



hydroOne

RAPPORT ANNUEL 2013



Chaque jour, les employés de Hydro One font l'impossible pour répondre aux besoins des clients et à ceux de leurs collègues. Au cours de la tempête de verglas de décembre 2013, 1 400 employés ont répondu à l'appel du devoir et ont délaissé momentanément leur famille pour rétablir le courant.



Nous sommes déterminés à offrir à la population ontarienne une source d'électricité sécuritaire, fiable et abordable et ce, jour et nuit, toute l'année.

La population ontarienne compte sur nous et nous sommes à la hauteur. Au quotidien.

Bien servir nos clients ne se résume pas à répondre à leurs appels ou à conduire des camions. C'est aussi escalader des poteaux par des températures glaciales pour rétablir le courant ou encore s'arrêter en bordure de la route pour donner un coup de main à nos clients. Bref, c'est un objectif qui se réalise chaque fois que nous interagissons avec toute personne extérieure à la société.



81 %

Taux de satisfaction de la clientèle (abonnés du secteur du transport)



87 %

Taux de satisfaction de la clientèle (abonnés du secteur de la distribution)

En couverture : photo fournie par CTV News Barrie.

TABLE DES MATIÈRES

02 Message du président du conseil d'administration
 08 Fiabilité
 15 Rapport de gestion
 54 États consolidés des résultats et du résultat étendu
 57 États consolidés des variations des capitaux propres
 59 Notes afférentes aux états financiers consolidés

10 Innovation et productivité
 52 Rapport de la direction

04 Message du président et chef de la direction
 12 Collectivités
 53 Rapport des auditeurs indépendants
 55 Bilans consolidés
 58 États consolidés des flux de trésorerie
 103 Conseil d'administration

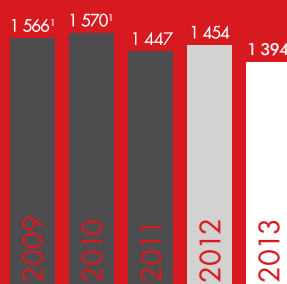
06 Sécurité

14 Haute direction de Hydro One

POINTS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS ET STATISTIQUES

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

(en millions de dollars canadiens)

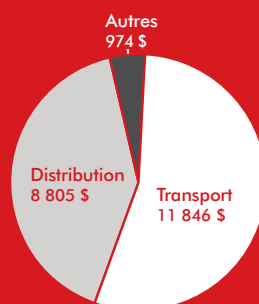


¹ Selon les PCGR du Canada

TOTAL DE L'ACTIF

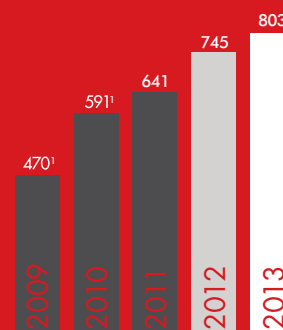
31 décembre 2013

(en millions de dollars canadiens)



BÉNÉFICE NET

(en millions de dollars canadiens)



¹ Selon les PCGR du Canada

Exercice clos le 31 décembre 2013

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

	2013	2012	Variation en \$	Variation en %
Produits	6 074	5 728	346	6
Achats d'électricité	3 020	2 774	246	9
Charges d'exploitation	1 782	1 730	52	3
Bénéfice net	803	745	58	8
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 404	1 294	110	9
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (en MW) ¹	21 493	21 132	361	2
Distribution unités distribuées aux clients (en TWh) ¹	29,8	29,2	0,6	2

¹ Les statistiques relatives au réseau sont provisoires.



« La société a continué d'investir dans le réseau d'électricité de la province dans l'intérêt de tous les Ontariens, et de renforcer l'engagement qu'elle a pris de présenter un solide modèle d'affaires à son unique actionnaire, la province d'Ontario. »

MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

L'engagement de Hydro One à offrir à la population ontarienne de l'électricité produite de façon sécuritaire, fiable et abordable est demeuré notre priorité en 2013.

La société a continué d'investir dans le réseau d'électricité de la province dans l'intérêt de tous les Ontariens et de renforcer l'engagement qu'elle a pris de présenter un solide modèle d'affaires à son unique actionnaire, la province d'Ontario.

Du point de vue financier, l'exercice a été couronné de succès. Le bénéfice net de Hydro One a atteint 803 millions de dollars en 2013, comparativement à 745 millions de dollars, un an plus tôt.

La hausse de 8 % est principalement attribuable aux efforts déployés pour réduire les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration. Par ailleurs, la société a généré des produits accrus du fait principalement des hausses découlant des processus de tarification selon la grille tarifaire réglementée de la Commission de l'énergie de l'Ontario et du marché au comptant de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité. La hausse des produits est également attribuable à la croissance de la consommation d'électricité et de la demande de pointe en été et en hiver.

Les investissements en capital de la société ont atteint 1 394 millions de dollars en 2013 en raison des violentes tempêtes qui sont survenues au cours de l'été et de l'hiver et des investissements effectués à l'égard de plusieurs projets d'infrastructure, y compris l'achèvement du poste de transport Commerce Way et du poste de commutation Summerhaven de 230 kV.

Hydro One a versé des dividendes de 218 millions de dollars à la province en 2013, et a constaté une provision

pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés de 109 millions de dollars.

Nous pouvons être fiers des mesures entreprises par notre société en réponse aux violentes tempêtes survenues en 2013, notamment les inondations de juillet et la tempête de verglas de décembre à Toronto.

Bien que nous ayons continué de démontrer notre capacité de fournir de l'électricité de manière sécuritaire et fiable et de procurer d'excellents rendements à notre actionnaire, la question de l'accessibilité économique pour nos clients demeure préoccupante. Le Plan énergétique à long terme (« PELT ») de 2013 de la province laisse entrevoir que les prix de l'électricité vont continuer de croître. Bien que cette hausse soit davantage attribuable aux coûts de l'électricité elle-même plutôt qu'à nos propres coûts de livraison, nous devons redoubler de vigilance face à nos coûts pour l'avenir.

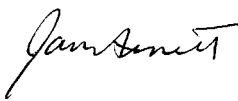
Nos réalisations importantes sur le plan stratégique au cours de l'exercice ont été les suivantes :

1. Dans le cadre du PELT, notre société a été désignée pour élaborer et faire approuver le projet de ligne de transport Northwest Bulk. Ce projet vise le renforcement important du réseau de transport dans la région ouest de Thunder Bay.
2. Le conseil d'administration a approuvé une stratégie de consolidation des entreprises de distribution locales (« EDL ») dynamique, mais prudente, visant à faciliter la consolidation au sein du secteur de la distribution en Ontario. L'entente conclue par notre société en 2013 en vue d'acquérir Norfolk Power constitue une première étape importante dans le cadre de cette stratégie.

Une vive déception a toutefois jeté de l'ombre sur nos réalisations. En mai 2013, notre société a adopté un nouveau système de facturation de la clientèle, projet à l'égard duquel le conseil d'administration assurait une surveillance minutieuse. Certains de nos clients du secteur de la distribution ont subi des retards prolongés sur le plan de la facturation et d'autres inconvénients liés à des services connexes du fait du passage au nouveau système, situation inattendue, mais toutefois inacceptable qui a poussé l'Ombudsman de la province à faire enquête. Ceci étant, le conseil d'administration est convaincu que la haute direction est entièrement vouée à résoudre ces problèmes et à procurer aux clients le service auquel ils sont en droit de s'attendre. La surveillance du conseil d'administration à l'égard de cette affaire demeurera une priorité en 2014.

Je remercie tous les employés de Hydro One 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.

Le président du conseil d'administration,



James Arnett



MESSAGE DU PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION

Le succès de notre société se mesure à la manière dont nous servons la population ontarienne. Chaque employé arborant notre logo se rend au travail chaque jour, conscient du fait que la population compte sur nous pour que l'électricité soit transportée de façon sécuritaire et fiable de l'endroit où elle est produite jusqu'à l'endroit où elle est finalement utilisée.

En 2013, nous nous sommes consacrés à améliorer le service à la clientèle et à faire preuve d'excellence en matière de gestion.

Servir la clientèle signifie souvent répondre aux situations d'urgence. Au cours de l'année écoulée, laquelle a été marquée par une vague de tempêtes sans précédent, notre personnel s'est affairé à rétablir rapidement et de façon sécuritaire le courant dont avaient été privés les quelque 2 556 000 abonnés touchés par l'une ou l'autre des neuf tempêtes importantes caractérisées par des quantités record de pluie, des vents violents et des conditions verglaçantes sérieuses.

En outre, au cours de la tempête de verglas de décembre qui a touché plus de 585 000 abonnés, 1 400 employés de Hydro One ont travaillé sans relâche pour réparer les dommages causés par la pluie verglaçante et rétablir le service pour nos clients privés d'électricité.

En mai, nous avons inauguré notre nouveau système d'information de la clientèle, lequel a remplacé un système qui n'était plus pris en charge et qui était parvenu à la fin de sa vie utile. Le passage au nouveau système s'est fait sans heurts pour 95 % de nos clients. Pour les quelque 5 % restants, le nouveau système a connu des ratés et

« Au cours de la tempête de verglas de décembre qui a touché plus de 585 000 abonnés, 1 400 employés de Hydro One ont travaillé sans relâche pour réparer les dommages causés par la pluie verglaçante et rétablir le service pour nos clients privés d'électricité. »

nous avons été incapables de résoudre les problèmes engendrés assez rapidement. Les problèmes liés au service finiront par être résolus et Hydro One continuera de s'employer à regagner la confiance de ces clients.

Le succès de notre société est également lié à notre performance comme entreprise commerciale, volet important du mandat que nous a confié la province. Hydro One a continué de démontrer sa valeur pour la province en dépassant ses objectifs financiers et en s'efforçant de réduire ses coûts et ce, en améliorant l'efficacité de ses programmes de travaux et en négociant avec deux de ses syndicats et son personnel de direction la hausse des ratios de cotisations aux régimes de retraite.

En 2013, nous avons réalisé des investissements en capital totalisant 1 394 millions de dollars pour accroître la fiabilité du réseau, pallier la vétusté de notre réseau d'électricité, améliorer le service offert à nos clients et faciliter le raccordement de nouvelles installations de production d'énergie.

Je remercie le conseil d'administration de son appui, mon équipe du leadership de l'ardeur qu'elle démontre afin d'améliorer notre entreprise ainsi que nos employés de leur engagement à travailler de façon sécuritaire pour servir nos clients.

Le président et chef de la direction de Hydro One Inc.,



Carmine Marcello



UNE RESPONSABILITÉ QUOTIDIENNE : ASSURER NOTRE SÉCURITÉ ET LA VÔTRE

La sécurité au quotidien traduit l'engagement que nous avons pris de maintenir un lieu de travail où tous contribuent à créer un environnement sécuritaire, soit en se portant une attention mutuelle ou en demeurant vigilant et concentré sur le travail à effectuer. Nous travaillons de façon sécuritaire afin de procurer à nos clients la valeur la plus importante qui soit...l'électricité.



Le 28 juin 2013, après 18 mois d'efforts, Hydro One a reçu sa certification selon la norme Occupational Health and Safety Assessment Series (« OHSAS ») 18001, reconnue à l'échelle internationale.

Sans la sécurité, nous n'avons rien.

MILIEU DE TRAVAIL OÙ NE SURVIENT AUCUNE BLESSURE

2,5 blessures nécessitant des soins médicaux par 200 000 heures travaillées en 2013.



Le secteur de l'électricité offre un milieu de travail implacable, potentiellement dangereux, où une simple maladresse peut entraîner une succession d'événements malheureux.

Afin de s'assurer que tous les travailleurs rentrent chez eux sains et saufs, Hydro One s'est engagé à favoriser un milieu de travail où la santé et la sécurité sont des priorités absolues au quotidien. Cette culture d'entreprise garantit que les bonnes personnes sont formées pour accomplir les bonnes tâches. Elle contribue également à ce que la sécurité de tout le personnel de Hydro One et de la population ontarienne soit assurée.

CERTIFICATION OHSAS 18001

En juin 2013, Hydro One a reçu sa certification selon la norme Occupational Health and Safety Assessment Series (« OHSAS ») 18001, reconnue à l'échelle internationale. Cette certification prestigieuse traduit la volonté de la société de prôner une culture qui

favorise la création d'un milieu de travail sans blessures. L'obtention de cette certification représente également un jalon important de notre histoire pour le maintien d'un système de gestion de la santé et de la sécurité de calibre mondial.

RECONNAISSANCE DU RENDEMENT EN MATIÈRE DE SANTÉ ET DE SÉCURITÉ

Le but du programme de reconnaissance du rendement en matière de santé et de sécurité de 2013 était de souligner l'atteinte d'étapes en matière de sécurité des individus et des équipes, à l'échelle de l'entreprise ainsi que d'améliorer le processus de reconnaissance du rendement des employés en matière de santé et de sécurité.

MILIEU DE TRAVAIL OÙ NE SURVIENT AUCUNE BLESSURE

Hydro One a constaté une baisse constante d'un exercice à l'autre des accidents évités de justesse (incident comportant un potentiel maximum raisonnable de dommages) et du nombre d'accidents de véhicules

automobiles évitables. Comme lors des années précédentes, Hydro One a utilisé les soins médicaux comme mesure du rendement en 2013 afin d'évaluer ses objectifs liés à la création d'un milieu de travail où ne survient aucune blessure. Cette mesure s'inscrit dans le cadre des objectifs stratégiques de la société et de son programme en matière de sécurité appelé Objectif zéro.

Les blessures nécessitant des soins médicaux s'entendent des blessures qui requièrent l'administration d'un traitement par un médecin et qui sont signalées à la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail. La mesure est calculée comme étant le nombre de soins médicaux administrés par tranche de 200 000 heures travaillées. En 2013, Hydro One a enregistré 2,5 blessures par 200 000 heures travaillées.



LA FIABILITÉ AU QUOTIDIEN : CONSTRUIRE ET ENTREtenir NOS INFRASTRUCTURES

Chacune de nos actions reflète nos connaissances, notre engagement et notre dévouement. Nous sommes à l'œuvre tous les jours, même les jours fériés, pour rétablir le courant. Nous nous arrêtons sur le bord de la route pour échanger avec les clients. Nous faisons bien plus qu'éclairer vos foyers.



Le 2 avril 2013, notre société a conclu une entente avec le comté de Norfolk afin d'acquérir Norfolk Power

12,9

(minutes/point de livraison)

Durée des interruptions de service imprévues sur le réseau de transport 115/230kV par point de livraison multi-circuit

6,9

(heures par client)

Durée des interruptions de service sur le réseau de distribution



La notion de « fiabilité » a, de tout temps, revêtu une importance pour nous. L'année écoulée n'a pas fait exception. Vents violents, pluies torrentielles, tempête de verglas survenue à la fin de décembre... Dame nature a vraiment mis à l'épreuve notre capacité de réagir en cas d'urgence en 2013.

ACHAT DE NORFOLK POWER

En avril, nous avons conclu une entente avec le comté de Norfolk afin d'acquérir Norfolk Power.

PROGRAMME DE REMPLACEMENT DE POTEAUX

En 2013, nous avons remplacé 11 000 poteaux de bois sur notre réseau de distribution de 123 000 kilomètres dans le but de maintenir la fiabilité de notre réseau et de favoriser la sécurité publique. Ce programme de 82 millions de dollars représente un investissement dans l'avenir énergétique de l'Ontario.

POSTE DE COMMUTATION SUMMERHAVEN DE 230 KV

En juin 2013, notre poste de commutation Summerhaven de 230 kV dans le comté de Haldimand a été mis en service. Les travaux ont commencé en 2012 et visaient la construction d'un nouveau poste destiné à raccorder la centrale éolienne Summerhaven, conformément à la *Loi sur l'énergie verte* de l'Ontario. À sa pleine capacité de production, le poste de 124 MW peut produire assez d'énergie propre pour alimenter environ 32 000 foyers.

TRAVAUX DE RESTAURATION APRÈS TEMPÊTES

Tout au long de 2013, l'Ontario a été assailli par des violentes tempêtes qui ont causé des pannes de courant,

parfois longues. Nous avons travaillé sans relâche pour réalimenter en électricité les abonnés touchés.

Quelques points saillants relatifs aux tempêtes :

- En janvier, des équipes ont réalimenté en électricité 48 000 abonnés après que des tempêtes hivernales eurent causé de nombreuses pannes.
- En avril, des équipes ont rétabli le courant dont plus de 150 000 abonnés avaient été privés après que des tempêtes de pluie verglaçante et de verglas eurent causé des dommages importants.
- En juillet, des équipes ont réalimenté en électricité plus de 400 000 foyers et entreprises à Toronto à la suite des graves inondations de nos postes de transport Richview et Manby provoquées par des pluies intenses.
- En novembre, des équipes ont travaillé pendant trois jours d'affilée pour rétablir le courant dont avaient été privé plus de 315 000 abonnés après qu'une tempête de vent eut causé des dommages importants à notre réseau de distribution.
- En décembre, une tempête de verglas qui s'est abattue sur certaines régions de l'Ontario a endommagé des lignes électriques et a causé d'importantes pannes. Entre le 21 décembre et le 29 décembre, près de 585 000 abonnés ont été privés d'électricité. Nos équipes ont travaillé avec des services publics locaux pour rétablir le courant et, le 27 décembre, 98 % des clients touchés avaient regagné le courant.

MODERNISATION DU RÉSEAU

Nous continuons de mettre l'accent sur le réseau de distribution de

pointe (« RDP »), projet lié au réseau intelligent constitué d'un réseau de communication sans fil et de divers dispositifs électroniques intelligents, qui vise l'amélioration de la fiabilité et des activités et l'intégration des sources d'énergie renouvelable et qui fournit de l'information en temps opportun afin d'aider les clients à mieux gérer leurs coûts d'électricité.



En ce qui concerne notre programme de tarifs de rachat garantis pour les microprojets et la production décentralisée, nous avons raccordé 1 414 projets en 2013. Les projets de 2013 visent environ 12 904 kW. Depuis décembre 2010, nous avons raccordé 11 329 projets dans le cadre de notre programme d'énergie propre et renouvelable, ce qui équivaut à près de 109 MW d'électricité renouvelable.

Le renforcement du réseau de transport constitue une autre étape importante du projet de modernisation du réseau. L'annonce qui a été faite dans le cadre du plan énergétique à long terme de l'Ontario, visant l'approbation et la mise en valeur du projet de Ligne de transmission en vrac du Nord-Ouest, à l'ouest de Thunder Bay, illustre la confiance que la province a en notre capacité d'accroître la fiabilité du réseau dans le Nord.

● INNOVATION ET PRODUCTIVITÉ

L'INNOVATION AU QUOTIDIEN : SE CONCENTRER SUR L'AVENIR

Comme en témoignent notamment notre outil de planification durable et notre application mobile gratuite, nous demeurons à l'affût des moyens créatifs et novateurs qui nous permettront de mieux répondre aux besoins en électricité actuels et futurs de la population ontarienne.



Le 22 décembre 2013, au plus fort de la tempête de verglas, notre application mobile gratuite a été téléchargée à 27 047 reprises.

Le nouvel outil d'analyse des actifs utilise un ensemble de moyens, à savoir des systèmes de cartographie, d'inventaire des actifs et d'évaluation des risques, qui favorise la prise des meilleures décisions possible en matière d'investissement et qui permet aux planificateurs et aux gestionnaires d'actifs de mieux résoudre les difficultés qui se posent lorsque vient le temps de décider quoi remplacer et à quel moment.

EN CHIFFRES

- **1,7 million** de poteaux de bois destinés au secteur de la distribution
- **50 000** structures en acier destinées au secteur du transport
- **29 000** kilomètres de lignes de transport
- **285** postes de transport
- **500 000** transformateurs sur poteaux
- **42 000** poteaux de bois destinés au secteur du transport
- **1 400** transformateurs
- **123 000** kilomètres de lignes de distribution à basse tension
- **1 200** transformateurs d'alimentation destinés au secteur de la distribution
- **1 002** postes de distribution



Nous détenons et exploitons le réseau de transport à haute tension de l'Ontario de 29 000 kilomètres, qui achemine l'électricité aux installations de services publics municipales et aux grands abonnés industriels, ainsi qu'un réseau de distribution à basse tension de 123 000 kilomètres, qui dessert environ 1,3 million d'utilisateurs finaux.

La population ontarienne compte sur nous jour après jour pour lui procurer l'électricité dont elle a besoin pour vaquer à ses occupations quotidiennes. Nous nous sommes engagés à offrir une source d'électricité produite de façon sécuritaire, fiable et abordable à la population ontarienne grâce aux percées technologiques, à l'avancement des programmes et de nouvelles procédures.

LANCEMENT DU SYSTÈME D'INFORMATION DE LA CLIENTÈLE

Forts de notre désir d'améliorer l'expérience des clients et de répondre à leurs besoins, nous avons lancé notre nouveau système d'information de la clientèle (« SIC ») en mai 2013.

Le nouveau système mis sur notre approche axée sur les clients et leurs besoins pour leur procurer de la valeur et remplace notre ancien système, lequel était devenu désuet, n'était plus pris en charge et manquait de fiabilité.

Comme c'est le cas lors de toute implantation d'un nouveau système, celle du SIC nécessite un temps d'apprentissage. Lorsque

le rythme de croisière sera atteint, les avantages pour le client se traduiront par une amélioration des interactions au centre d'appel, une plus grande exactitude du processus de facturation, une rapidité accrue de diffusion de l'information et un meilleur soutien de notre part en vue de la résolution de leurs problèmes grâce aux données mises à jour.

APPLICATION MOBILE

La popularité de notre application mobile gratuite a augmenté en 2013. L'application permet aux utilisateurs, où qu'ils soient à l'intérieur de notre zone de desserte, de se brancher à un système de cartographie en ligne recensant les pannes et de recevoir de l'information détaillée sur les coupures de courant.

Entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2013, l'application a été téléchargée 125 133 fois, soit une moyenne de 343 téléchargements par jour. Le 22 décembre 2013, au plus fort de la tempête de verglas, l'application a été téléchargée à 27 047 reprises.



OUTIL D'ANALYSE DES ACTIFS

Aux fins de la planification durable des actifs, nous disposons d'un outil d'analyse des actifs élaboré de façon à permettre aux planificateurs de gérer et de surveiller les actifs des réseaux de transport et de distribution de Hydro One. Le premier volet de cet outil a été implanté en 2012, et les travaux visant le deuxième volet ont été amorcés en 2013.

L'outil d'analyse des actifs utilise des données SAP, des cartes Google Earth et des données de planification durable pour dénombrer et cartographier les actifs de Hydro One. L'outil peut également relever les indicateurs de risque liés à l'état des actifs, ce qui nous permet de gérer ces actifs de façon à en tirer le maximum.

NOTRE ENGAGEMENT AU QUOTIDIEN : MOBILISER CHAQUE EMPLOYÉ

Nous ne serions pas ce que nous sommes sans nos employés. Hydro One est une société diversifiée formée de gens talentueux qui partagent un même but : bien servir la population ontarienne. La société encourage les nouvelles idées et initiatives. Nous sommes dévoués, compétents et fiables.



Le 23 mars 2013, Jour de la Terre, les clients de Hydro One ont contribué à réduire de 448 MW au total la consommation d'énergie à l'échelle de la province, ce qui témoigne de notre volonté de sensibiliser nos clients au moyen de programmes et de mesures visant à promouvoir les façons de réduire la consommation d'énergie.

ELECTRICITY DISCOVERY CENTRE

L'Electricity Discovery Centre (« EDC »), un centre mobile qui se déplace dans tout l'Ontario, a pour objectif d'approfondir les connaissances de la population ontarienne en ce qui a trait à la sécurité en matière d'électricité, aux économies d'énergie et à nos investissements dans le réseau électrique de la province.

● **En 2013, l'EDC a assuré une présence aux événements ou aux endroits suivants :**

1. Le championnat international de labour
2. La foire agricole de Norfolk
3. La foire royale d'hiver de l'agriculture
4. Queen's Park
5. La conférence sur l'énergie de l'Association des municipalités de l'Ontario

6. Le festival Village en lumières

- **Plus de 10 000** personnes ont visité l'EDC entre septembre et décembre 2013

- **Plus de 3 700** personnes ont visité l'EDC lors de son lancement, qui a eu lieu dans le cadre du championnat de labour du comté de Perth, entre le 17 septembre et le 21 septembre 2013

● Connexion Internet

- Accès aux personnes handicapées

- Borne de recharge à énergie solaire pour téléphones intelligents

- Borne de recharge pour véhicules électriques



Notre succès repose presque entièrement sur nos employés. Le personnel de Hydro One, qu'il fasse partie des équipes sur le terrain ou qu'il travaille au siège social, regroupe des gens issus d'une multitude de cultures, qui ont vécu des expériences diversifiées et qui disposent d'un large éventail de compétences. Notre diversité est à l'image de celle de l'Ontario, et nous mettons tous l'épaule à la roue pour offrir à la population ontarienne le service à la clientèle hors pair qu'elle mérite.

Nous nous sommes engagés à investir dans l'éducation et la formation de notre personnel tant actuel que futur. Nous sommes tout aussi déterminés à consolider notre réputation en investissant dans la province d'Ontario et ses communautés par l'intermédiaire de partenariats et de projets.

Ainsi, de nombreux partenariats et projets cruciaux, qui s'inscrivent dans la culture de Hydro One consistant à placer la population ontarienne au premier plan, ont été amorcés en 2013.

ELECTRICITY DISCOVERY CENTRE

Avec la création de l'Electricity Discovery Centre (« EDC ») en septembre 2013, nous avons accru notre engagement de longue date envers l'éducation en matière d'électricité et la mobilisation de la clientèle. Le centre mobile accessible à tous, d'une superficie de 1 000 pieds carrés, présente des expositions interactives sur la sécurité en matière d'électricité, les économies d'énergie et les investissements que nous effectuons dans le réseau électrique de l'Ontario.

L'EDC dispose d'une borne de recharge à énergie solaire et d'une section réservée à l'équipe chargée de sensibiliser les enfants à la sécurité en matière d'électricité. Il propose également un jeu sur les périodes de consommation ainsi que des vidéos sur le réseau électrique de l'Ontario. L'EDC se déplace dans toute la province pour conscientiser et éduquer les clients de Hydro One.

L'EDC s'est rendu dans plusieurs foires et événements qui se sont déroulés en Ontario en 2013, notamment le championnat international de labour qui a eu lieu à Mitchell en septembre, la conférence de l'Association des municipalités qui s'est tenue en décembre à Toronto et le festival Village en lumières de Morrisburg, qui a également eu lieu en décembre.

PARTENARIAT UNIVERSITAIRE POUR LA PROMOTION DES FEMMES EN GÉNIE

En mars, nous avons annoncé que nous avons conclu un partenariat avec l'Université Ryerson, l'Institut universitaire de technologie de l'Ontario, l'Université de Waterloo et l'Université Western pour favoriser l'augmentation du nombre d'étudiantes désirant faire carrière en sciences, en mathématiques, en technologie et en génie.

Le partenariat universitaire pour la promotion des femmes en génie a pour principal objectif d'augmenter le nombre d'étudiantes et de diplômées en génie au cours des quatre prochaines années.

SÉJOUR DE COHÉSION LIGHTNING TRAIL

En août, nous nous sommes associés au Collège Northern et au Conseil

scolaire de district du Nord-Est de l'Ontario pour organiser le séjour de cohésion d'une semaine intitulé Lightning Trail (le parcours de l'éclair) qui a eu lieu à Timmins et auquel ont participé 29 jeunes autochtones âgés de 12 à 18 ans. Le séjour Lightning Trail, organisé par le consortium qu'a formé Hydro One avec des collèges, a procuré à des jeunes l'occasion de se familiariser avec plusieurs programmes de métiers spécialisés et de technologie dans le secteur de l'électricité. Le Collège Northern a attribué à chaque participant un certificat de réussite. Par ailleurs, trois participants se sont vu décerner une bourse d'admission, soit la Northern College Hydro One Aboriginal Leadership Entrance Bursary.

BOURSES D'ÉTUDES POUR PREMIÈRES NATIONS, MÉTIS ET INUITS

C'est à Toronto, en juin, qu'a eu lieu la deuxième cérémonie annuelle de remise de prix qui reconnaît les réalisations des jeunes des Premières nations, Métis et Inuits dans le secteur de l'énergie. Les prix récompensent les jeunes étudiants de niveau post-secondaire inscrits dans des programmes liés à l'électricité qui ont su se démarquer par le leadership qu'ils ont exercé au sein des collectivités que nous desservons.

PRIX WILLIAM PEYTON HUBBARD

Hydro One parraine également un prix d'excellence académique récompensant deux étudiants noirs inscrits dans un collège ou une université de l'Ontario qui se démarquent, soit le prix William Peyton Hubbard.

HAUTE DIRECTION DE HYDRO ONE



Carmine Marcello
Président et chef de la
direction, Hydro One Inc.



Joe Agostino
Chef du contentieux



Laura Cooke
Vice-présidente, Relations
avec les entreprises



John Fraser
Premier vice-président,
Audit interne



Peter Gregg
Chef de l'exploitation



Judy McKellar
Vice-présidente, Ressources
humaines et culture



Rick Stevens
Vice-président, Service à
la clientèle



Sandy Struthers
Chef de l'administration et
chef des finances

RAPPORT DE GESTION

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

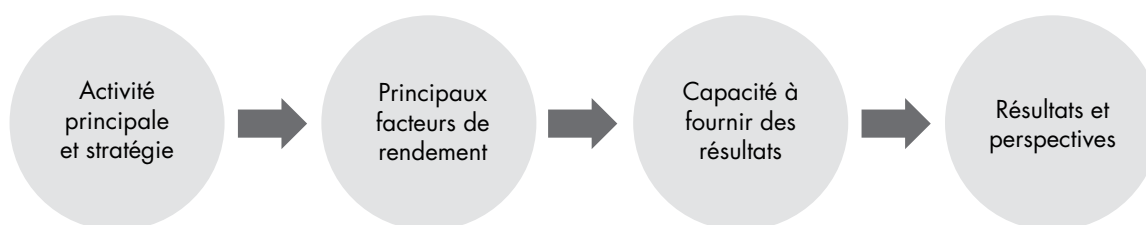
Le présent rapport de gestion doit être lu conjointement avec les états financiers consolidés et les notes y afférentes (les « états financiers consolidés ») de Hydro One Inc. (la « société ») pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. Les états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens 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 en tenant compte du 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. Le présent rapport de gestion fournit des informations à l'égard de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

RÉSUMÉ

Nous sommes détenus en propriété exclusive par la province d'Ontario (la « province ») et nos entreprises de transport et de distribution sont régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »). 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. En 2013, nous nous sommes encore concentrés sur notre activité principale et notre engagement envers nos abonnés et nous avons grandement contribué à la modernisation du réseau d'infrastructures de base de l'Ontario tout en continuant à satisfaire aux exigences de la *Loi sur l'énergie verte* (la « LEV »).

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 « 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 de certains de nos objectifs stratégiques. 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'indicateur 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 « 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 2013, nous avons établi neuf cibles souples et avons atteint ou dépassé cinq d'entre elles. En 2012, nous avons aussi atteint ou dépassé cinq de nos neuf cibles souples. Nous avons atteint notre cible visant à réduire au minimum la durée des interruptions de service imprévues de notre entreprise de distribution. Nous avons aussi atteint nos cibles de satisfaction de nos abonnés des entreprises de transport et de distribution à l'égard des services offerts par notre société. Nos cibles et notre rendement à l'égard de ces cibles en 2013 font l'objet d'une analyse à la rubrique intitulée « 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

En 2013, nos grands paramètres financiers sont demeurés solides, le bénéfice net s'établissant à 803 millions de dollars. En 2013, nous avons émis des titres d'emprunt à long terme de 1 185 millions de dollars, dont le produit a servi à financer le remboursement de titres d'emprunt à long terme de 600 millions de dollars ainsi qu'une tranche de nos dépenses en immobilisations et autres besoins d'entreprise. Une analyse complète de nos résultats d'exploitation et de nos activités de financement est présentée aux rubriques « Résultats d'exploitation annuels » et « Situation de trésorerie et sources de financement ».

En 2013, nous avons fait des investissements en capital totalisant 1 394 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. Les investissements en capital pour les quelques prochains exercices incluent les dépenses nécessaires à la construction de l'infrastructure essentielle, conformément au plan énergétique à long terme (le « PELT »), en fonction des recommandations formulées par l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO »), et les dépenses requises pour pallier la vétusté de l'infrastructure de notre réseau d'électricité. Nos dépenses en immobilisations futures sont présentées plus en détail à la rubrique « Investissements en capital futurs ».

VUE D'ENSEMBLE

Nos entreprises

Notre société compte trois secteurs isolables :

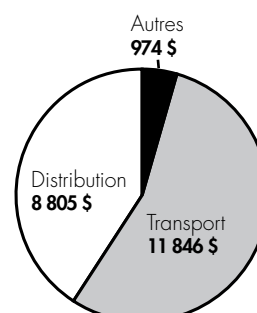
- notre entreprise de transport, dont les principales activités consistent à fournir des services de transport d'électricité et de raccordement pour assurer le transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- notre entreprise de distribution, dont les principales activités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

Transport

Notre entreprise de transport inclut les activités de transport de notre filiale Hydro One Networks, qui possède et exploite la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité en Ontario. 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. Notre réseau fonctionne sur des distances relativement longues et relie les installations de production importantes à des postes de transport et à des centres de distribution desservant des régions plus vastes. En 2013, nos produits tirés du transport ont totalisé 1 529 millions de dollars, surtout grâce aux quelque 140,7 TWh d'électricité que nous avons acheminés directement ou indirectement à la quasi-totalité des consommateurs d'électricité en Ontario. Notre réseau de transport est l'un des plus importants en Amérique du Nord et rejoint 5 territoires

Total de l'actif

31 décembre 2013
(en millions de dollars canadiens)

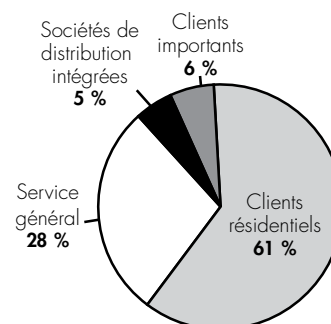


contigus au moyen de 26 interconnexions, qui nous permettent d'importer de l'électricité jusqu'à 6 510 MW en été et 6 390 MW en hiver et d'en exporter jusqu'à 6 070 MW en été et 6 270 MW en hiver. Au chapitre des actifs, notre entreprise de transport représente notre secteur d'activité le plus important puisqu'elle regroupait à peu près 55 % du total de nos actifs au 31 décembre 2013.

Distribution

Notre entreprise de distribution consolidée comprend les activités de distribution de nos filiales Hydro One Networks, Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton Networks ») et Hydro One Remote Communities Communities Inc. (« Hydro One Remote Communities »). Notre réseau de distribution consolidé est le plus vaste en Ontario et couvre près de 75 % de la province. Il dessert quelque 1,4 million d'abonnés en milieu rural ou urbain. Hydro One Remote Communities exploite de petits réseaux de production et de distribution réglementés dans certaines collectivités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau d'électricité de l'Ontario. En 2013, nos produits tirés de la distribution ont totalisé 4 484 millions de dollars, et plus de la moitié de ces produits ont été générés par nos abonnés résidentiels. Au 31 décembre 2013, notre entreprise de distribution regroupait environ 41 % du total de nos actifs.

Produits tirés de la distribution en 2013



Autres

Notre secteur Autres se compose essentiellement des activités de notre filiale Hydro One Telecom Inc. (« Hydro One Telecom »), qui commercialise une capacité de transport par fibre optique auprès d'entreprises de télécommunications et d'abonnés commerciaux qui ont besoin de réseaux 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. En 2013, notre secteur Autres a dégagé des produits de 61 millions de dollars et comptait des actifs de 974 millions de dollars au 31 décembre 2013, ce qui représente 4 % 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 efficiente afin de créer de la valeur pour nos abonnés aujourd'hui et pour les années à venir.

- **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 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 l'augmentation annuelle de la facture totale 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 entreprises de distribution locales (« 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 prospectif. 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 2013, nous avons atteint ou dépassé cinq de nos neuf cibles souples. Dans l'ensemble, nous progressons vers la réalisation d'un grand nombre de nos buts stratégiques.

Accroissement de notre productivité et de notre rentabilité

L'un de nos objectifs stratégiques consiste à accroître la productivité par des améliorations de l'efficacité et la gestion efficace des coûts. Les mesures à l'égard de cet objectif en 2013 ont été le coût unitaire de transport et le coût unitaire de distribution. Le coût unitaire de transport est égal aux dépenses en immobilisations et charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par dollar d'immobilisations corporelles en service (exprimées en pourcentage). Le coût unitaire de distribution s'entend des dépenses en immobilisations et charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par kilomètre de ligne (milliers de dollars par kilomètre) en raison de la longueur des lignes requises pour raccorder nos abonnés en milieu rural. Notre objectif lié à notre programme permanent de travaux et d'investissements consiste à soutenir, voire améliorer, nos actifs et à surveiller notre productivité d'un exercice à l'autre. Notre cible de coût unitaire de transport a été établie à 9,8 % et nous l'avons atteinte. Notre cible de coût unitaire de distribution a été établie à 9 800 \$ par kilomètre de ligne. Nous n'avons pas atteint cette cible.

Construction et entretien de réseaux de transport et de distribution fiables et rentables

Nous continuons à consolider et conserver la confiance et l'appui du public envers nos activités en notre qualité de gestionnaire responsable du réseau d'électricité de l'Ontario. En 2013, 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 d'une manière sûre, fiable et efficace pour les abonnés. 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.

En ce qui concerne la durée des interruptions de service imprévues de notre entreprise de transport, la cible en 2013 était de 9 minutes par point de livraison. Nous n'avons pas atteint cette cible.

Quant à la durée des interruptions de service non planifiées de nos activités de distribution, la cible pour 2013 avait été établie à 6,7 heures par abonné. Bien que nous n'ayons pas atteint cette cible, notre conseil d'administration a déterminé, en raison des tempêtes survenues en janvier et février 2013, que notre société devrait modifier ses méthodes de travail et le niveau de ses ressources pour atteindre cette cible, et que les coûts y afférents seraient exorbitants et contraires à l'intérêt de nos abonnés. Compte tenu des tempêtes susmentionnées et des résultats favorables pendant le reste de l'exercice, notre conseil d'administration a conclu à son gré que cette cible avait été atteinte.

Satisfaction de nos abonnés

La satisfaction de la clientèle permet de mesurer le degré de satisfaction de nos abonnés des secteurs du transport et de la distribution à l'égard du service offert par notre société. La satisfaction de la clientèle se mesure en fonction des résultats obtenus de divers sondages qui sont effectués auprès des abonnés par des tiers indépendants. En 2013, pour les abonnés du secteur du transport, nous avons ciblé un taux de satisfaction de 82 %. Le sondage est effectué auprès de trois groupes importants d'abonnés au secteur du transport. Notre conseil d'administration a déterminé qu'une amélioration considérable a été observée au sein de deux des trois groupes d'abonnés ayant participé au sondage et, par conséquent, à sa discrétion, il a conclu que cette cible avait été atteinte. Pour nos abonnés du secteur de la distribution, nous avons cherché à atteindre un taux de satisfaction de 86 %, cible que nous avons atteinte.

Promotion de l'engagement de nos employés

Nous continuons à concentrer nos efforts pour accroître l'engagement des employés à l'échelle de la société. Le personnel engagé adhère aux valeurs de sécurité, de gestion responsable, d'excellence et d'innovation de la société. Un sondage sur l'engagement des employés est effectué par un tiers expert indépendant. Notre objectif est d'améliorer le pointage moyen total d'un exercice à l'autre. La cible visant l'amélioration du pointage moyen total pour l'établir à 4,06 (sur 5) en 2013 n'a pas été atteinte.

Maintien d'une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire

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 en 2013 était un bénéfice net après impôt de 702 millions de dollars et nous l'avons dépassée.

Création d'un milieu de travail où ne survient aucune blessure et sécurité du public assurée

La sécurité de nos employés revêt la plus grande importance. En 2013, nous avons établi que les soins médicaux, c'est-à-dire les blessures nécessitant un traitement administré par un médecin (autre que les premiers soins), constituaient la mesure de rendement pour cet objectif stratégique. Cette mesure tient compte des incidents signalés à la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail et est calculée comme étant le nombre de cas de soins médicaux administrés par tranche de 200 000 heures travaillées. Pour 2013, nous avons fixé une cible d'au plus 1,9 cas de soins médicaux par 200 000 heures travaillées. Nous n'avons pas atteint cette cible.

RÉGLEMENTATION

Nos activités de transport et de distribution d'électricité sont autorisées et régies par la CEO. Nos produits tirés du transport proviennent principalement de nos tarifs de transport, lesquels sont fondés sur les tarifs de transport provinciaux uniformes (les « TTU ») approuvés par la CEO pour tous les transporteurs de la province. Nos produits tirés de la distribution découlent surtout de nos tarifs de distribution, qui sont aussi 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 transport et de distribution sont fondés sur les besoins en matière de produits approuvés qui prévoient le recouvrement des coûts et un rendement des capitaux propres ordinaires présumés. 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. Hydro One Brampton Networks applique actuellement les PCGR du Canada aux fins de tarification de ses activités de distribution.

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. 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 indicelle 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). 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.

Tarifs d'électricité

Selon la structure actuelle du marché, les petits consommateurs et les consommateurs désignés paient des tarifs d'électricité établis au moyen d'une grille tarifaire réglementée (la « GTR ») et les consommateurs du marché de gros de l'électricité paient une combinaison de prix réglementés, de prix contractuels et de prix sur le marché de gros au comptant. 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. La quasi-totalité des abonnés admissibles à la GTR sont maintenant facturés selon la période d'utilisation. Nous avons obtenu une exemption de la CEO, valable jusqu'au 31 décembre 2014, afin de ne pas appliquer la tarification obligatoire selon la période d'utilisation pour environ 122 000 abonnés qui n'ont pas accès, à l'heure actuelle, à l'infrastructure

des compteurs intelligents. Les déficits ou paiements excédentaires imprévus associés à la GTR sont temporairement financés par l'OEO. Les prix selon la GTR sont revus par la CEO tous les six mois et peuvent changer selon les prévisions mises à jour de la CEO et tout écart cumulé entre le montant que les abonnés ont payé pour l'électricité et le montant payé aux producteurs durant la période précédente.

Les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR et les abonnés du marché de 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 gros ainsi que de la fiabilité du réseau intégré d'électricité. Un sommaire de la GTR pour la période considérée et la période de comparaison est présenté ci-après :

GTR	Niveau du seuil (kWh/mois)		Tarifs par niveau (cents/kWh)	
	Clients résidentiels	Clients non résidentiels	Premier niveau	Deuxième niveau
1 ^{er} novembre 2011	1 000	750	7,1	8,3
1 ^{er} mai 2012	600	750	7,5	8,8
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

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 2011	10,8	9,2	6,2
1 ^{er} mai 2012	11,7	10,0	6,5
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

Tarifs de transport

En mai 2010, nous avons déposé auprès de la CEO une demande liée aux coûts du service pour les tarifs de transport de 2011 et 2012, afin de faire approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 446 millions de dollars pour 2011 et 1 547 millions de dollars pour 2012. En décembre 2010, la CEO a approuvé les besoins en matière de produits de 1 346 millions de dollars pour 2011 et 1 658 millions de dollars pour 2012. Le montant approuvé des besoins en matière de produits pour 2012 était supérieur à celui demandé, ce qui reflète l'orientation donnée par la CEO à notre société à l'égard de l'adoption d'une politique relative à l'inscription des coûts à l'actif conformément aux IFRS modifiées. Cet ajustement a été annulé par la suite, la CEO ayant approuvé l'utilisation des PCGR des États-Unis aux fins de l'établissement des tarifs de transport à compter du 1^{er} janvier 2012. Par conséquent, la CEO a approuvé des besoins en matière de produits de 1 418 millions de dollars pour 2012 ainsi que les nouveaux TTU de 2012, lesquels entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2012. Les nouveaux tarifs ont engendré une hausse approximative de 8 % des tarifs de transport, soit une augmentation de 0,6 % sur la facture globale d'un abonné résidentiel type consommant 800 kW d'électricité par mois. L'adoption des PCGR des États-Unis au lieu des IFRS modifiées aux fins de tarification a réduit les tarifs approuvés de près de 15 %.

En mai 2012, nous avons déposé une demande liée aux coûts du service auprès de la CEO concernant nos 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 augmentations estimatives de 0 % en 2013 et 0,7 % en 2014, de la facture globale de l'abonné moyen. 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 sans incidence sur les tarifs de transport figurant sur la facture globale de l'abonné par rapport aux tarifs approuvés par la CEO en 2012 pour 2013, mais les haussant de 5,8 % pour 2014. Dans le cas d'un abonné résidentiel type consommant 800 kW d'électricité par mois, cela se traduit par aucune augmentation en 2013 et par une hausse de 0,5 % pour celui de 2014. En décembre 2012, la CEO a approuvé des besoins en matière de produits tirés du transport de 1 438 millions de dollars pour 2013 et 1 528 millions de dollars pour 2014 et 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 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 visant les tarifs de transport pour 2014 dans sa forme proposée. Dans le cas de la partie de la facture de l'abonné se rapportant aux tarifs de transport, cela représente une augmentation de 6,3 % en 2014, ou de 0,5 % sur la facture globale d'un abonné résidentiel type consommant 800 kW par mois.

Tarifs de distribution

À titre de distributeur, nous sommes responsables de la livraison de l'électricité et de la facturation présentée à nos abonnés en ce qui a trait à nos tarifs de distribution approuvés, aux coûts liés aux achats d'électricité et à d'autres charges réglementaires approuvées. La quasi-totalité de nos coûts liés aux achats d'électricité et des autres charges réglementaires approuvées sont réglés par l'intermédiaire de la SIERE qui facilite les paiements à des tiers, comme les producteurs, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO ») et la SIERE elle-même.

• Hydro One Networks

Hydro One Networks a choisi de conserver les mêmes tarifs de distribution pour 2012 que ceux qui avaient été approuvés par la CEO pour 2011, selon des besoins en matière de produits de 1 218 millions de dollars.

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, consommant 800 kWh par mois.

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 29,3 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 augmentation des tarifs de distribution de près de 2,4 % pour 2014, ou 0,85 % sur la facture globale de l'abonné résidentiel type, consommant 800 kWh par mois.

Le 19 décembre 2013, Hydro One Networks a déposé une demande de tarifs de distribution adaptés pour 2015-2019 auprès de la CEO concernant les tarifs en vigueur le 1^{er} janvier de chaque exercice. Cette demande de tarifs adaptés pour une période de cinq exercices est soumise aux termes du cadre réglementaire renouvelé de la CEO pour les distributeurs d'électricité. Ce cadre a été adapté à la situation particulière de Hydro One Networks, laquelle requiert des investissements pluriannuels importants. Les éléments probants soumis incluent le plan d'affaires global, les besoins en matière de produits et les informations tarifaires nécessaires pour soutenir l'émission d'un avis par la CEO. Nous voulons obtenir des approbations de la CEO concernant des besoins en matière de produits de 1 411 millions de dollars pour 2015, 1 515 millions de dollars pour 2016, 1 571 millions de dollars pour 2017, 1 615 millions de dollars pour 2018 et 1 666 millions de dollars pour 2019. Si la demande est approuvée dans sa forme proposée, les tarifs distribution facturés de l'abonné résidentiel type, consommant 800 kWh par mois, diminueront d'environ 1,3 % en 2015, et augmenteront d'environ 4,2 % en 2016, 2,6 % en 2017, 1,9 % en 2018 et 2,9 % en 2019, ce qui se traduira par une baisse approximative de 1,1 % en 2015, et par une hausse approximative de 1,5 % en 2016, de 0,9 % en 2017, de 0,7 % en 2018 et de 1,1 % en 2019 de sa facture globale.

• Hydro One Brampton Networks

En septembre 2011, Hydro One Brampton Networks a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de distribution de 2012 qui devait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2012. En janvier 2012, la CEO a rendu une décision entraînant une réduction d'environ 13,2 % des tarifs de distribution pour 2012, soit une diminution de 1,7 % de la facture globale de l'abonné résidentiel type, consommant 800 kWh par mois. Ces réductions tarifaires découlent essentiellement des ajustements approuvés par la CEO en matière de taux d'amortissement.

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 qui devait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2013. En décembre 2012, la CEO a rendu une décision entraînant une augmentation d'approximativement 0,3 % des tarifs de distribution pour 2013, soit 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. Le 5 décembre 2013, la CEO a rendu une décision entraînant une réduction d'environ 2,5 % des tarifs de distribution pour 2014, soit une diminution de 0,5 % de la facture globale de l'abonné résidentiel moyen, consommant 800 kWh par mois.

• Hydro One Remote Communities

En novembre 2011, Hydro One Remote Communities a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de distribution de 2012. En mars 2012, la CEO a approuvé une hausse d'environ 1,08 % des tarifs de base, pour la distribution et la production d'électricité qui devait entrer en vigueur le 1^{er} mai 2012, soit une augmentation approximative de 1 \$ sur la facture globale d'un abonné résidentiel moyen.

En septembre 2012, Hydro One Remote Communities a déposé auprès de la CEO une demande liée aux coûts 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 de près de 0,48 % devant entrer en vigueur le 1^{er} mai 2014.

Faits récents dans le secteur

Plan énergétique à long terme

En 2010, le ministère de l'Énergie a annoncé le PELT de l'Ontario, lequel établissait les besoins prévus en électricité de la province jusqu'en 2030 et soutenait l'approvisionnement continu en nouvelle énergie plus propre. Le PELT de 2010 portait sur sept aspects clés : demande, approvisionnement, conservation, transport, collectivités autochtones, investissements en capital et tarifs d'électricité.

Le 2 décembre 2013, la province a publié son PELT mis à jour, Vers un bilan équilibré, qui présente le plan d'action de la province pour le secteur de l'énergie, y compris les stratégies d'atténuation des hausses des tarifs d'électricité, l'augmentation de l'approvisionnement en énergie renouvelable, la remise à neuf des installations de production d'énergie nucléaire, l'amélioration de la planification régionale relativement aux infrastructures d'énergie et du transport, la participation soutenue des Autochtones aux projets de développement, de transport et de conservation de l'énergie et l'expansion de l'infrastructure 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 conservation et la gestion de la demande (« CGD »). Conformément au PELT mis à jour, la province « encouragera Ontario Power Generation Inc. (« OPG ») et Hydro One à étudier de nouveaux secteurs d'activité et occasions d'affaires en Ontario et à l'extérieur. Ces occasions contribueront à tirer avantage de nos domaines d'expertise ainsi qu'à accroître les produits au bénéfice des Ontariens ». Nous continuerons de collaborer avec la province à l'élaboration de plans d'affaires et de cibles d'efficacité qui entraîneront une réduction des coûts et des économies importantes pour les abonnés.

En novembre 2013, le ministre de l'Énergie a émis une directive à la CEO, qui à son tour a rendu une décision et une ordonnance le 9 janvier 2014 en vue de modifier le permis de transport de Hydro One Networks pour faire approuver et développer le projet de ligne de transport en vrac du Nord-Ouest, qui concerne une expansion ou un renforcement du réseau de transport dans la région à l'ouest de Thunder Bay. La portée et le calendrier du projet de ligne de transport en vrac du Nord-Ouest seront conformes aux recommandations de l'OEO.

Consolidation du secteur de la distribution

En avril 2012, la province a annoncé qu'elle procéderait à un examen approfondi du secteur ontarien de l'électricité pour étudier des options afin d'accroître les efficacités, y compris la consolidation des EDL. Par conséquent, la province a créé le Comité ontarien du secteur de la distribution (le « Comité »). En décembre 2012, le Comité a rendu public son rapport intitulé *Renewing Ontario's Electricity Distribution Sector: Putting the Consumer First* incluant des recommandations sur la consolidation du secteur de l'électricité. Ce rapport recommandait que les 73 EDL visées par le rapport soient consolidées pour former entre huit et douze grands distributeurs d'électricité régionaux dans un délai de deux ans. Plus précisément, le rapport recommandait qu'il y ait deux distributeurs régionaux dans le nord de l'Ontario et entre six et dix distributeurs régionaux dans le sud de l'Ontario avec un minimum de 400 000 clients chacun. Étant donné que notre société est la plus grande EDL, le rapport recommandait que Hydro One Networks reçoive une direction évidente quant à la façon de mener une discussion sur le regroupement des actifs de distribution selon les entités publiques intéressées appropriées sur le plan commercial et la manière d'y participer.

Le ministre de l'Énergie a par la suite indiqué qu'il était en faveur de la consolidation volontaire et qu'il s'attendait à ce que toutes les EDL s'engagent dans des partenariats novateurs et adoptent des mesures porteuses de transformation qui permettront aux abonnés de réaliser des économies sur les services d'électricité.

Le 2 avril 2013, nous avons conclu une entente avec le comté de Norfolk visant l'acquisition des actions en circulation de Norfolk Power Inc. (« Norfolk Power ») en contrepartie de 93 millions de dollars, sous réserve des ajustements de clôture définitifs. Nous verserons au comté de Norfolk un montant net d'environ 66 millions de dollars après avoir pris en charge la dette existante de Norfolk Power, qui s'établit à près de 27 millions de dollars. Norfolk Power est une société de portefeuille propriétaire de Norfolk Power Distribution Inc., entreprise de distribution locale, et de Norfolk Energy Inc., entreprise de services énergétiques à tarifs non réglementés. Norfolk Power a sélectionné notre société à la suite d'un processus de vente concurrentiel exhaustif. L'acquisition est tributaire d'une décision réglementaire de la CEO, laquelle est prévue en 2014.

Nous continuerons de saisir des occasions de croissance grâce à la consolidation des EDL, à l'effet de levier de nos actifs, de nos technologies et de nos capacités existants, à notre expérience inégalée dans l'acquisition d'EDL, ainsi qu'à nos réseaux de distribution.

Approvisionnement en nouvelle énergie

En 2009, l'OEO a lancé son Programme de tarifs de rachat garantis (les « TRG »), lequel 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 établi des cibles annuelles d'approvisionnement, à compter de 2014, de 150 MW concernant le Programme de TRG pour les petits projets et de 50 MW concernant le Programme de TRG pour les microprojets. La province collabore avec l'OEO pour élaborer un processus concurrentiel visant des projets de production d'énergie renouvelable de plus de 500 kW. Le nouveau processus remplacera le volet existant pour les grands projets du Programme de TRG. Au 31 décembre 2013, notre société avait raccordé plus de 370 projets de TRG et 11 000 microprojets de TRG.

Conservation et gestion de la demande

En avril 2012, la CEO a publié ses directives sur la CGD pour tous les distributeurs d'électricité. Ces directives fournissent des indications sur certaines dispositions du code de CGD et les éléments probants qui doivent être remis par les distributeurs à l'appui d'une demande 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 est le mécanisme au moyen duquel les EDL sont dédommagées au titre des pertes de produits découlant des réductions de la charge attribuables aux programmes de CGD. De plus, les directives stipulent que les économies associées aux tarifs fondés sur la période d'utilisation peuvent être incluses pour atteindre les cibles de CGD pendant la période 2011-2014.

En décembre 2012, le ministre de l'Énergie a émis une directive à l'OEO en vue de prolonger le financement des programmes de CGD contractés avec l'OEO à l'échelle de l'Ontario pendant une année additionnelle, soit jusqu'au 31 décembre 2015. Cette prolongation fournira aussi une 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 2013, conformément au code de CGD, Hydro One Networks et Hydro One Brampton Networks ont l'une et l'autre déposé leur rapport annuel de CGD de 2012 auprès de la CEO. Les rapports fournissent des détails sur les activités de CGD, les résultats concernant les économies d'énergie et la demande de pointe réalisées en 2012 et les plans pour atteindre les cibles de CGD d'ici la clôture de 2014. Hydro One Networks a annoncé qu'elle prévoit atteindre 100 % de sa cible de demande et 80 % de sa cible cumulative d'ici la clôture de 2014. Hydro One Brampton Networks a annoncé qu'elle prévoit atteindre 68 % de sa cible de demande et 100 % de sa cible cumulative d'ici la clôture de 2014. La CEO a indiqué que plusieurs EDL font face aux mêmes enjeux. La CEO est au fait de cette situation.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ANNUELS

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	Variation en \$	Variation en %
Produits	6 074	5 728	346	6
Achats d'électricité	3 020	2 774	246	9
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	1 106	1 071	35	3
Amortissement	676	659	17	3
	4 802	4 504	298	7
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	1 272	1 224	48	4
Charges de financement	360	358	2	1
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	912	866	46	5
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	109	121	(12)	(10)
Bénéfice net	803	745	58	8

Produits

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	Variation en \$	Variation en %
Transport	1 529	1 482	47	3
Distribution	4 484	4 184	300	7
Autres	61	62	(1)	(2)
	6 074	5 728	346	6

Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW) ¹	21 493	21 132	361	2
Distribution – Unités distribuées aux abonnés (TWh) ¹	29,8	29,2	0,6	2

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 façon 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 climatiques 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.

Nos produits tirés du transport ont augmenté de 47 millions de dollars, ou 3 %, en 2013 par rapport à ceux de 2012. La moyenne de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario s'est accrue en 2013, ce qui a entraîné une augmentation de 26 millions de dollars des produits tirés du transport comparativement à 2012. La croissance de la consommation d'électricité en 2013 est principalement attribuable à un été plus chaud et à un hiver plus froid, par rapport à 2012. Par ailleurs, nous avons enregistré une hausse de 21 millions de dollars des produits en 2013 en raison de l'approbation de la CEO concernant les produits tirés des services d'exportation et des services auxiliaires.

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 2013, nos produits tirés de la distribution ont augmenté de 300 millions de dollars, ou 7 %, par rapport à 2012. L'augmentation a été principalement attribuable au recouvrement des coûts liés aux achats d'électricité plus élevés de 246 millions de dollars, tel qu'il est décrit ci-dessous dans la rubrique « Achats d'électricité ». De plus, la consommation d'électricité s'est accrue de 29 millions de dollars en 2013, principalement en raison d'un été plus chaud et d'un hiver plus froid, comparativement à 2012. Les produits tirés de la distribution ont aussi augmenté de 15 millions de dollars à la suite de notre mise en service du nouveau réseau intelligent et de nos investissements dans les compteurs intelligents, lesquels sont recouverts au moyen de mécanismes de tarification distincts à l'heure actuelle.

En décembre 2012, la CEO a approuvé les nouveaux tarifs devant entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2013, en fonction de son processus relatif au MTI de troisième génération. De plus, dans le cadre de sa décision relative au MTI, la CEO a approuvé notre demande d'avenant tarifaire additionnel pour l'ajustement de nos tarifs au titre du module de capital marginal (« MCM »), compte tenu de la mise en service consécutive à certains investissements en capital. L'approbation du MCM a entraîné une hausse de 13 millions de dollars de nos produits, comparativement à 2012. De plus, la décision relative au MTI de la CEO a donné lieu à une augmentation de 10 millions de dollars des produits tirés de la distribution, ce qui viendra appuyer les exigences d'entretien et d'investissement pour notre réseau de distribution et permettra la livraison sécuritaire et fiable d'électricité à nos abonnés à l'échelle de l'Ontario. Les hausses des produits tirés de la distribution en 2013 ont été partiellement contrebalancées par la baisse de 13 millions de dollars des produits accessoires tirés de la distribution en 2013, 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 de gros, les frais de service du marché de gros de la SIERE et les frais de transport prélevés par la SIERE. Le coût de l'énergie repose sur la GTR de la CEO, tel qu'il est décrit ci-dessus dans la rubrique « Réglementation ».

Les coûts liés aux achats d'électricité ont augmenté de 246 millions de dollars, ou 9 %, à 3 020 millions de dollars en 2013, par rapport à 2012. L'augmentation de nos coûts liés aux achats d'électricité en 2013 s'explique principalement par des hausses de 104 millions de dollars à la suite d'une montée des coûts liés aux achats d'électricité pour les abonnés inadmissibles à la GTR, de 85 millions de dollars en raison des variations des tarifs de la GTR pour les abonnés résidentiels et autres clients admissibles, de 44 millions de dollars compte tenu de la croissance de la demande d'électricité et de 9 millions de dollars relativement aux frais fixes du procédé des compteurs intelligents de la SIERE à compter du 1^{er} mai 2013 et par une réduction de 4 millions de dollars des frais de service du marché de gros perçus par la SIERE.

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

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent de la main-d'œuvre, des matériaux, des équipements et des services achetés aux fins du soutien de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de transport et de distribution. Ces charges comprennent également les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts 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 soutenir nos postes de transport à haute tension, nos lignes et nos emprises. Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la distribution sont engagées pour maintenir notre réseau de distribution à basse tension. Notre société continue à mettre l'accent sur la gestion des coûts, tout en progressant dans la réalisation des programmes des travaux prévus pour ses entreprises de transport et de distribution.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	Variation en \$	Variation en %
Transport	375	402	(27)	(7)
Distribution	672	608	64	11
Autres	59	61	(2)	(3)
	1 106	1 071	35	3

Transport

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le transport ont diminué de 27 millions de dollars, ou 7 %, à 375 millions de dollars en 2013, comparativement à 2012. Dans le cadre de nos programmes de travaux, nous avons continué d'investir dans l'exploitation sécuritaire et fiable de notre réseau de transport.

Les charges de soutien de notre réseau de transport ont diminué de 33 millions de dollars en 2013, par rapport à 2012, principalement en raison d'une réduction de notre provision pour paiements en remplacement des impôts fonciers 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. La baisse des charges de soutien de notre réseau de transport a été partiellement contrebalancée par une hausse de 6 millions de dollars des coûts de nos programmes de travaux, comparativement à 2012. La hausse découle essentiellement des dépenses accrues liées à notre programme de travaux forestiers pour nos emprises de transport en raison de la grande densité des arbres, de l'entretien préventif ou correctif de l'équipement d'alimentation et des travaux urgents de rétablissement du courant à la suite des graves inondations de nos postes de transport Richview et Manby provoquées par des pluies torrentielles en juillet 2013. Nous avons eu aussi à respecter des exigences plus strictes en matière de cybersécurité et de conformité interne relativement aux normes et critères de fiabilité prescrits par la North American Electric Reliability Corporation. Ces augmentations de coûts de nos programmes de travaux ont été partiellement contrebalancées par la diminution des dépenses liées à la recommandation formulée par l'OEO concernant l'accroissement de la capacité de court-circuit ou de transformation de dix postes de transport, afin de permettre le raccordement de petites installations de production d'énergie renouvelable, du fait que ces travaux étaient presque terminés à la clôture de 2012. Les dépenses relatives à la mise à niveau de ces postes ont été comptabilisées dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration plutôt que dans les dépenses en immobilisations étant donné les restrictions visant le recouvrement conformément à une déclaration de l'actionnaire faite en avril 2011. Aucune telle déclaration n'a été faite en 2013. De plus, nous avons enregistré une baisse des dépenses au titre du programme de remise à neuf et de remplacement des lignes aériennes.

Distribution

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la distribution ont augmenté de 64 millions de dollars, ou 11 %, à 672 millions de dollars en 2013, comparativement à 2012. Les charges liées à nos programmes de travaux se sont accrues de 63 millions de dollars, par rapport à 2012, essentiellement en raison des charges plus élevées pour le rétablissement du courant à la suite de violentes tempêtes en 2013, des travaux importants à la suite des appels de dépannage ou de localisation des câbles à la demande des clients dans le cadre du nouveau programme Info-excavation, des besoins plus grands liés au programme de patrouille des lignes, des charges accrues pour le soutien de la clientèle, des améliorations de la technologie de l'information (« TI ») ainsi que des travaux continus pour notre projet de RDP. Ces incidences ont été partiellement contrebalancées par les baisses des charges d'entretien préventif ou correctif des postes et de dégagement des lignes, comparativement à 2012. Les charges de soutien de notre réseau de distribution ont légèrement augmenté de 1 million de dollars, par rapport à 2012.

Amortissement

La charge d'amortissement a augmenté de 17 millions de dollars, ou 3 %, en 2013, par rapport à 2012. Cette augmentation découle de l'amortissement plus élevé en 2013 en raison surtout de la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme continu de travaux d'immobilisations, et des coûts de retrait d'actifs plus élevés en 2013.

Charges de financement

Les charges de financement ont progressé de 2 millions de dollars, ou 1 %, à 360 millions de dollars en 2013, comparativement à 2012. La progression des charges de financement en 2013 découle essentiellement d'une diminution des intérêts capitalisés, partiellement contrebalancée par une baisse des intérêts débiteurs sur la dette à long terme en raison des taux d'intérêt moyen moins élevés.

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 a baissé de 12 millions de dollars, ou 10 %, à 109 millions de dollars en 2013, comparativement à 2012. La baisse a été principalement attribuable aux variations des écarts temporaires nets ainsi qu'à un ajustement lié aux crédits d'impôt pour la recherche et le développement en 2012. Cette baisse a été partiellement contrebalancée par l'incidence de la progression du bénéfice avant impôt en 2013, par rapport à 2012.

Bénéfice net

Le bénéfice net s'est accru de 58 millions de dollars, ou 8 %, à 803 millions de dollars en 2013, comparativement à 2012. En 2013, nous avons enregistré une hausse des produits tirés de la distribution attribuable surtout aux coûts liés aux achats d'électricité plus élevés, lesquels découlent essentiellement du processus de tarification selon la GTR de la CEO et du marché au comptant de la SIERE. En 2013, nous avons aussi enregistré une augmentation des produits tirés du transport puisque la demande de pointe a été plus élevée en raison des vagues de chaleur estivales et des conditions météorologiques hivernales extrêmes en 2013. Notre bénéfice net en 2013 a été favorablement touché par la baisse de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés et par une réduction de notre provision pour paiements en remplacement des impôts fonciers liés aux postes de transport, à la suite de la finalisation de l'examen de certaines déclarations d'impôts fonciers d'années antérieures. Cette réduction a été en partie contrebalancée par les charges de rétablissement du courant engagées à la suite de plusieurs violentes tempêtes en 2013.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION TRIMESTRIELS

Le tableau qui suit présente les informations trimestrielles non auditées pour chacun des huit trimestres clos entre le 31 mars 2012 et le 31 décembre 2013. 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>	2013				2012			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Trimestre clos le								
Total des produits	1 557	1 542	1 403	1 572	1 435	1 466	1 359	1 468
Bénéfice net	160	218	168	257	165	201	169	210
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire	155	214	163	253	160	197	164	206

La demande d'électricité suit généralement les variations météorologiques normales et, par conséquent, nos produits et notre bénéfice liés à l'électricité, tous les autres facteurs demeurant constants, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

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

Exercices clos les 31 décembre <i>(en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Activités d'exploitation	1 404	1 294
Activités de financement		
Émission de dette à long terme	1 185	1 085
Remboursement de dette à long terme	(600)	(600)
Dividendes versés	(218)	(370)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 412)	(1 463)
Autres activités de financement et d'investissement	11	21
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	370	(33)

Activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 110 millions de dollars pour atteindre 1 404 millions de dollars en 2013, comparativement à 2012. L'augmentation s'explique principalement par la hausse du bénéfice net en 2013, comparativement à 2012, et par les variations des soldes des charges à payer essentiellement liés au calendrier des paiements d'impôt et aux projets d'immobilisations. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la hausse des soldes des débiteurs, à la suite de l'accroissement des produits, et de la diminution des recouvrements pendant la période.

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'un capital d'au plus 1 000 millions de dollars et d'une durée inférieure à 365 jours, de notre facilité de crédit renouvelable et de notre placement en billets à taux variable de la province d'Ontario.

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 2018. De plus, notre placement en billets à taux variable de la province d'Ontario de 250 millions de dollars (dont la juste valeur était de 251 millions de dollars au 31 décembre 2013) arrive à échéance le 19 novembre 2014 et nous fournit une liquidité temporaire. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme 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 2013, l'encours de notre dette à long terme s'établissait à 9 045 millions de dollars, y compris la tranche échéant à moins de 1 an. Nos billets et nos débetures viennent à échéance entre 2014 et 2062. 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 2013, la tranche qui demeurerait disponible jusqu'en octobre 2015 s'élevait à 1 815 millions de dollars.

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisantes pour financer nos dépenses en immobilisations, rembourser nos dettes existantes et répondre à d'autres besoins de liquidités. 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 les marchés 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) ¹	A-1	A+

¹ Le 25 avril 2012, S&P a révisé sa perspective de notre société, qui est passée de stable à négative.

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 admissible exprimée en pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité à 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 significatif qui pourrait entraîner un défaut. Cependant, les conventions de crédit exigent que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement défavorable significatif 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 2013, nous nous conformions à toutes ces clauses restrictives et limites.

En 2013, nous avons émis des titres d'emprunt à long terme de 1 185 millions de dollars dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme, comparativement aux titres d'emprunt à long terme de 1 085 millions de dollars émis en 2012. En 2013, nous avons aussi remboursé des titres d'emprunt à long terme de 600 millions de dollars arrivés à échéance, par rapport aux titres d'emprunt à long terme de 600 millions de dollars remboursés par anticipation en 2012, avant leur date d'échéance du 15 novembre 2012. Aucun billet à court terme n'était en circulation aux 31 décembre 2013 et 2012.

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 au sein 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 2013, nous avons versé des dividendes à la province pour un montant de 218 millions de dollars, soit 200 millions de dollars sur les actions ordinaires et 18 millions de dollars sur les actions privilégiées. En 2012, nous avons versé des dividendes à la province pour un montant de 370 millions de dollars, soit 352 millions de dollars sur les actions ordinaires et 18 millions de dollars sur les actions privilégiées. En 2013, les dividendes en espèces par action ordinaire se sont élevés à 2 000 \$, comparativement à 3 523 \$ par action ordinaire en 2012. Les dividendes en espèces par action privilégiée se sont chiffrés à 1,375 \$ tant en 2013 qu'en 2012.

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

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	Variation en \$	Variation en %
Transport	714	776	(62)	(8)
Distribution	673	671	2	—
Autres	7	7	—	—
Total des investissements en capital	1 394	1 454	(60)	(4)

Transport

Les investissements en capital liés au transport ont diminué de 62 millions de dollars, ou 8 %, pour atteindre 714 millions de dollars en 2013, comparativement à 2012. Les investissements pour agrandir et renforcer notre réseau de transport se sont élevés à 170 millions de dollars en 2013, en baisse de 143 millions de dollars comparativement à 2012. Cette baisse est surtout attribuable au parachèvement du projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton, aux fins du raccordement des sources de production d'énergie nucléaire remises à neuf et de nouvelles sources de production d'énergie éolienne dans la région Huron-Grey-Bruce. Cette installation a été mise en service en mai 2012. De plus, nous avons enregistré une baisse des dépenses à la suite du parachèvement de notre poste de transport Commerce Way, nouveau poste d'approvisionnement dans la ville de Woodstock pour répondre à la croissance de la charge dans cette région, et du projet de reconstruction du poste de commutation à notre poste de transport Burlington, où deux nouveaux commutateurs de 115 kV ont été construits pour accroître la capacité d'approvisionnement de la charge et assurer la fiabilité de l'approvisionnement à l'intention des abonnés de cette région. Ces installations ont été mises en service, respectivement, en février 2013 et décembre 2012.

En 2013, nous avons continué d'investir dans les réseaux interrégionaux, en vue de soutenir les objectifs de mixité des sources d'approvisionnement de la province pour la production d'électricité, et dans des projets de raccordement de grands consommateurs et des projets d'approvisionnement local, afin de composer avec la croissance de la charge. Les dépenses engagées dans le cadre de nos projets d'approvisionnement local incluent des investissements dans notre projet de renforcement du réseau de transport relatif aux quartiers intermédiaires, qui permettra d'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. Les travaux effectués à notre poste de commutation de Hearn, en vue de reconstruire un poste extérieur parvenu à la fin de sa durée de vie, ont été en partie parachevés en décembre 2013. Ces travaux permettront aussi d'accroître la capacité de court-circuit pour permettre le raccordement de sources de production d'énergie renouvelable dans la région centrale et le centre-ville de Toronto. Nous avons aussi commencé la mise à niveau du réseau entre Lambton et Longwood pour accroître la capacité de transport entre nos postes de transport Lambton (à Sarnia) et Longwood (à London). Ce projet est nécessaire pour respecter la politique gouvernementale concernant l'intégration de 10 700 MW de production d'énergie renouvelable autre qu'hydroélectrique d'ici 2021.

Les investissements pour soutenir notre réseau de transport se sont établis à 481 millions de dollars en 2013, en hausse de 89 millions de dollars par rapport à 2012. En 2013, nous avons procédé à des investissements importants dans la remise à neuf ou le remplacement des équipements, pour les lignes aériennes parvenus à la fin de leur durée de vie, ainsi qu'à des réinvestissements dans le réseau, afin d'en améliorer la fiabilité, et dans le remplacement de disjoncteurs. De plus, nous avons enregistré une augmentation des dépenses liées au calendrier des travaux de remplacement des postes de transformation parvenus à la fin de leur durée de vie. Nous avons poursuivi nos travaux de remplacement des câbles de transport souterrains parvenus à la fin de leur durée de vie reliant notre poste de transport Strachan au poste de jonction Riverside. Ces nouveaux câbles souterrains permettront l'approvisionnement d'énergie fiable au centre-ville de Toronto. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par une diminution des dépenses liées au remplacement des équipements de protection et de contrôle.

Nos autres investissements en capital liés au transport ont atteint 63 millions de dollars en 2013, en baisse de 8 millions de dollars, par rapport à 2012. La baisse découle essentiellement de la diminution des besoins liés aux programmes de TI, notamment notre projet d'amélioration et de remplacement du système d'information SAP à l'échelle de l'entreprise, et du calendrier des améliorations apportées aux installations sur le terrain. Cette baisse a été partiellement contrebalancée par l'acquisition d'un plus grand nombre de véhicules pour le parc ainsi que les 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.

Distribution

Nos investissements en capital liés à la distribution ont augmenté de 2 millions de dollars, ou moins de 1 %, à 673 millions de dollars en 2013, comparativement à 2012. Les investissements pour agrandir et renforcer notre réseau de distribution se sont établis à 235 millions de dollars en 2013, en baisse de 49 millions de dollars par rapport à 2012. Nous avons enregistré une diminution des dépenses liées à certains de nos projets importants, notamment le projet de RDP, puisque nous avons terminé le déploiement de notre système de gestion de la distribution dans la région pilote d'Owen Sound en 2012 ainsi que le projet d'installation de compteurs intelligents, la majorité des travaux d'expansion du réseau ayant été achevée en 2012. En 2013, nous avons aussi enregistré moins de demandes de raccordements et de mises à niveau de la part des clients. Ces baisses ont été partiellement contrebalancées par l'accroissement des travaux de mise à niveau et d'augmentation de la capacité de notre réseau pour permettre le raccordement de nouveaux clients et respecter le calendrier de projets de raccordement de production. Puisque la CEO a évalué la prudence du projet de RDP, la prochaine phase de ce projet devrait commencer en 2014.

Les investissements pour soutenir notre réseau de distribution se sont établis à 324 millions de dollars en 2013, en hausse de 79 millions de dollars par rapport à 2012. La hausse découle essentiellement de l'augmentation des dépenses pour remplacer des composantes lors des travaux de rétablissement du courant à la suite de violentes tempêtes en 2013. Nous avons aussi réalisé davantage de travaux dans le cadre de nos projets de remplacement des poteaux de bois ainsi que de remise à neuf de postes. Les investissements ont aussi été touchés par le calendrier des paiements de contribution de clients perçus durant 2012 à l'égard des travaux visant l'utilisation conjointe et le déplacement de nos lignes. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par la diminution des travaux visant nos lignes.

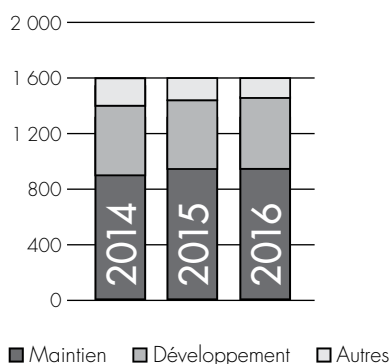
Nos autres investissements en capital liés à la distribution se sont élevés à 114 millions de dollars en 2013, en hausse de 28 millions de dollars comparativement à 2012. La plupart de ces dépenses concernait la phase du système d'information de la clientèle (« SIC »), lequel a été mis en service en mai 2013, dans le cadre de notre projet d'amélioration et de remplacement du système d'information SAP à l'échelle de l'entreprise. En plus du remplacement des systèmes parvenus à la fin de leur durée de vie, la mise à niveau apportera des améliorations des processus qui devraient générer de nombreux avantages, notamment l'accroissement de la satisfaction de la clientèle au moyen de la réduction des délais d'appels et la résolution des problèmes dès le premier appel grâce à un accès plus rapide à l'information. Des économies de productivité devraient aussi découler des améliorations du rendement, du regroupement des systèmes de technologie de l'information et du démantèlement des anciens systèmes de technologie de l'information. De plus, nous avons enregistré une baisse des dépenses liées aux programmes de TI, notamment notre projet d'amélioration et de remplacement du système d'information SAP à l'échelle de l'entreprise, et au calendrier des améliorations apportées aux installations sur le terrain, laquelle a été partiellement contrebalancée par les acquisitions accrues pour la flotte ainsi que les travaux urgents de rétablissement du courant à la suite de l'inondation de notre poste de transport Richview.

Investissements en capital futurs

Nos investissements en capital futurs budgétisés pour 2014 sont d'environ 1 600 millions de dollars. Les investissements budgétisés pour 2014 de nos entreprises de transport et de distribution sont, respectivement, de quelque 950 millions de dollars et 650 millions de dollars. Les investissements en capital consolidés devraient être d'approximativement 1 600 millions de dollars tant en 2015 qu'en 2016. Ces investissements reflètent les travaux de soutien nécessaires pour pallier la vétusté de notre infrastructure. Les investissements en capital pour notre programme de soutien devraient être de près de 900 millions de dollars en 2014, 2015 et 2016. Nos investissements en capital pour le développement devraient s'établir à environ 450 millions de dollars en 2014, 500 millions de dollars en 2015 et 500 millions de dollars en 2016. 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 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 250 millions de dollars en 2014, 200 millions de dollars en 2015 et 200 millions de dollars en 2016. Ils incluent les investissements dans l'intégration de l'infrastructure d'exploitation, la TI, les services et installations pour la flotte et les biens immobiliers. Le total des investissements en capital futurs ne comprend pas les acquisitions futures de SDL.

Investissements en capital futurs

(en millions de dollars canadiens)



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 d'énergie fiable et continu aux abonnés dans l'ensemble de la province. Les investissements en capital futurs pour notre programme de soutien incluent le remplacement des disjoncteurs à air et des appareils de connexion, les câbles souterrains à haute tension et les transformateurs. 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 d'installation d'un autre autotransformateur à notre poste de transport Clarington pour accroître la capacité dans l'est de la Région du Grand Toronto; le projet de remise à neuf des équipements de transport dans la région de Guelph incluant la mise à niveau d'une ligne de transport et de postes de transport dans le centre sud de la région de Guelph; les investissements dans le RDP; les besoins concernant la production distribuée; les mises à niveau d'au plus quatre autres postes de transport qui, avec le nouveau poste de commutation Hearn, accroîtront collectivement la capacité de production d'au plus 600 MW dans les régions de Niagara, de Toronto et d'Ottawa.

En 2011, l'OEO a défini l'étendue et le calendrier en vue d'accroître la capacité de court-circuit ou de transformation pour 10 des 15 postes de transport. Les mises à niveau de sept de ces postes sont maintenant terminées et d'autres solutions ont été élaborées pour les trois autres. La mise à niveau du réseau de transport entre Lambton et Longwood, dont la date de mise en service exigée est en décembre 2014, fait partie de nos investissements en capital futurs budgétisés. Ce projet est nécessaire pour respecter la politique gouvernementale concernant l'intégration de 10 700 MW de production d'énergie renouvelable autre qu'hydroélectrique d'ici 2021. En août 2013, l'OEO nous a demandé de mettre fin aux travaux liés au projet prioritaire de compensation réactive dans le sud-ouest de l'Ontario, de même qu'une recommandation de l'OEO concernant le troisième projet de transport précis prioritaire, qui n'est pas inclus dans le plus récent PELT, n'est pas attendue dans un avenir prévisible. Par conséquent, ces deux projets ne sont pas inclus dans nos investissements en capital futurs budgétisés.

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 soutien de notre infrastructure. Nos travaux de base continueront d'être axés sur le maintien du rendement de nos actifs de distribution vieillissants 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 soutien du projet d'installation de compteurs intelligents diminueront jusqu'en 2016.

Les investissements en capital liés à la distribution pour le développement devraient être relativement stables jusqu'en 2016, à l'exception des apports de capitaux pour l'augmentation de la capacité du poste de transport Orleans en 2015 et du poste de transport Hanmer en 2016. Nous continuerons à faire les investissements nécessaires pour raccorder la nouvelle charge et les installations de production distribuée des clients et pour s'assurer que le réseau est en mesure d'approvisionner suffisamment les abonnés. Entre 2014 et 2016, certains de nos projets porteront sur les problèmes de croissance de la charge locale. Les investissements pour raccorder la production diminueront puisque le nombre des raccordements devrait diminuer. Le budget des dépenses en immobilisations inclut uniquement les projets assortis de contrats conclus avec l'OEO aux termes du Programme de TRG et du programme de TRG pour les microprojets qui devraient être raccordés à notre réseau de distribution.

En 2014 et 2015, le projet de RDP se poursuivra avec les essais de diverses technologies et les investissements en capital connexes commenceront à diminuer en 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.

Arrangements hors bilan

Il n'y a pas d'arrangements hors bilan qui ont, ou sont susceptibles d'avoir, une incidence significative 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 2013

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Total	2014	2015-2016	2017-2018	Après 2018
Obligations contractuelles <i>(échéances annuelles)</i>					
Dette à long terme – Remboursements de capital ¹	9 045	750	1 050	1 350	5 895
Dette à long terme – Paiements d'intérêts ¹	7 634	422	770	691	5 751
Régime de retraite ²	172	160	12	–	–
Obligations liées à l'environnement ainsi qu'à la mise hors service d'immobilisations ³	329	32	63	46	188
Convention d'impartition avec Inergi LP (« Inergi ») ⁴	152	130	22	–	–
Engagements découlant des contrats de location-exploitation	48	11	14	14	9
Total des obligations contractuelles	17 380	1 505	1 931	2 101	11 843

Autres engagements commerciaux

<i>(selon l'année d'échéance)</i>					
Ligne de crédit bancaire ⁵	1 500	–	–	1 500	–
Lettres de crédit ⁶	149	149	–	–	–
Garanties ⁶	326	326	–	–	–
Total des autres engagements commerciaux	1 975	475	–	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 sont généralement versées avec un décalage de 1 mois. Les cotisations de retraite minimales pour 2014 sont fondées sur une évaluation actuarielle établie au 31 décembre 2011. Les cotisations de retraite minimales au-delà de 2014 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie au plus tard en date du 31 décembre 2014 et dépendront des rendements des placements, des changements des prestations ou des hypothèses actuarielles. Les estimations des cotisations de retraite au-delà de 2014 ne peuvent pas être établies à l'heure actuelle. Le 30 janvier 2014, nous avons versé une cotisation de 140 millions de dollars.

³ Nous comptabilisons un passif au titre des dépenses futures estimatives liées au retrait ou à la destruction des huiles isolantes contaminées aux biphényles polychlorés (« 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 notre programme de travaux planifiés pour les périodes.

⁴ En 2002, Inergi a commencé à fournir des services à notre société, notamment des services de traitement administratif et d'impartition de la TI. La convention conclue avec Inergi arrivera à échéance en février 2015. Nous avons commencé à élaborer un plan d'action en vue de l'échéance de la convention et nous avons émis une demande de propositions le 7 novembre 2013. Conformément à la résolution de l'actionnaire de septembre 2013, nous sommes tenus par la province à ne conclure des contrats de prestation de services qu'avec des parties qui sont employées en Ontario et présentes en Ontario. Les montants présentés tiennent compte d'un ajustement contractuel visant un taux d'inflation annuel estimatif variant de 1,5 % à 3,0 %. Les paiements aux termes de notre convention d'impartition avec Inergi 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 Le 31 mai 2013, nous avons accru le montant de la facilité de crédit de soutien renouvelable servant à répondre à nos besoins de trésorerie, lequel est passé de 1 250 millions de dollars à 1 500 millions de dollars, et nous avons prorogé la durée de cette facilité dont l'échéance est passée de juin 2017 à juin 2018.

⁶ Nous avons des lettres de crédit bancaires dont l'encours s'élève à 127 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 2013, nous avons fourni des lettres de crédit à la SIERE de 21 millions de dollars pour répondre aux exigences actuelles du soutien prudentiel. De plus, un montant approximatif de 1 million de dollars a trait à des lettres de crédit d'exploitation. 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 selon un plafond de 325 millions de dollars ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties selon un plafond d'environ 1 million de dollars.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Notre société Hydro One est détenue par la province. La SFIEO, la SIERE, l'OEO, OPG et la CEO sont apparentés à Hydro One puisque la province les contrôle ou exerce une influence notable sur ces entités.

Les opérations entre apparentés incluent principalement nos produits tirés du transport reçus de la SIERE et nos achats d'électricité payés à la SIERE. Les variations de ces montants par rapport à l'exercice précédent sont plus amplement décrites dans l'analyse de nos produits tirés du transport et de nos coûts liés aux achats d'électricité. Les autres opérations entre apparentés importantes comprennent le versement de dividendes à la province, nos paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés et certains de nos paiements en remplacement des impôts fonciers qui sont payés à la SFIEO. De plus, en janvier 2010, la société a fait l'acquisition de billets à taux variable de la province pour un capital de 250 millions de dollars et venant à échéance le 19 novembre 2014 à des fins de liquidité pour compléter ses facilités de crédit bancaires.

Notre société a reçu de la SIERE des produits pour des services de transport, d'après les TTU approuvés par la CEO. Les produits tirés du transport comprennent 1 509 millions de dollars (1 474 millions en 2012) se rapportant à ces services. Notre société reçoit un montant de la SIERE pour la protection des tarifs ruraux. Les produits tirés de la distribution incluent 127 millions de dollars (127 millions en 2012) se rapportant à ce programme. Notre société reçoit aussi des produits de la SIERE pour l'alimentation en électricité de collectivités éloignées du Grand Nord. Les produits tirés de la distribution comprennent 33 millions de dollars (28 millions en 2012) en lien avec ces services.

En 2013, notre société a acheté pour 2 477 millions de dollars (2 392 millions en 2012) d'électricité sur le marché de l'électricité administré par la SIERE, pour 15 millions de dollars (10 millions de dollars en 2012) d'électricité auprès d'OPG et pour 8 millions de dollars (7 millions en 2012) d'électricité de la SFIEO.

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 d'entreprises de distribution et de transport de gaz et d'électricité. En 2013, notre société a engagé des frais de 12 millions de dollars (11 millions en 2012) auprès de la CEO.

Hydro One a des conventions de niveau de service avec l'OPG. Ces services comprennent des services sur le terrain ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. En 2013, les produits générés par la prestation de services de construction et d'entretien de l'équipement eu égard à ces conventions se sont établis à 9 millions de dollars (10 millions en 2012) et ont été réalisés essentiellement par l'entreprise de transport. 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 en 2013 (2 millions en 2012).

L'OEO finance la quasi-totalité des programmes de CGD de la société. Ce financement comprend les coûts des programmes, les incitatifs et les frais de gestion. En 2013, Hydro One a reçu 34 millions de dollars (39 millions en 2012) de l'OEO en lien avec de tels programmes.

Notre société 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 notre entreprise le 1^{er} avril 1999.

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

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

Au 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Montants à recevoir des apparentés	197	154
Montants à payer à des apparentés ¹	(230)	(261)
Placement à long terme	251	251

¹ Les montants à payer à des apparentés au 31 décembre 2013 tiennent compte de montants à payer à la SIERE totalisant 217 millions de dollars (199 millions de dollars en 2012) en raison d'achats d'électricité.

ANALYSE DE LA CONJONCTURE ÉCONOMIQUE

Incidence de la charge sur les produits

Notre charge, en fonction de conditions météorologiques normales, devrait diminuer en 2014 en raison des incidences de la CGD et de la production intégrée, partiellement contrebalancées par l'augmentation de la charge associée à la croissance économique dans tous les secteurs de l'économie en Ontario. Dans l'ensemble, la croissance de la charge attribuable à l'économie seulement devrait être d'environ 1,6 %, les secteurs commercial et industriel dépassant quelque peu le secteur résidentiel. Les incidences sur la charge de la CGD et de la production intégrée devraient être défavorables à la croissance de la charge à hauteur d'environ, respectivement, 0,4 % et 3,5 %. Dans l'ensemble, notre charge devrait baisser de près de 2,3 % en 2014. Nos besoins en matière de produits approuvés pour 2014 tiennent compte de la diminution prévue de la charge. Une réduction de la charge au-delà 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 (« 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 10 millions de dollars en 2014. 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 et prix des marchandises

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 telles ententes couvrent des périodes précises et sont surveillées 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 projets d'approvisionnement stratégiques.

Régime de retraite

En 2013, nous avons versé des cotisations d'environ 160 millions de dollars au titre du régime de retraite et engagé des coûts nets périodiques au titre des prestations de 287 millions de dollars en fonction d'une évaluation actuarielle établie au 31 décembre 2011. Une évaluation actuarielle doit être déposée au moins tous les trois ans. À l'heure actuelle, nous estimons que nos cotisations annuelles au titre du régime de retraite totaliseront quelque 160 millions de dollars en 2014, en fonction du niveau projeté des gains ouvrant droit à pension et de l'évaluation actuarielle établie au 31 décembre 2011. Les cotisations minimales futures au-delà de 2014 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie au plus tard en date du 31 décembre 2014. Notre régime de retraite a enregistré un rendement positif d'approximativement 17,91 % en 2013. Notre obligation au titre du régime de retraite dépend des taux d'intérêt. La hausse de 0,5 % du taux d'actualisation, soit de 4,25 % au 31 décembre 2012 à 4,75 % au 31 décembre 2013, a entraîné une baisse de 443 millions de dollars de l'obligation au titre du régime de retraite ainsi qu'une augmentation de 126 millions de dollars de l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi. Notre obligation au titre des prestations de retraite dépend également des hypothèses relatives aux taux de mortalité. La variation de ces hypothèses au 31 décembre 2013 par rapport à celles établies au 31 décembre 2012 a entraîné une augmentation 380 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations de retraite et de 136 millions de dollars de l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi. Des hausses des cotisations sont en cours pour l'ensemble des employés actifs de notre société.

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 l'entreprise 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 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 et des finances de notre conseil d'administration examine chaque année l'évolution 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 de l'administration et 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 de l'administration et 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 de risques précisées par le chef de la filiale ou de la fonction.

Le chef de l'administration et chef des finances donne un soutien au comité d'audit et des finances 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, établir divers seuils de tolérance de risques, préparer des profils des risques d'entreprise annuels, maintenir d'un registre des principaux risques d'entreprise et faciliter les évaluations des risques à l'échelle de notre société. Notre personnel d'audit interne est responsable de procéder aux examens indépendants de l'efficacité des politiques, processus et systèmes de gestion des risques. À compter de 2013, notre conseil d'administration jouera un rôle accru dans notre structure de gouvernance. Chaque comité du conseil d'administration assumera 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 à des 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 de 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 de 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.

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 une entente de principe relativement à certains aspects de la gouvernance de notre société. En vertu de cette entente, 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. 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 des 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 concernant l'impartition des services couverts par la convention avec Inergi.

En 2009, la province a demandé à notre société, ainsi qu'à d'autres entités, de se conformer à certaines mesures de responsabilité 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 responsabilité ou faire d'autres déclarations semblables dans l'avenir et certaines d'entre elles pourraient avoir une incidence défavorable significative sur nos activités. Nos notes pourraient changer en fonction de celles de la province dans la mesure où les agences de notation lient les deux notations puisque notre société appartient à la province.

Des conflits d'intérêts peuvent survenir entre nous et la province en raison de l'obligation de la province d'agir dans le meilleur intérêt des résidents de l'Ontario à l'égard d'un grand nombre de questions, notamment la réglementation du secteur ontarien de l'électricité et des questions environnementales, toute cession ou opération future par la province relativement à sa participation dans notre société, y compris tout résultat éventuel découlant 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 des dividendes ou des paiements 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 significative sur notre entreprise.

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 significativement inférieure aux niveaux projetés, notre bénéfice net pour l'une ou l'autre de ces entreprises ou les deux pourrait être touché significativement. De plus, nos besoins en matière de produits pour ces entreprises sont, à l'heure actuelle, 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 changements imprévus de la demande d'électricité ou de nos coûts.

Le nouveau cadre réglementaire renouvelé de la CEO stipule que la durée d'une demande de tarifs adaptés (entreprise de distribution) est de cinq ans. L'établissement de prévisions sur une plus longue période est risqué. L'évolution du secteur peut influencer sur les besoins d'investissement ou nécessiter des changements à la tarification qui pourraient avoir une incidence considérable sur notre capacité d'exécuter notre plan. Pour atténuer le risque lié aux incidences de facteurs externes sur son plan, Hydro One Networks a proposé un certain nombre de mécanismes d'ajustement dans la conception de sa plus récente demande de tarifs adaptés pour refléter les changements du plan qui sortent du cours normal des activités, afin d'éviter que la société ne fasse l'objet d'un examen réglementaire de la CEO pendant la période de cinq ans de la demande de tarifs adaptés. Hydro One Networks a aussi proposé un ensemble de mesures permettant de suivre son rendement et son exécution du plan. Rien ne garantit que la CEO acceptera ces mécanismes ni qu'ils seront suffisants pour protéger notre société en cas de changements imprévisibles de 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 des actifs et la constatation de charges dans nos résultats d'exploitation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre société.

En Ontario, les règles du marché stipulent que nous devons respecter les normes de fiabilité établies par la North American Electric Reliability Corporation et le Northeast Power Coordinating Council. 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, à moins d'obtenir une exception qui permettra l'application d'une nouvelle définition de manière rentable. Nous prévoyons soumettre des demandes d'exception et nous demanderons à recouvrer les coûts engagés pour satisfaire à la définition à partir de nos tarifs; cependant, un refus de nous accorder une exception aux fins 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 sectorielles, nos installations pourraient ne pas résister à de telles éventualités en toute circonstance. Nous n'avons pas de couverture d'assurance contre les dommages causés à nos fils, 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 des produits d'exploitation et les coûts des réparations pourraient être substantiels, surtout en ce qui concerne un grand nombre de nos installations 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 à la CEO pour la recouvrer; cependant, rien ne garantit que la CEO approuverait notre demande, en totalité ou en partie, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre bénéfice net.

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 TI 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 d'information et l'élargissement des réseaux de données augmentent notre exposition aux menaces à la sécurité de l'information. Nous atténuons ce risque au moyen de diverses méthodes, notamment l'utilisation d'outils de gestion des incidents compromettant la sécurité de nos systèmes de production et d'entreprise, en séparant notre réseau des systèmes de production et notre réseau des systèmes d'entreprise, en effectuant des analyses de nos systèmes pour découvrir les cybermenaces connues et en sensibilisant notre personnel à l'échelle de la société à la formation. Nous faisons également appel à des experts externes pour évaluer la sécurité de notre infrastructure de TI et de nos contrôles. Nous procédons à des évaluations de la vulnérabilité de nos cyberactifs essentiels et nous veillons à ce que des contrôles de sécurité et de protection de la confidentialité soient intégrés aux nouveaux systèmes de TI. 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, nos efforts passeraient de la prévention à l'isolation, à la correction et au recouvrement jusqu'à ce que l'incident ait été entièrement maîtrisé. Toute défaillance de ces systèmes ou toute infraction à la sécurité pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre société.

Risque lié au financement par emprunt

Nous prévoyons emprunter pour rembourser nos titres d'emprunt en circulation et financer une partie de nos dépenses en immobilisations. Notre dette est considérable à l'heure actuelle et comprend des tranches de 750 millions de dollars arrivant à échéance en 2014 et de 550 millions de dollars arrivant à échéance en 2015. Nous prévoyons engager des dépenses en immobilisations d'environ 1 600 millions de dollars tant en 2014 qu'en 2015. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisantes pour rembourser nos titres d'emprunt en circulation ni financer nos dépenses en immobilisations. De nombreux facteurs, comme le cadre réglementaire en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, les conditions 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 significative sur notre capacité d'obtenir du financement par emprunt suffisant et le négocier à un coût raisonnable. Notre défaut ou 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 significative sur notre société.

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, au cours des années récentes, des négociations et consultations fructueuses avec les collectivités des Premières Nations et des Métis en Ontario, quelques collectivités ou leurs 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 à la convention d'impartition

Conformément à notre stratégie de réduction des charges d'exploitation, nous avons modifié et prorogé notre convention avec Inergi, laquelle sera effectivement en vigueur jusqu'au 28 février 2015. Si notre convention avec Inergi 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, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos abonnés potentiels.

Risque lié aux projets de transport

La quantité d'énergie pouvant être acheminée par nos réseaux de transport est limitée en raison des caractéristiques physiques des lignes de transport et des restrictions en matière d'exploitation. En Ontario, de raccordements nouveaux et prévus à des installations de production, y compris les raccordements aux installations de production d'énergie renouvelable découlant du Programme de TRG dans le cadre de la LEV, et la croissance de la charge ont augmenté si bien que certains tronçons de nos réseaux de transport et de distribution atteignent leur pleine capacité ou presque. Ces contraintes ou congestions limitent la capacité de notre réseau de transporter l'électricité de manière fiable à partir des nouvelles sources de production et de sources existantes (y compris au moyen d'interconnexions élargies avec les services publics voisins) aux grands centres de consommation ou de satisfaire aux charges accrues des abonnés. Par conséquent, nous avons commencé à investir dans l'accroissement de la capacité de transport et l'amélioration de la fiabilité des livraisons des sources de production existantes et de sources futures aux abonnés ontariens. Dans de nombreux cas, ces investissements sont tributaires d'un ou de plusieurs processus ou approbations suivants : les approbations ou processus environnementaux, l'obtention des approbations de la CEO, notamment pour des expropriations, et les processus de consultation appropriés avec les collectivités des Premières Nations et des Métis. L'obtention des approbations de la CEO ou environnementales et le déroulement de ces processus dépendent aussi de l'opposition aux investissements de transport dans les lieux proposés, ce qui pourrait influencer défavorablement sur la fiabilité du transport ou la qualité de notre service et, par conséquent, avoir une incidence défavorable significative sur notre société.

Par suite de l'application du processus concurrentiel de planification du développement de projets de transport de la CEO, le 26 août 2010, en l'absence de directive gouvernementale, tous les transporteurs intéressés devront déposer une soumission auprès de la CEO relativement aux installations de raccordement et aux projets d'amélioration du réseau désignés. Auparavant, nous aurions obtenu ces projets aux termes de nos demandes de tarifs ou en vertu de l'article 92. L'augmentation 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, seul le proposant retenu peut recouvrer ses coûts de soumission. Cela pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre société.

État des actifs

Nous surveillons continuellement l'état de nos actifs et nous les entretenons, remettons à neuf ou remplaçons afin de maintenir le rendement des équipements et de fournir une qualité de service fiable. 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 branchés à notre réseau de transport, l'approbation du financement par la CEO et la disponibilité de la chaîne d'approvisionnement concernant les 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 pas réaliser ces programmes au moment opportun et de manière optimale, le rendement des équipements se détériorera, ce qui peut compromettre la fiabilité du réseau provincial, nuire à notre capacité à livrer suffisamment d'électricité ou d'assurer la sécurité de l'approvisionnement des abonnés et accroître les charges d'exploitation et d'entretien de ces actifs. Cela pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre société.

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

À la clôture de 2013, environ 16 % de nos employés étaient admissibles à la retraite et ce pourcentage pourrait atteindre 20 % d'ici la clôture de 2014. Par conséquent, notre réussite dépend de notre capacité d'attirer et de fidéliser suffisamment d'employés compétents pour remplacer ceux qui partiront à la retraite. Il s'agira d'un défi de taille puisque nous prévoyons une vive concurrence sur le marché de la main-d'œuvre qualifiée dans notre secteur pour les années à venir. De plus, un grand nombre de nos employés possèdent une expérience et des compétences qui seront aussi très recherchées par d'autres entités tant à l'intérieur qu'à l'extérieur du secteur de l'électricité. Par conséquent, nous devons identifier plus tôt et perfectionner plus rapidement le personnel démontrant des aptitudes en gestion. Par ailleurs, nous devons continuer à améliorer nos programmes de formation technique et d'apprentissage ainsi que nos plans de relève afin de pouvoir répondre avec succès à nos besoins futurs en personnel d'exploitation. Notre incapacité à recruter et à fidéliser du personnel compétent pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre entreprise.

Risque lié aux relations de travail

La vaste majorité de nos employés sont membres du Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique (« PWU ») ou de la Society of Energy Professionals (« SEP »). Depuis ces dernières années, des efforts considérables ont été déployés afin d'accroître notre souplesse pour exercer nos activités de manière plus efficace sur le plan des coûts. Même si nous avons obtenu davantage de souplesse aux termes de nos conventions collectives, notamment une réduction des prestations de retraite pour le personnel de la société embauché après novembre 2005 similaire à une réduction antérieure visant le personnel de gestion, et que nous avons accru les cotisations de retraite des employés membres du PWU ou de la SEP, nous ne serons peut-être pas en mesure d'obtenir 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 de 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 significative 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. L'évaluation la plus récente a été établie au 31 décembre 2011 et déposée en mai 2012. Notre société a versé des cotisations d'environ 160 millions de dollars tant pour 2012 que pour 2013 à son régime de retraite pour répondre aux exigences minimales de capitalisation. Les cotisations au-delà de 2013 dépendront des rendements des placements, des changements des prestations et des hypothèses actuarielles et elles pourraient inclure d'autres cotisations volontaires de temps à autre. Néanmoins, les cotisations futures devraient être 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 significative sur notre société, de même que ce risque pourrait s'accroître si le montant des cotisations requises augmentait.

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 de direction de notre conseil d'administration qui a la gouvernance 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 entraîne des coûts importants pour notre société. Ce qui suit décrit certaines questions pouvant influencer fortement sur nos activités.

Nous sommes assujettis au Canada à une importante réglementation fédérale, provinciale et municipale en matière d'environnement. Un défaut de conformité pourrait nous exposer à des 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 des 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. Toute contamination de nos propriétés pourrait limiter notre capacité à les vendre dans l'avenir.

Nous constatons un passif fondé sur notre meilleure estimation de la valeur actualisée des dépenses futures nécessaires pour se conformer aux exigences de la réglementation d'Environnement Canada portant sur les BPC et de la valeur actualisée des dépenses futures pour réaliser notre programme d'évaluation et de remise en état des terrains. Les dépenses futures requises pour nous dégager de notre obligation au titre des BPC devraient être engagées sur la période se terminant en 2025, alors que nos dépenses liées à notre programme d'évaluation et de remise en état des terrains devraient l'être sur la période se terminant en 2020. Les dépenses environnementales futures réelles pourraient différer significativement 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 des règlements applicables, nous prévoyons engager des dépenses futures pour repérer, retirer et éliminer les matériaux contenant de l'amiante présents dans certaines de nos installations. Nous constatons une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations selon la valeur actualisée des dépenses futures estimatives. Les estimations sont fondées sur l'étude d'un expert externe relativement aux dépenses nécessaires à l'heure actuelle pour éliminer les matériaux contenant de l'amiante présents dans nos installations. Les dépenses futures réelles pourraient différer significativement des estimations utilisées pour établir le montant de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations.

Il y a aussi le risque associé à l'obtention des approbations et permis gouvernementaux et au renouvellement des approbations et permis existants pour la construction ou l'exploitation d'installations. Cela pourrait nécessiter une évaluation environnementale ou entraîner l'imposition de conditions ou les deux et ainsi causer des retards et des hausses des coûts. Nous prévoyons que toutes nos dépenses environnementales futures continueront d'être recouvrables au moyen des tarifs d'électricité futurs. Cependant, toute décision réglementaire future de rejeter ou de limiter le recouvrement de ces coûts pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre 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 significative sur notre société.

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. Par conséquent, notre entreprise de distribution n'a pas de risque sur marchandises. Nous avons un risque de change puisque nous concluons des contrats d'achat de matériaux et d'équipements pour nos programmes et projets d'immobilisations que sont réglés en devises. Ce risque de change est négligeable. Nous pourrions dans l'avenir décider d'émettre des titres d'emprunt libellés en devises que nous devrions couvrir en dollars canadiens conformément à la politique de gestion des risques de notre société. 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 le cadre d'une structure du capital réglementaire réputée dont 40 % sont des actions ordinaires et 60 % sont des titres d'emprunt, augmentera ou diminuera de 50 % de la variation entre la prévision actuelle du taux 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 %. 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 10 millions de dollars en 2014. Notre bénéfice net est défavorablement affecté par les hausses des taux d'intérêt puisque notre dette à long terme qui vient à échéance est refinancée aux taux du marché. Nous utilisons périodiquement des swaps de taux d'intérêt pour atténuer les éléments du risque de taux d'intérêt.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie ne s'acquitte pas de son obligation, 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 sont élevées, en limitant l'exposition totale à des contreparties individuelles, en concluant des conventions cadres permettant un règlement net et en surveillant la situation financière des contreparties. Nous ne négocions pas de dérivés sur l'énergie. Cependant, nous avons des swaps de taux d'intérêt en vigueur de temps à autre. 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 des EDL intégrées aux fins de revente à leurs abonnés. Les concentrations du risque de crédit en découlant 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 des règlements de détail de la CEO. Le défaut de gérer correctement ces risques pourrait avoir une incidence défavorable significative 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 de Ontario Hydro au 1^{er} avril 1999 n'ont pas transféré le titre de propriété de certains actifs situés dans des réserves. À l'heure actuelle, la SFIEO détient le titre de propriété de ces actifs et nous gérons ces derniers jusqu'à ce que nous ayons obtenu les autorisations nécessaires aux fins de transfert complet du titre. Pour exercer nos activités dans les réserves, nous devons avoir des permis valides délivrés par Sa Majesté la Reine du chef du Canada. Pour chaque permis, nous devons négocier une entente (qui prend la forme d'un protocole d'entente) avec la Première Nation concernée, la SFIEO et tout membre de la Première Nation possédant des droits d'occupation. L'entente inclut des dispositions aux termes desquelles la Première Nation consent à ce que le ministère fédéral des Affaires autochtones et du Développement du Nord délivre un permis. Lorsque l'entente et le permis visent des actifs de transport, nous devons négocier les modalités de location. Il est difficile de prédire le montant total que nous pouvons avoir à payer, chaque année ou une seule fois, pour conclure les ententes requises avec les Premières Nations. En 2013, nous avons versé environ 2 millions de dollars aux Premières Nations à l'égard de ces ententes. La SFIEO continuera à détenir ces actifs jusqu'à ce que nous ayons négocié des ententes avec les Premières Nations et les occupants. Si nous ne parvenons pas à conclure des ententes satisfaisantes ni à obtenir les permis fédéraux, nous pourrions avoir à réinstaller ces actifs dans d'autres endroits à un coût qui pourrait être substantiel. Pour un nombre limité de cas, il pourrait être nécessaire d'abandonner une ligne et de la remplacer par des installations de production à moteur diesel. Dans chaque cas, les coûts associés à ces actifs pourraient avoir une incidence défavorable significative sur notre bénéfice net si nous ne sommes pas en mesure de les recouvrer au moyen d'ordonnances tarifaires futures.

Risque lié à la propriété provinciale 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 nous ayons le droit prévu par la loi d'utiliser les corridors de transport, nous pourrions être limités dans notre capacité d'agrandir nos réseaux. De plus, 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 posions 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 système d'information de la clientèle (le « 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 2014. Tout changement d'une estimation sera comptabilisé de manière prospective.

Actifs et passifs réglementaires

Nos actifs réglementaires représentent certains montants à recevoir de clients 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 tarification et de présentation de l'information financière seulement si les montants ont été approuvés pour inclusion dans les tarifs 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 dans l'établissement des tarifs 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 constatons un passif au titre des 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 des huiles minérales contaminées aux biphényles polychlorés (« BPC ») qui sont retirées des équipements électriques. 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. Cependant, 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 actuellement 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 juin 2013, tel qu'il a été publié dans la Gazette du Canada Partie I, Environnement Canada a proposé une modification de la réglementation en vigueur à l'égard des BPC. Selon la modification proposée, la date limite pour la fin de l'utilisation de nos équipements contenant des concentrations de BPC supérieures ou égales à 500 parties par million ou plus serait reportée du 31 décembre 2014 au 31 décembre 2025. La modification proposée doit être approuvée afin que le règlement promulgué soit publié dans la Gazette du Canada Partie II. La Gazette du Canada Partie II devrait être publiée pendant la première moitié de 2014. Un passif environnemental est comptabilisé en fonction de la réglementation promulguée, de sorte que nos passifs environnementaux au 31 décembre 2013 sont fondés sur la date de conformité actuelle, qui est le 31 décembre 2014.

Avantages sociaux futurs

Nous offrons des avantages sociaux futurs aux employés actuels et aux retraités, notamment un régime de retraite, un régime collectif d'assurance-vie, un régime d'assurance-maladie et un régime d'assurance-invalidité de longue durée.

Le taux d'actualisation, qui sert à calculer l'obligation au titre des prestations constituées, 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. Le taux d'actualisation au 31 décembre 2013 a augmenté à 4,75 %, contre 4,25 % au 31 décembre 2012, conjointement avec les hausses des rendements des obligations pendant cette période. La baisse du taux d'actualisation a entraîné une diminution correspondante des passifs aux fins comptables. Les charges à payer sont calculées 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.

Le rendement présumé des actifs de la caisse de retraite est fondé sur les attentes à l'égard des taux de rendement à long terme à l'ouverture de l'exercice et reflète une composition des actifs de la caisse de retraite conforme à la politique d'investissement du régime de retraite. Les rendements des portefeuilles respectifs sont calculés en fonction des indices des marchés boursiers et des indices des bons du Trésor et des obligations à long terme canadiens et américains publiés. Le taux de rendement présumé des actifs de la caisse de retraite reflète nos attentes à long terme. Nous sommes d'avis que cette hypothèse est raisonnable car, étant donné l'approche d'investissement équilibrée de la caisse, la volatilité supérieure des rendements des placements en actions est censée être contrebalancée par la plus grande stabilité des rendements des placements à revenu fixe et à court terme. Le résultat net à long terme est un rendement quelque peu inférieur à ce qu'il aurait été en investissant seulement dans des actions. À court terme, la caisse pourrait enregistrer des rendements réels exceptionnels.

De plus, selon les écarts entre les obligations à long terme à taux nominal du gouvernement du Canada et ses obligations à rendement réel, le taux d'inflation implicite a diminué, passant de 1,9 % par année au 31 décembre 2012 à environ 1,2 % par année au 31 décembre 2013. Puisque la Banque du Canada s'est 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 implicite actuel comme hypothèse à long terme et elle a donc utilisé un taux d'inflation de 2,0 % par année aux fins d'évaluation des passifs au 31 décembre 2013.

Nos obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi sont également touchées par les variations de l'espérance de vie utilisée pour poser des hypothèses relatives aux taux de mortalité. Une amélioration de l'espérance de vie des participants aux régimes entraîne une hausse des obligations au titre des prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi.

Les coûts des avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi sont calculées à l'ouverture de l'exercice. Les charges sont fondées sur des hypothèses relatives aux résultats techniques attendus et à l'inflation du coût des soins de santé futurs. Une hausse de 1 % du coût tendanciel des soins de santé donnerait lieu à une augmentation annuelle du coût des prestations et des intérêts débiteurs de quelque 21 millions de dollars et à un accroissement de l'obligation à la clôture de l'exercice d'approximativement 258 millions de dollars.

Les avantages sociaux futurs figurent dans les charges de main-d'œuvre, lesquelles sont imputées aux résultats d'exploitation ou capitalisées à titre de coût des immobilisations corporelles et incorporelles. Les changements des hypothèses influenceront sur l'obligation au titre des prestations constituées des avantages sociaux futurs et sur les montants qui seront imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles et incorporelles pendant les exercices futurs.

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 s'ils 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 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 2013, 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 2013.

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

Nous avons mis en place le module SIC de SAP pour optimiser le fonctionnement de notre service à la clientèle. Ce nouveau système a remplacé de nombreuses anciennes applications qui étaient utilisées pour la prestation des services à nos abonnés de distribution ainsi que les principales composantes concernant la facturation, les communications avec les abonnés, les services sur le terrain, les règlements et l'administration des choix des abonnés. Les contrôles internes ont été documentés et testés pour confirmer qu'ils sont adéquats et efficaces et ils continuent d'être améliorés.

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 2013 ainsi que les autres informations financières incluses dans nos documents annuels et ont signé une attestation à cet égard. Nos dirigeants responsables de l'attestation ont aussi attesté que les contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus pour fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations significatives concernant notre société 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 2013.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

États consolidés des résultats et du résultat étendu

Exercices clos les 31 décembre

<i>(en millions de dollars canadiens sauf les montants par action)</i>	2013	2012	2011
Produits	6 074	5 728	5 471
Bénéfice net	803	745	641
Bénéfice de base et dilué par action ordinaire	7 850	7 280	6 228
Dividendes en espèces par action ordinaire	2 000	3 523	1 500
Dividendes en espèces par action privilégiée	1,375	1,375	1,375

Bilans consolidés

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012	2011
Total de l'actif	21 625	20 811	18 836
Total de la dette à long terme	9 057	8 479	8 008
Actions privilégiées	323	323	323

Autres

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012	2011
Total des investissements en capital	1 394	1 454	1 447

NOUVELLES PRISES DE POSITION EN COMPTABILITÉ

Prises de position en comptabilité adoptées récemment

En décembre 2011, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié l'Accounting Standards Update (l'« ASU ») 2011-11, *Balance Sheet (Topic 210) : Disclosures about Offsetting Assets and Liabilities*. Cette ASU oblige une entité à présenter, et ce, tant sur une base brute que nette, des informations concernant les instruments financiers et les transactions admissibles à la compensation dans les bilans consolidés ainsi que les instruments financiers et transactions conclus aux termes de conventions-cadre de compensation ou d'ententes semblables. Cette ASU a été publiée afin de permettre aux utilisateurs des états financiers de comprendre les effets réels ou éventuels de ces conventions sur la situation financière d'une entité. Cette ASU devait être appliquée rétrospectivement aux exercices, et aux périodes intermédiaires de ces exercices, ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence sur nos états financiers consolidés.

En février 2013, le FASB a publié l'ASU 2013-02, *Comprehensive Income (Topic 220) : Reporting of Amounts Reclassified Out of Accumulated and Other Comprehensive Income*. Cette ASU oblige une entité à fournir de l'information sur les montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante. Par ailleurs, elle exige qu'une entité présente, soit dans le corps même de l'état financier dans lequel est indiqué le bénéfice net, soit dans les notes y afférentes, les montants importants reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu, par poste du bénéfice net, mais seulement si le montant reclassé doit être, aux termes des PCGR des États-Unis, reclassé intégralement dans le bénéfice net de la même période. Dans le cas d'autres montants qui n'ont pas, aux termes des PCGR des États-Unis, à être reclassés intégralement dans le bénéfice net, une entité doit faire un renvoi à d'autres informations à fournir requises aux termes des PCGR des États-Unis, lesquelles donnent de plus amples détails sur ces montants. Cette ASU devait être appliquée rétrospectivement aux exercices, et aux périodes intermédiaires de ces exercices, ouverts à compter du 15 décembre 2012. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

Récente note d'orientation concernant la comptabilité n'ayant pas encore été adoptée

En juillet 2013, le FASB a émis 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 de ces exercices, 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'application rétrospective est permise. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés.

PERSPECTIVES

Nous remplissons notre mission, nous réaliserons notre vision et nous demeurerons axés sur l'atteinte de notre objectif d'entreprise, soit de fournir un service sécuritaire, fiable et abordable à nos clients, maintenant et dans l'avenir, afin d'accroître notre valeur d'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.

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 la réalisation de notre vision à long terme 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 système d'information de la clientèle, 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.

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*. Ce programme servira de fondation à l'établissement de notre culture de responsabilité. Les investissements dans ce programme, lequel s'ajoute aux programmes existants en vue d'améliorer les compétences et habilités 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 dépenses réels de notre plan d'affaires dépendent de diverses approbations, notamment les approbations de la CEO et les approbations des évaluations environnementales, les négociations fructueuses avec les abonnés, les services publics avoisinants et d'autres parties prenantes ainsi que les consultations avec les collectivités des Premières Nations et des Métis.

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. Durant les cinq derniers exercices, nous avons remplacé la plupart de nos systèmes de TI de base par un système de TI à l'échelle de l'entreprise. Le développement continu de la plateforme de TI existante fournira les outils qui sont en cours de développement pour nous permettre de planifier et prioriser efficacement les travaux et d'intégrer les besoins des abonnés dans des plans 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 du déploiement ainsi que la mobilité sur le terrain. Grâce à notre investissement dans le programme *Workflow of the Future*, nous réunissons 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.

Des occasions importantes découlent de l'utilisation des compteurs intelligents et de l'expansion d'un RDP, notamment l'efficacité énergétique, la réponse à la demande et les technologies des ressources distribuées. Nous continuerons d'investir dans le développement d'un 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.

En qualité de gestionnaires responsables d'actifs d'électricité importants, nous nous sommes engagés envers la protection et la durabilité de l'environnement à l'intention des générations futures. Nous travaillons pour devenir le chef de file de notre secteur en matière environnementale en distribuant de l'énergie propre et renouvelable, en modernisant notre réseau d'électricité, en minimisant les incidences de nos propres activités et en nous assurant que les facteurs environnementaux sont pris en compte dans la prise de nos décisions d'entreprise.

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 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. 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.

NOMINATION DE CARMINE MARCELLO

Le 14 novembre 2012, notre conseil d'administration a nommé Monsieur Carmine Marcello au poste de président et chef de la direction dont l'entrée en fonction était le 1^{er} janvier 2013. M. Marcello a assumé ses responsabilités après le départ à la retraite planifié de Madame Laura Formusa, auparavant présidente et chef de la direction. Monsieur Marcello possède plus de 25 ans d'expérience auprès de notre société en qualité de cadre supérieur, de planificateur stratégique et de conseiller sur les processus de services publics de transport et de distribution dans le secteur de l'électricité.

CHANGEMENTS AU SEIN DE NOTRE CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le 20 novembre 2013, Madame Sandra Papatello a été nommée à notre 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.

Le 27 novembre 2013, Madame Catherine Karakatsanis a été nommée à notre conseil d'administration. Madame Karakatsanis est chef de l'exploitation du Morrison Hershfield Group Inc. et agit également en qualité d'administratrice et de secrétaire du cabinet de génie-conseil établi à Toronto.

Le 12 août 2013, Madame Janet Holder a démissionné de notre conseil d'administration. Madame Holder était membre de notre conseil d'administration depuis juillet 2010.

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 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 notre convention d'impartition avec Inergi et les ententes d'impartition futures; 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; les énoncés liés à la consolidation des EDL, y compris notre acquisition de Norfolk Power. 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 :

- le risque que des investissements en capital non planifiés soient nécessaires pour soutenir la production d'énergie renouvelable ou résoudre des problèmes techniques imprévisibles;
- le risque que des approbations déjà obtenues puissent par la suite être remises en question, portées en appel ou retirées;
- notre incapacité à dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis;
- l'incidence du PELT de 2010 et du PELT de 2012 sur notre société ainsi que les coûts et les charges en découlant;
- 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 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 associés aux fluctuations du rendement prévu des obligations du gouvernement du Canada à long terme;
- les risques liés aux caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre et à notre incapacité potentielle d'attirer et de fidéliser un personnel qualifié;
- 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;
- 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, 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;
- des changements imprévus de la demande d'électricité ou de nos coûts;
- 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 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;
- les taux d'intérêt futurs, le rendement futur des placements, l'inflation, les variations des prestations et les variations des hypothèses actuarielles;
- 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;
- 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);
- la possibilité que nous ayons à engager des charges importantes pour remplacer une partie ou la totalité des fonctions actuellement imparties si notre convention avec Inergi est résiliée ou arrive à échéance avant qu'un nouveau fournisseur de services soit choisi;
- l'incidence de la propriété par la province de terrains essentiels à notre réseau de transport;
- la capacité de négocier des conventions collectives adéquates.

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, partie 5.

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 13 février 2014.

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 (1992) » 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 2013. L'efficacité de ces contrôles internes et les constatations sont des points présentés au besoin à la direction et au comité d'audit et des finances du conseil d'administration de Hydro One.

Les états financiers consolidés ont été examinés 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 et des finances, est tenu de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité d'audit et des finances 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 et des finances, en présence ou en l'absence de la direction, pour discuter des constatations découlant de leur audit.

Le président et chef de la direction ainsi que le chef de l'administration et chef des finances 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 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



Sandy Struthers
Chef de l'administration et chef des finances

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 2013 et au 31 décembre 2012 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 2013 et au 31 décembre 2012 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 13 février 2014

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DU RÉSULTAT ÉTENDU

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)</i>	2013	2012
Produits		
Distribution (y compris des produits tirés des opérations entre apparentés de 160 \$; 155 \$ en 2012) (note 20)	4 484	4 184
Transport (y compris des produits tirés des opérations entre apparentés de 1 517 \$; 1 482 \$ en 2012) (note 20)	1 529	1 482
Autres	61	62
	6 074	5 728
Charges		
Achats d'électricité (y compris des coûts liés aux opérations entre apparentés de 2 500 \$; 2 409 \$ en 2012) (note 20)	3 020	2 774
Exploitation, entretien et administration (note 20)	1 106	1 071
Amortissement (note 5)	676	659
	4 802	4 504
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	1 272	1 224
Charges de financement (note 6)	360	358
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	912	866
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés (notes 7, 20)	109	121
Bénéfice net	803	745
Autres éléments du résultat étendu	—	1
Résultat étendu	803	746
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars) (note 18)	7 850	7 280
Dividendes déclarés par action ordinaire (en dollars) (note 19)	2 000	3 523

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre 2013 et 2012

31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 13)	565	195
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses - 36 \$; 23 \$ en 2012) (note 8)	923	845
Montants à recevoir des apparentés (note 20)	197	154
Actifs réglementaires (note 11)	47	29
Matières et fournitures	23	23
Actifs d'impôts différés (note 7)	18	18
Instruments dérivés (note 13)	6	—
Placement (notes 13, 20)	251	—
Autres	28	22
	2 058	1 286
Immobilisations corporelles (note 9)		
Immobilisations corporelles en service	23 820	22 650
Moins l'amortissement cumulé	8 615	8 145
	15 205	14 505
Immobilisations en cours	1 078	1 055
Terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future	148	147
	16 431	15 707
Autres actifs à long terme		
Actifs réglementaires (note 11)	2 636	3 098
Placement (notes 13, 20)	—	251
Actifs incorporels (déduction faite de l'amortissement cumulé - 252 \$; 305 \$ en 2012) (note 10)	313	267
Écart d'acquisition	133	133
Frais d'émission de titres d'emprunt, montant reporté	36	34
Instruments dérivés (note 13)	6	19
Actifs d'impôts différés (note 7)	11	14
Autres	1	2
	3 136	3 818
Total de l'actif	21 625	20 811

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

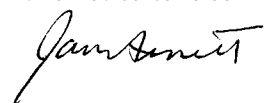
BILANS CONSOLIDÉS (suite)

Aux 31 décembre 2013 et 2012

31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les nombres d'actions)	2013	2012
Passif		
Passif à court terme		
Dettes bancaires (note 13)	31	42
Créditeurs	62	140
Charges à payer (notes 7, 15, 16)	733	578
Montants à payer à des apparentés (note 20)	230	261
Intérêts courus	100	95
Passifs réglementaires (note 11)	85	40
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme (y compris une tranche de 506 \$ évaluée à la juste valeur; 0 \$ en 2012) (notes 12, 13)	756	600
	1 997	1 756
Dettes à long terme (y compris une tranche de 256 \$ évaluée à la juste valeur; 769 \$ en 2012) (notes 12, 13)	8 301	7 879
Autres passifs à long terme		
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi (note 15)	1 488	1 416
Passifs d'impôts différés (note 7)	1 129	944
Passif au titre des prestations de retraite (note 15)	845	1 515
Passifs environnementaux (note 16)	239	227
Passifs réglementaires (note 11)	163	181
Primes d'émission de titres d'emprunt non amorties, montant net	20	23
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 17)	14	15
Créditeurs et autres passifs à long terme	14	25
	3 912	4 346
Total du passif	14 210	13 981
Engagements et éventualités (notes 22, 23)		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000) (notes 18, 19)	323	323
Capitaux propres		
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000) (notes 18, 19)	3 314	3 314
Bénéfices non répartis	3 787	3 202
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(9)	(9)
Total des capitaux propres	7 092	6 507
Total du passif, des actions privilégiées et des capitaux propres	21 625	20 811

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,


James Arnett

Président du conseil d'administration


Michael J. Mueller

Président du comité d'audit et des finances

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

<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	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

<i>Exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)</i>	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
1 ^{er} janvier 2012	3 314	2 827	(10)	6 131
Bénéfice net	–	745	–	745
Autres éléments du résultat étendu	–	–	1	1
Dividendes sur les actions privilégiées	–	(18)	–	(18)
Dividendes sur les actions ordinaires	–	(352)	–	(352)
31 décembre 2012	3 314	3 202	(9)	6 507

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	803	745
Dépenses liées à l'environnement	(16)	(18)
Ajustements au titre des éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement (excluant les coûts de retrait)	597	589
Actifs et passifs réglementaires	3	12
Impôts différés	(2)	(9)
Autres	8	6
Variations des soldes hors trésorerie liés à l'exploitation (note 21)	11	(31)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 404	1 294
Activités de financement		
Émission de titres de créance à long terme	1 185	1 085
Remboursement de titres de créance à long terme	(600)	(600)
Dividendes versés	(218)	(370)
Variations de la dette bancaire	(11)	3
Autres	(5)	(1)
Rentrées nettes liées aux activités de financement	351	117
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations (note 21)		
Immobilisations corporelles	(1 333)	(1 373)
Actifs incorporels	(79)	(90)
Autres	27	19
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 385)	(1 444)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	370	(33)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice	195	228
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	565	195

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012

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 entreprises de Hydro One sont le transport et la distribution d'électricité à des clients en Ontario. Les tarifs de l'électricité liés à ces entreprises sont réglementées 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. et Hydro One Lake Erie Link Company Inc.

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. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour rendre leur présentation conforme à celle qui a été adoptée dans les états financiers consolidés (se reporter à la note 21 – États consolidés des flux de trésorerie). De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés renferment tous les ajustements qui sont nécessaires pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation de Hydro One au 31 décembre 2013 et pour l'exercice clos à cette date.

Hydro One a procédé à une évaluation des événements survenus jusqu'au 13 février 2014, 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 de la part de 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. Les activités de distribution consolidées de la société comprennent notamment les activités de distribution de Hydro One Brampton Networks et de Hydro One Remote Communities ainsi que les activités de distribution réglementées individuellement et Hydro One Networks.

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. Hydro One Brampton Networks utilise actuellement les PCGR canadiens aux fins de la tarification des activités de distribution.

Transport

En mai 2010, Hydro One Networks a déposé auprès la CEO une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service concernant les tarifs de transport pour 2012. La CEO a approuvé des besoins en matière de produits de 1 418 millions de dollars pour 2012, en même temps que les nouveaux tarifs de transport uniforme de 2012, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012. 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 transport pour 2013, pour obtenir l'approbation de besoins en matière de produits de 1 465 millions de dollars pour 2013. En décembre 2012, la CEO a approuvé des besoins en matière de transport de 1 438 millions de dollars pour 2013. L'approbation d'un montant moindre au chapitre des besoins en matière de produits tient compte de la réduction des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que des dépenses en immobilisations proposées.

Distribution

En 2010, la CEO a approuvé une demande de besoins en matière de produits révisés pour 2011 de 1 218 millions de dollars et les tarifs de distribution pour 2011. Hydro One Networks a choisi de conserver les mêmes tarifs de distribution pour 2012 que ceux qui avaient été approuvés par la CEO pour l'année de tarification 2011. 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. En décembre 2012, la CEO a approuvé une hausse des tarifs de distribution d'environ 1,3 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013.

En septembre 2011, Hydro One Brampton Networks a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de distribution de 2012. En janvier 2012, la CEO a approuvé une réduction des tarifs de distribution d'environ 13,2 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2012. Ces réductions tarifaires découlent essentiellement des ajustements approuvés par la CEO en matière de taux d'amortissement. 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. En décembre 2012, la CEO a approuvé une hausse des tarifs de distribution moyens d'environ 0,3 %, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2013.

En novembre 2011, Hydro One Remote Communities a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de 2012. En mars 2012, la CEO a approuvé une hausse d'environ 1,1 % des tarifs de base pour la distribution et pour la production d'électricité, avec prise d'effet le 1^{er} mai 2012. 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.

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 recouverts 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 recouvert 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.

Constataion 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 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.

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'impôt 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, telles 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 administratives.

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	Taux (%)	
		Fourchette	Moyenne
Transport	57 ans	1 % - 2 %	2 %
Distribution	42 ans	1 % - 20 %	2 %
Communications	19 ans	1 % - 15 %	5 %
Administration et service	15 ans	3 % - 20 %	6 %

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 10 %.

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 2013, compte tenu de l'évaluation qualitative effectuée en date du 30 septembre 2013, 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 2013.

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 2013, 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. Les autres éléments du résultat étendu tiennent compte de l'amortissement des pertes nettes de couverture non amorties sur les couvertures des flux de trésorerie de la société ayant pris fin et des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie en vigueur dans la mesure où ces couvertures sont efficaces. La société amortit par voie d'imputation aux charges de financement ses pertes de couverture non amorties sur les couvertures des flux de trésorerie actualisés, selon la méthode du taux d'intérêt effectif, sur la durée de la dette couverte attribuée. 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.

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.

Le placement de la société dans les billets à taux variable de la province d'Ontario, lequel est détenu en tant qu'autre forme de liquidité en complément aux facilités de crédit bancaire, est classé comme étant détenu à des fins de transaction et il est évalué à la juste valeur.

Tous les instruments financiers sont comptabilisés à la date de transaction.

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 2013 ou au 31 décembre 2012.

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 ceux-ci 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. L'actif net d'un régime surcapitalisé est classé comme un actif à long terme dans les bilans consolidés. 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 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 2012, OMERS comptait environ 429 000 membres, dont 283 étaient des employés actuels de Hydro One Brampton Networks.

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. 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 décembre 2011, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié l'Accounting Standards Update (l'« ASU ») 2011-11, *Balance Sheet (Topic 210): Disclosures about Offsetting Assets and Liabilities*. Cette ASU oblige une entité à présenter, et ce, tant sur une base brute que nette, des informations concernant les instruments financiers et les transactions admissibles à la compensation dans les bilans consolidés ainsi que les instruments financiers et transactions conclus aux termes de conventions-cadre de compensation ou d'ententes semblables. Cette ASU a été publiée afin de permettre aux utilisateurs des états financiers de comprendre les effets réels ou éventuels de ces conventions sur la situation financière d'une entité. Cette ASU devait être appliquée rétrospectivement et elle est entrée en vigueur pour les exercices, et les périodes intermédiaires de ces exercices, ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

En février 2013, le FASB a publié l'ASU 2013-02, *Comprehensive Income (Topic 220): Reporting of Amounts Reclassified Out of Accumulated and Other Comprehensive Income*. Cette ASU oblige une entité à fournir de l'information sur les montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante. Par ailleurs, elle exige qu'une entité présente, soit dans le corps même de l'état financier dans lequel est indiqué le bénéfice net, soit dans les notes y afférentes, les montants importants reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu, par poste du bénéfice net, mais seulement si le montant reclassé doit être, aux termes des PCGR des États-Unis, reclassé intégralement dans le bénéfice net de la même période. Dans le cas d'autres montants qui n'ont pas, aux termes des PCGR des États-Unis, à être reclassés intégralement dans le bénéfice net, une entité doit faire un renvoi à d'autres informations à fournir requises aux termes des PCGR des États-Unis, lesquelles donnent de plus amples détails sur ces montants. Cette ASU devait être appliquée rétrospectivement et elle est entrée en vigueur pour les exercices, et les périodes intermédiaires de ces exercices, ouverts à compter du 15 décembre 2012. L'adoption de cette ASU n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

Récentes notes d'orientation concernant la comptabilité n'ayant pas encore été adoptées

En juillet 2013, le FASB a émis 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'application rétrospective est permise. L'adoption de cette ASU ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

4. ACQUISITION D'ENTREPRISE**Convention d'achat relative à Norfolk Power**

Le 2 avril 2013, Hydro One a conclu une entente avec la Corporation du comté de Norfolk en vue d'acquérir la totalité des actions ordinaires de Norfolk Power Inc. (« Norfolk Power »), société de télécommunications et de distribution d'électricité située dans le sud ouest de l'Ontario. L'acquisition est tributaire de la décision réglementaire par la CEO. Le prix d'achat pour Norfolk Power s'établira à environ 93 millions de dollars, sous réserve des ajustements de clôture définitifs. La conclusion de l'opération devrait avoir lieu en 2014. En prévision de l'acquisition de Norfolk Power, la société a versé un acompte remboursable totalisant 5 millions de dollars, comptabilisé dans les autres actifs à court terme présentés au bilan consolidé intermédiaire.

5. AMORTISSEMENT

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Amortissement des immobilisations corporelles	533	522
Amortissement des actifs incorporels	48	48
Coût du retrait d'actifs	79	70
Amortissement des actifs réglementaires	16	19
	676	659

6. CHARGES DE FINANCEMENT

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Intérêts sur la dette à long terme	416	421
Autres	9	12
Moins : les intérêts capitalisés sur les immobilisations et le développement en cours	(51)	(59)
le gain sur les swaps de taux d'intérêt	(11)	(12)
les intérêts gagnés sur les placements	(3)	(4)
	360	358

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>	2013	2012
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts	912	866
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	242	230

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)	(42)
Excédent des cotisations au régime de retraite sur la charge de retraite	(23)	(23)
Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(13)	(15)
Coûts indirects capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(14)	(14)
Ajustements de l'exercice précédent	(8)	(2)
Crédits d'impôt à l'investissement non remboursables	(4)	(8)
Dépenses liées à l'environnement	(4)	(5)
Excédent de la charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi sur les paiements en espèces	4	–
Autres	(1)	(1)
Écarts temporaires nets	(135)	(110)
Écarts permanents nets	2	1
Total de la provision pour paiements en remplacement des impôts	109	121

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

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Provision pour paiements en remplacement des impôts exigibles	111	130
Recouvrement reporté des paiements en remplacement des impôts	(2)	(9)
Provision pour paiements en remplacement des impôts	109	121
Taux d'imposition effectif	11,98 %	13,96 %

Le montant de la provision pour paiements en remplacement des impôts exigibles est remis à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « SFIEO ») ou reçu de cette dernière. Au 31 décembre 2013, une somme de 29 millions de dollars à recevoir de cet organisme était prise en compte dans le poste Montants à recevoir des apparentés du bilan consolidé (10 millions de dollars inclus au poste Montants à payer à des apparentés au 31 décembre 2012).

Le total de la provision pour paiements en remplacement des impôts comprend le recouvrement différé des paiements en remplacement des impôts de 2 millions de dollars (9 millions de dollars en 2012) qui n'est pas inclus dans le processus de tarification, calculés au moyen de la méthode axée sur le bilan. Les soldes de ce recouvrement différé 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 la sortie 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 2013 et 2012, les actifs et passifs d'impôts différés étaient les suivants :

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
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	7	7
Dépenses liées à l'environnement	5	4
Excédent de l'amortissement comptable sur l'amortissement fiscal	–	3
Autres	(1)	–
Total des actifs d'impôts différés	11	14
Moins la tranche échéant à moins de un an	–	–
	11	14

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Passifs d'impôts différés		
Excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable	(1 556)	(1 344)
Excédent de la charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi sur les paiements en espèces	542	519
Dépenses liées à l'environnement	66	62
Montants réglementaires non constatés aux fins fiscales	(144)	(147)
Écart d'acquisition	(20)	(19)
Autres	1	3
Total des passifs d'impôts différés	(1 111)	(926)
Moins la tranche échéant à moins de un an	18	18
	(1 129)	(944)

En 2013, il n'y a eu aucune variation du taux applicable aux impôts futurs (en 2012, la variation du taux applicable aux impôts futurs a entraîné une hausse de 60 millions de dollars).

8. DÉBITEURS

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Débiteurs – facturés	268	224
Débiteurs – non facturés	691	644
Débiteurs, montant brut	959	868
Provision pour créances douteuses	(36)	(23)
Débiteurs, montant net	923	845

Le tableau suivant indique l'évolution de la provision pour créances douteuses au cours des exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012 :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Provision pour créances douteuses – 1 ^{er} janvier	(23)	(18)
Sorties du bilan	24	17
Dotations à la provision pour créances douteuses	(37)	(22)
Provision pour créances douteuses – 31 décembre	(36)	(23)

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

<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

<i>31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)</i>	Immobilisations corporelles	Amortissement cumulé	Immobilisations en cours	Total
Transport	11 840	3 990	641	8 491
Distribution	8 005	2 879	234	5 360
Communications	1 024	516	57	565
Administration et service	1 314	668	123	769
Servitudes	614	92	–	522
	22 797	8 145	1 055	15 707

Les charges de financement capitalisées à l'égard des immobilisations corporelles en cours de construction ont totalisé 48 millions de dollars en 2013 (56 millions de dollars en 2012).

10. ACTIFS INCORPORELS

<i>31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)</i>	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

<i>31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)</i>	Actifs incorporels	Amortissement cumulé	Aménagements en cours de réalisation	Total
Logiciels d'application	451	301	116	266
Autres actifs	5	4	–	1
	456	305	116	267

Les charges de financement capitalisées à l'égard des actifs incorporels en cours de réalisation se sont établies à 3 millions de dollars en 2013 (3 millions de dollars en 2012). La charge d'amortissement annuelle estimative à l'égard des actifs incorporels se présente comme suit : 52 millions de dollars en 2014, 52 millions de dollars en 2015, 52 millions de dollars en 2016, 52 millions de dollars en 2017 et 44 millions de dollars en 2018.

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 :

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Actifs réglementaires		
Actif réglementaire au titre des impôts différés	1 145	954
Actif réglementaire au titre des prestations de retraite	845	1 515
Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	308	320
Environnement	266	249
Écarts liés aux coûts de retraite	80	61
Différentiel des évaluations de coûts de la CEO	9	6
Exemption au titre du CRD	7	2
Coût des projets de mise en valeur à long terme	5	5
Avenant 2	–	10
Autres	18	5
Total des actifs réglementaires	2 683	3 127
Moins : la tranche échéant à moins de un an	47	29
	2 636	3 098
Passifs réglementaires		
Écarts liés aux produits externes	81	61
Avenant 8	55	45
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	35	54
Passif réglementaire au titre des impôts différés	19	16
Avenant 9	19	–
Report lié aux économies au titre de la TVP	17	13
Avenant relatif à Hydro One Brampton Networks	8	–
Avenant 3	–	9
Écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée	–	6
Autres	14	17
Total des passifs réglementaires	248	221
Moins : la tranche échéant à moins de un an	85	40
	163	181

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 2013 aurait été plus élevée d'environ 139 millions de dollars (136 millions de dollars en 2012).

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 2013 auraient augmenté de 670 millions de dollars (diminué de 736 millions de dollars en 2012).

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 2013 auraient augmenté de 12 millions de dollars (diminué de 197 millions de dollars en 2012).

Passifs environnementaux

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 2013, cet actif réglementaire lié à l'environnement a été réduit de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2012) afin de refléter les variations correspondantes du passif de la société en matière de BPC, et il a été haussé de 26 millions de dollars (2 millions de dollars en 2012) 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 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 2013 auraient été plus élevées de 23 millions de dollars (moins élevées de 1 million de dollars en 2012). Par ailleurs, la charge d'amortissement de 2013 aurait été moins élevée de 16 millions de dollars (18 millions de dollars en 2012) et les charges de financement de 2013 auraient été plus élevées de 10 millions de dollars (11 millions de dollars en 2012).

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 2013 auraient été moins élevés de 19 millions de dollars (18 millions de dollars en 2012).

Différentiel des évaluations de coûts de la CEO

En avril 2010, la CEO a rendu publique une décision concernant la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise 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.

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 futur par la CEO.

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 2

En avril 2006, la CEO a approuvé les soldes de comptes de report liés à la distribution de Hydro One Networks. L'actif réglementaire aux termes de l'avenant 2 comprend les montants liés au règlement de détail et aux écarts de coûts ainsi que les montants des services à basse tension de l'entreprise de distribution, majorés des intérêts courus. 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 du solde du compte réglementaire de l'avenant 2, conformément à l'avenant 9, 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.

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.

Avenant 8

En avril 2010, la CEO a également 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.

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, montant devant être éliminé sur une période de 24 mois allant du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2014. Hydro One a continué d'accumuler un passif net dans les CELRD depuis le 31 décembre 2011.

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.

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 2013 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, soumis par Hydro One Brampton Networks dans sa demande. 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 3

En décembre 2008, la CEO a approuvé certains soldes du compte de report liés à la distribution dont le recouvrement a été demandé par Hydro One, y compris des écarts liés au règlement de détail, des variations d'impôts reportés, des frais liés à la CEO et des montants liés aux compteurs intelligents. La CEO a approuvé le règlement du solde accumulé aux termes de l'avenant 3 jusqu'en avril 2008, y compris les intérêts, montant devant être éliminé sur une période de 27 mois allant du 1^{er} février 2009 au 30 avril 2011. 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 du solde aux termes de l'avenant 2, dans le cadre de l'avenant 9.

Compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée

Hydro One reçoit de la SIERE des montants au titre de la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée. Une tranche de ces montants est versée à l'égard des abonnés résidentiels de Hydro One Networks qui sont admissibles à une protection des tarifs. La CEO a approuvé un mécanisme visant à recouvrer les montants du compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée au moyen des frais de service du marché de gros. Les écarts entre les montants versés à Hydro One par la SIERE et les montants fixes admissibles en vertu de la réglementation, et établis par la suite aux termes de décisions rendues par la CEO sur la base tarifaire de services publics, sont consignés par la société dans le compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée. Au 31 décembre 2013, le compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée présentait un solde débiteur de 2 millions de dollars, lequel est inclus dans le poste Autres actifs réglementaires.

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 2013 et 2012.

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 2018. 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.

Dettes 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 2013, la tranche qui demeurerait disponible aux fins d'émission jusqu'en octobre 2015 s'élevait à 1 815 millions de dollars.

Le tableau qui suit présente l'encours de la dette à long terme aux 31 décembre 2013 et 2012 :

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Billets, série 15, 5,00 %, échéant en 2013	–	600
Billets, série 19, 3,13 % échéant en 2014 ¹	750	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	–
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	–
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
	9 045	8 460
Ajouter : la perte non réalisée liée à l'évaluation à la valeur de marché ¹	12	19
Déduire : la tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	(756)	(600)
Dette à long terme	8 301	7 879

¹ La perte non réalisée liée à l'évaluation à la valeur de marché se rapporte à une tranche de 500 millions de dollars du billet à moyen terme, série 19, échéant en 2014 et à une tranche de 250 millions de dollars du billet à moyen terme, série 21, échéant en 2015. La perte non réalisée liée à l'évaluation à la valeur de marché est compensée par un gain de 12 millions de dollars (19 millions de dollars en 2012) 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 2013, Hydro One a émis des titres de créance à long terme pour un montant de 1 185 millions de dollars (1 085 millions de dollars en 2012) dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme et a remboursé les billets à moyen terme de série 15 d'un montant de 600 millions de dollars (remboursement des billets de série 3 d'un montant de 600 millions de dollars en 2012).

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 2013 et au 31 décembre 2012, 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 2013 et 2012 :

	Valeur comptable en 2013	Juste valeur en 2013	Valeur comptable en 2012	Juste valeur en 2012
<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>				
Dette à long terme				
Billets à moyen terme, série 19, de 500 millions de dollars ¹	506	506	512	512
Billets à moyen terme, série 21, de 250 millions de dollars ²	256	256	257	257
Autres billets et débentures ³	8 295	9 018	7 710	9 188
	9 057	9 780	8 479	9 957

¹ La juste valeur des billets à moyen terme, série 19, de 500 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 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).

³ 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 2013, la société avait des swaps de taux d'intérêt totalisant 750 millions de dollars (750 millions de dollars en 2012) 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 8 % (9 % en 2012) du total de sa dette à long terme de 9 057 millions de dollars (8 479 millions de dollars en 2012). Au 31 décembre 2013, 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 250 millions de dollars visant la conversion, en une dette à taux variable à trois mois, d'une tranche de 500 millions de dollars des billets à moyen terme, série 19, de 750 millions de dollars échéant le 19 novembre 2014;
- b) 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 2013, la société avait également des swaps de taux d'intérêt d'un montant nominal de 900 millions de dollars (900 millions de dollars en 2012) qu'elle a classés dans les contrats non désignés. Ces contrats sont constitués des swaps de taux d'intérêt suivants :

- c) trois swaps de taux d'intérêt variable-fixe d'un montant de 250 millions de dollars qui bloquent le taux variable que la société paiera sur une partie des swaps de taux d'intérêt fixe-variable susmentionnés dans les périodes allant du 11 décembre 2013 au 11 décembre 2014, du 19 février 2013 au 19 février 2014 et du 19 février 2014 au 19 novembre 2014;
- d) deux swaps de taux d'intérêt variable-fixe d'un montant de 50 millions de dollars qui bloquent 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 2013 et les 24 janvier 2014 et entre le 24 janvier 2014 et le 24 janvier 2015;
- e) 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 27, de 50 millions de dollars entre le 3 décembre 2013 et le 3 décembre 2014.

Hiérarchie de la juste valeur

Ce qui suit indique la hiérarchie de la juste valeur des actifs et passifs financiers aux 31 décembre 2013 et 2012 :

31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)	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	–

<i>31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)</i>	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Actifs					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	195	195	195	–	–
Placement	251	251	–	251	–
Instruments dérivés					
Couvertures de juste valeur – swaps de taux d'intérêt	19	19	–	19	–
	465	465	195	270	–
Passifs					
Dette bancaire	42	42	42	–	–
Dette à long terme	8 479	9 957	–	9 957	–
	8 521	9 999	42	9 957	–

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent la trésorerie ainsi que les placements à court terme. Au 31 décembre 2013, les placements à court terme comprenaient des acceptations bancaires ainsi que des placements dans des fonds du marché monétaire et totalisaient 515 millions de dollars (195 millions de dollars en 2012). La valeur comptable de ces instruments est représentative de la juste valeur de ces derniers en raison de leur courte durée.

Le placement représente des billets à taux variable émis par la province d'Ontario qui viennent à échéance en novembre 2014. La juste valeur des placements est déterminée au moyen de données autres que les cours du marché qui sont observables pour cet actif, les gains ou pertes non constatés à leur égard étant pris en compte dans les Charges de financement. La société obtient 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 2013 et 2012, 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 « A » ayant servi à établir le taux de rendement de la société retrancherait environ 19 millions de dollars (18 millions de dollars en 2012) des résultats d'exploitation annuels de son entreprise de transport et quelque 10 millions de dollars (10 millions de dollars en 2012) de ceux de son 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 2013 et 2012.

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 2013 et 2012.

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 2013 et 2012, 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>	2013	2012
Perte (gain) non réalisé(e) sur la dette couverte	(8)	(14)
Perte (gain) non réalisé(e) sur les swaps de taux d'intérêt servant de couvertures de juste valeur	8	14
Montant net de la perte (du gain) non réalisé(e)	—	—

Au 31 décembre 2013, Hydro One avait des couvertures de juste valeur liées aux swaps de taux d'intérêt d'un montant nominal de 750 millions de dollars (750 millions de dollars en 2012), et les actifs à la juste valeur s'y rapportant se chiffraient à 12 millions de dollars (19 millions de dollars en 2012). Au cours des exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012, 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 2013 et 2012, aucune catégorie donnée d'actifs financiers ne générât 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 2013 et 2012, aucun solde important des débiteurs n'était exigible auprès d'un même client.

Au 31 décembre 2013, la provision pour créances douteuses de la société s'établissait à 36 millions de dollars (23 millions de dollars en 2012). 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 2013, environ 4 % du montant net des débiteurs de la société dataient de plus de 60 jours (3 % en 2012).

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'arrêté des comptes. Au 31 décembre 2013, le risque de crédit lié aux contreparties et inhérent à la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt se chiffrait à 14 millions de dollars (22 millions de dollars en 2012). Au 31 décembre 2013, 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, quatre institutions financières en étant les contreparties. Le risque de crédit de trois des quatre 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, de la facilité de crédit de soutien renouvelable de 1 500 millions de dollars et des billets à taux variable de la province d'Ontario qu'elle détient. Les liquidités à court terme prévues aux termes du programme de papier commercial, les billets à taux variable de la province d'Ontario que la société détient 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 2013, il était prévu que des créditeurs et charges à payer d'un montant de 795 millions de dollars (722 millions de dollars en 2012) seraient réglés en espèces à leur valeur comptable au cours des douze prochains mois.

Au 31 décembre 2013, la société avait émis des titres de créance à long terme d'un montant en capital de 9 045 millions de dollars (8 460 millions de dollars en 2012). Le tableau qui suit présente un sommaire de l'encours du 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	Montant non remboursé 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	750	422	3,1
2 ans	550	398	2,8
3 ans	500	372	4,3
4 ans	600	361	5,2
5 ans	750	330	2,8
	3 150	1 883	3,6
De 6 à 10 ans	900	1 470	3,6
Plus de 10 ans	4 995	4 281	5,5
	9 045	7 634	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, 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 2013 et 2012, la structure du capital de la société s'établissait comme suit :

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	756	600
Moins : la trésorerie et les équivalents de trésorerie	565	195
	191	405
 Dette à long terme	 8 301	 7 879
 Actions privilégiées	 323	 323
 Actions ordinaires	 3 314	 3 314
Bénéfices non répartis	3 787	3 202
	7 101	6 516
 Total du capital	 15 916	 15 123

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 2013 et 2012, Hydro One était conforme à 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. Ces derniers participent au régime OMERS, une caisse de retraite qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. 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 2013 se sont établies à 2 millions de dollars (2 millions de dollars en 2012). Les cotisations de la société à verser au 31 décembre 2013 et inscrites dans les charges à payer aux bilans consolidés se situaient à 0,2 million de dollars (0,2 million de dollars en 2012). 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 2012.

Au 31 décembre 2012, le régime d'OMERS était capitalisé à hauteur de 85,6 % et comportait un passif actuariel de 9 924 millions de dollars. Ce passif exigera probablement 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 2013 s'élevant à 160 millions de dollars (163 millions de dollars en 2012) ont été établies d'après une évaluation actuarielle effectuée en date du 31 décembre 2011 et du niveau prévu du salaire ouvrant droit à pension pour 2013. Les cotisations annuelles estimatives au régime de retraite pour 2014 s'élèvent à environ 160 millions de dollars, compte tenu de l'évaluation effectuée en date du 31 décembre 2011 et du niveau prévu du salaire ouvrant droit à pension.

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.

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
<i>Exercice clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012	2013	2012
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	6 507	5 461	1 459	1 206
Coût des services rendus au cours de l'exercice	170	123	40	29
Intérêts débiteurs	278	285	63	63
Transferts réciproques	1	1	—	—
Prestations et avantages versés	(317)	(291)	(44)	(42)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	(63)	928	13	203
Obligation au titre des prestations et avantages projetés à la clôture de l'exercice	6 576	6 507	1 531	1 459
Variation des actifs du régime				
Juste valeur des actifs du régime à l'ouverture de l'exercice	4 992	4 682	—	—
Rendement réel des actifs des régimes	887	425	—	—
Transferts réciproques	1	1	—	—
Prestations versées	(317)	(291)	—	—
Cotisations de l'employeur	160	163	—	—
Cotisations des salariés	30	27	—	—
Charges d'administration	(22)	(15)	—	—
Juste valeur des actifs du régime à la clôture de l'exercice	5 731	4 992	—	—
Montant non capitalisé	845	1 515	1 531	1 459

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 :

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2013	2012
Charges à payer	–	–	43	43
Passif au titre des prestations de retraite	845	1 515	–	–
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi	–	–	1 488	1 416
Montant non capitalisé	845	1 515	1 531	1 459

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 :

31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
OPAP	6 576	6 507
OPAC	5 998	6 074
Juste valeur des actifs des régimes	5 731	4 992

Selon l'OPAC, le régime de retraite était capitalisé à hauteur de 96 % au 31 décembre 2013 (82 % en 2012). D'après l'OPAP, il l'était à 87 % à cette même date (77 % en 2012). 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 2013 et 2012 :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Coût des services rendus au cours de la période, déduction faite des cotisations des salariés	141	96
Intérêts débiteurs	278	285
Rendement prévu des actifs du régime, déduction faite des charges	(309)	(289)
Amortissement de la perte actuarielle	175	112
Amortissement du coût des services passés	2	3
Coûts nets des prestations et des avantages de la période	287	207
Montant imputé aux résultats d'exploitation ¹	72	76

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 2013, des coûts de retraite de 160 millions de dollars (163 millions de dollars en 2012) ont été attribués à la main-d'œuvre. De ce montant, 72 millions de dollars (76 millions de dollars en 2012) ont été imputés à l'exploitation et 88 millions de dollars (87 millions de dollars en 2012) ont été incorporés aux coûts des immobilisations corporelles et des actifs incorporels.

Le tableau suivant présente les composantes des coûts nets des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012 :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Coût des services rendus au cours de la période, déduction faite des cotisations des salariés	40	30
Intérêts débiteurs	63	63
Amortissement de la perte actuarielle	27	8
Amortissement du coût des services passés	3	3
Coûts nets des prestations et des avantages de la période	133	104
 Montant imputé aux résultats d'exploitation	 58	 48

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 (notamment l'inflation et la croissance du PIB) 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 capitaux propres, 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 2013 et 2012 :

<i>Exercices clos les 31 décembre</i>	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
	2013	2012	2013	2012
Hypothèses importantes				
Taux d'actualisation moyen pondéré	4,75 %	4,25 %	4,75 %	4,25 %
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	—	—	4,39 %	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 2012).

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 2013 et 2012. 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>	2013	2012
Prestations de retraite		
Taux de rendement prévu moyen pondéré des actifs des régimes	6,25 %	6,25 %
Taux d'actualisation moyen pondéré	4,25 %	5,25 %
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 (en années)	11	11
Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi		
Taux d'actualisation moyen pondéré	4,25 %	5,25 %
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 (en années)	11	11
Taux d'augmentation du coût tendanciel des soins de santé ¹	4,39 %	4,41 %

¹ Le taux passant progressivement de 6,91 % par année en 2013 à 4,39 % par année en 2031 et par la suite (de 7,03 % en 2012 à 4,41 % par année en 2031 et par la suite selon les estimations faites en 2012).

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 2013 et 2012 est la suivante :

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Obligation au titre des avantages projetés		
Augmentation de 1 % du coût tendanciel des soins de santé	258	246
Diminution de 1 % du coût tendanciel des soins de santé	(200)	(191)

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 aux 31 décembre 2013 et 2012 est la suivante :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Coût des services rendus et intérêts débiteurs		
Augmentation de 1 % du coût tendanciel des soins de santé	21	17
Diminution de 1 % du coût tendanciel des soins de santé	(16)	(13)

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 pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012 :

31 décembre 2013				31 décembre 2012			
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	20	22	21	23

Paievements estimatifs au titre des prestations et avantages futurs

Au 31 décembre 2013, les paiements estimatifs au titre des prestations et des avantages futurs aux participants des régimes par la société étaient les suivants :

(en millions de dollars canadiens)	Prestations de retraite	Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi
2014	310	54
2015	319	57
2016	327	59
2017	335	62
2018	343	65
2019 à 2023	1 698	370
Total des paiements estimatifs au titre des prestations et des avantages futurs jusqu'en 2023	3 332	667

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 :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Prestations de retraite		
Perte actuarielle (gain actuariel) de l'exercice	(619)	807
Amortissement de la perte actuarielle	(175)	(112)
Amortissement du coût des services passés	(2)	(3)
	(796)	692
Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi		
Perte actuarielle de l'exercice	13	203
Amortissement de la perte actuarielle	(27)	(8)
Amortissement du coût des services passés	(3)	(3)
	(17)	192

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 2013 et 2012 :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Prestations de retraite		
Coût des services passés	3	5
Perte actuarielle	842	1 510
	845	1 515
Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi		
Coût des services passés	2	5
Perte actuarielle	306	315
	308	320

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 :

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
	2013	2012	2013	2012
Coût des services passés	2	2	2	3
Perte actuarielle	103	175	15	17
	105	177	17	20

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 des placements et du régime 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 2013 :

	Répartition cible (%)	Actifs du régime de retraite (%)
Titres de participation	60,0	67,8
Titres de créance	35,0	32,2
Autres ¹	5,0	0,0
	100,0	100,0

¹ Comprennent placements immobiliers et des placements dans des infrastructures.

Au 31 décembre 2013, le régime de retraite détenait des obligations de société de Hydro One Inc. de 15 millions de dollars (20 millions de dollars en 2012) et des titres de créance de la province de 217 millions de dollars (243 millions de dollars en 2012).

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 2013 et 2012. 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 2013 et 2012, 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 Standards and Poor's, Dominion Bond Rating Service et Fitch Ratings ou « A1 » 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 2013 et 2012.

<i>31 décembre 2013 (en millions de dollars canadiens)</i>	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 associés aux charges d'administration du régime de retraite.

<i>31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)</i>	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Fonds communs	2	15	104	121
Trésorerie et équivalents de trésorerie	125	–	–	125
Titres à court terme	–	100	–	100
Placements immobiliers	–	–	2	2
Actions de sociétés canadiennes	920	–	–	920
Actions de sociétés étrangères	2 077	–	–	2 077
Obligations et débentures canadiennes	–	1 643	–	1 643
Total de la juste valeur des actifs des régimes¹	3 124	1 758	106	4 988

¹ Au 31 décembre 2012, le total de la juste valeur des actifs du régime de retraite ne tenait pas compte des montants suivants : 16 millions de dollars d'intérêts et de dividendes à recevoir; 4 millions de dollars de créances liées à des opérations de vente en cours; et 8 millions de dollars associés aux charges d'administration du régime de retraite.

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 2013 et 2012. 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>	2013	2012
Juste valeur à l'ouverture de l'exercice	106	167
Gains réalisés et non réalisés	23	5
Achats	–	6
Ventes et décaissements	(10)	(72)
Juste valeur à la clôture de l'exercice	119	106

Il n'y a eu aucun reclassement important visant le niveau 3 de la hiérarchie de la juste valeur.

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 se 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. 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. 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 évaluations des actions de sociétés fermées 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 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 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 débetures

Les obligations et les débetures 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 2013 et 2012 :

<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

<i>Exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)</i>	BPC	Évaluation et remise en état des terrains	Total
Passifs environnementaux – 1 ^{er} janvier	199	58	257
Charge de désactualisation	9	2	11
Dépenses	(8)	(10)	(18)
Ajustement lié à la réévaluation	(3)	2	(1)
Passifs environnementaux – 31 décembre	197	52	249
Moins : la tranche échéant à moins de un an	13	9	22
	184	43	227

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 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

<i>31 décembre 2012 (en millions de dollars canadiens)</i>	PCB	Évaluation et remise en état des terrains	Total
Passifs environnementaux non actualisés	233	54	287
Moins : l'actualisation des passifs accumulés à la valeur actualisée	36	2	38
Passifs environnementaux actualisés	197	52	249

Au 31 décembre 2013, les dépenses estimatives liées à l'environnement étaient les suivantes :

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	
2014	27
2015	28
2016	35
2017	23
2018	22
Par la suite	170
	305

Au 31 décembre 2013, du total des dépenses futures estimatives au titre de l'environnement, 237 millions de dollars se rapportaient aux BPC (233 millions de dollars en 2012) et 68 millions de dollars, au programme d'évaluation et de remise en état des terrains (54 millions de dollars en 2012).

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. 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 3,3 % 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. Les passifs environnementaux sont examinés une fois l'an ou plus fréquemment si des changements importants sont apportés à la réglementation ou si d'autres facteurs pertinents se produisent. Les modifications apportées aux estimations sont constatées prospectivement. La société comptabilise un actif réglementaire reflétant les attentes à l'égard du fait que les coûts environnementaux futurs pourront être recouvrés au moyen des tarifs.

BPC

En septembre 2008, Environnement Canada a publié le texte final de sa réglementation régissant la gestion, le stockage et l'élimination des BPC, lequel a été adopté en vertu de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999). La réglementation impose un calendrier pour l'élimination des BPC fondé sur certains critères tels que le type d'équipement en cause, le niveau d'utilisation et le seuil de contamination aux BPC. Aux termes de cette réglementation et de l'exemption de fin d'utilisation approuvée de Hydro One, les BPC présents en concentration de 500 parties par million (« ppm ») ou plus, doivent être éliminés avant la clôture de 2014, exception faite des certaines pièces de matériel faisant l'objet d'une dispense précise, et les BPC contenus dans l'équipement en concentration supérieure à 50 ppm, mais inférieure à 500 ppm, ou supérieure à 50 ppm dans le cas des transformateurs sur poteau, de l'équipement électrique secondaire sur poteau et des ballasts de tube fluorescent doivent être éliminés avant la clôture de 2025. La direction est d'avis que, à l'heure actuelle, la société dispose de très peu d'actifs contaminés aux BPC à hauteur de 500 ppm ou plus. 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 237 millions de dollars d'après les meilleures estimations de la société. Ces dépenses devraient être engagées entre 2014 et 2025. Dans le cadre de son examen annuel des passifs environnementaux, la société a comptabilisé un ajustement de réévaluation en 2013 afin de réduire le passif environnemental au titre des BPC de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2012).

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 68 millions de dollars. Ces dépenses devraient être engagées sur une période allant de 2014 à 2022. Dans le cadre de son examen annuel des passifs environnementaux, la société a comptabilisé un ajustement de réévaluation en 2013 afin d'accroître le passif environnemental au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains de 26 millions de dollars (2 millions de dollars en 2012).

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 2013, Hydro One a comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 14 millions de dollars (15 millions de dollars en 2012), constituées de 7 millions de dollars (7 millions de dollars en 2012) de dépenses estimatives futures liées au désamiantage et au retrait du matériel contaminé à l'amiante dans certaines de ses installations ainsi que 7 millions de dollars (8 millions de dollars en 2012) liés à la désaffectation et au retrait de deux postes de commutation. Le montant d'intérêts comptabilisé est négligeable, et aucune dépense importante liée à cette obligation n'a été engagée en 2013.

18. CAPITAL-ACTIONS

Actions privilégiées

La société a émise 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 2013. 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 correspond au bénéfice net de l'exercice, après dividendes cumulatifs sur les actions privilégiées, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant l'exercice.

19. DIVIDENDES

En 2013, la société a déclaré des dividendes sur ses actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2012) et des dividendes sur ses actions ordinaires de 200 millions de dollars (352 millions de dollars en 2012).

20. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Hydro One est détenue par la province. La SFIEO, la SIERE, l'Office de l'électricité de l'Ontario (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.

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 comprennent 1 509 millions de dollars (1 474 millions de dollars en 2012) se rapportant à ces services. Elle reçoit de la SIERE des sommes pour la protection des tarifs ruraux. Les produits de distribution incluent 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2012) 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 de distribution comprennent 33 millions de dollars (28 millions de dollars en 2012) en lien avec ces services.

En 2013, Hydro One a acheté de l'électricité pour 2 477 millions de dollars (2 392 millions de dollars en 2012) sur le marché de l'électricité administré par la SIERE; pour 15 millions de dollars (10 millions de dollars en 2012) auprès d'OPG et pour 8 millions de dollars (7 millions de dollars en 2012) lesquels achats étaient visés par contrats d'électricité administrés par la SFIEO.

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 2013, Hydro One a engagé des frais de 12 millions de dollars (11 millions de dollars en 2012) auprès de la CEO.

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 2013, 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 9 millions de dollars (10 millions de dollars en 2012) et ont été réalisés essentiellement par l'entreprise de transport. 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 en 2013 (2 millions de dollars en 2012).

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 2013, Hydro One a reçu de l'OEO 34 millions de dollars (39 millions de dollars en 2012) en lien avec de tels programmes.

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, et des dividendes sont versés à la province.

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.

Au 31 décembre 2013, la société détenait pour 250 millions de dollars des billets à taux variable de la province d'Ontario d'une juste valeur de 251 millions de dollars (251 millions de dollars en 2012).

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>	2013	2012
Montants à recevoir des apparentés	197	154
Montants à payer à des apparentés ¹	(230)	(261)
Placement	251	251

¹ Les montants à payer à des apparentés aux 31 décembre 2013 tiennent compte de montants à payer à la SIERE totalisant 217 millions de dollars (199 millions de dollars en 2012) 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>	2013	2012
Débiteurs	(78)	(30)
Montants à recevoir des apparentés	(43)	2
Matières et fournitures	–	2
Autres actifs	(5)	(4)
Créditeurs	(60)	(5)
Charges à payer	150	10
Montants à payer à des apparentés	(31)	(85)
Intérêts courus	5	10
Créditeurs et autres passifs à long terme	(11)	13
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi	84	56
	11	(31)

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 la variation nette des charges à payer connexes :

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Investissements en capital à l'égard d'immobilisations corporelles	(1 312)	(1 363)
Variation nette des charges à payer comprises dans les investissements en capital à l'égard d'immobilisations corporelles	(21)	(10)
Dépenses en immobilisations liées aux immobilisations corporelles	(1 333)	(1 373)

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>	2013	2012
Investissements en capital à l'égard d'actifs incorporels	(82)	(91)
Variation nette des charges à payer comprises dans les investissements en capital à l'égard d'actifs incorporels	3	1
Dépenses en immobilisations liées aux actifs incorporels	(79)	(90)

Renseignements complémentaires

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Intérêts payés, montant net	395	411
Paielements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés versés	138	197

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 2013, la société a versé environ 2 millions de dollars (1 million de dollars en 2012) 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

Convention avec Inergi LP (« Inergi »)

Depuis 2002, Inergi, une société affiliée de Cap Gemini Canada Inc., fournit des services à Hydro One, notamment des services d'impartition en traitement des affaires et en technologies de l'information, ainsi que des services de soutien du système principal liés essentiellement à l'implantation et à l'optimisation du système SAP. La convention actuelle conclue avec Inergi viendra à échéance en février 2015.

Au 31 décembre 2013, les engagements annuels en vertu de la convention d'Inergi étaient comme suit : 130 millions de dollars en 2014; 22 millions de dollars en 2015; et néant en 2016 et 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 2013, la société avait fourni à la SIERE un soutien prudentiel au nom de Hydro One Networks et de Hydro One Brampton Networks au moyen de garanties, en sa qualité de société mère, de 325 millions de dollars (325 millions de dollars en 2012) ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2012). Par ailleurs, au 31 décembre 2013, la société avait fourni des lettres de crédit d'un montant de 21 millions de dollars (22 millions de dollars en 2012) 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 2013, Hydro One avait en cours pour 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2012) 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 moyenne allant de un an à cinq ans et sont assortis d'options de renouvellement pour des périodes allant de un an à dix ans pour certains contrats. 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. 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 31 décembre des exercices indiqués ci-après, les paiements minimaux futurs exigibles en vertu de contrats de location-exploitation irrévocables étaient les suivants :

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Dans moins de un an	11	10
Dans plus de un an mais moins de cinq ans	28	29
Dans plus de cinq ans	9	14
	48	53

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, la société a effectué des paiements de location totalisant 11 millions de dollars (9 millions de dollars en 2012).

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 », dont les activités sont essentiellement celles 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 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 les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	827	452	(7)	1 272
Charges de financement				360
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				912
Investissements en capital	714	673	7	1 394

Exercice clos le 31 décembre 2012

(en millions de dollars canadiens)

	Transport	Distribution	Autres	Chiffres consolidés
Produits	1 482	4 184	62	5 728
Achats d'électricité	–	2 774	–	2 774
Exploitation, entretien et administration	402	608	61	1 071
Amortissement	320	329	10	659
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	760	473	(9)	1 224
Charges de financement				358
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				866
Investissements en capital	776	671	7	1 454

Total de l'actif par secteurs

<i>31 décembre (en millions de dollars canadiens)</i>	2013	2012
Total de l'actif		
Transport	11 846	11 586
Distribution	8 805	8 621
Autres	974	604
	21 625	20 811

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 29 janvier 2014, Hydro One a émis pour 50 millions de dollars de billets portant intérêt au taux d'intérêt nominal de 4,29 % et échéant le 29 janvier 2064 aux termes de son programme de billets à moyen terme.

CONSEIL D'ADMINISTRATION (au 31 décembre 2013)



James Arnett²
Président du
conseil d'administration,
Hydro One Inc.



Carmine Marcello
Président et chef de la
direction,
Hydro One Inc.



Kathryn A. Bouey^{4,6,7}
Présidente, TBG Strategic
Services Inc.

Administratrice de
sociétés



George Cooke^{1,5,7}
Président,
Martello Associates
Consulting

Président du conseil
d'administration
d'OMERS Administration
Corporation



**Catherine
Karakatsanis^{4,6}**
Chef de l'exploitation,
Morrison Hershfield
Group Inc.



Don MacKinnon^{5,6}
Président, Syndicat des
Travailleurs
et Travailleuses du
Secteur Énergétique



Michael J. Mueller^{1,2,4}
Administrateur de
sociétés



Walter Murray^{1,3,7}
Administrateur de
sociétés



Robert L. Pace^{2,3,7}
Président et chef de la
direction,
The Pace Group Ltd.



Yezdi Pavri^{1,4}
Administrateur de
sociétés



Sandra Papatello^{1,5}
Chef de la direction,
WindsorEssex Economic
Development Corporation

Directrice du
développement des affaires
et des marchés mondiaux
PwC Canada



Gale Rubenstein^{2,3,5}
Associée,
Goodmans LLP



Douglas E. Speers^{3,4,6}
Administrateur de
sociétés

Comités du conseil d'administration

¹ *Comité d'audit et des finances* Le comité d'audit et des finances 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. Compte tenu de l'inscription de la société à la SEC en 2013, le mandat du comité d'audit et des finances a été mis à jour pour en assurer la conformité avec la législation en valeurs mobilières américaine. Le comité s'est réuni six fois en 2013.

² *Comité de gouvernance* Le comité de gouvernance 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. Le comité s'est réuni sept fois en 2013.

³ *Comité des ressources humaines* Le comité des ressources humaines a la responsabilité d'examiner la pertinence de la structure organisationnelle actuelle et future de la société, les plans de relève des 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 la présidente et chef de la direction. Le comité s'est réuni sept fois en 2013.

⁴ *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 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 sept fois en 2013.

⁵ *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 cinq fois en 2013.

⁶ *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 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 quatre fois en 2013.

⁷ *Comité des placements et du régime de retraite* La principale fonction du comité des placements et du régime de retraite consiste à aider 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 la société, notamment de la caisse de retraite de Hydro One. Le comité s'est réuni cinq fois en 2013.

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 30 km 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

Demandes des médias

416-345-6868
1-877-506-7584

Services à la clientèle

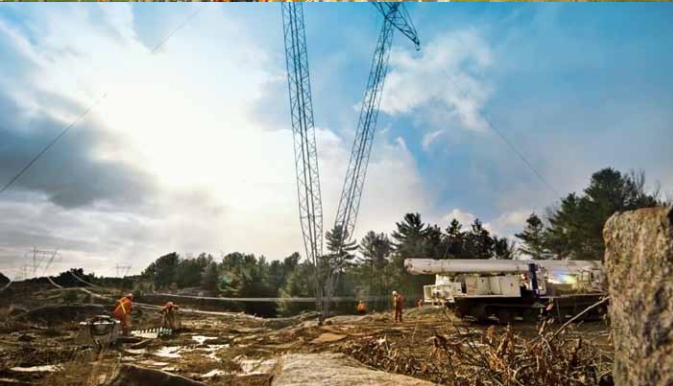
Panne d'électricité et situation d'urgence :
1-800-434-1235

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