur le bilan, et aucun compte réglementaire n'aurait été établi au titre des impôts devant être recouverts au moyen des tarifs futurs. Par conséquent, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice en 2014 aurait été plus élevée d'environ 132 millions de dollars (139 millions de dollars en 2013).

Actif réglementaire au titre des prestations de retraite

La société comptabilise aux bilans consolidés le montant net non capitalisé des obligations liées au régime de retraite, ainsi qu'un actif réglementaire de compensation. Un actif réglementaire est comptabilisé étant donné que la direction estime qu'il est probable que les coûts des prestations de retraite seront recouverts dans l'avenir au moyen du processus de tarification. L'obligation au titre des prestations de retraite est réévaluée à sa juste valeur à la clôture chaque exercice d'après un rapport actuariel annuel, et un actif réglementaire de compensation est comptabilisé, à hauteur de l'ajustement de réévaluation. Si ce n'était de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les autres éléments du résultat étendu en 2014 auraient été moins élevés de 391 millions de dollars (plus élevés de 670 millions de dollars en 2013).

Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi

La société comptabilise aux bilans consolidés le montant net non capitalisé des obligations liées aux régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi, ainsi qu'une compensation supplémentaire liée aux actifs réglementaires connexes. Un actif réglementaire est comptabilisé étant donné que la direction estime qu'il est probable que les coûts des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi seront recouverts dans l'avenir au moyen du processus de tarification. L'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi est réévaluée à sa juste valeur à la clôture de chaque exercice d'après un rapport actuariel annuel, et un actif réglementaire de compensation est comptabilisé, à hauteur de l'ajustement de réévaluation. Si ce n'était de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les autres éléments du résultat étendu en 2014 auraient augmenté de 35 millions de dollars (augmenté de 12 millions de dollars en 2013).

Environnement

Hydro One comptabilise un passif au titre des dépenses futures estimatives à engager pour remettre en état les sites contaminés. Étant donné que ces dépenses sont censées être recouvrables au moyen des tarifs futurs, la société a comptabilisé un montant équivalent à titre d'actif réglementaire. En 2014, cet actif réglementaire lié à l'environnement a été réduit de 33 millions de dollars (3 millions de dollars en 2013) afin de refléter les variations correspondantes du passif de la société en matière de BPC, et il a été haussé de 13 millions de dollars (26 millions de dollars en 2013) pour tenir compte des variations du passif lié à l'évaluation et à la remise en état des terrains. L'actif réglementaire lié à l'environnement est porté en résultat d'une manière conforme au modèle des dépenses réelles engagées et imputées aux passifs environnementaux. La CEO a la possibilité d'examiner et d'évaluer la prudence de toutes les dépenses réglementaires réelles de Hydro One en matière d'environnement et le moment où elles sont toutes recouvrées. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de 2014 auraient été moins élevées de 20 millions de dollars (plus élevées de 23 millions de dollars en 2013). Par ailleurs, la charge d'amortissement de 2014 aurait été moins élevée de 18 millions de dollars (16 millions de dollars en 2013) et les charges de financement de 2014 auraient été plus élevées de 11 millions de dollars (10 millions de dollars en 2013).

Écarts liés aux coûts de retraite

Le compte d'écarts liés aux coûts de retraite a été établi à l'égard des entreprises de transport et distribution de Hydro One Networks afin de comptabiliser l'écart entre la charge de retraite réellement engagée et les coûts de retraite estimatifs approuvés par la CEO. Le solde de ce compte réglementaire reflète l'excédent des coûts de retraite versés en regard des montants approuvés par la CEO. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les produits en 2014 auraient été moins élevés de 10 millions de dollars (19 millions de dollars en 2013).

Exemption au titre du CRD

En juin 2010, Hydro One Networks a déposé une demande auprès de la CEO portant sur les nouvelles règles de la CEO en matière de responsabilité des coûts contenues dans l'avis de modification du code des réseaux de distribution (« CRD ») d'octobre 2009 de la CEO, en ce qui a trait au raccordement de certaines installations de production d'énergie renouvelable déjà raccordées ou qui ont fait l'objet d'une évaluation de l'incidence de leur raccordement avant le 21 octobre 2009. Cette demande visait à faire approuver la comptabilisation et le report des coûts non prévus, engagés par Hydro One Networks et découlant du raccordement de certaines installations de production d'énergie renouvelable. La CEO a statué que certaines dépenses spécifiques qui avaient été relevées pouvaient être comptabilisées dans le compte de report, sous réserve de leur examen par la CEO, et ce jusqu'au dépôt de la demande subséquente de tarifs liés aux coûts de prestation du service pour les tarifs de distribution de Hydro One Networks. Ce programme a pris fin à la clôture de 2014, sans qu'aucune nouvelle activité ne se soit enregistrée en 2015.

Différentiel des évaluations de coûts de la CEO

En avril 2010, la CEO a rendu une décision concernant la demande de tarifs de distribution de Hydro One Networks pour 2010 et 2011. Dans le cadre de sa décision, la CEO a aussi approuvé les soldes du compte de différentiel des évaluations de coûts de la CEO lié à la distribution afin de comptabiliser l'écart entre les montants approuvés dans les tarifs et les dépenses réelles relatives aux évaluations de coûts de la CEO. Ce processus s'est poursuivi pour la période allant de 2012 à 2014, soit jusqu'au dépôt, en 2014, de la demande subséquente de tarifs liés aux coûts de prestation du service pour les tarifs de distribution de Hydro One Networks. Ce programme a pris fin à la clôture de 2014, sans qu'aucune nouvelle activité ne se soit enregistrée en 2015.

Comptes d'écarts liés au règlement de détail (« CELRD »)

Hydro One a reporté certains montants au titre d'écarts liés au règlement de détail en vertu des dispositions de l'article 490 de l'*Accounting Procedures Handbook* de la CEO. En décembre 2012, la CEO a approuvé le règlement du total du solde accumulé des CELRD accumulé entre janvier 2010 et décembre 2011, y compris les intérêts courus, montant devant être éliminé sur une période de 24 mois allant du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2014. Au 31 décembre 2014, les CELRD affichaient un actif net en raison d'une variation de l'ajustement global.

Coûts des projets de mise en valeur à long terme

En mai 2009, la CEO a approuvé la mise en place d'un compte de report dans lequel sont inscrits les coûts revenant à Hydro One Networks des travaux préliminaires visant à faire progresser certains projets de transport qui avaient été cernés dans les demandes de tarifs de transport de la société pour 2009 et 2010. En mars 2010, la CEO a rendu une décision modifiant la portée du compte afin d'y inclure les 20 projets de transport d'envergure indiqués dans la demande du ministère de l'Énergie et de l'infrastructure de l'époque en septembre 2009. En décembre 2012, la CEO a approuvé le recouvrement du solde au 31 décembre 2012, y compris les intérêts courus, montant devant être recouvré sur une période de un an allant du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2014.

Avenant 11

En avril 2010, la CEO a demandé l'établissement de comptes de report dans lesquels est enregistré l'écart entre les produits constatés découlant des dépenses engagées au titre du programme d'énergie verte et les recouvrements reçus réellement. L'avenant 11 comprend les montants auparavant inclus au titre de l'avenant 8.

Écarts liés aux produits externes

En mai 2009, la CEO a approuvé les montants prévus au titre des produits tirés des services d'exportation, les produits externes liés à l'utilisation secondaire des terrains et les produits externes tirés de l'entretien des postes ainsi que des travaux d'ingénierie et de construction. En novembre 2012, la CEO a une fois de plus approuvé les montants prévus liés à cette catégorie de produits et a étendu le champ d'application de sorte à inclure tous les « autres » produits externes. Le solde du compte d'écarts liés aux produits externes reflète l'excédent des produits externes réels sur les montants prévus approuvés par la CEO.

Compte de report et d'écart aux fins du programme de conservation et de gestion de la demande

Dans le cadre de la demande de tarifs de Hydro One Networks pour 2013 et 2014, Hydro One a consenti à constituer un nouveau compte de report et d'écart réglementaire pour évaluer l'effet des résultats réels des programmes de conservation et de gestion de la demande (« CGD ») et de réponse à la demande sur la charge prévue comparativement à la charge prévue estimée comprise dans les besoins en matière de produits. Le solde du compte de report et d'écart aux fins du programme de CGD est attribuable à l'écart entre les résultats réels du programme de CGD pour 2013 et ceux prévus aux fins des besoins en matière de produits de 2013. L'ordonnance tarifaire de la CEO stipule expressément que les données de l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO ») utilisées pour calculer l'écart entre les économies prévues et les économies réelles seront fournies avec un décalage de un an; par conséquent, aucun montant ne doit être comptabilisé avant la réception de l'avis de l'OEO présentant les résultats réels. L'OEO émet habituellement l'avis au mois de septembre de chaque année.

Compte de report lié aux économies au titre de la TVP

La taxe de vente provinciale (la « TVP ») et la taxe sur les produits et services (la « TPS ») ont été harmonisées en juillet 2010. Contrairement à la TPS, la TVP a été incluse dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et les dépenses en immobilisations à l'égard des besoins en matière de produits passés, approuvés au cours de l'audience sur le coût total de la prestation de services. Sous le régime de la taxe de vente harmonisée (la « TVH »), la TVH comprise dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et les dépenses en immobilisations n'est pas un coût qui revient en fin de compte à la société et, de ce fait, un remboursement des anciens éléments de TVP pris en compte dans les besoins en matière de produits approuvés s'applique, et la CEO a demandé que soient effectués des calculs de suivi ainsi que le remboursement. Dans le cas des besoins en matière de produits de l'entreprise de transport de Hydro One Networks, la TVP a été incluse entre le 1^{er} juillet 2010 et le 31 décembre 2010 et comptabilisée dans un compte de report à la demande de la CEO. Dans le cas des besoins en matière de produits de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks, la TVP a été incluse entre le 1^{er} juillet 2010 et le 31 décembre 2014 et comptabilisée dans un compte de report à la demande de la CEO.

Avenant relatif à Hydro One Brampton Networks

En décembre 2013, la CEO a rendu une décision relative aux tarifs de distribution de Hydro One Brampton Networks pour 2014. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé certains soldes de comptes de report liés à la distribution, essentiellement des écarts liés au règlement de détail. La CEO a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés dans un seul compte réglementaire et réglés au moyen d'une majoration tarifaire sur une période de deux ans, allant du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2015.

Avenant 9

En décembre 2012, dans le cadre de la demande de tarifs de distribution aux termes du MTI pour 2013 de Hydro One Networks, la CEO a approuvé l'élimination de certains soldes de comptes de report réglementaires liés à la distribution, y compris des écarts liés au règlement de détail et les soldes aux termes de l'avenant 2 et de l'avenant 3, accumulés depuis décembre 2011, y compris les intérêts courus, montants devant être éliminés sur une période de 24 mois allant du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2014.

12. DETTE ET CONVENTIONS DE CRÉDIT

Billets à court terme

Hydro One comble ses besoins de liquidités à court terme, en partie par voie de l'émission de papier commercial, aux termes de son programme de papier commercial d'un montant maximal autorisé de 1 000 millions de dollars. Les billets à court terme sont libellés en dollars canadiens et ont diverses durées, lesquelles sont d'au plus 365 jours. Hydro One ne disposait d'aucun emprunt de papier commercial en cours aux 31 décembre 2014 et 2013.

Hydro One a obtenu d'un consortium bancaire une facilité de crédit de soutien renouvelable consentie et inutilisée de 1 500 millions de dollars échéant en juin 2019. Si cette facilité est utilisée, l'encours portera intérêt à un taux fondé sur les taux de référence canadiens. Cette facilité n'est pas garantie et elle appuie le programme de papier commercial de la société. La société peut utiliser sa facilité de crédit aux fins de ses besoins généraux, incluant son financement à court terme. L'obligation de chaque prêteur de prolonger la durée du crédit pour la société aux termes de sa facilité de crédit est assujettie à diverses conditions, notamment le fait qu'aucune situation de défaut n'est survenue ni ne découlerait de la prolongation de ce crédit.

Dette à long terme

La société émet des billets pour le financement à long terme de son programme de billets à moyen terme. Le montant en capital maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme s'élève à 3 000 millions de dollars. Au 31 décembre 2014, la tranche qui demeurerait disponible aux fins d'émission jusqu'en octobre 2015 s'élevait à 1 187 millions de dollars.

Le tableau qui suit présente l'encours de la dette à long terme aux 31 décembre 2014 et 2013 :

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Billets, série 19, 3,13 % échéant en 2014 ¹	–	750
Billets, série 21, 2,95 % échéant en 2015 ¹	500	500
Billets à taux variable de série 22 échéant en 2015 ²	50	50
Billets, série 10, 4,64 % échéant en 2016	450	450
Billets à taux variable de série 27 échéant en 2016 ²	50	50
Billets, série 13, 5,18 % échéant en 2017	600	600
Billets, série 28, 2,78 % échéant en 2018	750	750
Billets à taux variable, série 31 échéant en 2019 ²	228	–
Billets, série 20, 4,40 % échéant en 2020	300	300
Billets, série 25, 3,20 % échéant en 2022	600	600
Déventures, 7,35 % échéant en 2030	400	400
Billets, série 2, 6,93 % échéant en 2032	500	500
Billets, série 4, 6,35 % échéant en 2034	385	385
Billets, série 9, 5,36 % échéant en 2036	600	600
Billets, série 12, 4,89 % échéant en 2037	400	400
Billets, série 17, 6,03 % échéant en 2039	300	300
Billets, série 18, 5,49 % échéant en 2040	500	500
Billets, série 23, 4,39 % échéant en 2041	300	300
Billets, série 5, 6,59 % échéant en 2043	315	315
Billets, série 29, 4,59 % échéant en 2043	435	435
Billets, série 32, 4,17 % échéant en 2044	350	–
Billets, série 11, 5,00 % échéant en 2046	325	325
Billets, série 24, 4,00 % échéant en 2051	225	225
Billets, série 26, 3,79 % échéant en 2062	310	310
Billets, série 30, 4,29 % échéant en 2064	50	–
	8 923	9 045
Ajouter : la perte non réalisée liée à l'évaluation à la valeur de marché ¹	2	12
Déduire : la tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	(552)	(756)
Dette à long terme	8 373	8 301

¹ La perte non réalisée liée à l'évaluation à la valeur de marché se rapporte à une tranche de 250 millions de dollars des billets, série 21, échéant en 2015 (à une tranche de 500 millions de dollars des billets, série 19, échéant en 2014 et à une tranche de 250 millions de dollars des billets, série 21, échéant en 2015, en 2013). La perte non réalisée liée à l'évaluation à la valeur de marché est compensée par un gain de 2 millions de dollars (12 millions de dollars en 2013) lié à l'évaluation à la valeur de marché sur les swaps de taux d'intérêt fixe-variable, lesquels sont comptabilisés comme des couvertures de la juste valeur. Il y a lieu de se reporter à la note 13 - Juste valeur des instruments financiers et gestion des risques, pour obtenir des détails sur les couvertures de juste valeur.

² Les taux d'intérêt sur les billets à taux variable correspondent aux taux des acceptations bancaires à trois mois, en dollars canadiens, majorés d'une marge.

En 2014, Hydro One a émis des titres de créance à long terme pour un montant de 628 millions de dollars (1 185 millions de dollars en 2013) dans le cadre de son programme de billets à moyen terme et a remboursé les billets à moyen terme, série 19, d'un montant de 750 millions de dollars (remboursement d'une tranche de 600 millions de dollars des billets à moyen terme, série 15, en 2013). Par ailleurs, la société a remboursé une dette à long terme de 26 millions de dollars prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Norfolk Power.

La dette à long terme est garantie et libellée en dollars canadiens. Un résumé de la dette à long terme selon le nombre d'années à courir jusqu'à l'échéance est présenté à la note 13 – Juste valeur des instruments financiers et gestion des risques.

13. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES

La juste valeur est considérée comme étant le prix d'échange auquel une transaction normale visant la vente d'un actif ou la cession d'un passif serait conclue entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. La notion de juste valeur met l'accent sur une valeur de sortie, laquelle correspond au prix qui serait reçu à la vente d'un actif ou payé à la cession d'un passif.

Comme le prescrivent les normes comptables concernant la juste valeur, Hydro One classe ses évaluations de la juste valeur d'après la hiérarchie suivante, hiérarchie selon laquelle sont classées, par ordre de priorité et en fonction de trois niveaux, les données d'entrée des techniques d'évaluation de la juste valeur :

Les données d'entrée de niveau 1 sont les cours du marché non ajustés auxquels Hydro One peut avoir accès, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques. Un marché actif est un marché sur lequel ont lieu des transactions sur l'actif ou le passif selon une fréquence et un volume suffisants pour fournir de façon continue de l'information sur le prix.

Les données d'entrée de niveau 2 correspondent à celles qui ne sont pas des cours du marché et qui sont observables directement ou indirectement pour un actif ou un passif. Les données d'entrée de niveau 2 comprennent, sans toutefois s'y limiter, les cours sur des marchés actifs pour des actifs ou des passifs similaires, les cours sur des marchés qui ne sont pas actifs pour des actifs ou des passifs identiques ou similaires, et les données autres que les cours du marché qui sont observables pour l'actif ou le passif, tels les courbes de taux d'intérêt et de rendement observables aux intervalles usuels, les volatilités, le risque de crédit et les taux de défaut. Pour un classement dans le niveau 2, il est nécessaire qu'une portion négligeable de l'évaluation repose sur des données non observables.

Les données d'entrée de niveau 3 incluent, pour toute évaluation de la juste valeur, des données d'entrée non observables pour l'actif ou le passif, et ce, pour une large part de cette évaluation. Une évaluation de niveau 3 peut être essentiellement fondée sur des données de niveau 2.

Actifs et passifs financiers autres que des dérivés

Au 31 décembre 2014 et au 31 décembre 2013, la valeur comptable des débiteurs, des montants à recevoir des apparentés, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, de la dette bancaire, des créditeurs et des montants à payer à des apparentés de la société était représentative de leur juste valeur en raison de l'échéance rapprochée de ces instruments.

Évaluations de la juste valeur de la dette à long terme

Ce qui suit indique la juste valeur et la valeur comptable de la dette à long terme de la société aux 31 décembre 2014 et 2013 :

31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable en 2014	Juste valeur en 2014	Valeur comptable en 2013	Juste valeur en 2013
Dette à long terme				
Billets à moyen terme, série 19, de 500 millions de dollars ¹	—	—	506	506
Billets à moyen terme, série 21, de 250 millions de dollars ¹	252	252	256	256
Autres billets et débentures ²	8 673	10 159	8 295	9 018
	8 925	10 411	9 057	9 780

¹ La juste valeur des billets à moyen terme, série 19, de 500 millions de dollars, et des billets à moyen terme, série 21, de 250 millions de dollars, susceptible de faire l'objet d'une couverture, est principalement fondée sur les variations de la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs attribuables à la variation du rendement obtenu sur le marché des swaps pour le swap s'y rapportant (risque couvert).

² La juste valeur d'autres billets et débentures et de la tranche des billets à moyen terme, séries 19 et 21, non susceptible de faire l'objet d'une couverture, représente leur valeur de marché et elle est fondée sur les cours de marché non ajustés à la clôture de la période pour des titres d'emprunt identiques ou semblables et assortis des mêmes durées résiduelles.

Évaluations de la juste valeur des instruments dérivés

Au 31 décembre 2014, la société avait des swaps de taux d'intérêt totalisant 250 millions de dollars (750 millions de dollars en 2013) et ayant servi à convertir la dette à taux fixe en dette à taux variable. Ces swaps sont classés comme des couvertures de juste valeur. Les montants ainsi couverts représentaient environ 3 % (8 % en 2013) du total de sa dette à long terme de 8 925 millions de dollars (9 057 millions de dollars en 2013). Au 31 décembre 2014, la société détenait les swaps de taux d'intérêt désignés comme couvertures de juste valeur suivants :

- a) deux swaps de taux d'intérêt fixe-variable d'un montant de 125 millions de dollars visant la conversion, en une dette à taux variable à trois mois, d'une tranche de 250 millions de dollars des billets à moyen terme, série 21, de 500 millions de dollars échéant le 11 septembre 2015.

Au 31 décembre 2014, la société avait également des swaps de taux d'intérêt d'un montant nominal de 409 millions de dollars (900 millions de dollars en 2013) qu'elle a classés dans les contrats non désignés. Ces contrats sont constitués des swaps de taux d'intérêt suivants :

- b) un swap de taux d'intérêt variable-fixe d'un montant de 150 millions de dollars qui bloque le taux variable que la société paiera sur une partie des swaps de taux d'intérêt fixe-variable susmentionnés entre le 11 décembre 2014 et le 11 septembre 2015;
- c) un swap de taux d'intérêt variable-fixe d'un montant de 50 millions de dollars qui bloque le taux variable que la société paiera sur ses billets à moyen terme à taux variable, série 22, de 50 millions de dollars entre le 24 janvier 2014 et le 24 janvier 2015;
- d) un swap de taux d'intérêt variable-fixe d'un montant de 137 millions de dollars qui bloque le taux variable que la société paiera sur ses billets à moyen terme à taux variable, série 31, de 228 millions de dollars entre le 22 décembre 2014 et le 21 décembre 2015;
- e) un swap de taux d'intérêt variable-fixe d'un montant de 30 millions de dollars qui bloque le taux variable que la société paiera sur ses billets à moyen terme à taux variable, série 27, de 50 millions de dollars entre le 3 mars 2015 et le 3 décembre 2015;
- f) un swap de taux d'intérêt variable-fixe d'un montant de 30 millions de dollars qui bloque le taux variable que la société paiera sur ses billets à moyen terme à taux variable, série 22, de 50 millions de dollars entre le 26 janvier 2015 et le 24 juillet 2015;
- g) trois swaps de taux d'intérêt d'un montant nominal total de 12 millions de dollars, pris en charge dans le cadre de l'acquisition de Norfolk Power. Ces swaps sont constitués de swaps de taux d'intérêt variable-fixe de 8 millions de dollars et de 2 millions de dollars échéant le 20 septembre 2029, et d'un swap de taux d'intérêt variable-fixe de 2 millions de dollars échéant le 20 septembre 2019.

Hiérarchie de la juste valeur

Ce qui suit indique la hiérarchie de la juste valeur des actifs et passifs financiers aux 31 décembre 2014 et 2013 :

31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Actifs					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	100	100	100	–	–
Instruments dérivés					
Couvertures de juste valeur – swaps de taux d'intérêt	2	2	–	2	–
	102	102	100	2	–
Passifs					
Dette bancaire	2	2	2	–	–
Instruments dérivés					
Contrats non désignés – swaps de taux d'intérêt	3	3	–	3	–
Dette à long terme	8 925	10 411	–	10 411	–
	8 930	10 416	2	10 414	–

<i>31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)</i>	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Actifs					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	565	565	565	–	–
Placement	251	251	–	251	–
Instruments dérivés					
Couvertures de juste valeur – swaps de taux d'intérêt	12	12	–	12	–
	828	828	565	263	–
Passifs					
Dette bancaire	31	31	31	–	–
Dette à long terme	9 057	9 780	–	9 780	–
	9 088	9 811	31	9 780	–

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent la trésorerie ainsi que les placements à court terme. Au 31 décembre 2014, les placements à court terme comprenaient des acceptations bancaires ainsi que des placements dans des fonds du marché monétaire et totalisaient néant (515 millions de dollars en 2013). La valeur comptable de ces instruments est représentative de la juste valeur de ces derniers en raison de leur courte durée.

Le placement au 31 décembre 2013 représentait des billets à taux variable émis par la province d'Ontario qui sont venus à échéance en novembre 2014. La juste valeur des placements était déterminée au moyen de données autres que les cours du marché observables pour cet actif, les gains ou pertes non constatés à leur égard étant pris en compte dans les Charges de financement. La société a obtenu les prix cotés servant à déterminer la juste valeur des placements auprès d'un tiers indépendant qui utilise les cours de marché de titres semblables ajustés pour tenir compte de la variation des données observables, telles que les dates d'échéance et les taux d'intérêt.

La juste valeur des instruments dérivés est déterminée au moyen de données autres que les cours du marché qui sont observables pour ces actifs. La juste valeur est principalement fondée sur la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs reposant sur une courbe des taux de rendement des swaps servant à poser les hypothèses en matière de taux d'intérêt.

La juste valeur de la partie couverte de la dette à long terme est principalement fondée sur la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs établie d'après une courbe des taux de rendement des swaps servant à poser les hypothèses de taux d'intérêt. La juste valeur de la partie non couverte de la dette à long terme est fondée sur les cours du marché non ajustés à la clôture de la période pour des instruments d'emprunt identiques ou semblables qui comportent la même période à courir jusqu'à l'échéance.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013, aucun reclassement important d'un niveau de juste valeur à l'autre n'a eu lieu.

Gestion des risques

L'exposition au risque de marché, au risque de crédit et au risque d'illiquidité survient dans le cadre normal des activités de la société.

Risque de marché

Le risque de marché désigne essentiellement le risque de perte résultant des variations des prix des marchandises ainsi que des taux de change et d'intérêt. La société n'est pas exposée au risque lié aux prix des marchandises. Elle l'est au risque de change étant donné qu'elle conclut des ententes visant l'achat de matières et d'équipement aux fins de ses projets et programmes d'investissement et dont le règlement se fait en devises. Son risque de change n'est pas important. Toutefois, il se pourrait que la société décide éventuellement d'émettre des titres de créance libellés en devises, lesquels feraient alors l'objet d'une couverture en dollars canadiens conformément à sa politique de gestion des risques. Hydro One est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt puisque le taux de rendement réglementé de ses entreprises de transport

et de distribution est calculé à l'aide d'une approche fondée sur des formules qui repose sur des prévisions quant aux taux de rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada et sur l'écart entre les taux de rendement des obligations à 30 ans cotées « A » de services publics au Canada et le taux de rendement de référence des obligations du gouvernement du Canada à 30 ans. La société estime qu'une contraction de 1 % du taux de rendement prévisionnel des obligations à long terme du gouvernement du Canada ou de l'écart relatif aux taux de rendement des obligations de services publics cotées canadiens « A » ayant servi à établir le taux de rendement de la société retrancherait environ 20 millions de dollars (19 millions de dollars en 2013) des résultats d'exploitation annuels pour 2014 de son entreprise de transport et quelque 10 millions de dollars (10 millions de dollars en 2013) des résultats d'exploitation annuels pour 2014 de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks.

La société utilise à la fois des dettes à taux variable et des dettes à taux fixe pour gérer la composition de son portefeuille de dettes. Elle a également recours à des instruments financiers dérivés pour gérer son risque de taux d'intérêt. En outre, la société utilise des swaps de taux d'intérêt, lesquels sont généralement désignés comme des couvertures de juste valeur, afin de gérer son risque de taux d'intérêt dans l'optique de réduire le coût de la dette. Par ailleurs, elle peut recourir à des instruments dérivés de taux d'intérêt pour bloquer ses taux d'intérêt en prévision d'un financement futur. Hydro One peut également conclure des contrats sur dérivés tels que des swaps différés de taux d'intérêt payeurs de taux fixe afin de se prémunir contre l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les emprunts à long terme à taux fixe qu'elle doit contracter. Ces arrangements conclus à cette fin sont généralement désignés comme des couvertures de flux de trésorerie. Aucun contrat visant la couverture de flux de trésorerie n'était en vigueur aux 31 décembre 2014 et 2013.

Une hausse hypothétique de 10 % des taux d'intérêt associés à la dette à taux variable n'aurait pas diminué de manière significative les résultats d'exploitation de Hydro One pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013.

Couvertures de juste valeur

Dans le cas d'un instrument dérivé qui est désigné et admissible en tant que couverture de juste valeur, le gain ou la perte sur cet instrument ainsi que le gain ou la perte de compensation sur l'élément couvert qui est attribuable au risque couvert sont pris en compte dans les états consolidés des résultats et du résultat étendu. Pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013, le montant net de la perte ou du gain non réalisé sur la dette couverte et sur les swaps de taux d'intérêt connexes a été pris en compte dans les Charges de financement comme suit :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Perte non réalisée (gain non réalisé) sur la dette couverte	(3)	(8)
Perte non réalisée (gain non réalisé) sur les swaps de taux d'intérêt servant de couvertures de juste valeur	3	8
Montant net de la perte (du gain) non réalisé(e)	—	—

Au 31 décembre 2014, Hydro One avait des couvertures de juste valeur liées aux swaps de taux d'intérêt d'un montant nominal de 250 millions de dollars (750 millions de dollars en 2013), et les actifs à la juste valeur s'y rapportant se chiffraient à 2 millions de dollars (12 millions de dollars en 2013). Au cours des exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013, aucune portion inefficace des couvertures de juste valeur n'a influé fortement sur les résultats d'exploitation.

Risque de crédit

Les actifs financiers engendrent le risque qu'une contrepartie n'honore pas ses engagements, entraînant ainsi une perte financière. Aux 31 décembre 2014 et 2013, aucune catégorie donnée d'actifs financiers ne générerait une concentration importante du risque de crédit. La société réalise ses produits auprès d'une vaste clientèle. Par conséquent, Hydro One n'a pas tiré de produits importants d'un seul client. Aux 31 décembre 2014 et 2013, aucun solde important des débiteurs n'était exigible auprès d'un même client.

Au 31 décembre 2014, la provision pour créances douteuses de la société s'établissait à 66 millions de dollars (36 millions de dollars en 2013). Les ajustements et radiations requis ont été déterminés au moyen d'un examen des comptes en souffrance, examen qui tient compte des résultats passés. Au 31 décembre 2014, environ 6 % du montant net des débiteurs de la société dataient de plus de 60 jours (4 % en 2013).

Hydro One gère son risque de crédit lié aux contreparties au moyen de diverses techniques, notamment en concluant des transactions avec des contreparties qui jouissent d'une excellente cote de solvabilité, en limitant le montant d'exposition total à des contreparties individuelles, comme le prévoit sa politique en matière de risque de crédit qu'a approuvée son conseil d'administration, en concluant des conventions-cadres qui permettent un règlement sur une base nette et donnent un droit contractuel d'opérer compensation et en surveillant la situation financière de ses contreparties. Outre les dispositions de compensation de paiement que renferment les accords précités, la société établit des limites de crédit, des seuils de marge et les garanties exigées de chaque contrepartie. Les limites de crédit des contreparties sont fondées sur un examen interne de leur solvabilité qui tient compte de divers facteurs, notamment les résultats d'un modèle de notation, le levier financier, la liquidité, la rentabilité, les cotes de crédit et la capacité de gestion des risques. L'exposition au risque de crédit que pose une contrepartie donnée correspond au total de l'exposition actuelle et de toute exposition éventuelle à cette contrepartie. L'exposition actuelle est calculée comme étant le total du montant en capital des positions sur le marché monétaire et de la valeur de marché de tous les contrats qui représentent une position à la valeur de marché positive à la date d'évaluation. La société ne compenserait, pour une même contrepartie, des valeurs de marché négatives par des valeurs positives que si elle y était autorisée du fait de l'existence d'un accord de compensation juridiquement exécutoire, telle une convention cadre de l'International Swap Dealers Association. L'exposition éventuelle représente une marge de sécurité visant à protéger la société des fluctuations à venir des taux d'intérêt et de change, des titres de participation et des prix des marchandises. Cette exposition est calculée en fonction de facteurs qu'a définis la Banque des règlements internationaux après avoir procédé à une analyse approfondie des fluctuations aléatoires historiques des taux d'intérêt et de change. S'il y a dépassement des seuils de marge attribués à une contrepartie, celle-ci doit remettre une garantie à la société, comme le stipule chaque accord. La société surveille le risque de crédit actuel et à venir auquel l'exposent ses contreparties de manière individuelle et globale. Le risque de crédit associé à ses débiteurs ne peut dépasser leur valeur comptable qui figure aux bilans consolidés.

Les instruments financiers dérivés posent un risque de crédit puisqu'il est possible que les contreparties à ces instruments manquent à leurs engagements. L'exposition au risque de crédit inhérent aux contrats sur dérivés, avant toute garantie, est représentée par la juste valeur de ces derniers à la date d'arrêt des comptes. Au 31 décembre 2014, le risque de crédit lié aux contreparties et inhérent à la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt se chiffrait à 3 millions de dollars (14 millions de dollars en 2013). Au 31 décembre 2014, le risque de crédit de Hydro One eu égard à tous les instruments dérivés ainsi qu'aux créditeurs et débiteurs concernés comportait une cote de crédit de qualité supérieure, cinq institutions financières étant les contreparties. Le risque de crédit de trois des cinq contreparties compte pour plus de 10 % du risque de crédit total des contrats sur dérivés.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité s'entend de la capacité de la société à s'acquitter de ses obligations financières à l'échéance. Hydro One comble ses besoins de liquidités à court terme au moyen de la trésorerie et des équivalents de trésorerie en caisse, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de l'émission de papier commercial et de la facilité de crédit de soutien renouvelable de 1 500 millions de dollars. Les liquidités à court terme prévues aux termes du programme de papier commercial et les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer les besoins habituels de la société en matière d'exploitation.

Au 31 décembre 2014, il était prévu que des créditeurs et charges à payer d'un montant de 784 millions de dollars (789 millions de dollars en 2013) seraient réglés en espèces à leur valeur comptable au cours des douze prochains mois.

Au 31 décembre 2014, la société avait émis des titres de créance à long terme d'un montant en capital de 8 923 millions de dollars (9 045 millions de dollars en 2013). Le tableau qui suit présente un sommaire des remboursements de capital, des paiements d'intérêt et des taux d'intérêt moyens pondérés selon le nombre d'années à courir jusqu'à l'échéance :

Années avant l'échéance	Remboursements de capital sur la dette à long terme <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Paiements d'intérêt <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Taux d'intérêt moyen pondéré <i>(en pourcentage)</i>
1 an	550	419	2,8
2 ans	500	393	4,3
3 ans	600	381	5,2
4 ans	750	350	2,8
5 ans	228	327	1,6
	2 628	1 870	3,5
De 6 à 10 ans	900	1 522	3,6
Plus de 10 ans	5 395	4 373	5,4
	8 923	7 765	4,7

14. GESTION DU CAPITAL

La structure du capital de la société devrait lui permettre d'atteindre les objectifs suivants : un accès continu et à long terme à des fonds, à des taux raisonnables, et la réalisation de rendements financiers convenables. Pour assurer un accès continu à des fonds, la société vise à conserver une note de crédit à long terme dans la catégorie « A ».

La société considère les capitaux propres attribuables à l'actionnaire, les actions privilégiées, la dette à long terme et la trésorerie et les équivalents de trésorerie comme des éléments constitutifs de sa structure du capital. Aux 31 décembre 2014 et 2013, la structure du capital de la société s'établissait comme suit :

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	552	756
Moins : la trésorerie et les équivalents de trésorerie	100	565
	452	191
 Dette à long terme	 8 373	 8 301
 Actions privilégiées	 323	 323
 Actions ordinaires	 3 314	 3 314
Bénéfices non répartis	4 249	3 787
	7 563	7 101
 Total du capital	 16 711	 15 916

La société doit se conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de la dette à long terme et de la facilité de crédit de Hydro One limitent la dette admissible de la société à 75 % de sa structure du capital, restreignent sa capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Aux 31 décembre 2014 et 2013, Hydro One respectait toutes ces clauses restrictives et limites.

15. PRESTATIONS DE RETRAITE, AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE ET AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Hydro One a un régime de retraite à prestations déterminées, un régime de retraite complémentaire ainsi que des régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi. Le régime de retraite à prestations déterminées (le « régime de retraite ») est contributif et couvre tous les salariés permanents de Hydro One et de ses filiales, à l'exception de ceux de Hydro One Brampton Networks et de Norfolk Power. Les salariés de Hydro One Brampton Networks et de Norfolk Power participent au régime OMERS. Le régime de retraite complémentaire procure aux participants du régime de retraite les avantages qu'ils auraient gagnés ou payés aux termes du régime de retraite si ce n'était des limites imposées par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). L'obligation au titre du régime complémentaire de retraite est inscrite aux bilans consolidés dans les obligations au titre des régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi.

Le régime OMERS

Les cotisations de Hydro One au régime OMERS pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 se sont établies à 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2013). Les cotisations de la société à verser au 31 décembre 2014 et inscrites dans les charges à payer aux bilans consolidés se situaient à moins de 1 million de dollars (moins de 1 million de dollars en 2013). Les cotisations de Hydro One ne représentaient pas plus de 5 % du total des cotisations au régime OMERS, comme il est indiqué dans le rapport annuel d'OMERS le plus récent qui soit disponible, c'est-à-dire celui de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Au 31 décembre 2013, le régime d'OMERS était capitalisé à hauteur de 88,2 % et comportait un passif actuariel de 8 641 millions de dollars. Ce passif pourrait requérir des paiements futurs de la part des employeurs et des membres qui prennent part au régime. Les cotisations futures de Hydro One pourraient augmenter fortement si d'autres entités se retiraient du régime.

Régimes de retraite, d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi

Le régime de retraite prévoit des prestations fondées sur le salaire moyen des trois meilleures années ouvrant droit à pension. Pour les nouveaux cadres au service de la société depuis le 1^{er} janvier 2004, et pour les nouveaux membres représentés par la Society of Energy Professionals embauchés après le 17 novembre 2005, les prestations sont fondées sur le salaire moyen des cinq meilleures années ouvrant droit à pension. Après la retraite, les prestations de retraite sont indexées pour tenir compte de l'inflation.

Les cotisations au régime de retraite de la société et les cotisations salariales sont fondées sur une évaluation actuarielle effectuée tous les trois ans au moins. Des cotisations annuelles au régime de retraite pour 2014 s'élevant à 174 millions de dollars (160 millions de dollars en 2013) ont été établies d'après une évaluation actuarielle effectuée en date du 31 décembre 2013 (en date du 31 décembre 2011 en 2013) et du niveau prévu du salaire ouvrant droit à pension. Les cotisations annuelles estimatives au régime de retraite pour 2015 et pour 2016 s'élèvent à respectivement environ 174 millions de dollars et 175 millions de dollars, compte tenu de l'évaluation actuarielle effectuée en date du 31 décembre 2013 et du niveau prévu du salaire ouvrant droit à pension. Les cotisations minimales futures au-delà de 2016 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie au plus tard en date du 31 décembre 2016. Les cotisations sont payables avec un décalage de un mois. Toutes les cotisations doivent être effectuées en espèces.

Hydro One constate aux bilans consolidés la surcapitalisation ou la sous-capitalisation de son régime de retraite et de ses régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi (les « régimes ») en tant qu'actif ou passif, et elle comptabilise des actifs et passifs réglementaires de compensation, selon ce qui convient. Si ce n'était de la comptabilisation exigée par la réglementation, les obligations sous-capitalisées au titre des prestations et avantages seraient inscrites dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. L'incidence des modifications des hypothèses qui ont été formulées pour évaluer les obligations au titre des prestations de retraite, des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi est généralement constatée sur la durée de service résiduelle moyenne prévue des salariés. La date d'évaluation des régimes est le 31 décembre.

Exercice clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
	2014	2013	2014	2013
Variation de l'obligation au titre des prestations et avantages projetés				
Obligation au titre des prestations et avantages projetés à l'ouverture de l'exercice	6 576	6 507	1 531	1 459
Coût des services rendus au cours de l'exercice	145	170	41	40
Intérêts débiteurs	312	278	73	63
Transferts réciproques	–	1	–	–
Prestations et avantages versés	(319)	(317)	(45)	(44)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	821	(63)	(18)	13
Obligation au titre des prestations et avantages projetés à la clôture de l'exercice	7 535	6 576	1 582	1 531
Variation des actifs du régime				
Juste valeur des actifs du régime à l'ouverture de l'exercice	5 731	4 992	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	703	887	–	–
Transferts réciproques	–	1	–	–
Prestations versées	(319)	(317)	–	–
Cotisations de l'employeur	174	160	–	–
Cotisations des salariés	35	30	–	–
Charges d'administration	(25)	(22)	–	–
Juste valeur des actifs du régime à la clôture de l'exercice	6 299	5 731	–	–
Montant non capitalisé	1 236	845	1 582	1 531

Hydro One inscrit ses obligations au titre des prestations et avantages constitués ainsi que les actifs du régime à leur montant net aux bilans consolidés, sous les postes suivants :

31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
	2014	2013	2014	2013
Charges à payer	–	–	49	43
Passif au titre des prestations de retraite	1 236	845	–	–
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi	–	–	1 533	1 488
Montant non capitalisé	1 236	845	1 582	1 531

La situation de capitalisation ou de non-capitalisation du régime de retraite et des régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi s'entend de l'écart entre la juste valeur des actifs des régimes et les obligations au titre des prestations et avantages projetés aux termes des régimes. La situation de capitalisation ou de non-capitalisation varie au fil du temps en raison de plusieurs facteurs, notamment le montant des cotisations, les taux d'actualisation utilisés et les rendements réels des actifs du régime.

Le tableau suivant indique l'obligation au titre des prestations et avantages projetés (« OPAP »), l'obligation au titre des prestations et avantages constitués (« OPAC ») ainsi que la juste valeur des actifs du régime, et ce, pour le régime de retraite :

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
OPAP	7 535	6 576
OPAC	6 887	5 998
Juste valeur des actifs des régimes	6 299	5 731

Selon l'OPAC, le régime de retraite était capitalisé à hauteur de 91 % au 31 décembre 2014 (96 % en 2013). D'après l'OPAP, il l'était à 84 % à cette même date (87 % en 2013). L'OPAC diffère de l'OPAP puisqu'aucune hypothèse quant aux niveaux des salaires futurs n'a été posée aux fins du calcul de la première.

Composantes des coûts nets des prestations et des avantages de la période

Le tableau suivant présente les composantes des coûts nets des prestations du régime de retraite pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Coût des services rendus au cours de la période, déduction faite des cotisations des salariés	110	141
Intérêts débiteurs	312	278
Rendement prévu des actifs du régime, déduction faite des charges	(369)	(309)
Amortissement de la perte actuarielle	103	175
Amortissement du coût des services passés	2	2
Coûts nets des prestations et des avantages de la période	158	287
Montant imputé aux résultats d'exploitation ¹	81	72

¹ La société suit la méthode de la comptabilité de caisse, ce qui reflète l'inclusion des coûts du régime de retraite dans les tarifs approuvés par la CEO. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, des coûts de retraite de 174 millions de dollars (160 millions de dollars en 2013) ont été attribués à la main-d'œuvre. De ce montant, 81 millions de dollars (72 millions de dollars en 2013) ont été imputés à l'exploitation et 93 millions de dollars (88 millions de dollars en 2013) ont été incorporés aux coûts des immobilisations corporelles et des actifs incorporels.

Le tableau suivant présente les composantes des coûts nets des prestations du régime d'avantages complémentaires de retraite et du régime d'avantages postérieurs à l'emploi pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Coût des services rendus au cours de la période, déduction faite des cotisations des salariés	41	40
Intérêts débiteurs	73	63
Amortissement de la perte actuarielle	18	27
Amortissement du coût des services passés	2	3
Coûts nets des prestations et des avantages de la période	134	133
Montant imputé aux résultats d'exploitation	62	58

Hypothèses

L'évaluation des obligations aux termes des régimes et des coûts des prestations ou avantages aux termes des régimes est tributaire de divers facteurs, notamment de l'élaboration d'hypothèses d'évaluation et du choix de conventions comptables. Lorsqu'elle élabore les hypothèses requises, la société tient compte des données historiques ainsi que des attentes futures. L'évaluation des obligations au titre des prestations ou avantages subit l'incidence de plusieurs hypothèses, notamment celles sur le taux d'actualisation appliqué aux obligations au titre des

prestations ou avantages, le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes, les cotisations que Hydro One prévoit verser dans les régimes, l'incidence de la mortalité, la durée résiduelle attendue d'activité des participants des régimes, la rémunération et le taux d'augmentation de la rémunération, l'âge des salariés, la durée d'activité des salariés ainsi que le taux d'augmentation prévu des coûts des soins de santé, entre autres facteurs. L'incidence des modifications des hypothèses utilisées pour évaluer les obligations aux termes des régimes est habituellement comptabilisée sur la durée moyenne résiduelle attendue d'activité des participants aux régimes. Pour établir le taux de rendement prévu des actifs des régimes, Hydro One tient compte d'indicateurs économiques historiques qui ont une incidence sur le rendement des actifs, ainsi que des prévisions en matière de rendement à long terme futur des marchés boursiers, pondéré en fonction des répartitions cibles des catégories d'actifs. De façon générale, il est prévu que les titres de participation, les placements immobiliers et les placements dans des actions de sociétés fermées auront un rendement supérieur à celui des titres à revenu fixe.

Les hypothèses moyennes pondérées ci-après ont été utilisées pour établir les obligations au titre des prestations et avantages aux 31 décembre 2014 et 2013 :

<i>Exercices clos les 31 décembre</i>	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
	2014	2013	2014	2013
Hypothèses importantes				
Taux d'actualisation moyen pondéré	4,00 %	4,75 %	4,00 %	4,75 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,00 %	2,00 %	2,00 %	2,00 %
Taux d'augmentation du coût tendanciel des soins de santé ¹	—	—	4,36 %	4,39 %

¹ Le taux passant progressivement de 6,52 % par année en 2015 à 4,36 % par année en 2031 et par la suite (de 6,81 % en 2014 à 4,39 % par année en 2031 et par la suite selon les estimations faites en 2013).

Les hypothèses moyennes pondérées ci-après ont été utilisées pour établir les coûts nets des prestations et des avantages de la période pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013. Les hypothèses ayant servi à établir les obligations au titre des prestations et des avantages à la clôture de l'exercice à l'étude sont les mêmes que celles qui ont servi à estimer les coûts nets des prestations et des avantages de l'exercice suivant.

<i>Exercices clos les 31 décembre</i>	2014	2013
Prestations de retraite		
Taux de rendement prévu moyen pondéré des actifs des régimes	6,50 %	6,25 %
Taux d'actualisation moyen pondéré	4,75 %	4,25 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	2,50 %	2,50 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,00 %	2,00 %
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés (<i>en années</i>)	11	11
Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi		
Taux d'actualisation moyen pondéré	4,75 %	4,25 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	2,50 %	2,50 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,00 %	2,00 %
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés (<i>en années</i>)	12	12
Taux d'augmentation du coût tendanciel des soins de santé ¹	4,39 %	4,39 %

¹ Le taux passant progressivement de 6,81 % par année en 2014 à 4,39 % par année en 2031 et par la suite (de 6,91 % en 2013 à 4,39 % par année en 2031 et par la suite selon les estimations faites en 2013).

Le taux d'actualisation ayant servi à déterminer l'obligation au titre des prestations de retraite de l'exercice à l'étude et les coûts nets des prestations et avantages de l'exercice suivants ont été établis d'après une méthode fondée sur la courbe des taux de rendement. Aux termes de cette méthode, les paiements prévus au titre des prestations futures pour chacun des régimes sont actualisés selon un taux figurant sur une courbe de taux de rendement d'obligations de tiers et correspondant à chaque durée. La courbe des taux de rendement est établie à partir des obligations à long terme de sociétés notées AA. Un taux d'actualisation unique donnant la même valeur actualisée que la somme des flux de trésorerie actualisés est alors calculé.

L'incidence d'une variation de 1 % du coût tendanciel des soins de santé sur l'obligation au titre des avantages projetés dans le cas des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi aux 31 décembre 2014 et 2013 est la suivante :

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Obligation au titre des avantages projetés		
Augmentation de 1 % du coût tendanciel des soins de santé	248	258
Diminution de 1 % du coût tendanciel des soins de santé	(193)	(200)

L'incidence d'une variation de 1 % du coût tendanciel des soins de santé sur le coût des services rendus et les intérêts débiteurs dans le cas des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 est la suivante :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Coût des services rendus et intérêts débiteurs		
Augmentation de 1 % du coût tendanciel des soins de santé	23	21
Diminution de 1 % du coût tendanciel des soins de santé	(17)	(16)

Le tableau suivant présente les espérances de vie estimatives sur lesquelles reposent les hypothèses relatives aux taux de mortalité servant au calcul des obligations au titre du régime de retraite et des régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi aux 31 décembre 2014 et 2013 :

31 décembre 2014				31 décembre 2013			
Espérance de vie à 65 ans pour un participant actuellement âgé de				Espérance de vie à 65 ans pour un participant actuellement âgé de			
65 ans		45 ans		65 ans		45 ans	
Homme	Femme	Homme	Femme	Homme	Femme	Homme	Femme
23	25	24	26	23	25	24	26

Paiements estimatifs au titre des prestations et avantages futurs

Au 31 décembre 2014, les paiements estimatifs au titre des prestations et des avantages futurs aux participants des régimes de la société étaient les suivants :

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Prestations de retraite	Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi
2015	305	50
2016	316	52
2017	328	54
2018	339	56
2019	350	59
2020 à 2024	1 889	332
Total des paiements estimatifs au titre des prestations et des avantages futurs jusqu'en 2024	3 527	603

Composantes des actifs réglementaires

Une partie des gains et pertes actuariels, du coût des services passés est prise en compte dans les actifs réglementaires figurant aux bilans consolidés de Hydro One afin de refléter le fait que ces montants devraient faire l'objet d'une inclusion réglementaire dans les tarifs futurs. Autrement, ces gains et pertes seraient inscrits dans les autres éléments du résultat étendu. Le tableau suivant indique les gains et les pertes actuariels ainsi que les coûts des services passés inscrits dans les actifs réglementaires :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Prestations de retraite		
Perte actuarielle (gain actuariel) de l'exercice	511	(619)
Amortissement de la perte actuarielle	(103)	(175)
Amortissement du coût des services passés	(2)	(2)
	406	(796)
Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi		
Perte actuarielle (gain actuariel) de l'exercice	(18)	13
Amortissement de la perte actuarielle	(18)	(27)
Amortissement du coût des services passés	(2)	(3)
	(38)	(17)

Le tableau suivant indique les composantes des actifs réglementaires qui n'ont pas été constatées en tant que composantes des coûts nets des prestations et des avantages de la période pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Prestations de retraite		
Coût des services passés	2	3
Perte actuarielle	1 234	842
	1 236	845
Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi		
Coût des services passés	–	2
Perte actuarielle	273	306
	273	308

Le tableau suivant indique les composantes des actifs réglementaires, aux 31 décembre des exercices indiqués, devant être amorties en tant que composantes des coûts nets des prestations et des avantages de la période au cours de l'exercice suivant :

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013	2014	2013
Coût des services passés	2	2	–	2
Perte actuarielle	119	103	10	15
	121	105	10	17

Actifs du régime de retraite

Stratégie de placement

Hydro One évalue régulièrement sa stratégie de placement afin de s'assurer que les actifs du régime de retraite seront suffisants pour verser les prestations de retraite au moment où elles devront l'être. Dans le cadre de cette évaluation, Hydro One peut modifier sa répartition d'actifs cible ainsi que sa stratégie de placement. Le régime de retraite est géré en fonction de ses actifs nets. Le principal objectif établi à son égard est de maintenir un niveau d'actifs nets permettant d'acquitter les obligations de la société en matière de prestations. Cet objectif est atteint grâce au respect de politiques d'investissement précises, lesquelles sont décrites dans le sommaire des politiques et procédures d'investissement (le « sommaire ») du régime de retraite, sommaire qui est examiné et approuvé par le comité d'audit, des finances et des placements de retraite du conseil d'administration de Hydro One. Pour gérer les actifs nets du régime de retraite, la société fait appel à des gestionnaires de placements externes compétents qui se voient confier la responsabilité d'investir les fonds existants et les nouveaux fonds (soit les cotisations des salariés et de l'employeur de l'exercice) conformément au sommaire qui a été approuvé. Le rendement de ces gestionnaires est surveillé par voie d'un cadre de gouvernance. Toute augmentation des actifs nets résulte directement du revenu de placement que génèrent les investissements du régime de retraite et des cotisations qui y versent les salariés admissibles et la société. Les actifs nets servent principalement au versement des prestations aux membres admissibles du régime de retraite.

Composition des actifs du régime de retraite

Ce qui suit indique la répartition cible et la répartition moyenne pondérée des actifs du régime de retraite au 31 décembre 2014 :

	Répartition cible (%)	Actifs du régime de retraite (%)
Titres de participation	60,0	60,9
Titres de créance	35,0	35,9
Autres ¹	5,0	3,2
	100,0	100,0

¹ Les autres placements comprennent les placements immobiliers et les placements dans des infrastructures.

Au 31 décembre 2014, le régime de retraite ne détenait aucune obligation de société de Hydro One (15 millions de dollars en 2013) mais détenait des titres de créance de la province de 340 millions de dollars (217 millions de dollars en 2013).

Concentrations du risque de crédit

Hydro One a analysé le portefeuille d'actifs de son régime de retraite afin d'y détecter toute concentration importante du risque de crédit aux 31 décembre 2014 et 2013. Les concentrations sur lesquelles elle s'est attardée ont compris, entre autres, celles concernant les placements dans une même entité, le type de secteur et les fonds individuels. Aux 31 décembre 2014 et 2013, les actifs du régime de retraite ne présentaient aucune concentration importante du risque de crédit (définie comme représentant plus de 10 % des actifs du régime).

En ce qui a trait aux obligations, le risque de crédit lié aux contreparties auquel le régime de retraite est exposé est géré en investissant dans des obligations de première qualité et des obligations gouvernementales. Dans le cas des instruments dérivés, ce risque est géré en ne concluant des opérations qu'avec des institutions financières qui ont obtenu au moins la note « A+ » de la part de Standard and Poor's Rating Services Inc., DBRS Limited et Fitch Ratings Inc. et de « A1 » de la part de Moody's Investors Service Inc. ainsi qu'en limitant les positions auprès de chaque contrepartie et en s'assurant que l'exposition est répartie entre les contreparties. Le risque de défaut découlant d'opérations sur des titres cotés en Bourse est considéré comme étant minime puisqu'aucune opération ne peut avoir lieu si l'une ou l'autre des parties manque à son engagement.

Évaluations à la juste valeur

Les tableaux suivants présentent les actifs du régime de retraite qui sont évalués et constatés à la juste valeur de manière récurrente ainsi que le niveau de la hiérarchie de la juste valeur dans lequel ils étaient classés aux 31 décembre 2014 et 2013.

31 décembre 2014

(en millions de dollars canadiens)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Fonds communs	–	18	142	160
Trésorerie et équivalents de trésorerie	166	–	–	166
Titres à court terme	–	176	–	176
Placements immobiliers	–	–	2	2
Actions de sociétés canadiennes	1 008	–	–	1 008
Actions de sociétés étrangères	2 766	–	–	2 766
Obligations et débentures canadiennes	–	1 799	–	1 799
Obligations et débentures étrangères	–	211	–	211
Total de la juste valeur des actifs du régime ¹	3 940	2 204	144	6 288

¹ Au 31 décembre 2014, le total de la juste valeur des actifs du régime de retraite ne tenait pas compte des montants suivants : 18 millions de dollars d'intérêts et de dividendes à recevoir et 7 millions de dollars de charges d'administration du régime de retraite à payer.

31 décembre 2013

(en millions de dollars canadiens)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Fonds communs	1	16	117	134
Trésorerie et équivalents de trésorerie	150	–	–	150
Titres à court terme	–	180	–	180
Placements immobiliers	–	–	2	2
Actions de sociétés canadiennes	943	–	–	943
Actions de sociétés étrangères	2 708	–	–	2 708
Obligations et débentures canadiennes	–	1 416	–	1 416
Obligations et débentures étrangères	–	186	–	186
Total de la juste valeur des actifs du régime ¹	3 802	1 798	119	5 719

¹ Au 31 décembre 2013, le total de la juste valeur des actifs du régime de retraite ne tenait pas compte des montants suivants : 19 millions de dollars d'intérêts et de dividendes à recevoir et 7 millions de dollars de charges d'administration du régime de retraite à payer.

Se reporter à la note 13 – Juste valeur des instruments financiers et gestion des risques pour obtenir une description des niveaux de la hiérarchie de la juste valeur.

Variations de la juste valeur des instruments financiers classés dans le niveau 3

Le tableau suivant résume les variations de la juste valeur des instruments financiers classés dans le niveau 3 pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013. Les instruments financiers du régime de retraite sont classés dans le niveau 3 lorsque leur juste valeur a été évaluée en fonction d'au moins une donnée d'entrée importante qui n'est pas observable sur les marchés ou en raison du manque de liquidité de certains marchés. Les gains et pertes présentés dans le tableau ci-dessous peuvent inclure des variations de la juste valeur qui sont fondées sur des données d'entrée observables et sur d'autres qui ne le sont pas.

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Juste valeur à l'ouverture de l'exercice	119	106
Gains réalisés et non réalisés	30	23
Achats	23	–
Ventes et décaissements	(28)	(10)
Juste valeur à la clôture de l'exercice	144	119

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013, aucun reclassement important d'un niveau de juste valeur à l'autre n'a eu lieu.

La société soumet les évaluations de la juste valeur des instruments classés dans le niveau 3 à des analyses de sensibilité, remplaçant à cette fin des données d'entrée non observables par une ou plusieurs hypothèses de rechange jugées raisonnables. Ces analyses sont traduites par des variations négligeables de la juste valeur des instruments financiers ainsi classés.

Techniques d'évaluation servant à établir la juste valeur

Fonds communs

La catégorie des fonds communs comprend principalement les placements dans des actions de sociétés fermées et les placements en infrastructure. Les placements dans des actions de sociétés fermées représentent des fonds de capital-investissement qui investissent dans des sociétés en exploitation dont les titres ne sont pas cotés en Bourse. Les stratégies de placement dans de telles actions visent notamment des sociétés en commandite qui se démarquent par leur forte croissance interne et leurs efficacités opérationnelles, du capital de risque, des prises de contrôle par emprunt et des situations particulières, comme dans le cas d'entreprises en difficulté. Les placements en infrastructure représentent des fonds d'infrastructure qui investissent dans des biens immobiliers de sociétés qui ne sont pas cotées en Bourse. Les stratégies de placement en infrastructure comprennent les sociétés en commandite qui détiennent des actifs d'infrastructure clés et ciblent les actifs qui génèrent des flux de trésorerie stables à long terme et qui offrent des rendements croissants comparativement aux placements à revenu fixe classiques. Les évaluations des actions de sociétés fermées et des infrastructures sont fournies par le gestionnaire du fonds et sont fondées sur l'évaluation des placements sous-jacents, laquelle tient compte de données d'entrée, tels le coût, les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie futurs actualisés et des données comparables s'appuyant sur le marché. Comme ces données d'entrée ne sont pas, à proprement parler, observables, les placements dans des actions de sociétés fermées et les placements en infrastructure ont été classés dans le niveau 3 de la hiérarchie des fonds communs.

Équivalents de trésorerie

Les dépôts en espèces remboursables à vue détenus auprès de banques et la trésorerie détenue par les gestionnaires de placements sont considérés comme des équivalents de trésorerie et sont classés dans le niveau 1 de la hiérarchie des évaluations de la juste valeur.

Titres à court terme

Les titres à court terme sont évalués au coût majoré des intérêts courus, ce qui avoisine leur juste valeur en raison de leur échéance rapprochée. Les titres à court terme ont été classés dans le niveau 2.

Placements immobiliers

Les placements immobiliers représentent les placements de capital-investissement dans des actions de sociétés fermées de sociétés de portefeuille qui investissent dans des biens immobiliers. Les placements dans ces sociétés sont évalués au moyen de la valeur liquidative fournie par le gestionnaire du fonds. Les placements immobiliers sont classés dans le niveau 3.

Actions de sociétés

Les actions de sociétés sont évaluées au moyen des cours sur des marchés actifs et sont classées dans le niveau 1. Les placements libellés en devises sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice.

Obligations et débentures

Les obligations et les débentures sont présentées aux cours de clôture qui ont été publiés, et elles sont classées dans le niveau 2.

16. PASSIFS ENVIRONNEMENTAUX

Les tableaux suivants présentent l'évolution des passifs environnementaux pour les exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013 :

<i>Exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)</i>	BPC	Évaluation et remise en état des terrains	Total
Passifs environnementaux – 1 ^{er} janvier	201	65	266
Charge de désactualisation	9	2	11
Dépenses	(5)	(13)	(18)
Ajustement lié à la réévaluation	(33)	13	(20)
Passifs environnementaux – 31 décembre	172	67	239
Moins : la tranche échéant à moins de un an	8	10	18
	164	57	221

<i>Exercice clos le 31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)</i>	BPC	Évaluation et remise en état des terrains	Total
Passifs environnementaux – 1 ^{er} janvier	197	52	249
Charge de désactualisation	9	1	10
Dépenses	(2)	(14)	(16)
Ajustement lié à la réévaluation	(3)	26	23
Passifs environnementaux – 31 décembre	201	65	266
Moins : la tranche échéant à moins de un an	15	12	27
	186	53	239

Les tableaux suivants présentent le rapprochement entre les passifs environnementaux sur une base non actualisée et le montant comptabilisé dans les bilans consolidés compte tenu du taux d'actualisation :

<i>31 décembre 2014 (en millions de dollars canadiens)</i>	PCB	Évaluation et remise en état des terrains	Total
Passifs environnementaux non actualisés	195	70	265
Moins : l'actualisation des passifs accumulés à la valeur actualisée	23	3	26
Passifs environnementaux actualisés	172	67	239

<i>31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)</i>	PCB	Évaluation et remise en état des terrains	Total
Passifs environnementaux non actualisés	237	68	305
Moins : l'actualisation des passifs accumulés à la valeur actualisée	36	3	39
Passifs environnementaux actualisés	201	65	266

Au 31 décembre 2014, les dépenses estimatives liées à l'environnement étaient les suivantes :

(en millions de dollars canadiens)

2015	18
2016	37
2017	36
2018	35
2019	33
Par la suite	106
	265

Au 31 décembre 2014, du total des dépenses futures estimatives au titre de l'environnement, 195 millions de dollars se rapportaient aux BPC (237 millions de dollars en 2013) et 70 millions de dollars, au programme d'évaluation et de remise en état des terrains (68 millions de dollars en 2013).

Hydro One constate un passif au titre des dépenses futures estimatives à l'égard de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés et de l'élimination progressive ou de la destruction des huiles minérales contenues dans l'équipement électrique lorsqu'il est établi que des sommes liées à des mesures environnementales correctives devront probablement être déboursées dans l'avenir en vertu des lois ou règlements en vigueur et que le montant des dépenses futures peut être estimé de manière raisonnable.

L'estimation de coûts environnementaux futurs comporte des incertitudes dues à certains événements externes possibles comme la modification des lois ou des règlements et les progrès liés aux technologies de remise en état de sites. Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, la société estime le coût d'achèvement des travaux requis et elle pose des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique d'environ 2 % a été utilisé pour prendre en compte l'estimation du coût actuel lié aux dépenses estimatives futures. Les dépenses futures ont été actualisées selon un taux allant de 2,3 % à 6,3 % environ, soit le taux approprié pour la période au cours de laquelle ces dépenses devraient être engagées. Tous les facteurs utilisés par la société pour estimer les passifs environnementaux de la société représentent les meilleures estimations de la direction en ce qui a trait à la valeur actualisée des coûts nécessaires pour que la société se conforme à la législation et à la réglementation. Toutefois, il existe une probabilité raisonnable que le nombre ou le volume d'actifs contaminés, l'estimation des coûts nécessaires pour effectuer les travaux, les hypothèses relatives à l'inflation et la tendance prévue des flux de trésorerie annuels diffèrent de façon importante des hypothèses posées par la société. En outre, pour ce qui est du passif environnemental lié aux BPC, la disponibilité de ressources critiques telles que la main-d'œuvre qualifiée et les actifs de remplacement ainsi que la capacité de procéder à des interruptions de services à des fins d'entretien dans certaines installations clés pourraient avoir une influence sur le calendrier des dépenses.

BPC

La réglementation d'Environnement Canada, adoptée en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (1999), régit la gestion, le stockage et l'élimination des BPC selon certains critères tels que le type d'équipement en cause, le niveau d'utilisation et le seuil de contamination aux BPC. Aux termes de la réglementation actuelle, Hydro One doit éliminer ses BPC d'ici la fin de 2025, exception faite de l'équipement faisant l'objet d'une dispense précise. Les équipements contaminés seront de façon générale remplacés ou décontaminés en retirant l'huile isolante contaminée aux BPC qu'ils contiennent et en les remplissant immédiatement avec de l'huile de remplacement dont la concentration en BPC est de moins de 2 ppm.

Les dépenses futures supplémentaires qu'il sera nécessaire d'engager pour satisfaire aux exigences actuelles de la réglementation sur les BPC s'établissent à 195 millions de dollars d'après les meilleures estimations de la société. Ces dépenses devraient être engagées entre 2015 et 2025. Dans le cadre de son examen annuel des passifs environnementaux, la société a comptabilisé un ajustement de réévaluation en 2014 afin de réduire le passif environnemental au titre des BPC de 33 millions de dollars (3 millions de dollars en 2013).

Évaluation et remise en état des terrains

Selon la meilleure estimation de la société, le total des dépenses futures estimatives nécessaires à l'achèvement du programme d'évaluation et de remise en état des terrains est de 70 millions de dollars. Ces dépenses devraient être engagées sur une période allant de 2015 à 2023. Dans le cadre de son examen annuel des passifs environnementaux, la société a comptabilisé un ajustement de réévaluation en 2014 afin d'accroître le passif environnemental au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains de 13 millions de dollars (26 millions de dollars en 2013).

17. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Hydro One comptabilise un passif au titre des dépenses estimatives futures associées au retrait et à l'élimination de matériel contaminé à l'amiante dans certaines de ses installations et au démantèlement de certains postes de commutation situés sur des sites qu'elle ne possède pas. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, qui représentent les obligations juridiques liées à la mise hors service de certains actifs corporels à long terme, sont calculées comme étant la valeur actualisée des dépenses projetées à l'égard de la mise hors service future d'actifs précis et elles sont comptabilisées dans la période au cours de laquelle le passif naît, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur. Si l'actif est toujours en service à la date de comptabilisation, la valeur actualisée du passif sera ajoutée à la valeur comptable de l'actif connexe dans la période au cours de laquelle le passif est engagé, et cette valeur comptable additionnelle sera amortie sur la durée de vie résiduelle de l'actif. Si une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est comptabilisée à l'égard d'un actif qui n'est plus en service, le coût de mise hors service de l'actif sera imputé aux résultats d'exploitation. Après la comptabilisation initiale, le passif est ajusté pour tenir compte de toute révision des flux de trésorerie futurs estimatifs afférente à l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, laquelle peut être attribuable à divers facteurs, entre autres, une flambée des coûts, un changement apporté à la technologie applicable aux actifs devant être mis hors service une modification des lois ou de la réglementation, ainsi que pour tenir compte de la désactualisation du passif en raison de l'écoulement du temps jusqu'à ce que l'obligation soit réglée. La charge d'amortissement est ajustée prospectivement pour tenir compte de toute hausse ou baisse de la valeur comptable de l'actif connexe.

Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la société estime la juste valeur courante des travaux requis, et elle pose des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme implicite d'environ 2 % a servi d'hypothèse pour prendre en compte l'estimation du coût actuel lié aux dépenses estimatives futures. Les dépenses futures relatives à l'environnement ont été actualisées selon un taux allant de 3,0 % à 5,0 %, soit le taux approprié pour la période au cours de laquelle les dépenses devraient être engagées. Tous les facteurs utilisés par la société pour estimer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la société représentent les meilleures estimations de la direction en ce qui a trait aux coûts nécessaires pour satisfaire à la législation et à la réglementation existante. Toutefois, il existe une probabilité raisonnable que le nombre ou le volume d'actifs contaminés, l'estimation des coûts nécessaires pour effectuer les travaux, les hypothèses relatives à l'inflation et la tendance prévue des flux de trésorerie annuels diffèrent de façon importante des hypothèses posées actuellement par la société. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont examinées une fois l'an ou plus fréquemment si des changements importants sont apportés à la réglementation ou si d'autres facteurs pertinents surviennent. Les modifications apportées aux estimations sont constatées prospectivement.

Au 31 décembre 2014, Hydro One a comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 9 millions de dollars (14 millions de dollars en 2013), constituées de 8 millions de dollars (7 millions de dollars en 2013) de dépenses estimatives futures liées au désamiantage et au retrait du matériel contaminé à l'amiante dans certaines de ses installations ainsi que 1 million de dollars (7 millions de dollars en 2013) liés à la désaffectation et au retrait futur de deux postes de commutation. Le montant d'intérêts comptabilisé est négligeable.

18. CAPITAL-ACTIONS

Actions privilégiées

La société a émis et mis en circulation 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif de 5,5 %, d'une valeur de rachat de 25 \$ chacune, pour un capital global de 323 millions de dollars. Elle est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées.

Les actions privilégiées de la société donnent droit à un dividende cumulatif annuel de 18 millions de dollars, ou 1,375 \$ par action, payable trimestriellement. Leur rachat n'est pas obligatoire (sauf en cas de liquidation), mais elles peuvent être rachetées dans certaines circonstances. Ces actions sont rachetables au gré de la province, à une valeur de rachat, plus tout dividende cumulé et impayé, si celle-ci vend dans le public un nombre d'actions ordinaires qui ferait en sorte que sa participation dans la société tombe sous les 50 % de son capital social ordinaire. Hydro One peut, à son entière discrétion, choisir de régler la totalité ou une partie du prix de rachat en émettant d'autres actions ordinaires à la province. Si celle-ci n'exerce pas son droit de rachat, la société sera en mesure d'ajuster le dividende sur les actions privilégiées de sorte que leur taux de rendement soit de 0,50 % inférieur à celui du marché pour des actions privilégiées de notation semblable. Les actions privilégiées ne comportent pas de droit de vote, sauf dans des cas précis, et auraient priorité de rang sur les actions ordinaires advenant la liquidation de la société.

Ces actions privilégiées sont assorties de conditions de rachat sur lesquelles la société n'a aucune emprise puisque la province peut, en cas de changement de propriété, exercer son droit de rachat sans l'approbation du conseil d'administration de la société. Comme ce droit de rachat conditionnel échappe à la volonté de la société, les actions privilégiées ont été classées hors des capitaux propres aux bilans consolidés. La direction est d'avis qu'il est improbable que les actions privilégiées deviennent rachetables. Aucun ajustement de la valeur comptable des actions privilégiées n'a été constaté au 31 décembre 2014. Si, dans l'avenir, il devenait probable que les actions privilégiées soient rachetées, leur valeur de rachat serait ajustée.

Actions ordinaires

La société a 100 000 actions ordinaires émises et en circulation. Elle est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré du conseil d'administration de Hydro One et recommandés par la direction en fonction des résultats d'exploitation, du maintien de la structure du capital réglementaire réputée, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie et les attentes de l'actionnaire.

Résultat par action

Le résultat par action de base et dilué a été calculé selon le bénéfice net attribuable à l'actionnaire de Hydro One et le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant l'exercice.

19. DIVIDENDES

En 2014, la société a déclaré des dividendes sur ses actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2013) et des dividendes sur ses actions ordinaires de 269 millions de dollars (200 millions de dollars en 2013).

20. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Hydro One est détenue par la province. La SFIEO, la SIERE, l'OEO, Ontario Power Generation Inc. (« OPG ») et la CEO sont des apparentés à Hydro One puisque la province les contrôle ou exerce une influence notable sur celles-ci.

La province

En 2014, Hydro One a versé à la province des dividendes de 287 millions de dollars (218 millions de dollars en 2013).

En novembre 2014, la société a racheté les billets à taux variable de la province d'Ontario d'un montant de 250 millions de dollars, lesquels étaient détenus comme placement à long terme. Ces billets avaient initialement été achetés en janvier 2010 et venaient à échéance le 19 novembre 2014.

SIERE

En 2014, Hydro One a acheté de l'électricité pour 2 601 millions de dollars (2 477 millions de dollars en 2013) sur le marché de l'électricité administré par la SIERE.

Hydro One reçoit de la SIERE des produits pour des services de transport, d'après les taux uniformes de transport approuvés par la CEO. Les produits tirés du transport pour 2014 comprennent 1 556 millions de dollars (1 509 millions de dollars en 2013) se rapportant à ces services.

Hydro One reçoit de la SIERE des sommes pour la protection des tarifs ruraux. Les produits tirés de la distribution pour 2014 incluent 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2013) se rapportant à ce programme.

Hydro One reçoit également de la SIERE des produits pour l'alimentation en électricité de collectivités éloignées du Grand Nord. Les produits tirés de la distribution pour 2014 comprennent 32 millions de dollars (33 millions de dollars en 2013) en lien avec ces services.

OEO

L'OEO finance la quasi-totalité des programmes de conservation et de gestion de la demande de la société. Ce financement couvre les coûts des programmes, les incitatifs et les frais de gestion. En 2014, Hydro One a reçu de l'OEO 33 millions de dollars (34 millions de dollars en 2013) en lien avec de tels programmes.

OPG

En 2014, Hydro One a acheté auprès de l'OPG pour 23 millions de dollars (15 millions de dollars en 2013) d'électricité.

Hydro One a des conventions de niveau de service avec l'OPG. Ces services comprennent des services extérieurs ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. En 2014, les produits générés par la prestation de services de construction et d'entretien de l'équipement eu égard à ces conventions se sont établis respectivement à 12 millions de dollars (9 millions de dollars en 2013) et ont été réalisés essentiellement par l'entreprise de transport. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2014 liées à l'achat de services eu égard à ces conventions se sont établies à 1 million de dollars en 2014 (1 million de dollars en 2013).

SFIEO

En 2014, Hydro One a fait des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés à la SFIEO totalisant 86 millions de dollars (138 millions de dollars en 2013).

En 2014, Hydro One a acheté pour 9 millions de dollars (8 millions de dollars en 2013) d'électricité visé par des contrats d'électricité administrés par la SFIEO.

Hydro One verse des frais annuels de 5 millions de dollars à la SFIEO au titre de l'indemnisation de réclamations d'un montant supérieur à 10 millions de dollars payées par la SFIEO à l'égard de certaines activités de Ontario Hydro transférées à Hydro One le 1^{er} avril 1999. Les paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés et les paiements en remplacement des impôts fonciers sont versés à la SFIEO.

CEO

Aux termes de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la CEO doit recouvrer la totalité de ses charges d'exploitation annuelles auprès de sociétés de distribution et de transport de gaz et d'électricité. En 2014, Hydro One a engagé des frais de 12 millions de dollars (12 millions de dollars en 2013) auprès de la CEO.

Les achats et les ventes conclus avec des apparentés se font aux prix courants du marché ou au montant approximatif de la juste valeur, conformément aux exigences du Code d'affiliation de la CEO. Les soldes impayés à la clôture de la période ne portent pas intérêt et seront réglés en espèces.

Ce qui suit indique les montants à payer à des apparentés ou à recevoir de ceux-ci par suite des opérations susmentionnées.

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Montants à recevoir des apparentés	224	197
Montants à payer à des apparentés ¹	(227)	(230)
Placement	–	251

¹ Les montants à payer à des apparentés aux 31 décembre 2014 tiennent compte de montants à payer à la SIERE totalisant 214 millions de dollars (217 millions de dollars en 2013) en raison d'achats d'électricité.

21. ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations des soldes hors trésorerie liés à l'exploitation sont les suivantes :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Débiteurs	(93)	(78)
Montants à recevoir des apparentés	(27)	(43)
Charges payées d'avance et autres actifs	(13)	(5)
Créditeurs	39	13
Charges à payer	(35)	71
Montants à payer à des apparentés	(3)	(31)
Intérêts courus	–	5
Créditeurs et autres passifs à long terme	(3)	(5)
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi	80	84
	(55)	11

Dépenses en immobilisations

Le tableau qui suit présente le rapprochement entre les investissements à l'égard d'immobilisations corporelles et le montant présenté dans les états consolidés des flux de trésorerie, compte tenu de l'amortissement capitalisé et de la variation nette des charges à payer connexes :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Investissements en capital à l'égard d'immobilisations corporelles	(1 511)	(1 312)
Amortissement capitalisé et variation nette des charges à payer comprises dans les investissements en capital à l'égard d'immobilisations corporelles	30	4
Dépenses en immobilisations liées aux immobilisations corporelles	(1 481)	(1 308)

Le tableau qui suit présente le rapprochement entre les investissements à l'égard d'actifs incorporels et le montant présenté dans les états consolidés des flux de trésorerie, compte tenu de la variation nette des charges à payer connexes :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Investissements en capital à l'égard d'actifs incorporels	(19)	(82)
Variation nette des charges à payer comprises dans les investissements en capital à l'égard d'actifs incorporels	(4)	3
Dépenses en immobilisations liées aux actifs incorporels	(23)	(79)

Renseignements complémentaires

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2014	2013
Intérêts payés, montant net	412	395
Paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés versés	86	138

22. ÉVENTUALITÉS

Poursuites

Hydro One fait face à diverses poursuites, revendications et procédures réglementaires qui surviennent dans le cours normal de ses activités. De l'avis de sa direction, l'issue de ces affaires n'aura pas d'incidence défavorable significative sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie consolidés de la société.

Transfert d'actifs

Les ordonnances de transfert aux termes desquelles la société a acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro en date du 1^{er} avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété de certains actifs situés dans des réserves [telles qu'elles sont définies en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada)]. La SFIEO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, la société est tenue de gérer ces actifs jusqu'à ce qu'elle ait obtenu tous les consentements nécessaires pour procéder au transfert du titre de propriété de ces actifs en sa faveur. La société n'est pas en mesure de prévoir le total du montant qu'elle pourrait avoir à verser par année ou de façon ponctuelle, afin d'obtenir les consentements nécessaires. En 2014, la société a versé environ 1 million de dollars (2 millions de dollars en 2013) à l'égard de ces consentements. Si la société ne peut obtenir les consentements requis, la SFIEO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si la société est incapable de parvenir à un règlement satisfaisant, elle pourrait devoir déplacer ces actifs à d'autres endroits, et le coût de ce déplacement pourrait être élevé ou, dans un nombre restreint de cas, elle pourrait devoir abandonner une ligne et la remplacer par une centrale électrique au diesel. Les coûts associés à ces actifs pourraient avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation de la société si cette dernière ne pouvait les recouvrer par le truchement d'ordonnances tarifaires futures.

23. ENGAGEMENTS

Conventions d'impartition

La convention en vigueur avec Inergi LP (« Inergi »), une affiliée de Capgemini Canada Inc., arrive à échéance le 28 février 2015. Le 28 novembre 2014, Hydro One a conclu une convention avec Inergi (la « convention avec Inergi »), fournisseur de services retenu aux termes d'un processus d'approvisionnement concurrentiel qui a débuté en 2013, concernant la prestation de services de technologie de l'information et d'administration de deuxième génération pour une période de 58 mois commençant le 1^{er} mars 2015 et se terminant le 31 décembre 2019. En vertu de la convention, Inergi fournira à Hydro One des services de règlement, des services d'approvisionnement jusqu'au paiement, des services de paie, des services de technologie de l'information ainsi que des services financiers et comptables. Parallèlement à la conclusion des négociations de la convention avec Inergi, Hydro One a conclu une autre convention avec Inergi concernant la prestation de services à la clientèle de deuxième génération pour une période de trois ans commençant le 1^{er} mars 2015 et se terminant le 28 février 2018.

En septembre 2014, Hydro One a conclu une convention avec Brookfield Johnson Controls Canada LP (« Brookfield ») concernant la prestation de services de gestion des installations pour une durée de dix ans, soit du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2024, y compris une option de renouvellement pour une durée additionnelle de trois ans. La société va transférer la gestion de l'ensemble de ses installations au fournisseur sur la durée de la convention. Aux termes de celle-ci, Brookfield assumera la gestion des installations et exécutera certains projets d'investissement jugés nécessaires par la société. La convention avec Brookfield a une valeur d'au plus 658 millions de dollars environ sur sa durée de dix ans, y compris la partie de la convention se rapportant à la gestion des installations, avec une majoration selon un montant variable pour les programmes d'immobilisations en fonction des besoins ainsi déterminés par notre société, mais sans garantie d'un montant minimal à cet égard. La convention prévoit également des honoraires de gestion fixes d'environ 2 millions de dollars par année pour la durée de la convention.

Au 31 décembre 2014, les engagements annuels en vertu des conventions d'impartition s'établissaient comme suit : 179 millions de dollars en 2015; 146 millions de dollars en 2016; 145 millions de dollars en 2017; 113 millions de dollars en 2018; 105 millions de dollars en 2019 et 13 millions de dollars par la suite.

Soutien prudentiel

Les entités qui achètent de l'électricité en Ontario par l'entremise de la SIERE doivent fournir une garantie établie selon leurs activités prévues sur le marché afin de réduire le risque de défaut. Au 31 décembre 2014, la société avait fourni à la SIERE un soutien prudentiel au nom de ses filiales au moyen de garanties, en sa qualité de société mère, de 330 millions de dollars (325 millions de dollars en 2013) ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2013). Par ailleurs, au 31 décembre 2014, la société avait fourni des lettres de crédit d'un montant de 8 millions de dollars (21 millions de dollars en 2013) à la SIERE. La SIERE pourrait effectuer des prélèvements sur ces garanties et (ou) ces lettres de crédit si ces filiales ou distributeurs omettaient de faire le paiement exigé par un avis de paiement en souffrance émis par la SIERE. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale de toute lettre de crédit majorée du montant des garanties de la société mère.

Conventions de retraite

Des lettres de crédit bancaire ont été émises comme garantie du passif de la société aux termes d'un fonds en fiducie constitué en vertu du régime de retraite complémentaire destiné aux salariés admissibles de Hydro One. Le fiduciaire du régime de retraite complémentaire est tenu d'effectuer des prélèvements sur ces lettres de crédit si Hydro One manque à ses obligations aux termes du régime. Ces obligations incluent l'exigence de fournir au fiduciaire un rapport actuariel annuel ainsi que des lettres de crédit suffisantes pour garantir le passif de la société en vertu du régime, de verser les prestations exigibles dans le cadre du régime et de payer les frais liés aux lettres de crédit. Le paiement éventuel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit. Au 31 décembre 2014, Hydro One avait en cours pour 126 millions de dollars (127 millions de dollars en 2013) de lettres de crédit liées aux conventions de retraite.

Contrats de location-exploitation

Hydro One est engagée à titre de preneur à bail dans le cadre de contrats de location-exploitation irrévocables visant des immeubles utilisés par la fonction liée à l'administration et au service ainsi que du matériel de télécommunications entreposé. Ces contrats de location ont une durée normale allant de trois à cinq ans, mais plusieurs de ces contrats ont des durées plus ou moins longues qui reflètent des circonstances ou des occasions spéciales. Les options de renouvellement, dont sont assortis la plupart des contrats, visent des périodes équivalentes allant de trois à cinq ans. Tous les contrats de location comprennent une clause permettant la révision à la hausse de la charge de location une fois par année ou au moment du renouvellement, selon la conjoncture des marchés en vigueur ou les modalités préétablies des baux. La conclusion de ces contrats de location par Hydro One n'a pas donné lieu à l'imposition de restrictions à cette dernière. Hydro One Networks et Hydro One Telecom sont les principales entités concernées.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, la société a effectué des paiements de location totalisant 11 millions de dollars (11 millions de dollars en 2013). Au 31 décembre 2014, les paiements minimaux futurs exigibles en vertu de contrats de location-exploitation irrévocables s'établissaient comme suit : 7 millions de dollars en 2015; 10 millions de dollars en 2016; 9 millions de dollars en 2017; 7 millions de dollars en 2018; 3 millions de dollars en 2019 et 9 millions de dollars par la suite.

24. INFORMATIONS SECTORIELLES

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont les principales activités consistent à fournir des services de transport d'électricité et de raccordement et à assurer le transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont les principales activités consistent à livrer et à vendre de l'électricité aux clients;
- le secteur « Autres », qui comprend certaines activités du siège social et l'exploitation de l'entreprise de télécommunications.

La désignation des secteurs d'activité est fondée sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Les secteurs d'exploitation de la société sont établis en fonction des informations utilisées par le principal responsable de l'exploitation de la société, pour prendre les décisions liées à l'attribution des ressources et évaluer la performance de chaque secteur. La société évalue la performance de chaque secteur en se fondant sur le bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés des activités poursuivies (exclusion faite de certains frais d'entreprise liés à la gouvernance attribués).

Les conventions comptables appliquées par les différents secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables (se reporter à la note 2 Principales conventions comptables). Les informations sectorielles se présentent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2014

(en millions de dollars canadiens)

	Transport	Distribution	Autres	Chiffres consolidés
Produits	1 588	4 903	57	6 548
Achats d'électricité	–	3 419	–	3 419
Exploitation, entretien et administration	394	742	56	1 192
Amortissement	346	367	9	722
Bénéfice (perte) avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	848	375	(8)	1 215
Investissements en capital	845	680	5	1 530

Exercice clos le 31 décembre 2013

(en millions de dollars canadiens)

	Transport	Distribution	Autres	Chiffres consolidés
Produits	1 529	4 484	61	6 074
Achats d'électricité	–	3 020	–	3 020
Exploitation, entretien et administration	375	672	59	1 106
Amortissement	327	340	9	676
Bénéfice (perte) avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	827	452	(7)	1 272
Investissements en capital	714	673	7	1 394

Total de l'actif par secteurs

31 décembre (en millions de dollars canadiens)

	2014	2013
Transport	12 540	11 846
Distribution	9 805	8 805
Autres	205	974
Total de l'actif	22 550	21 625

Tous les produits, coûts et actifs sont, selon le cas, gagnés, engagés ou détenus au Canada.

25. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DU BILAN

Le 11 février 2015, Hydro One a déclaré des dividendes de 4 millions de dollars sur les actions privilégiées et de 25 millions de dollars sur les actions ordinaires.

COLLECTIVITÉS



Le centre d'interprétation de l'électricité a parcouru plus de 12 000 kilomètres entre septembre 2013 et septembre 2014, soit l'équivalent du trajet aller-retour entre Halifax et Vancouver.



Treize femmes se sont vu décerner la bourse d'études Femmes en génie

95 %
des visiteurs

recommanderaient la visite du centre d'interprétation de l'électricité à leur famille et à leurs amis

VOTRE COLLECTIVITÉ EST EN QUELQUE SORTE LA NÔTRE

Du partenariat conclu avec un collège du nord de l'Ontario aux 12 000 kilomètres parcourus par le centre d'interprétation de l'électricité, les sommes investies en 2014 contribuent à l'avenir de l'Ontario.



M. Jim Burpee, président et chef de la direction de l'Association canadienne de l'électricité, remet à M. Carmine Marcello, président et chef de la direction de Hydro One, une affiche présentant l'appellation d'entreprise Électricité durable.

APPELLATION D'ENTREPRISE ÉLECTRICITÉ DURABLE

En décembre, l'Association canadienne de l'électricité (l'« ACE ») a décerné à Hydro One l'appellation d'entreprise Électricité durable^{MC} soulignant notre engagement à mettre en œuvre des pratiques commerciales durables et responsables. L'appellation constitue une reconnaissance du travail remarquable accompli par les employés de Hydro One pour procurer de l'électricité de manière durable et socialement responsable et répondre aux attentes élevées de nos clients et de la population ontarienne.

BOURSE D'ÉTUDES FEMMES EN GÉNIE

Depuis très longtemps, Hydro One aide les étudiantes souhaitant faire carrière dans des domaines non traditionnels. En octobre, nous avons mis sur pied la bourse d'études Femmes en génie devant être décernée à près de 15 étudiantes de premier cycle en génie dans une université ontarienne reconnue. Les récipiendaires reçoivent une récompense de nature financière et se voient offrir un stage rémunéré chez Hydro One.



CENTRE D'INTERPRÉTATION DE L'ÉLECTRICITÉ

Septembre a marqué le premier anniversaire de la création du centre d'interprétation de l'électricité, caravane à vocation éducative sillonnant la province pour informer et éduquer les Ontariens en ce qui a trait à la consommation énergétique, à la sécurité en matière d'électricité et au rôle que joue Hydro One dans leur collectivité. Entre septembre 2013 et septembre 2014, le centre d'interprétation de l'électricité a parcouru plus de 12 000 kilomètres, s'est arrêté sur le site de 28 expositions et a accueilli plus de 27 500 visiteurs de toute provenance en Ontario.

PARTENARIAT AVEC LE CONFEDERATION COLLEGE

En janvier, Hydro One a annoncé le financement d'un programme de formation préparatoire à l'apprentissage de concert avec le Confederation College. L'investissement de 750 000 \$ servira à soutenir le recrutement et la formation de résidents du nord de l'Ontario, en privilégiant les membres des collectivités des Premières Nations signataires du traité n° 9, pour préparer ces derniers aux programmes d'apprentissage en matière de technologie électrique et du métier de technicien. Ce programme permettra de renforcer le bassin de travailleurs de métiers dans le nord de l'Ontario et cadre bien avec le consortium existant qu'a formé Hydro One avec des collègues qui s'intéressent à l'élaboration de programmes de formation destinés aux travailleurs du domaine de l'électricité.

BOURSE D'ÉTUDES LEONARD S. (TONY) MANDAMIN

En juin, Hydro One a décerné la bourse d'études Leonard S. (Tony) Mandamin 2014 à huit étudiants autochtones méritoires. Cette bourse a été renommée en 2014 pour souligner le parcours de l'honorable juge Leonard S. (Tony) Mandamin, l'un des premiers diplômés ontariens en génie électrique d'origine autochtone. Les récipiendaires de cette bourse se voient offrir un stage à Hydro One et reçoivent une aide financière aux études.



BOURSE COMMÉMORATIVE WILLIAM PEYTON HUBBARD

En mai, Hydro One a remis à deux étudiants de race noire exceptionnels la bourse commémorative William Peyton Hubbard afin de souligner leur parcours académique dans des disciplines liées à notre secteur d'activité. Cette bourse honore la mémoire de William Peyton Hubbard, premier conseiller municipal de race noire de Toronto, également promoteur de la nationalisation de l'électricité, qui, de concert avec Sir Adam Beck, a permis au peuple ontarien d'acquérir la propriété de sociétés d'électricité.



CAMPAGNE DE BIENFAISANCE DES EMPLOYÉS ET DES RETRAITÉS DE HYDRO ONE

La campagne de bienfaisance de la société a permis de recueillir plus de 1,3 million de dollars en 2014 au profit de centaines d'œuvres de bienfaisance en Ontario, soit plus que le montant de 1,24 million de dollars recueilli en 2013. Jusqu'à maintenant, plus de 1 780 organismes de bienfaisance ont bénéficié des fonds amassés par cette campagne.

CONSEIL D'ADMINISTRATION (au 31 décembre 2014)



Sandra Papatello⁶
Présidente du conseil
d'administration,
Hydro One Inc.

Directrice, Développement
des affaires et
marchés mondiaux,
PricewaterhouseCoopers,
Canada

Chef de la direction,
WindsorEssex Economic
Development Corporation



Carmine Marcello⁶
Président et chef
de la direction,
Hydro One Inc.



Kathryn A. Bouey^{2,3,6}
Présidente,
TBG Strategic
Services Inc.

Administratrice
de sociétés



George Cooke^{1,2,6}
Président,
Martello Associates
Consulting

Président du conseil
d'administration,
Société d'administration
d'OMERS



Sally Daub^{1,4}
Présidente et chef
de la direction,
VIXS Systems Inc.



**Catherine
Karakatsanis^{3,4,5}**
Chef de l'exploitation,
Morrison Hershfield
Group Inc.



Bill Limbrick^{2,3}
Administrateur de
sociétés



Don MacKinnon^{1,4,5}
Président,
Syndicat des Travailleurs
et Travailleuses du
Secteur Énergétique



Tom Moss^{3,5}
Administrateur de
sociétés



Yezdi Pavri^{1,2,6}
Administrateur de
sociétés



Gale Rubenstein^{2,4,5,6}
Associée,
Goodmans LLP



Maureen Sabia^{1,3}
Présidente du conseil
d'administration non
membre de la direction,
La Société Canadian Tire
Limitée



John Wiersma^{3,5}
Administrateur de sociétés



Carole Workman^{1,4}
Administratrice de sociétés

Comités du conseil d'administration

¹ *Comité d'audit, des finances et des placements de retraite*
En mai 2014, le comité d'audit et des finances a été regroupé avec le comité des placements et du régime de retraite pour former le comité d'audit, des finances et des placements de retraite. Ce comité supervise l'intégrité des méthodes comptables et de la communication de l'information financière, les contrôles internes, l'audit interne, les risques financiers, la conformité financière et les politiques en matière de déontologie. Par ailleurs, le comité aide le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance à l'égard de toutes les questions liées au régime de retraite de Hydro One, notamment de la caisse de retraite de Hydro One. En 2014, le comité d'audit et des finances s'est réuni quatre fois, le comité des placements et du régime de retraite, une fois, et le comité d'audit, des finances et des placements de retraite, cinq fois.

² *Comité de la gouvernance et des ressources humaines*
En mai 2014, le comité de gouvernance a été regroupé avec le comité des ressources humaines pour former le comité de la gouvernance et des ressources humaines. Ce comité est responsable de la gouvernance du conseil d'administration de la société. Il fait des recommandations quant aux questions devant être abordées aux réunions du conseil d'administration, passe en revue le mandat de ce dernier et celui de chacun de ses comités. Il procède à des évaluations du conseil d'administration, surveille la qualité des relations de la direction avec le conseil d'administration, et recommande de bons candidats à l'élection au conseil d'administration. En outre, le comité a la responsabilité d'examiner la pertinence de la structure organisationnelle actuelle et future de la société, les plans de relève des hauts dirigeants de la société et des divisions et l'application du code de déontologie. Il évalue également le rendement et la rémunération des membres de la haute direction, ce qui comprend la formulation de recommandations au conseil concernant la rémunération de président et chef de la direction. En 2014, le comité de gouvernance s'est réuni une fois, le comité des ressources humaines, cinq fois, et le comité de la gouvernance et des ressources humaines, neuf fois.

³ *Comité de transformation opérationnelle* Le comité de transformation opérationnelle a la responsabilité d'aider le conseil dans ses responsabilités de surveillance de toutes les questions relatives au projet Cornerstone, au réseau de distribution de pointe (le « réseau intelligent ») et à la stratégie relative à l'innovation permanente, et à la planification, à l'aménagement et au déploiement de grands projets liés au réseau de transport ou de distribution, notamment les projets décrits dans le plan de mise en œuvre de la société à l'égard de l'énergie verte. Le comité s'est réuni quatorze fois en 2014.

⁴ *Comité de la réglementation et des politiques publiques*
Le comité de la réglementation et des politiques publiques s'assure que la société respecte toutes les exigences réglementaires et les lois applicables et il détermine et évalue les questions d'affaires publiques ayant des répercussions importantes sur la société, et fait des recommandations au conseil d'administration à ce sujet. Il supervise les programmes, les politiques, les normes et les procédures en matière de conformité et examine les demandes tarifaires soumises par la société ainsi que les mesures et les rapports de conformité. Le comité s'est réuni quatre fois en 2014.

⁵ *Comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement*
Le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement est responsable d'examiner les politiques, les normes et les programmes en matière de santé, de sécurité et d'environnement liés au travail, de s'assurer que la société se conforme aux lois, aux politiques et aux normes en matière de santé, de sécurité et d'environnement liées au travail et d'examiner les questions touchant la santé et la sécurité publiques. Le comité s'est réuni trois fois en 2014.

⁶ *Comité de la stratégie* Le comité de la stratégie a été mis sur pied en mai 2014 pour aider le conseil d'administration à traiter des questions relatives au conseil consultatif de la première ministre pour la gestion des biens provinciaux. Le comité s'est réuni quatre fois en 2014.

Hydro One Inc.

Est une société de portefeuille regroupant des filiales qui exercent leurs activités dans les secteurs du transport et de la distribution d'électricité et des services de télécommunications.

Hydro One Networks Inc.

Regroupe la plupart de nos activités, qui sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Elle est responsable de la planification, de la construction, de l'exploitation et de l'entretien de nos réseaux de transport et de distribution.

Hydro One Brampton Networks Inc.

Assure la distribution d'électricité dans l'une des agglomérations urbaines affichant la croissance la plus rapide du Canada, à seulement 30 kilomètres de Toronto.

Hydro One Remote Communities Inc.

Assure l'exploitation et l'entretien des installations de production et de distribution d'électricité servant à alimenter 21 collectivités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau de transport de la province.

Hydro One Telecom Inc.

Commercialise notre capacité de production de fibre optique auprès de nos clients d'affaires. Cette entreprise compte pour moins de un pour cent de nos actifs.

RENSEIGNEMENTS SUR LA SOCIÉTÉ

Adresse du siège social

483, Bay Street
Toronto (Ontario) M5G 2P5
416-345-5000
1-877-955-1155
www.HydroOne.com

Relations avec les investisseurs

416-345-6867
investor.relations@HydroOne.com

Hydro One est un émetteur auprès de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis. Les documents annuels et trimestriels déposés par Hydro One, notamment les états financiers, les rapports de gestion, les communiqués de presse, la notice annuelle et le rapport annuel, sont disponibles sur SEDAR au www.sedar.com et sur le site Web de la SEC, au www.sec.gov.

Ces documents sont également disponibles sur le site Web de Hydro One, au www.HydroOne.com, aux sections Investor Relations et Media.

Demandes des médias

416-345-6868
1-877-506-7584

Services à la clientèle

Panne d'électricité et situation d'urgence :
1-800-434-1235

Clients résidentiels, clients agricoles
et petites entreprises :
1-888-664-9376

Clients commerciaux :
1-877-447-4412

Auditeurs

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.





Pour en apprendre davantage sur les activités de Hydro One liées à l'électricité et sur la façon dont elle entend assurer l'avenir du réseau tout en préservant l'environnement, visitez le

www.HydroOne.com