



FAIRE L'EXCEPTIONNEL - SANS EXCEPTION

RAPPORT ANNUEL 2004 >



SÉCURITÉ. SERVICE. FIABILITÉ. FIERTÉ. VALEUR.

IL SUFFIT D'APPUYER SUR UN INTERRUPTEUR POUR QUE L'ÉLECTRICITÉ ARRIVE DE MANIÈRE SÛRE ET FIABLE DANS VOS FOYERS. L'ÉLECTRICITÉ ALIMENTE VOS ENTREPRISES EN ÉNERGIE ET VOUS AIDE À VOUS ASSURER QU'ELLES CONTINUENT DE CROÎTRE. NOTRE TRAVAIL CONSISTE À PRENDRE SOIN DU RÉSEAU QUI VOUS ACHEMINE L'ÉLECTRICITÉ, OÙ QUE VOUS VIVIEZ EN ONTARIO. NOUS TRAVAILLONS À FAIRE EN SORTE QUE VOUS PUISSIEZ PROFITER DE CETTE RESSOURCE VITALE LORSQUE VOUS EN AVEZ BESOIN. AVEC VOTRE AIDE, NOUS VEILLONS À CE QUE L'ONTARIO TIRE LE MAXIMUM DE SON RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ.

POUR Y PARVENIR, NOUS NOUS CONCENTRONS SUR NOS CINQ VALEURS.

NOUS TRAVAILLONS EN VEILLANT À NOTRE SÉCURITÉ ET À LA VÔTRE.

NOUS SERVONS NOS CLIENTS AVEC RESPECT.

NOUS NOUS CONCENTRONS SUR LA FIABILITÉ.

NOUS FAISONS NOTRE TRAVAIL AVEC FIERTÉ.

NOUS OFFRONS DE LA VALEUR À NOTRE ACTIONNAIRE.

TABLE DES MATIÈRES >

02 Hydro One en un coup d'œil	04 Message de la présidente du conseil	06 Message du président	10 Revue des activités	22 Revue financière – Table des matières	23 Rapport de gestion	44 Rapport de la direction	46 Rapport des vérificateurs	47 États consolidés des résultats et des bénéfices non répartis
48 Bilans consolidés	50 États consolidés des flux de trésorerie	51 Notes afférentes aux états financiers consolidés	74 Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices	76 Équipe de la haute direction	78 Conseil d'administration	79 Comités du conseil d'administration	80 Renseignements sur la société	

HYDRO ONE EN UN COUP D'ŒIL >

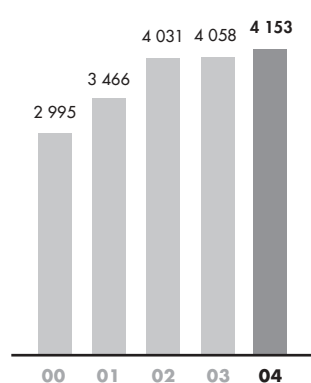


Hydro One Inc. est une société de portefeuille qui regroupe des filiales œuvrant dans les secteurs du transport et de la distribution d'électricité ainsi que des télécommunications. Les filiales sont nécessaires afin de respecter les exigences légales et réglementaires.

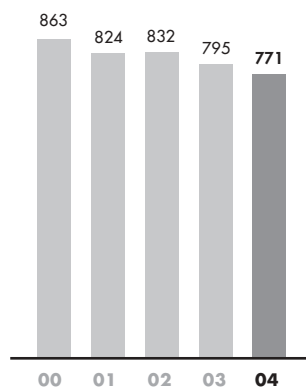
Hydro One Networks Inc., qui gère la majeure partie de nos activités, est réglementée par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Elle est responsable de la planification, de la construction, de l'exploitation et de l'entretien de nos réseaux de transport et de distribution.

RÉALISATIONS EN 2004 >

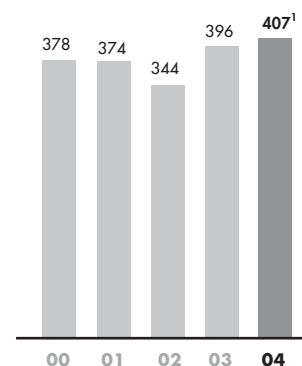
- Nous avons continué de faire de la sécurité notre première priorité en 2004 dans le but d'éliminer les blessures graves d'ici 2006. Depuis 1999, le taux de fréquence des accidents entraînant des pertes de temps a chuté de 60 %.
- Nous avons continué de travailler avec nos clients et avec de nombreux partisans de nouvelles installations de production d'électricité en Ontario afin de soutenir les projets du gouvernement provincial d'accroître l'approvisionnement en électricité de l'Ontario. Nous continuerons de soutenir cet important projet en 2005.
- Nous avons fait des progrès considérables en améliorant ou en maintenant la satisfaction de la clientèle dans tous nos segments de clientèle.
- Nous avons officiellement ouvert, à Barrie, notre Centre de conduite du réseau électrique de l'Ontario ultramoderne. Terminé dans les délais et dans les limites du budget, le Centre met la technologie évoluée de la gestion des réseaux de transport et de distribution d'électricité au service de nos travailleurs hautement qualifiés.
- Solide performance financière : nous avons dégagé un bénéfice de 407 millions de dollars avant un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars pour un total de 498 millions de dollars. Nos paramètres financiers continuent de nous soutenir dans la poursuite de notre objectif relatif à la notation de crédit.
- Nous avons investi 1,5 milliard de dollars dans les mises à niveau, la construction et l'entretien de notre réseau de distribution afin d'en assurer la fiabilité continue et de répondre à la demande accrue d'électricité.

**Produits**

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars CA)

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

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars CA)

**Bénéfice net**

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars CA)

PRINCIPALES FORCES >

- Hydro One possède et exploite le plus grand réseau de distribution d'électricité en Ontario, et l'un des plus grands en Amérique du Nord.
- Jouit d'une équipe de direction expérimentée axée sur la distribution d'électricité, qui est au cœur des activités de la société.
- Bénéficie d'un effectif très compétent et chevronné ainsi que de systèmes d'exploitation de pointe.
- Reconnue dans le secteur comme un chef de file dans l'élaboration et l'instauration d'un lieu de travail sans danger.
- Réputée pour la stabilité et la prévisibilité de ses bénéfices grâce à ses activités de transport et de distribution réglementées.
- Fait preuve de prudence dans la structure de son capital et génère des rentrées solides.

¹ Le bénéfice net pour l'exercice s'est établi à 498 millions de dollars incluant un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars.

Hydro One Brampton Inc. assure la distribution d'électricité dans l'une des agglomérations urbaines affichant la plus forte croissance au Canada, à 30 km de Toronto.

Hydro One Remote Communities Inc. exploite et entretient les installations de production et de distribution d'électricité servant à alimenter 18 collectivités éloignées du nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau de transport de la province.

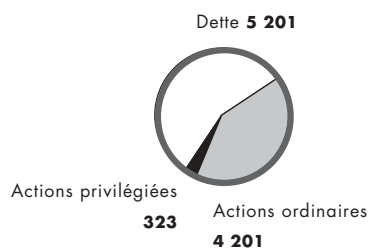
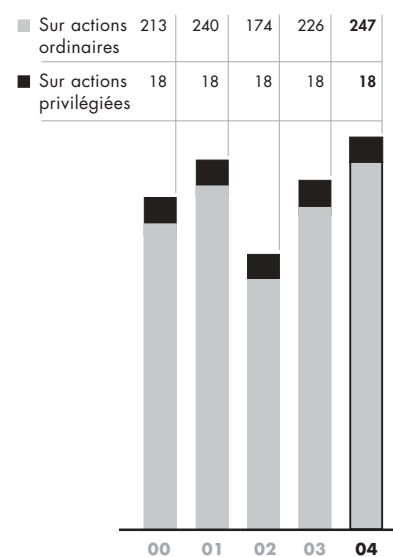
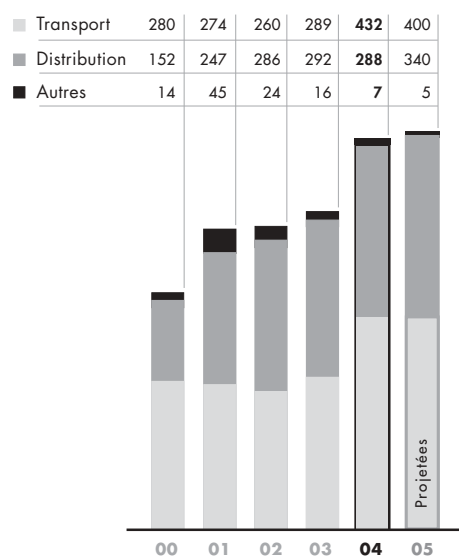
Hydro One Telecom Inc. commercialise la capacité de fibre optique auprès de nos clients d'affaires et représente moins de 1 % de notre actif total.

POINTS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003	Variation en \$	Variation en %
Produits	4 153	4 058	95	2
Achats d'électricité	1 987	1 872	115	6
Coûts d'exploitation	1 251	1 249	2	—
Bénéfice net	407 ²	396	11	3
Flux de trésorerie nets liés à l'exploitation	911	1 032	(121)	(12)

STATISTIQUES

Transport – unités transportées (TWh) ³	153,4	151,7	1,7	1
Distribution – unités distribuées aux clients de Hydro One (TWh) ³	28,5	27,9	0,6	2



Structure du capital

31 décembre 2004
(en millions de dollars CA)

Dépenses en capital
Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars CA)

Dividendes⁴
Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars CA)

² Compte tenu d'un bénéfice net de 498 millions de dollars, qui comprend un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars, la variation par rapport à 2003 est de 102 millions de dollars, ou 26 %.

³ Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

⁴ Les dividendes sur actions ordinaires pour 2000 ne comprennent pas les dividendes sur actions privilégiées de 13 millions de dollars et les dividendes déclarés de 158 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 1999.

MESSAGE DE LA PRÉSIDENTE DU CONSEIL

En 2004, Hydro One a continué d'exploiter et d'entretenir avec succès le réseau de transport d'électricité de l'Ontario et le plus grand réseau de distribution de la province. Hydro One a bien servi ses clients, son actionnaire et ses investisseurs, et a livré de façon fiable l'électricité dont dépend l'Ontario.

En qualité d'administrateurs de la société de transport d'électricité de l'Ontario, qui a le plus grand réseau de distribution de la province, nous avons le mandat de veiller à la transparence et à l'obligation de rendre compte de la société. La saine gouvernance de Hydro One est essentielle pour notre actionnaire, la province de l'Ontario, nos investisseurs et tous les Ontariens. Pour assurer une saine gouvernance, le conseil d'administration doit veiller à ce que Hydro One demeure axée sur le maintien d'un réseau d'électricité fiable, équitable sur le plan financier et solide pour l'Ontario, qui répond aux besoins actuels de la province et qui est prêt pour l'avenir. Le conseil d'administration actuel est efficace et expérimenté, et j'aimerais remercier chacun des membres pour sa contribution au succès continu de Hydro One en 2004.

Le conseil d'administration poursuit son engagement de préserver la fiabilité du réseau d'électricité de l'Ontario et de le préparer pour l'avenir. La société a fait des progrès considérables pour renforcer notre réseau de transport et de distribution en investissant 1,5 milliard de dollars, notamment dans des mises à niveau et des travaux de construction et d'entretien. Des investissements continus sont prévus pour 2005 et après pour assurer que nous puissions acheminer de l'électricité à partir de nouveaux points de production aux endroits où il en faut. Un avenir solide et sûr pour le réseau de distribution de l'électricité de l'Ontario est vital pour le mieux-être de la province.

En adoptant le projet de loi 100, le gouvernement a pris des mesures pour apporter une stabilité accrue au secteur de l'électricité. Le projet de loi est axé sur la restructuration du secteur, et les responsabilités touchant la planification à long terme et l'établissement des prix ont été clarifiées. Hydro One peut maintenant travailler encore plus efficacement à assurer la distribution de l'électricité là où il en faut pour répondre aux besoins de l'Ontario.

Hydro One a affiché un solide rendement financier avec un bénéfice net de 498 millions de dollars, une augmentation de 26 % par rapport à 2003. Cette augmentation est principalement attribuable à l'acquiescement à la demande faite auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario par Hydro One de recouvrer les montants d'actifs réglementaires qui avaient été précédemment imputés aux charges d'exploitation. Excluant le recouvrement réglementaire non récurrent, le bénéfice net s'est établi à 407 millions de dollars, soit une augmentation de 3 % par rapport à 2003.

Ces résultats reflètent l'engagement continu de Hydro One de gérer prudemment cet important actif provincial. Hydro One a versé à son actionnaire, la province de l'Ontario, des dividendes de 265 millions de dollars et a également inscrit des impôts sur les bénéfices de 177 millions de dollars, ce qui contribue à réduire l'encours de la dette cumulée dans le passé entre les mains de la province. En 2005, le conseil d'administration entrevoit que la société maintiendra un rendement financier solide et stable.

Au nom du conseil d'administration, j'aimerais remercier la direction et les employés de Hydro One pour leur engagement à l'égard de l'excellence. Ensemble, nous continuerons de servir nos clients, notre actionnaire et nos investisseurs avec fierté, intégrité et professionnalisme.

La présidente du conseil,



Rita Burak
Hydro One Inc.



MESSAGE DU PRÉSIDENT

Lorsqu'on travaille avec des gens formidables, on oublie parfois à quel point ils sont formidables. Cette année, l'Ontario a connu un automne relativement calme, comparativement à la Floride qui a été durement frappée par quatre ouragans en l'espace de six semaines. Certains citoyens de la Floride ont été privés d'électricité pendant plus de deux semaines. Mon homologue de la Florida Power and Light a demandé si nous pouvions leur prêter main-forte. Nous avons répondu en dépêchant deux groupes de poseurs de lignes, près de 500 travailleurs au total, pour aider à rétablir le courant. Et comme ils le font tous les jours en Ontario, les employés de Hydro One se sont mis à la tâche et s'en sont acquittés avec brio. Pour les habitants de la Floride, ce sont des héros. La Florida Power and Light a dit que nous avions probablement dépêché nos meilleurs employés. Mais ce n'est pas le cas. Nous aurions pu envoyer n'importe lesquels de nos poseurs de lignes. Les hommes et les femmes de Hydro One avec qui je travaille démontrent la même fierté, passion et détermination à servir l'Ontario chaque jour.

Et cet engagement se reflète dans notre performance. L'année 2004 a été une bonne année pour notre entreprise. Hydro One a dégagé un bénéfice net de 407 millions de dollars plus un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars pour un total de 498 millions de dollars. Nous avons versé à notre actionnaire, la province de l'Ontario, un généreux dividende. Nos résultats financiers stables de cette année ont été conformes à nos attentes. Nous demeurons déterminés à afficher un bon rendement pour notre actionnaire tout en assurant que le réseau de distribution d'électricité de l'Ontario continuera de fonctionner à un niveau optimal pendant encore longtemps.

En août, nous avons ouvert l'excellent Centre de conduite du réseau électrique de l'Ontario, à Barrie, dans les délais et dans les limites du budget. Cette installation de pointe des plus sûres met la technologie la plus avancée en matière de gestion et de surveillance des réseaux d'électricité au service du personnel hautement qualifié de Hydro One. L'investissement de 118 millions de dollars nous donne la possibilité d'exploiter et de surveiller le réseau de l'Ontario à partir d'un seul endroit, une solution très avantageuse tant sur le plan opérationnel que financier. Comme tous nos contrôleurs sont regroupés au même centre, il n'est plus nécessaire de maintenir en place de multiples centres de contrôle régionaux. Cette situation améliore notre capacité de réagir aux urgences et de coordonner les efforts d'entretien.

Cette année, nous avons investi plus de 1,5 milliard de dollars principalement dans la mise à niveau, l'entretien et le renforcement de notre réseau de distribution d'électricité. Ces travaux consistaient à raccorder de nouvelles sources de production d'électricité au réseau de l'Ontario. Hydro One travaille en étroite collaboration avec des partisans de nouvelles installations de production d'électricité pour faire en sorte que nous puissions assurer de nouvelles sources d'électricité à nos clients.

Ma grande priorité : faire de Hydro One un leader de l'industrie en ce qui a trait à la sécurité des travailleurs. En 2004, nous nous sommes employés à éliminer les blessures et les accidents associés à nos activités les plus à risque. Nous éliminerons systématiquement tous les contacts électriques, les graves accidents de véhicules automobiles, les chutes et autres accidents susceptibles de causer de graves blessures. Et nous avons fait des progrès considérables dans la réalisation de cet objectif.

Mais les nouvelles politiques et procédures ont leurs limites. Pour atteindre notre objectif de zéro blessure grave, il faut faire de la sécurité une question personnelle. Il ne s'agit pas seulement de la manière dont nous planifions et exécutons notre travail, mais aussi de notre ardeur et de notre attachement à faire en sorte que chacun d'entre nous rentre à la maison en toute sécurité à la fin de chaque journée de travail. Il est tout simplement inacceptable qu'il en soit autrement.



NOUS TRAVAILLONS AVEC LES ENTREPRISES, LES COLLECTIVITÉS ET LES MÉNAGES EN ONTARIO POUR FOURNIR UN SERVICE ENCORE MEILLEUR DANS L'AVENIR >>

Les efforts que nous mettons pour mieux servir nos clients rapportent. Au cours des deux dernières années, nous avons restructuré notre manière de travailler avec nos grands clients industriels et nous avons mis en place un système permettant de déterminer dans quelle mesure nous tenons nos promesses. Nous avons amélioré le niveau de satisfaction de nos clients importants de plus de 20 %, pour le faire passer à 73 %. Le niveau de satisfaction de nos clients résidentiels demeure élevé. Nous continuons de travailler avec les entreprises, les collectivités et les ménages que nous servons pour tâcher de les servir encore mieux dans l'avenir.

Dans la prochaine décennie, le raccordement de nouvelles installations de production pour répondre aux besoins d'électricité sans cesse croissants de l'Ontario exigera le meilleur d'Hydro One. Mon équipe et moi préparons l'avenir en examinant constamment nos réseaux de distribution et en travaillant avec nos clients pour prévoir leurs besoins futurs et les solutions de transport afin d'y répondre. Certains de ces projets consisteront tout simplement à augmenter la capacité des lignes de transport, tandis que d'autres nécessiteront des années de planification et de travail. La planification stratégique et l'investissement dans le réseau d'électricité de l'Ontario et, en fait, dans tout le secteur de l'électricité, doivent se poursuivre. Bien que nous ayons fait des progrès considérables, nous devons continuer de trouver des moyens de réaliser ces projets plus rapidement et de simplifier le processus d'approbation afin de nous assurer de continuer à

UN RAYON DE LUMIÈRE EN FLORIDE >

Les résidents de la Floride expriment leur reconnaissance aux équipes de Hydro One qui sont venues aider à rétablir le courant dans les collectivités frappées par l'ouragan.



répondre aux besoins en électricité des ménages, des collectivités et des entreprises de l'Ontario. Nous collaborerons étroitement avec nos partenaires du secteur de l'électricité et notre actionnaire, la province de l'Ontario. L'expérience et les compétences techniques de Hydro One constituent une ressource sur laquelle l'Ontario peut continuer de compter.

J'aimerais remercier les travailleurs de Hydro One pour leurs efforts et leur ténacité en 2004. Leur attachement à notre orientation stratégique se reflète dans nos résultats et dans la satisfaction de nos clients. Je suis fier de l'excellent travail que tous nos employés font tous les jours de l'année en Ontario. J'entrevois avec beaucoup d'enthousiasme les prochaines mesures que nous prendrons pour continuer de fournir à la province un réseau de distribution d'électricité parmi les meilleurs du monde.

Le président et chef de la direction,



Tom Parkinson



«Vous ne pouvez pas savoir combien nous étions soulagés de voir arriver vos techniciens après neuf jours sans électricité, a affirmé Robert Kaidy de Stuart, en Floride. Par leur courtoisie, leur professionnalisme et leur dévouement, ils nous ont redonné confiance et espoir.»

La Floride est loin de l'Ontario, mais quand elle a été frappée par la pire saison des ouragans en douze ans, la Florida Light and Power a fait appel aux compétences techniques de Hydro One dans le cadre de l'entente d'assistance mutuelle en Amérique du Nord.

Le 9 septembre, un convoi de 130 camions, avec à leur bord 270 travailleurs, s'est dirigé vers la Floride pour venir en aide aux collectivités touchées par l'ouragan Charley. Peu après le retour des travailleurs en Ontario, soit 15 jours plus tard, la

Florida Power and Light rappelait. Le 27 septembre, un deuxième convoi était dépêché dans le sud pour venir en aide à quelques-unes des mêmes collectivités aidées par le premier groupe.

«L'équipe de Hydro One a été celle qui a travaillé le plus fort, et nous avons eu le privilège à Stuart, en Floride, de les avoir avec nous. J'espère que vous transmettez les sincères remerciements de nos familles à tous ces braves hommes et femmes qui ont contribué à votre succès en Floride», a indiqué M. Kaidy.

Tous les jours, en Ontario, nos employés font leur travail avec le même sentiment de fierté et le même dévouement.

**Ci-dessus**

En 2004, nos équipes d'un bout à l'autre de la province ont accompli un travail considérable sur notre réseau de distribution à basse tension. Ce réseau, constitué de plus de 1,6 million

de poteaux et de plus de 123 000 kilomètres de lignes de distribution, couvre tout l'Ontario. En 2004, Hydro One a investi 680 millions de dollars dans la mise à niveau,

l'entretien et le renforcement de notre réseau de distribution. Nous savons que nos clients comptent sur nous pour prendre soin du réseau qui alimente en électricité leurs foyers et leurs entreprises.

À droite

Le parc de Hydro One comprend des camions, des motoneiges, des véhicules tout-terrain, des bateaux et des hélicoptères qui nous permettent de couvrir 640 000 kilomètres carrés de territoire.

NOTRE OBJECTIF : ÊTRE LA MEILLEURE ENTREPRISE DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD, TOUT SIMPLEMENT >>

Bien que la distribution d'électricité à l'ensemble de l'Ontario soit une tâche complexe, notre approche pour y parvenir est simple. Nous nous concentrons sur nos tâches principales. Nous travaillons en toute sécurité. Nous mettons la meilleure technologie au service de nos meilleurs employés. Nous exploitons le réseau d'électricité de l'Ontario de manière intelligente et avec intégrité et fierté. Nous fournissons à nos clients l'électricité dont ils ont besoin. Nous obtenons des résultats stables pour notre actionnaire et nos investisseurs.

Pour nos clients, grands et petits, la fiabilité de l'approvisionnement est le critère essentiel. Ils comptent sur un approvisionnement constant en électricité, en tout temps, dans tous les aspects de leur vie. En 2004, nous avons distribué cette électricité de façon plus fiable que jamais. Nous avons amélioré la fiabilité de notre réseau de transport par rapport à 2003 et avons dépassé notre objectif de 2004. En raison surtout de mauvaises conditions météorologiques en décembre, nous n'avons pas atteint nos objectifs en matière de distribution. Mais, mis à part ce dernier point, nous avons dans l'ensemble, en 2004, amélioré notre rendement en ce qui a trait à la satisfaction de la clientèle et au service en général.



Afin d'améliorer notre rendement, nous avons pris un certain nombre de mesures importantes pendant l'année. Nous avons réaménagé les horaires des équipes afin de raccourcir les délais d'intervention en cas de pannes imprévues. En étant plus souples, nos équipes peuvent se rendre sur place plus rapidement, ce qui réduit la durée des pannes imprévues de notre réseau de distribution et accélère les interventions auprès des clients.

En 2004, le personnel de Hydro One s'est engagé à améliorer les communications avec ses clients, à comprendre leurs besoins et à tenir ses promesses. Nous avons pris des mesures concrètes au cours des deux dernières années pour apprendre à mieux connaître nos clients en les rencontrant plus régulièrement. Nous avons également mis en place un système de suivi de nos engagements pour nous assurer de tenir parole. Depuis l'implantation de ce système en 2003, nous avons constamment amélioré le service à la clientèle. Et cela paraît. Cette année, nous avons considérablement amélioré le niveau de satisfaction de nos clients importants, qui a grimpé à 73 %, comparativement à 52 % en 2003. Les niveaux de satisfaction de nos clients de la distribution sont élevés et nous souscrivons pleinement à l'amélioration continue. Profitant de l'élan créé ces deux dernières années, nous continuerons de mettre l'accent sur l'amélioration du niveau de satisfaction de tous nos clients.

PRENDRE SOIN DE NOS ACTIFS

En 2004, Hydro One s'est surtout employée à renforcer notre réseau de transport et de distribution en investissant 1,5 milliard de dollars notamment dans des mises à niveau et des travaux de construction et d'entretien.

Hydro One a fait d'importants investissements dans notre réseau de transport, soit 432 millions de dollars au total. Une grande partie des travaux entrepris cette année se sont déroulés dans le cadre de l'engagement du gouvernement provincial de retirer progressivement les centrales alimentées au charbon en Ontario. Afin de maintenir une distribution fiable de l'électricité dans la région du Grand Toronto, Hydro One a commencé la construction de la nouvelle station de transformation Parkway. La construction d'une station de cette importance en Ontario remonte à plus de dix ans. Grâce à des stratégies techniques axées sur la valeur et à des stratégies d'achat intelligentes, il est prévu que les coûts de la station de transformation Parkway seront de 20 % inférieurs aux coûts des stations équivalentes construites il y a 15 ans. Partout dans la province, de Windsor à Ottawa et dans le nord jusqu'à Pickle Lake, nous avons entrepris d'autres travaux pour nous assurer que notre réseau sera prêt lorsque les besoins en électricité de l'Ontario augmenteront.

Les investissements dans les installations de distribution à basse tension de Hydro One se sont élevés à 288 millions de dollars en 2004. Ces dépenses font partie de notre plan de réinvestissement à long terme dans un réseau d'électricité fiable pour les 1,3 million de clients desservis par notre réseau de distribution. Dans le

UN SYSTÈME DE DÉTECTION DE FUITES DE HAUTE TECHNOLOGIE >

Steve Haddock d'Hydro One et Hugh Morrison, principal physicien de Kinetrics, injectent un fluide de détection de fuites dans un des câbles souterrains de Hydro One près du boulevard Lakeshore à Toronto.



cadre de notre programme de gestion des actifs numériques, nous avons testé 247 000 poteaux à l'échelle de la province et avons entrepris de les remplacer à la fin de leur vie utile. En consignait numériquement chaque poteau et en utilisant la technologie GPS (système de positionnement global), nous en savons maintenant beaucoup plus sur l'état de nos 1,6 million de poteaux. Ainsi, nous pouvons tirer le maximum de nos investissements en remplaçant seulement les poteaux qui ont besoin d'être remplacés. Ce modèle de gestion des actifs est également utilisé avec succès pour surveiller d'autres équipements comme des transformateurs et des stations.

Avec une zone de service de plus de 640 000 kilomètres carrés, nos lignes de transport et de distribution traversent certains territoires parmi les plus éloignés et les plus accidentés de l'Ontario. C'est donc dire que nos équipes forestières s'affairent toute l'année à dégager les lignes. Cette année, Hydro One a effectué des travaux d'élagage et de débroussaillage sur 10 000 kilomètres de lignes de distribution. Nous avons également élagué des arbres sur 2 600 kilomètres de lignes de transport et débroussaillé plus de 10 000 hectares de droits de passage. Ce programme forestier tactique à grande échelle vise à implanter en Ontario un cycle de dégagement des lignes bien défini (sur sept ans pour les lignes de transport et sur huit ans pour les lignes de distribution) que nous maintiendrons en place. Ces travaux nous permettront d'améliorer la fiabilité du réseau et de réduire le nombre de pannes imprévues causées par la chute d'arbres sur les lignes.



Auparavant, une fuite d'huile dans un câble de transport souterrain voulait dire excaver de longues tranchées et interrompre le service jusqu'à ce qu'on l'ait détectée.

Grâce à la technologie de pointe, Hydro One a grandement amélioré ses techniques de recherche de fuites.

L'équipe de Hydro One utilise maintenant le perfluorocarbène liquide pour la détection de fuites. Cette technologie a fait l'objet de longs travaux de recherche et de développement, ainsi que de nombreux essais, qui ont donné lieu à une solution unique pour l'industrie et qui a permis à Hydro One de faire des économies considérables.

Les fuites sont causées par divers facteurs – corrosion des tuyaux, déplacement de terre – et doivent être détectées et colmatées rapidement afin de limiter les

conséquences sur l'environnement et réduire au minimum la pollution du sol et le temps d'arrêt du réseau.

Lorsque le compteur indique qu'un câble perd de la pression, un mélange de fluide pour câbles et de perfluorocarbène liquide est injecté dans le câble. Une fois le liquide traceur bien répandu dans le câble – après quelques heures ou quelques jours, selon la longueur du câble – nous commençons à rechercher la fuite. À l'aide d'un appareil de détection de pointe, nous mesurons l'air dans le câble afin de déceler la présence de perfluorocarbène. Lorsque nous trouvons le «point chaud», nous creusons et les travaux de réparation peuvent commencer.

«Avec le perfluorocarbène, nous pouvons repérer une fuite sans avoir à mettre la ligne hors circuit ni à excaver», affirme Steve Haddock, chef d'équipe, gestion des actifs.

**Ci-dessus**

Hydro One a mis sur pied un conseil consultatif de la clientèle en 2003 afin de donner une voix aux clients au plus haut niveau de l'entreprise. Plusieurs fois par année, le conseil réunit un groupe représentatif de clients, y compris des clients du transport et de la distribution ainsi que des entreprises de distribution locales afin d'entendre ce qu'ils ont à dire.

Mary Ellen Richardson, présidente de l'Association of Major Power Consumers of Ontario (ci-dessus), siège au conseil consultatif de la clientèle.

«C'est une bonne formule. Le conseil, qui est dirigé par ses membres, suit un protocole et compte un nombre à peu près égal de représentants des différents groupes de clients.»

«Nous avons beaucoup entendu parler ces deux dernières années de l'orientation de l'entreprise davantage axée sur les clients, et ce sont plus que des paroles. Hydro One est une entreprise pragmatique de plus en plus orientée sur les besoins de la clientèle.»

À droite

Cette année, nous avons transféré le contrôle opérationnel de nos réseaux de transport et de distribution à notre nouveau Centre de conduite du réseau électrique de l'Ontario, à Barrie. Ce centre ultramoderne regroupe sous un même toit tous nos systèmes de commande relatifs au transport et à la distribution d'électricité et notre personnel de l'exploitation.

FAIRE LE TRAVAIL EN TOUTE SÉCURITÉ

TRAVAILLER DE MANIÈRE SÉCURITAIRE EST NOTRE PREMIÈRE PRIORITÉ. NOUS SOMMES RÉSOLUS À ÉLIMINER TOUTES LES BLESSURES GRAVES D'ICI 2006. >>

Dans le secteur où nous œuvrons, les erreurs peuvent être fatales. Nos ouvriers occupent des emplois hautement spécialisés, travaillant sur de l'équipement porteur d'une charge électrique, souvent en hauteur et dans des conditions météorologiques difficiles. C'est pourquoi Hydro One a fait de la sécurité au travail sa grande priorité. Nous nous sommes fixés des objectifs de rendement ambitieux en matière de sécurité afin que chaque membre de notre équipe, sans exception, prenne conscience de l'importance de travailler de manière sécuritaire. Nos efforts visent à éliminer, d'ici 2006, toutes les blessures graves causées par nos activités à risque élevé. Nous préviendrons tous les accidents dus à l'électricité et tous les accidents de véhicules automobiles là où les risques de blessures graves sont élevés. Quant à la sécurité au volant, les employés se soumettront bientôt à des évaluations pratiques et recevront une formation de l'un de nos experts en conduite sécuritaire. La fréquence des incidents ayant causé des blessures graves en 2004 a été moindre que l'année précédente. Depuis 1999, notre taux de fréquence des accidents entraînant des pertes de temps a chuté d'environ 60 %. En 2004, la plupart des accidents entraînant des pertes de temps étaient liés à des tensions et à des efforts plutôt qu'à des activités à risque élevé où l'électricité ou la gravité entre en jeu. Bien que ces chiffres nous placent dans le quartile supérieur des entreprises de transport et de distribution d'électricité au Canada, nous voulons établir une nouvelle norme pour l'industrie.



Pour y parvenir, nous continuerons de mettre la sécurité à l'avant-plan. En 2004, nous avons lancé un programme de soutien personnalisé et de mentorat afin de permettre à un plus grand nombre d'employés d'agir comme agents de sécurité pendant une période donnée. Des poseurs de lignes se sont vu confier des mandats de perfectionnement à plein temps au service de la sécurité. En qualité d'experts en sécurité et en réseau électrique, ils ont observé des équipes au travail partout dans la province afin de s'assurer que les travailleurs se conformaient aux règles de sécurité. Les travailleurs réaffectés apprennent continuellement des équipes avec lesquelles ils travaillent et partagent leurs connaissances avec le reste de l'entreprise. Les travailleurs de chantier expérimentés – qui connaissent très bien le travail, ses risques et ses défis particuliers – mènent la lutte en vue d'éliminer complètement les blessures graves.

Pour prévenir les blessures, nous avons fourni de nouveaux vêtements protecteurs ignifuges à tout le personnel qui travaille avec de l'équipement électrique. Sur les chantiers, le personnel forestier a mis au point des techniques de gréage avancées pour élaguer de façon plus sécuritaire les arbres au voisinage des lignes de transport et de distribution, dans les situations d'urgence comme pour les travaux d'entretien réguliers. Ces nouvelles techniques permettent aux travailleurs de Hydro One de travailler de manière plus sécuritaire, de prévenir l'usure du corps et les blessures et d'améliorer l'efficacité. Nous partageons ces méthodes avec d'autres entreprises de services publics afin de les aider à améliorer leur propre performance en matière de sécurité et leur efficacité opérationnelle.

PRÊTS À RACCORDER DE NOUVELLES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT

En 2004, Hydro One a appuyé le développement de nouvelles sources de production d'électricité en Ontario en travaillant avec de nouveaux producteurs d'électricité. Cet été, nous avons raccordé la centrale de Brighton Beach fonctionnant au gaz naturel, projet qui a permis à lui seul d'accroître de 600 MW la capacité de production de l'Ontario.

La demande de propositions du gouvernement de l'Ontario concernant de nouveaux programmes de production d'électricité propre, de production d'énergie renouvelable et de conservation de l'énergie a créé beaucoup de travail pour notre groupe des raccordements de production. Hydro One a travaillé avec des partisans des nouvelles installations de production d'électricité d'un bout à l'autre de la province afin de leur donner l'information dont ils avaient besoin, comme les coûts de raccordement estimatifs, pour leur permettre de soumettre leur proposition en bonne et due forme.

Hydro One a dévoilé son plan de dix ans concernant le développement de son réseau de transport afin de pouvoir répondre aux besoins futurs d'approvisionnement en électricité de l'Ontario. Le plan décrit comment assurer un approvisionnement fiable aux collectivités en développement comme le Grand Toronto, Ottawa et Windsor. Il s'attaque à résorber les goulots d'étranglement sur le réseau de transport, qui empêchent Hydro One de répondre à la demande d'électricité et explore les interconnexions et le renforcement proactif du réseau afin d'assurer que les consommateurs de l'Ontario puissent profiter de nouvelles sources de production d'électricité.

TIRER LE MAXIMUM DE NOTRE RÉSEAU >

Charles et Judy Tedder économisent et contribuent à la protection de l'environnement en participant à l'un des projets pilotes de conservation de l'électricité de Hydro One.



Certains des projets décrits dans le document sont déjà en cours. Nous sommes à décongestionner le réseau entre la péninsule de Niagara et le reste du sud de l'Ontario. Nous avons terminé le processus d'évaluation environnementale du ministère de l'Environnement et obtenu l'approbation pour un projet de câble souterrain au centre-ville de Toronto. Ce projet a été approuvé le 11 mars 2005 par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Il vise à assurer la souplesse de l'approvisionnement en électricité dont le centre-ville de Toronto a tant besoin. Nous avons également entamé le processus de consultation et d'approbation en vue de la construction d'une nouvelle centrale dans le sud du comté de Simcoe afin d'améliorer l'approvisionnement en électricité dans cette région.

En 2003, l'Ontario et une grande partie du nord-est des États-Unis ont connu une panne d'électricité qui a touché plus de 50 millions de personnes. Tout au long de 2004, Hydro One a été un acteur clé dans l'enquête visant à déterminer les causes de la panne et dans l'adoption de mesures pour prévenir toute nouvelle panne à grande échelle. Même si les causes de l'incident se trouvaient en Ohio, la participation de Hydro One à cette enquête par la collecte de données et l'analyse d'experts renforce notre propre réseau et améliore notre compréhension des meilleures pratiques commerciales.



Hydro One travaille avec nos clients afin de les aider à utiliser plus intelligemment l'électricité disponible de l'Ontario.

La famille Tedder de Zephyr, en Ontario, participe à notre projet pilote de contrôle de charge. Comme des centaines d'autres consommateurs des régions de Kingston, de Newmarket, de Simcoe et de Brampton, les Tedder permettent à Hydro One de fermer l'équipement à distance afin de délester le réseau durant les périodes de pointe.

«Hydro One nous a appelés pour nous parler de ce programme qui nous a semblé une bonne idée. Si ce projet nous permet de consommer moins d'électricité, nous ne pouvons qu'être en faveur, a affirmé Charles Tedder. Nous avons remarqué que notre facture avait diminué un peu, ce qui n'est pas une mauvaise chose.»

Le réservoir à eau chaude des Tedder est raccordé à un téléavertisseur qui reçoit un signal l'avertissant de couper l'alimentation du réservoir pendant certaines périodes de la journée.

«Si on ne commence pas à économiser l'électricité quelque part, il n'y en aura plus lorsqu'on en aura le plus besoin», affirme Judy Tedder.

Dans le cadre d'un autre projet pilote, Hydro One a installé un dispositif de surveillance des coûts d'électricité, qui permet aux clients de savoir exactement la quantité d'électricité qu'ils consomment et le coût. Les consommateurs peuvent ainsi déterminer leurs périodes de forte consommation et les appareils les plus énergivores.

**Ci-dessus**

Bill Chant, superviseur des lignes, compte 36 ans d'expérience dans l'entretien du plus grand réseau de transport et de distribution d'électricité de l'Ontario.

À droite

Les apprentis forestiers Jason Swant (au premier plan) et Frank Groves s'initient, à Cloyne, à l'utilisation du système de gréage évolué de Hydro One. Depuis 2003, les équipes affectées à la foresterie et aux centrales s'emploient à aider les jeunes à acquérir les compétences et les connaissances leur permettant de devenir la prochaine génération de travailleurs productifs soucieux de leur sécurité.

PASSER LE FLAMBEAU

LA GESTION ET L'ENTRETIEN D'UN DES PLUS GRANDS RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD EXIGENT UNE MAIN-D'ŒUVRE PROFESSIONNELLE COMPÉTENTE >>

Comment remplacer quelqu'un comme le superviseur Bill Chant? Chaque jour, depuis 36 ans, il arrive au travail animé d'une passion et d'une détermination sans faille.

«Le travail que nous faisons est important. Nous travaillons fort pour nous assurer de fournir aux consommateurs l'électricité dont ils ont besoin, et je crois que c'est une très bonne façon de gagner sa vie», dit M. Chant.

À un moment donné dans un avenir prochain, Bill prendra sa retraite. Et il n'est pas le seul. En 2008, 25 % des employés de Hydro One seront admissibles à la retraite, ce qui sera également le cas de 60 % des travailleurs du secteur de l'énergie en 2010.

La gestion et l'entretien d'un des plus importants réseaux de transport et de distribution d'électricité en Amérique du Nord exigent une main-d'œuvre professionnelle compétente.

Pour remplacer ces travailleurs et poursuivre les activités en s'appuyant sur leurs réalisations, il faut examiner soigneusement les candidatures soumises afin de choisir les meilleures.

Hydro One se prépare pour l'avenir en embauchant des apprentis dans les services des lignes et de la foresterie afin de disposer d'une main-d'œuvre qualifiée en mesure de prendre soin de notre réseau. Nous avons également investi dans des programmes coopératifs en technologie des centrales électriques à l'Université de Western Ontario et à l'Université de Waterloo.

Certes, nous ne pouvons pas remplacer 36 ans d'expérience, mais nous pouvons nous assurer d'avoir quelqu'un à qui passer le flambeau.



DANS VOTRE COLLECTIVITÉ

Les employés de Hydro One sont membres de collectivités partout dans la province et font des contributions utiles aux sports, aux organismes de service social et à des groupes communautaires locaux. En 2004, nos employés et retraités ont amassé plus de 740 000 dollars pour des organismes de charité dans leurs propres collectivités.

Hydro One commandite plusieurs programmes, mais est particulièrement fière du travail que nous faisons dans le cadre du programme «Passeport Sécurité», qui donne aux jeunes Ontariens accès à du matériel de sensibilisation à la sécurité élaboré par des experts canadiens en santé et sécurité. Les participants qui réussissent l'épreuve obtiennent un passeport prouvant qu'ils connaissent les rudiments de la santé et de la sécurité au travail. Ils peuvent ensuite obtenir d'autres crédits dans des domaines comme les premiers soins, le gardiennage, la sécurité aquatique et la sécurité en motoneige. Ce programme donne aux jeunes de l'Ontario une longueur d'avance quant à la compréhension de la sécurité au travail.

En mettant toute notre énergie à fournir à l'Ontario l'électricité dont elle a besoin, nous réussissons. En misant sur la technologie la plus récente et sur les meilleures pratiques pour faire valoir notre tradition d'excellence opérationnelle, nous devenons, au fil des ans, une meilleure entreprise, plus forte et plus sûre. Nous continuerons de servir l'Ontario de manière professionnelle et avec fierté et dévouement.

ENDROITS DIFFICILES D'ACCÈS >

Le maire de Pickle Lake, Roy Hoffman, affirme que la fiabilité du réseau s'est considérablement améliorée après que l'on ait investi, en 2004, 5,4 millions de dollars dans la modernisation de la ligne de transport alimentant sa collectivité.



LES EMPLOYÉS DE HYDRO ONE SONT FIERs DE SOUTENIR LES COLLECTIVITÉS OÙ ILS VIVENT ET TRAVAILLENT ET DE LES SERVIR, EN METTANT TOUT PARTICULIÈREMENT L'ACCENT SUR LA SÉCURITÉ >>

Dans le cadre de son programme de commandites, Hydro One continue d'aider à mettre sur pied le Ross Tilley Burn Unit à Sunnybrook et le Women's Hospital à Toronto. En travaillant en collaboration avec le NORTH Network et le Telehealth Ontario, Hydro One a permis aux collectivités partout en Ontario d'avoir accès aux meilleurs médecins spécialisés en brûlures par contact électrique. Les médecins partout dans la province ont maintenant accès par téléphone à la meilleure information disponible.



Passport to Safety
Setting the Standard

>>

Pickle Lake est à 521 kilomètres de routes cahoteuses de Thunder Bay et, comme une grande partie du nord accidenté de l'Ontario, cet endroit se caractérise par sa beauté sauvage et son climat hostile.

«Si la route est fermée ou s'il fait trop mauvais pour voler, on peut s'en accommoder pendant quelque temps, dit le maire, Roy Hoffman, mais si nous manquons d'électricité, la situation devient critique très rapidement.»

En 2002, la ligne de transport reliant Pickle Lake à la centrale électrique de Ear Falls a commencé à montrer des signes d'usure qui dépassaient le rythme des réparations. Les quelque 400 personnes qui vivent en bordure du lac Pickle ont commencé à remarquer qu'elles manquaient d'électricité plus souvent.

«Nous avons avisé Hydro One de ces pannes récurrentes et l'entreprise a examiné les problèmes sur la ligne et accéléré la mise en place du plan de modernisation.»

En 2004, 180 structures ont été remplacées et en 2005 Hydro One envisage d'en remplacer 121. Comme la ligne passe sur un territoire accidenté et marécageux, les structures de remplacement et les ouvriers doivent être transportés par avion. L'hiver, les travailleurs doivent braver un froid extrême, et l'été, lutter contre des moustiques et des mouches noires voraces. La ligne de transport étant la seule source d'alimentation de Pickle Lake, les ouvriers doivent faire tout le travail sans couper l'électricité.

«Hydro One a fait du bon travail dans notre collectivité, affirme M. Hoffman. Personne ne parle de pannes. On peut donc dire sans risquer de se tromper qu'elles ne sont plus un problème.»

REVUE FINANCIÈRE >



23

Rapport de gestion

44

Rapport de la direction

46

Rapport des vérificateurs

47

États consolidés des
résultats et des
bénéfices non répartis

>>

48

Bilans consolidés

50

États consolidés des flux
de trésorerie

51

Notes afférentes aux
états financiers
consolidés

74

Sommaire des statistiques
financières et des
statistiques d'exploitation
des cinq derniers exercices

RAPPORT DE GESTION

Les états financiers sont préparés en dollars canadiens, selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le présent rapport de gestion est fondé sur nos états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2004 et 2003.

SURVOL

Nous sommes entièrement détenus 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 «Commission»). Nous sommes la principale société de transport et de distribution d'électricité en Ontario. Nous avons pour mission d'être une société de transport et de distribution efficace et dynamique faisant figure de chef de file en Amérique du Nord à l'égard de la sécurité, du service à la clientèle et de la fiabilité, tout en offrant à nos salariés un environnement de travail agréable et en créant de la valeur pour nos actionnaires. En 2004, nous avons continué à nous concentrer sur nos activités principales, maintenu ou amélioré considérablement notre rendement, et contribué à la reconstruction de l'infrastructure principale en Ontario.

Transport

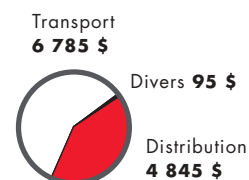
Notre société possède et exploite la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité en Ontario. En 2004, nous avons transporté, directement ou indirectement, près de 153,4 TWh d'électricité à plus de 4 millions d'abonnés, ce qui nous a permis d'obtenir un total de produits de 1 262 millions de dollars. Notre réseau de transport est l'un des plus importants en Amérique du Nord et rejoint 5 territoires contigus par le truchement de 26 interconnexions. Ces interconnexions nous permettent d'accommoder des importations d'environ 3 900 MW et des exportations d'environ 5 800 MW d'électricité.

Distribution

Notre réseau de distribution est le plus important en Ontario et s'étend sur environ 75 % de la province, desservant quelque 1,3 million de clients ruraux et urbains et 46 grands abonnés industriels. Nous exploitons aussi des petits réseaux de production et de distribution réglementés dans un certain nombre de collectivités éloignées dans le nord de l'Ontario, qui ne sont pas branchées au réseau ontarien. Comme l'illustre le graphique ci-contre, nos abonnés résidentiels ont représenté la plus grande part de nos produits tirés de la distribution, qui se sont élevés à 2 874 millions de dollars en 2004.

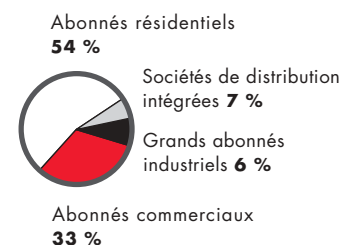
Divers

Le secteur Divers se compose essentiellement des activités de notre filiale en propriété exclusive, Hydro One Telecom Inc. Celle-ci commercialise une capacité de transmission par fibre optique auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui font appel aux réseaux à large bande. Ce secteur a créé des produits de 17 millions de dollars en 2004 et compte des actifs d'environ 95 millions de dollars, ce qui représente moins de 1 % du total de notre actif.



Total de l'actif

au 31 décembre 2004
(en millions de dollars CA)



Produits tirés de la distribution en 2004

Notre stratégie

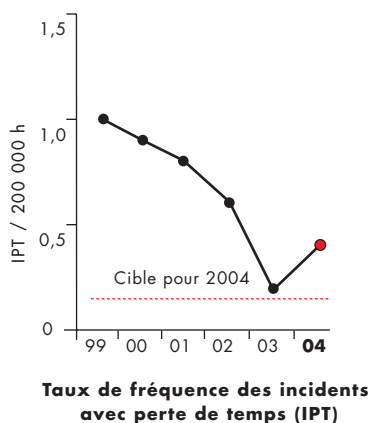
En 2004, nous avons maintenu le cap sur nos orientations stratégiques établies en 2002 et nous avons misé sur nos réalisations. Nous avons pour buts d'être considérés par nos clients comme le meilleur prestataire de services, par nos salariés comme le meilleur employeur du Canada, par nos pairs comme un modèle d'excellence et par nos actionnaires comme le promoteur d'une valeur accrue. Nous tenterons d'atteindre ces buts en continuant à mettre en œuvre les stratégies suivantes :

- **Sécurité :** Créer et maintenir un milieu de travail sûr en nous concentrant sur la prévention des blessures graves.
- **Service à la clientèle :** Devenir une société davantage adaptée aux besoins de la clientèle. Nous prendrons des mesures et tiendrons nos engagements en temps opportun afin d'améliorer la satisfaction de notre clientèle d'abonnés. Nous voulons en particulier bâtir des relations positives avec nos clients de moyenne et de grande envergure, compte tenu de leurs besoins commerciaux.
- **Fiabilité :** Améliorer davantage la fiabilité de nos réseaux de distribution et de transport, tout en continuant à développer et à agrandir le réseau de transport pour répondre aux besoins futurs de l'Ontario. En outre, nous continuerons d'améliorer la productivité et de réduire les coûts. Les économies réalisées seront, pour la plupart, réinvesties dans les programmes de travaux.
- **Finances :** Veiller à ce que nos décisions permettent de maximiser la valeur de notre société, tout en conservant une capacité d'emprunt efficace en maintenant une qualité de crédit et en offrant un rendement financier stable à nos actionnaires.

Mesures et objectifs de rendement

Nous mesurons et fixons notre rendement dans tous les domaines stratégiques susmentionnés. Nous avons largement atteint nos objectifs élevés pour 2004, en dépassant dans plusieurs domaines les niveaux de 2003, et nous sommes en voie d'atteindre nos buts stratégiques.

Étant donné que nous travaillons dans un environnement comportant des dangers importants, la sécurité est notre priorité absolue, et nous nous sommes fixé des objectifs ambitieux pour améliorer notre rendement à cet égard. Nous continuons de vouloir réduire à zéro le nombre de blessures d'ici 2006 dans les catégories comme les incidents d'ordre électrique, les chutes et les accidents de véhicules automobiles où il existe un risque élevé de blessures graves. Même si nous n'avons pas atteint notre objectif ambitieux à l'égard de la sécurité pour l'exercice, le nombre de ces incidents graves en 2004 a été inférieur de 19 % à celui de l'exercice précédent. Comme l'indique le graphique ci-contre, depuis 1999, notre taux de fréquence des accidents avec perte de temps a chuté d'environ 60 %, nous plaçant dans le premier quartile des sociétés canadiennes de transport et de distribution. La majorité de nos incidents avec perte de temps en 2004 avaient trait à la fatigue et à l'effort plutôt qu'à des blessures graves dues aux incidents d'ordre électrique ou aux chutes de hauteurs. Dans l'avenir, nous continuerons d'insister sur la sécurité afin d'améliorer encore davantage notre rendement en ce domaine. Nous devons donc procéder à un changement soutenu de notre culture d'entreprise, en mettant l'accent sur les facteurs humains et le rôle des traits humains dans la détermination de l'exécution du travail en toute sécurité. Les mesures prévues en matière de sécurité comportent un programme de soutien personnalisé et de mentorat, des rotations de perfectionnement, des programmes de prévention des blessures et de l'effort et un programme de sécurité visant le parc automobile.



En 2004, nous avons considérablement amélioré les résultats de notre sondage portant sur la satisfaction des clients de grande envergure par rapport aux résultats de 2003, et nous avons dépassé notre cible pour 2004 d'environ 5 %. Nous avons également amélioré la fiabilité de notre réseau de transport par rapport à 2003 ainsi que surpassé notre cible pour 2004. En raison surtout des mauvaises conditions climatiques enregistrées en décembre, nous avons raté notre cible à

l'égard de la fiabilité de la distribution étant donné la fréquence des pannes, bien que nous soyons parvenus à réduire considérablement la durée de celles-ci. À l'exception des résultats de décembre, nous avons amélioré le rendement de 2004 à l'égard de la fiabilité pour les abonnés et du service à la clientèle en nous concentrant fortement sur la fiabilité de notre réseau de transport et de distribution vieillissant, tout en réduisant le nombre de pannes occasionnées par le climat et les animaux sauvages. Un certain nombre de mesures clés ont été entreprises au cours de l'exercice pour améliorer le rendement, y compris une meilleure affectation des équipes afin d'accélérer le rétablissement du courant au moment de pannes. Ces mesures ont contribué à réduire la durée des pannes dans notre réseau de distribution au cours des perturbations climatiques de décembre. Tirant parti de notre lancée des deux dernières années, nous continuerons, au cours des prochaines années, à nous efforcer d'améliorer le degré de satisfaction de tous nos abonnés en prenant des mesures pour simplifier leurs points de contact avec nous et réduire notre temps de réponse aux demandes des abonnés.

Nos résultats de 2004 se sont à nouveau caractérisés par un rendement financier élevé, et nous avons continué à moderniser nos actifs et à améliorer la fiabilité par des investissements clés dans nos programmes de travaux relatifs aux secteurs de la distribution et du transport, qui se poursuivront en 2005 et par la suite.

RÉGLEMENTATION

Nos entreprises de transport et de distribution d'électricité sont régies par la Commission, qui établit les tarifs pour les abonnés selon le niveau de produits requis pour exploiter nos entreprises réglementées et réaliser notre taux de rendement approuvé.

Notre industrie a été l'objet d'une restructuration majeure au cours des dernières années. Le 1^{er} mai 2002, les marchés de gros et de détail de l'électricité en Ontario ont été ouverts à la concurrence (libre accès). En vertu du libre accès, la plupart des consommateurs ont payé le prix de gros du marché au comptant pour l'électricité, lequel a été déterminé par l'offre et la demande sur le marché au comptant administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité (SIERÉ, anciennement la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité). Compte tenu de l'instabilité des prix, la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* a été instituée pour établir un plafond pour les tarifs de transport et de distribution et fixer le prix de l'électricité à 4,3 cents le kWh pour certains petits consommateurs et consommateurs désignés.

Par suite de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (établissement du coût de l'électricité), les plafonds des tarifs de transport et de distribution ont été retirés, et le cadre réglementaire normal pour les tarifs de transport a été entièrement rétabli. Le prix fixe de la matière première (l'électricité) a été rehaussé et a été remplacé par une structure tarifaire à deux niveaux, à compter du 1^{er} avril 2004. Dans cette structure, les petits consommateurs et les consommateurs désignés paient 4,7 cents le kWh pour la première tranche de 750 kWh d'électricité consommée chaque mois et 5,5 cents le kWh pour toute la consommation d'électricité additionnelle. La Loi prévoit également qu'il incombe à la Commission d'établir les prix futurs de l'électricité pour les petits consommateurs et les consommateurs désignés au plus tard le 1^{er} mai 2005.

Le 9 décembre 2004, l'Assemblée législative d'Ontario a adopté la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. Cette loi, dont plusieurs aspects sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2005, vise à établir des prix stables pour les consommateurs qui reflètent le plein coût de l'électricité, à faciliter les ajouts d'approvisionnement, et à promouvoir la conservation et la gestion de la demande. La Loi crée aussi l'Ontario Power Authority (OPA), dont le mandat vise à assurer un approvisionnement à long terme suffisant d'électricité en Ontario. La SIERÉ continuera d'être responsable de l'exploitation du réseau et du marché au comptant et de la planification à court terme du réseau.

Dans le cadre de la nouvelle structure du marché, les consommateurs du marché de gros de l'électricité paieront un mélange de prix réglementé, de prix contractuel et de prix du marché au comptant pour l'électricité. Relativement au marché de détail, un régime de prix réglementé, approuvé par la Commission, sera offert aux abonnés résidentiels et aux petits consommateurs. Le régime de prix réglementé est censé entrer en vigueur le 1^{er} avril 2005 et sera fondé sur les coûts de gros de l'électricité, y compris un mélange de prix réglementé, de prix contractuel et de prix du marché au comptant prévu pour la matière première. Le prix réglementé sera ajusté en 2006 pour assurer que les consommateurs paient le plein coût de l'électricité, y compris le coût de la matière première. Tout manque à gagner au recouvrement des coûts ou tout paiement excédentaire sera administré par l'OPA et sera transmis aux consommateurs au cours de l'exercice. Par conséquent, les distributeurs, y compris notre société, ne seront pas exposés au risque lié au prix de la matière première.

Même si la majeure partie de la restructuration de l'industrie à ce jour a porté sur la matière première, la province a amorcé un processus en décembre 2004 visant à examiner l'avenir des secteurs du transport et de la distribution d'électricité en Ontario. Plus précisément, la province consulte le public sur les solutions et les approches à envisager pour améliorer davantage l'organisation du secteur de la distribution de l'électricité; pour promouvoir le développement de la répartition de la production; et pour analyser les enjeux liés à la planification du transport et à l'investissement dans ce secteur. En tant que plus important transporteur et distributeur de l'Ontario, nous continuons à participer à ces mesures visant à améliorer l'organisation et la fiabilité des secteurs du transport et de la distribution. Entre-temps, la province s'attend à ce que nous ne participions pas à d'autres opérations comportant l'acquisition ou la cession d'entreprises de distribution locale ou d'actifs de distribution.

Tarifs de transport

La SIERÉ nous verse les paiements d'après les tarifs de transport provinciaux uniformes approuvés par la Commission pour tous les transporteurs à la grandeur de l'Ontario. Ces tarifs ont été fixés, d'après l'exigence approuvée en matière de produits qui prévoit le recouvrement des coûts et inclut un rendement de l'avoir réputé des porteurs d'actions ordinaires, qui était ciblé à 9,88 % pour la dernière période de tarification.

Tarifs de distribution

À titre de distributeur, nous sommes responsables de la livraison de l'électricité et de la facturation à nos abonnés selon des tarifs de distribution approuvés, des coûts d'achats d'électricité, et d'autres charges réglementaires approuvées. Nos tarifs de distribution sont également approuvés par la Commission d'après une exigence en matière de produits qui inclut un taux de rendement.

La *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* a suspendu une hausse approuvée des tarifs de distribution, qui devait entrer en vigueur le 1^{er} mars 2003, pour toutes les sociétés de distribution locale en Ontario. Elle a aussi suspendu nos modifications tarifaires approuvées, associées aux services à basse tension pour les sociétés de distribution locale intégrées et les abonnés directs. Sous réserve des directives de la Commission, les distributeurs auront le droit de mettre en œuvre, entre autres charges, la hausse tarifaire du 1^{er} mars 2003, le 1^{er} avril 2005. La hausse tarifaire dépendra de l'investissement, par chacun des distributeurs, d'un montant fondé sur les produits différentiels d'une année, dans des mesures de conservation et de gestion de la demande. Nous avons déposé notre plan de conservation et de gestion de la demande auprès de la Commission en janvier 2005 et nous prévoyons que nos dépenses se situeront autour de 40 millions de dollars.

En juin 2004, la Commission a amorcé le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité pour toutes les sociétés de distribution locale en 2006. Ce processus comporte l'établissement d'exigences à jour en matière de produits pour les distributeurs en 2006, fondées sur le coût de service. La Commission élabore actuellement le *2006 Electricity Distribution Rate Handbook* qui fournira des lignes directrices aux sociétés de distribution relativement au dépôt de demandes tarifaires. Nous continuons à surveiller étroitement ce processus et nous prévoyons déposer une demande de tarif de distribution en 2005 pour établir nos tarifs de distribution de 2006.

En décembre 2004, nous avons reçu l'approbation de la Commission pour les ajustements du tarif de distribution, concernant la prudence des soldes de comptes de report liés à la distribution, à partir du 1^{er} mars 2005. Le recouvrement de ces coûts a été initialement suspendu par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*. Ces montants reportés incluent essentiellement les frais pour services à basse tension aux sociétés de distribution locale intégrées et aux abonnés directs, les coûts de transition de préparation au marché, les soldes des comptes d'écart liés au règlement de détail, et certains coûts environnementaux. Par suite de cette décision, la Commission ajustera nos tarifs pour la mise en application le 1^{er} avril 2005.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Produits

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003	Variation en \$	Variation en %
Transport	1 262	1 298	(36)	(3)
Distribution	2 874	2 734	140	5
Divers	17	26	(9)	(35)
	4 153	4 058	95	2
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 min en Ontario (MW) ¹	22 375	22 317	58	—
Distribution – unités distribuées à nos abonnés (TWh) ¹	28,5	27,9	0,6	2

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

Transport

Les produits tirés du transport se composent principalement de notre tarif de transport, qui est fondé sur la demande de pointe mensuelle d'électricité de notre réseau à haute tension, y compris un facteur lié à la demande maximale de chaque abonné, qui survient à divers moments pendant la période de pointe globale du réseau.

Même si la moyenne annuelle de la demande de pointe a été légèrement supérieure cette année, la contribution des demandes de pointe de nos abonnés a été inférieure pour la majeure partie de l'année, provoquant une baisse des produits tirés des tarifs de transport. Cette baisse reflète les températures plus modérées enregistrées en 2004. Les produits tirés du transport comprennent également un montant peu élevé de produits tirés des services secondaires, qui était également inférieur à celui de l'an dernier, à cause d'une réduction des services offerts à d'autres participants de l'industrie relativement aux services d'entretien des centrales, et une réduction des produits liés aux frais d'exportation et de transit.

Distribution

Les produits tirés de la distribution comprennent notre tarif de distribution, fondé sur les tarifs approuvés par la CEO, le recouvrement des coûts d'achats d'électricité qu'utilisent nos clients et un montant peu élevé des produits tirés des services de distribution secondaires. Par conséquent, les produits tirés de la distribution dépendent principalement de nos tarifs de distribution, de la quantité d'électricité que nous distribuons et des coûts d'achats d'électricité.

Les produits tirés de la distribution se sont accrus en 2004, surtout du fait du recouvrement des coûts d'achats d'électricité plus élevés. Les recouvrements des coûts d'achats d'électricité se sont élevés de 115 millions de dollars, tenant principalement à la mise en œuvre de la structure tarifaire à deux niveaux le 1^{er} avril 2004, atténués en partie par une baisse du prix horaire de l'Ontario pour l'énergie (PHOE) moyen, comme il est décrit ci-dessous sous la rubrique «Achats d'électricité». Le reste de l'accroissement a trait essentiellement aux produits légèrement plus élevés tirés du tarif de distribution provenant de la consommation accrue d'électricité et aux produits tirés des services secondaires plus élevés, y compris le montant lié aux efforts de rétablissement du courant en Floride en vertu d'une entente d'assistance mutuelle en Amérique du Nord.

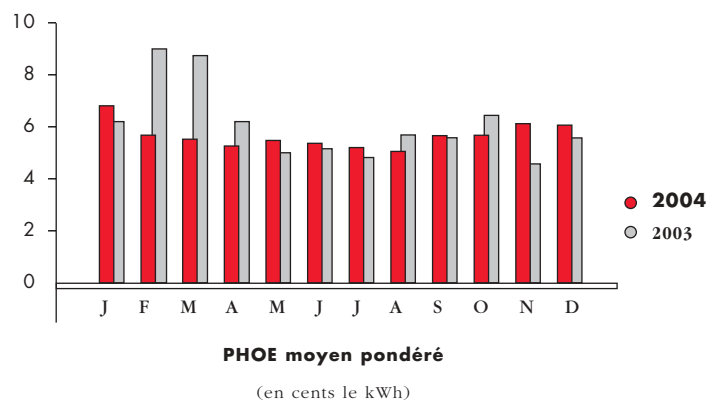
Divers

Les produits divers ont diminué par rapport aux résultats de 2003, surtout en raison de la baisse des ventes de câbles optiques non activés dans notre entreprise de télécommunications.

Achats d'électricité

Les coûts d'achats d'électricité engagés par notre entreprise de distribution représentent le coût de l'électricité livrée aux abonnés de notre territoire de services de distribution et reflètent le coût de l'électricité vendue au marché de gros, les frais de service du marché de gros de la SIERÉ et les frais de transport prélevés par la SIERÉ. Pour certains petits consommateurs et consommateurs désignés, le prix de l'électricité vendue au marché de gros a été fixé à 4,3 cents le kWh. Le 1^{er} avril 2004, ce prix fixe a été remplacé par une structure tarifaire à deux niveaux de 4,7 cents le kWh pour la première tranche de 750 kWh de consommation chaque mois et de 5,5 cents le kWh pour toute consommation d'électricité excédentaire. Les abonnés qui ne sont pas admissibles à cette structure tarifaire paient le prix de l'électricité vendue au marché de gros, qui est établi en fonction du PHOE déterminé par le marché au comptant administré par la SIERÉ.

Les coûts d'achats d'électricité se sont accrus de 115 millions de dollars, ou de 6 %, pour atteindre 1 987 millions de dollars en 2004 en regard de l'exercice précédent. Cet accroissement reflète surtout la hausse de 95 millions de dollars des prix des matières premières, qui est principalement attribuable à la mise en œuvre de la structure tarifaire à deux niveaux. La moyenne mensuelle du PHOE moyen pondéré a baissé de 0,48 cent le kWh pour s'établir à 5,19 cents le kWh au cours de l'exercice, compensant en partie l'incidence de la structure tarifaire à deux niveaux. Le reste de l'accroissement des coûts d'achats d'électricité rend compte surtout d'une hausse de la consommation d'électricité.



Exploitation, entretien et administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent principalement de la main-d'œuvre, des matières, du matériel et des services achetés pour soutenir les réseaux de transport et de distribution. En outre, ces coûts incluent les impôts fonciers à l'égard de nos lignes de transport et de distribution, de nos centrales et de nos immeubles.

Par suite de notre évaluation actuarielle déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario («CSFO») le 22 septembre 2004, nous sommes tenus de cotiser environ 80 millions de dollars à notre régime de retraite au cours de chacune des années comprise dans la période de trois ans allant de 2004 à 2006. Ces charges de retraite sont affectées à la main-d'œuvre et imputées aux charges d'exploitation, d'entretien et d'administration ou capitalisées à titre de frais liés aux immobilisations corporelles. En réponse à notre requête au titre du régime de retraite déposée le 1^{er} juin 2004, la CEO a publié un décret, le 14 juillet 2004, approuvant l'établissement d'un compte de report réglementaire pour comptabiliser cette tranche de nos cotisations patronales liées à l'entreprise de distribution et les intérêts connexes, qui autrement aurait été imputés aux charges d'exploitation, d'entretien et d'administration. Compte tenu du décret de la CEO, nous avons établi qu'il était approprié de constater à titre d'actif réglementaire une charge de retraite liée à l'entreprise de distribution d'environ 34 millions de dollars.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité se présentaient comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)				
	2004	2003	Variation en \$	Variation en %
Transport	356	382	(26)	(7)
Distribution	392	387	5	1
Divers	23	26	(3)	(12)
	771	795	(24)	(3)

Transport

Les dépenses engagées afin de soutenir nos postes de transport et nos lignes à haute tension ainsi que nos droits de passage ont diminué de 26 millions de dollars par rapport à celles de l'exercice précédent. Cette diminution est surtout due à une réaffectation des ressources pour appuyer notre programme de travaux d'investissement plus vaste dans le réseau de transport et une réduction des services d'entretien des postes secondaires. Au cours de 2004, nous avons maintenu le programme de travaux associés aux normes de sécurité et de fiabilité à nos sites de transport aux niveaux plus élevés de l'exercice précédent. Nous avons aussi accru les dépenses pour l'entretien correctif des postes. La réduction globale de nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration a été en partie atténuée par l'incidence des besoins de capitalisation pour notre régime de retraite.

Distribution

Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration effectuées pour notre entreprise de distribution, y compris celles pour nos postes, nos lignes et nos droits de passage associés, se sont accrues de 5 millions de dollars en 2004. Cet accroissement global reflète un léger accroissement des dépenses liées aux travaux forestiers effectués pour enlever les arbres et les buissons gênant nos droits de passage. Notre plan consiste à accroître la fréquence des cycles d'émondage pour maintenir la fiabilité. Au cours de 2004, nous avons maintenu le niveau global des dépenses liées à l'assistance à la clientèle, y compris l'incidence de la mise en œuvre des politiques de la province en matière d'électricité. En vertu d'une entente d'assistance mutuelle en Amérique du Nord, nous avons aussi fourni une aide importante à Florida Power and Light Company afin de rétablir le courant après que plusieurs ouragans importants aient frappé le sud des États-Unis en août et en septembre 2004. Les dépenses plus élevées ont été en partie compensées par l'incidence de la baisse des frais liés aux tempêtes et aux appels de dépannage, attribuable à une amélioration généralisée des conditions météorologiques, sur notre propre réseau.

Divers

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration diverses sont restées passablement stables comparativement à la période correspondante et reflètent principalement les charges associées aux câbles à fibres optiques.

Amortissement

La dotation aux amortissements a progressé de 26 millions de dollars, ou de 6 %, pour atteindre 480 millions de dollars en 2004. Cette progression tient surtout à l'accroissement de la dotation aux amortissements liée à nos immobilisations en service, conformément aux investissements faits dans notre réseau de livraison d'électricité.

Recouvrement réglementaire

La *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* a entraîné la suspension d'une hausse tarifaire préalablement approuvée d'environ 25 millions de dollars par année liée aux frais de service à basse tension annuels pour les sociétés de distribution locale intégrées et les abonnés directs. Les frais associés sont imputés chaque année à nos résultats d'exploitation. Sous réserve de l'approbation future de

la Commission, la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* permettait également l'établissement d'un compte de report réglementaire pour comptabiliser les montants liés aux services à basse tension en suspens à recouvrer auprès des abonnés futurs. Vu l'incertitude du recouvrement, les montants comptabilisés dans ce compte de report réglementaire entre le 1^{er} mai 2002 et le 9 décembre 2004 n'ont pas été constatés auparavant comme des actifs réglementaires. De même, nous n'avons pas reflété certains autres coûts, tels que l'intérêt, en tant qu'actifs réglementaires comme dans les états financiers des exercices précédents.

Le 31 mai 2004, nous avons demandé le recouvrement d'environ 156 millions de dollars inclus dans divers comptes de report réglementaire, engagés avant le 31 décembre 2003. Le recouvrement demandé incluait principalement les montants liés aux services à basse tension non constatés auparavant en tant qu'actifs réglementaires, ainsi que l'intérêt sur tous les soldes demandés. Par suite des preuves verbales et écrites que nous avons présentées, la Commission a publié une décision le 9 décembre 2004 concernant la prudence des soldes de comptes de report liés à la distribution inclus dans la demande. La Commission les a tous approuvés, sauf environ 12 millions de dollars, pour le recouvrement sur la période se terminant le 30 avril 2008. Par suite de ce recouvrement réglementaire, nous avons enregistré une augmentation du solde de notre actif réglementaire, qui reflète principalement le recouvrement futur des coûts qui avaient déjà été imputés aux résultats d'exploitation sans constatation de produits correspondants.

Charges de financement

Les charges de financement ont décliné de 17 millions de dollars, ou de 5 %, à 331 millions de dollars en 2004, reflétant le refinancement de notre dette à des taux d'intérêt moyens moindres, en regard des taux effectifs de la dette venant à échéance. Les niveaux d'endettement moyens de 2004 et de 2003 ont été similaires.

Provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, nous effectuons des paiements en remplacement des impôts des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO) au même titre que si nous étions assujettis aux impôts fédéral et provincial des sociétés. Nous utilisons la méthode des impôts exigibles pour effectuer nos paiements en remplacement des impôts des sociétés pour nos entreprises réglementées, tandis que nous utilisons la méthode du report variable pour calculer la charge fiscale nécessaire pour nos entreprises non réglementées.

La provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés a diminué de 16 millions de dollars, ou de 8 %, pour atteindre 177 millions de dollars en regard de 2003. Cette diminution s'explique principalement par une augmentation des déductions d'impôt, découlant principalement de nos cotisations patronales de 2004, dont une tranche a été capitalisée ou reportée, et d'une réduction du taux d'imposition prévu par la loi qui est passé de 36,62 % à 36,12 %. La majorité de notre recouvrement réglementaire de 91 millions de dollars déclaré en 2004 sera imposable dans les périodes futures au fur et à mesure que les montants associés seront recouverts auprès des abonnés.

Bénéfice net

Le bénéfice net a augmenté de 102 millions de dollars, ou de 26 %, pour s'établir à 498 millions de dollars en 2004. Cette augmentation reflète essentiellement notre recouvrement réglementaire des coûts des services à basse tension engagés précédemment mais mis en suspens par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*. Exclusion faite de ce montant non récurrent, l'incidence sur le bénéfice net d'une diminution des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, y compris l'incidence de la réaffectation des ressources pour soutenir un programme de travaux en immobilisations plus vaste, et une réduction des charges de financement, a été largement annulée par une hausse de la dotation aux amortissements conformément aux investissements effectués dans notre système de livraison d'électricité et par une baisse des produits tirés du transport.

Résultats d'exploitation trimestriels

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non vérifiée pour chacun des huit trimestres compris dans la période du 31 mars 2003 au 31 décembre 2004. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés qui, de l'avis de notre direction, ont été dressés conformément aux états financiers consolidés annuels vérifiés et comprend tous les ajustements, consistant uniquement en 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 prédire notre rendement futur.

(en millions de dollars canadiens)		2004				2003			
Trimestres terminés les	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	
Total des produits ^{1,2}	1 074	1 018	960	1 101	1 009	949	953	1 147	
Bénéfice net ^{1,2}	186 ³	133	59	120	79	93	85	139	
Bénéfice net attribuable au porteur d'actions ordinaires ^{1,2}	181	129	55	115	75	88	81	134	

¹ Les produits et le bénéfice net présentés ont respectivement été réduits de 5 millions de dollars pour le premier trimestre de 2004 et de 6 millions de dollars pour le deuxième trimestre de 2004 pour tenir compte d'un changement des répartitions entre les exercices.

² La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits et notre profit liés à l'électricité, toutes choses étant égales par ailleurs, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

³ Par suite des preuves verbales et écrites que nous avons présentées, la Commission a émis une ordonnance, le 9 décembre 2004, évoquant la prudence et approuvant un recouvrement des montants reportés préalablement par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* relativement aux soldes de comptes de report réglementaires que nous avons demandés dans notre requête du 31 mai 2004.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

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

Sommaire des sources et des utilisations des liquidités

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Activités d'exploitation	911	1 032
Activités d'investissement		
Dépenses en capital	(727)	(597)
Activités de financement		
Dette à long terme émise	540	1 250
Dette à long terme remboursée	(472)	(879)
Billets à court terme à payer	15	(554)
Dividendes versés	(265)	(244)
Autres activités de financement et d'investissement	26	(10)
Variation nette des espèces et quasi-espèces	28	(2)

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été inférieurs de 121 millions de dollars en 2004 à ceux de l'exercice précédent. La baisse reflète essentiellement les besoins plus élevés en fonds de roulement au cours de 2004. L'introduction de la structure tarifaire à deux niveaux en

2004 conjuguée aux fluctuations de la consommation occasionnées par les variations climatiques et les changements des coûts d'achats d'électricité ont entraîné une augmentation de nos besoins en fonds de roulement par rapport au dernier exercice. Les autres facteurs qui se sont répercutés sur nos besoins en fonds de roulement ont inclus la date des versements des impôts des sociétés et des intérêts, ainsi que la nécessité de commencer à capitaliser notre régime de retraite. Nos recouvrements réglementaires découlant de la décision prise par la Commission le 9 décembre 2004 commenceront à influencer sur nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation uniquement lorsque le recouvrement aura lieu, soit de 2005 à 2008.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement représentent surtout les dépenses en capital affectées à l'amélioration et au renforcement de nos réseaux de transport et de distribution, qui se présentent comme suit :

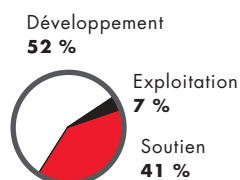
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)				
	2004	2003	Variation en \$	Variation en %
Transport	432	289	143	49
Distribution	288	292	(4)	(1)
Divers	7	16	(9)	(56)
	727	597	130	22

Transport

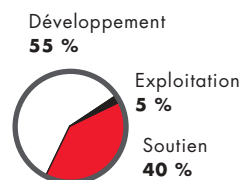
Les dépenses en capital effectuées par notre entreprise de transport se sont établies à respectivement 432 millions de dollars et à 289 millions de dollars en 2004 et en 2003. Les investissements de 2004 visant à agrandir et à renforcer notre réseau de transport sont passés de 56 millions de dollars en 2003 à 223 millions de dollars. Ces investissements, qui incluent la construction du nouveau poste de transformation de Parkway, résultent de charges croissantes et de la fermeture prévue de la centrale de Lakeview. Les dépenses en capital associées au soutien de notre réseau de transport ont glissé à 176 millions de dollars en regard de 184 millions de dollars en 2003. La légère diminution en glissement annuel reflète la baisse des dépenses liées à notre matériel de transport et de travail et à nos actifs en télécommunications, en partie annulée par un accroissement des dépenses en capital effectuées afin d'assurer la fiabilité constante de nos postes et de nos lignes de transport existants et de renforcer nos activités de transport. Les autres dépenses en capital engagées pour soutenir notre entreprise de transport ont baissé de 16 millions de dollars pour totaliser 33 millions de dollars au cours du présent exercice par suite de l'achèvement en grande partie de notre installation d'exploitation intégrée, le Centre de contrôle intégré de l'Ontario. Cette installation a été officiellement mise en service en août 2004 et devrait permettre de réaliser des économies de coûts, d'améliorer le délai de réponse aux abonnés et d'effectuer des contrôles et des analyses poussés. Les besoins de capitalisation associés à notre régime de retraite ont aussi contribué à accroître nos dépenses en capital dans notre programme de travaux cette année.

Distribution

Les dépenses en capital effectuées par notre entreprise de distribution se sont établies à 288 millions de dollars en 2004 contre 292 millions de dollars en 2003. Les dépenses visant à améliorer notre réseau de distribution pour soutenir la charge croissante, à rehausser le rendement et à atténuer les risques ont augmenté de 33 millions de dollars pour atteindre 157 millions de dollars au présent exercice. Ces dépenses reflètent un volume stable de branchements et de travaux de mise à niveau au cours de l'exercice conjugué aux effets des modifications apportées au code des réseaux de distribution de la Commission, obligeant ainsi notre société à financer une plus grande partie des coûts associés aux nouveaux branchements et à la mise à niveau du réseau, lesquels coûts sont partagés avec les usagers, que celle des exercices précédents. Les dépenses en capital engagées pour appuyer le réseau de distribution existant ont totalisé 116 millions de dollars, soit 40 millions de dollars de moins qu'en 2003. La baisse a découlé d'une réduction des



Dépenses en capital du secteur du transport de 2004



Dépenses en capital du secteur de la distribution en 2004

travaux de rétablissement du courant liés aux dommages causés par les tempêtes et aux appels de dépannage en raison d'une amélioration des conditions climatiques et d'une réduction des dépenses affectées au matériel de transport et de travail. Conformément à notre stratégie, nous avons aussi enregistré une baisse non récurrente dans notre programme de remplacement des poteaux de bois cette année afin de faciliter l'introduction d'un meilleur processus de détermination de l'ordre de priorité des travaux qui sera bénéfique pour ce programme des travaux à l'avenir. Les autres dépenses en capital dans notre entreprise de distribution se sont élevées à 15 millions de dollars, soit une hausse de 3 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Les exigences de capitalisation à l'égard de notre régime de retraite ont également influé sur nos dépenses en capital dans notre programme de travaux cette année.

Divers

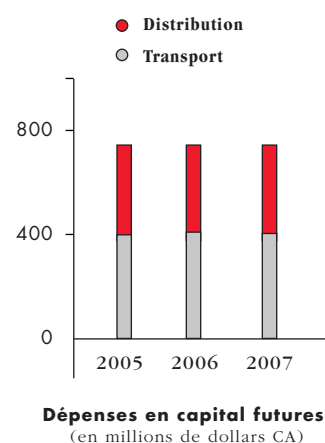
Nos autres dépenses en capital, engagées principalement par notre entreprise de télécommunications, ont chuté de 9 millions de dollars au cours de l'exercice. Cette chute reflète l'achèvement en grande partie de notre réseau de fibres optiques au cours de l'exercice précédent et un programme de dépenses en capital en 2004 qui tenait compte de mises à niveau continues du matériel, lesquelles correspondent à la croissance de la demande.

Dépenses en capital futures

Pour 2005, le budget des dépenses en capital est d'environ 745 millions de dollars, soit une hausse de quelque 18 millions de dollars par rapport à celui de 2004. Les budgets de nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement d'environ 400 millions de dollars et 340 millions de dollars. Les autres dépenses en capital, établies à 5 millions de dollars, se rapportent essentiellement à des améliorations mineures de notre réseau de fibres optiques pour appuyer notre entreprise de télécommunications. Les dépenses en capital, comme le montre le graphique ci-joint, devraient demeurer relativement stables pour les prochains exercices.

Transport

Avec l'achèvement du projet de Parkway et du Centre de contrôle intégré de l'Ontario, les niveaux des dépenses en capital du réseau de transport devraient décliner entre 2004 et 2005. Le niveau constant des dépenses en capital au cours des exercices qui suivront dépendra largement du résultat des travaux d'aménagement du transport liés à notre plan de transport décennal, *Transmissions Solutions 2004-2013*. Ces investissements assurent la satisfaction des besoins quant aux demandes d'approvisionnement régional croissantes, à la configuration du réseau et à la fiabilité, y compris l'accroissement de l'accès au marché de l'Ontario. Les projets précis qui sont ou seront en cours incluront le projet de renforcement de Niagara, qui éliminera les engorgements du transport limitant le transfert de la production de la région de Niagara et les importations provenant de l'État de New York; l'achèvement des travaux associés à la mise hors service de la centrale alimentée au charbon de Lakeview; et les améliorations de l'approvisionnement dans la région du Grand Toronto, y compris le poste de transformation de Parkway et un projet de câble souterrain dans le centre-ville de Toronto, ainsi que dans la région du sud-ouest de l'Ontario. L'échéancier de plusieurs de ces projets est incertain parce qu'ils dépendent des besoins et, dans certains cas, des approbations de divers organismes de réglementation, ainsi que des négociations avec les abonnés, les services publics voisins et d'autres intéressés. Plus particulièrement, nous continuons à explorer les possibilités d'amélioration des interconnexions avec les services publics de notre voisinage; cependant, aucun coût de projet précis ne figure dans notre plan. Présentement, des études conjointes sont en cours avec l'État du Michigan et aussi avec la province du Manitoba par suite de l'annonce faite par celle-ci de passer à la prochaine étape de l'étude technique de ce dernier projet. L'acheminement de l'alimentation en électricité en provenance de la région septentrionale du Manitoba représente une entreprise importante et complexe avec diverses parties, qui prendra une décennie à se réaliser, à un coût total pour le réseau de transport établi entre 1,5 milliard de dollars et 2 milliards de dollars, selon les estimations actuelles. Aucun de ces projets ne sera entrepris à moins que les approbations nécessaires ne soient accordées, y compris celle de la Commission.



En plus des investissements liés à l'aménagement présentés ci-dessus, la gestion du remplacement et de la remise à neuf de notre infrastructure de transport vieillissante a aussi entraîné des dépenses plus élevées. Les secteurs d'investissement clés dans le transport sont le matériel électrique, le matériel de protection et de contrôle, les réseaux secondaires et les lignes aériennes et souterraines, et en particulier les actifs essentiels à l'intégrité du réseau de transport à haute tension. Certaines de ces dépenses résultent d'un examen, que nous avons entrepris en 2004, des actifs critiques comme les lignes de 500 kV. Les dépenses liées aux composantes secondaires du poste se conforment également aux recommandations résultant de la panne généralisée du 14 août 2003. Comme la plupart des recommandations faites par suite de la panne sont déjà des pratiques de travail courantes, nous n'avons pas besoin d'accroître de beaucoup le financement pour les mettre en application.

Distribution

Nous continuerons à remplacer et à améliorer nos actifs de distribution vieillissants afin de maintenir la fiabilité du réseau. Nous effectuerons des investissements croissants dans l'entreprise de distribution, pour refléter plus précisément les remplacements plus nombreux des poteaux de bois. À la grandeur de l'Ontario, nous poursuivons le remplacement des vieux réseaux de distribution par des installations standard à tension élevée et plus courantes. Par exemple, le remplacement du réseau de distribution dans le centre-ville de Timmins, présentement en cours, prendra fin en 2007.

En juin 2004, la province a établi des cibles à l'égard de l'installation de compteurs intelligents pour tous les consommateurs d'électricité en Ontario. Ces compteurs présenteront les caractéristiques suivantes : mesure et relevé de l'utilisation pendant des périodes prédéterminées, lecture à distance, et, pour les abonnés, accès aisé à l'information sur leur consommation d'électricité. Les compteurs intelligents sont considérés comme un moyen faisant partie intégrante de la promotion d'une culture axée sur la conservation. Les cibles fixées par la province exigent l'installation de 800 000 compteurs en Ontario d'ici 2007 et le remplacement de tous les autres compteurs d'ici 2010. Nous estimons que nos coûts de mise en œuvre pourraient s'élever autour de 600 millions de dollars. Cette estimation comprend non seulement les frais d'acquisition et d'installation des compteurs intelligents, mais également les coûts des mises à niveau nécessaires du système de facturation, de l'infrastructure des télécommunications et du système de gestion des données. La Commission, avec la collaboration de tous les intéressés, a soumis un plan de mise en œuvre au gouvernement de la province en janvier 2005 pour qu'il l'examine. Vu le degré élevé d'incertitude entourant les détails de la mise en œuvre du programme de compteurs intelligents et notre estimation que les dépenses en résultant seront entièrement recouvrables, aucun coût précis n'a encore été inclus dans nos prévisions de dépenses en capital.

Activités de financement

Les liquidités à court terme sont fournies par les fonds provenant des activités d'exploitation et notre programme de papier commercial, en vertu duquel nous sommes autorisés à émettre jusqu'à 750 millions de dollars de billets à court terme échéant dans moins de 365 jours. Ce programme est soutenu par une facilité de crédit renouvelable consentie par un syndicat bancaire. Par suite de la modification de notre convention de crédit, le 13 août 2004, dont le but était essentiellement d'annuler une facilité de 250 millions de dollars d'une durée de cinq ans, cette facilité s'établit maintenant à 750 millions de dollars. Au 31 décembre 2004, nous avions 40 millions de dollars en billets à court terme impayés. Les liquidités à court terme disponibles en vertu de ce programme et le financement anticipé découlant des activités d'exploitation devraient suffire à financer nos besoins d'exploitation normaux. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de la dette, notamment par l'intermédiaire de notre programme de billets à moyen terme. Nous disposons d'un capital d'environ 960 millions de dollars pouvant être émis et utilisé jusqu'en juillet 2005 dans le cadre de ce programme. Nous avons l'intention de renouveler ce programme. Nos billets et débentures viennent à échéance entre 2005 et 2043. Nous comptons refinancer la dette arrivant à échéance principalement par l'intermédiaire de notre programme de billets à moyen terme.

Nous avons les clauses restrictives habituelles normalement associées à la dette à long terme. Notre dette à long terme est assujettie à des clauses restrictives qui, entre autres, limitent la dette permise en tant que pourcentage du total de la structure du capital, limitent la capacité de vendre les actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. La convention de crédit qui soutient notre facilité de crédit de 750 millions de dollars ne comporte aucune clause de changement néfaste important qui pourrait entraîner un manquement. Cependant, la convention de crédit exige que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement néfaste important dans les trois jours ouvrables suivant son apparition. La convention prévoit également que la dette ne saurait dépasser 75 % du total de la structure du capital et que la dette émise par nos filiales ne peut dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Au 31 décembre 2004, nous respectons toutes ces clauses restrictives et limites.

Agence d'évaluation du crédit	Cote	
	Dette à court terme	Dette à long terme
Standard & Poor's Rating Services Inc.	A-2	A
Dominion Bond Rating Service Inc. ¹	R-1 (bas)	A
Moody's Investors Service Inc.	Préférentiel-1	A2

¹ Le 31 janvier 2005, Dominion Bond Rating Service Inc. a changé la cote pour notre dette à long terme de stable à positive et a confirmé la cote pour notre dette à court terme.

Au cours de 2004, nous avons émis 540 millions de dollars en dette à long terme dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme et nous avons remboursé 472 millions de dollars en dette à long terme arrivant à échéance. Nous avons également accru l'encours de nos billets à court terme de 15 millions de dollars. En comparaison, au cours de 2003, nous avons émis 1 250 millions de dollars et remboursé 879 millions de dollars de la dette à long terme et nous avons réduit de 554 millions de dollars nos billets à court terme à payer.

Au cours de 2004, nous avons versé à la province des dividendes de 265 millions de dollars, consistant en des dividendes sur actions ordinaires de 247 millions de dollars et en des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars. Au cours de la période correspondante de 2003, nous avons des dividendes sur actions ordinaires totalisant 226 millions de dollars et des dividendes sur actions privilégiées s'élevant à 18 millions de dollars.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

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

31 décembre 2004 (en millions de dollars canadiens)	Total	2005	2006-2007	2008-2009	Après 2010
Obligations contractuelles (à payer par exercice) :					
Billets à court terme à payer	40	40	—	—	—
Dette à long terme	5 232	539	1 093	750	2 850
Convention d'impartition d'Inergi LP (Inergi) ¹	734	115	224	196	199
Engagements en vertu de contrats de location-exploitation	21	6	9	6	—
Total des obligations contractuelles	6 027	700	1 326	952	3 049

31 décembre 2004

(en millions de dollars canadiens)

	Total	2005	2006-2007	2008-2009	Après 2010
Autres engagements commerciaux					
(par année d'échéance) :					
Ligne de crédit bancaire ²	750	750	—	—	—
Lettres de crédit ³	117	117	—	—	—
Garanties ³	275	275	—	—	—
Régime de retraite ⁴	169	81	88	—	—
Total des autres engagements commerciaux	1 311	1 223	88	—	—

¹ Le 1^{er} mars 2002, Inergi a commencé à nous fournir, notamment, des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle, à la chaîne d'approvisionnement ainsi que certains services financiers et certains services liés aux ressources humaines, en vertu d'une entente de dix ans.

² Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable auprès d'un syndicat bancaire de 750 millions de dollars pour une durée de 364 jours échéant en août 2005 assortie d'une option de conversion en emprunt à terme de deux ans.

³ Nous détenons actuellement des lettres de crédit bancaires de 80 millions de dollars en cours relativement à des ententes sur la rémunération de retraite. Nous avons aussi offert un soutien prudent à la SIERÉ comme l'exigent les règles du marché, en utilisant un mélange de lettres de crédit bancaires de 33 millions de dollars et de garanties de la société mère de 275 millions de dollars. Le montant du soutien prudent que nous fournissons sous forme de lettres de crédit bancaires à la SIERÉ dépend de nos cotes de solvabilité à long terme auprès des agences d'évaluation du crédit importantes du Canada et des États-Unis. Le montant des lettres de crédit bancaires que nous fournissons devrait être augmenté si nos notations se détérioraient. Par exemple, si notre notation tombait à BBB+, le montant des lettres de crédit bancaires exigé pour respecter notre obligation de soutien prudent équivaldrait à deux fois notre montant actuel, et si notre notation tombait à BB+, le montant des lettres de crédit bancaires nécessaire pour respecter notre obligation de soutien prudent équivaldrait à quatre fois le montant actuel. Le reste des lettres de crédit est lié à des lettres de crédit d'exploitation et à des garanties.

⁴ Les cotisations à la caisse de retraite sont effectuées un mois à terme échu. Les cotisations après 2006 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie au 31 décembre 2006 et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux avantages ou des hypothèses actuarielles. Si les conditions du marché financier venaient à s'améliorer considérablement avant le 31 décembre 2006, nous pourrions déposer une évaluation actuarielle anticipée.

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus sous billets à court terme à payer et dette à long terme ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans notre bilan et dans notre état des flux de trésorerie. L'intérêt associé à cette dette est enregistré dans les charges de financement dans notre état des résultats ou dans nos dépenses en capital, mais ces charges ne sont pas reflétées dans le tableau ci-dessus. Les paiements à l'égard des contrats de location-exploitation et de notre convention d'impartition avec Inergi sont comptabilisés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de notre état des résultats ou dans nos dépenses en capital.

GESTION DU RISQUE

Nous comptons un programme de gestion du risque d'entreprise qui vise l'équilibre entre les risques commerciaux et le rendement. Une méthode à l'échelle de la société permet de gérer les risques financiers et stratégiques ainsi que les risques liés à l'exploitation et à la réglementation et de les aligner sur nos objectifs d'affaires stratégiques.

Bien que nous croyions que la gestion du risque incombe à tous les employés, le comité de vérification et des finances de notre conseil d'administration a reçu le mandat d'examiner annuellement la tolérance au risque de notre société, son profil de risque et l'état du cadre de contrôle interne. Notre président et chef de la direction détient la responsabilité ultime de la gestion du risque. L'équipe de direction de Hydro One, relevant directement du président et chef de la direction, surveille pour la haute direction le risque que court la société. Notre chef du risque est chargé de surveiller et d'examiner régulièrement notre profil de risque et nos pratiques et notre chef des finances, d'assurer que le programme de gestion du risque fait

partie intégrante de notre stratégie, de notre planification et de nos objectifs. Toutes nos filiales, de même que les principales fonctions spécialisées et les principaux services locaux, doivent procéder à une évaluation officielle du risque et élaborer une stratégie d'atténuation du risque.

Notre chef du risque appuie le comité de vérification et des finances, le président et chef de la direction et le chef des finances. Il s'assure notamment de la coordination des politiques et des programmes sur le risque, de l'établissement de seuils de tolérance au risque, de la préparation des évaluations du risque et des profils de risque, et il soutient les cadres hiérarchiques et fonctionnels dans l'accomplissement de leurs responsabilités. Il incombe au personnel de la vérification interne d'effectuer les examens indépendants de l'efficacité des politiques, des processus et des systèmes de gestion du risque.

Risque lié à la réglementation

La décision de la Commission du 9 décembre 2004 permettant le recouvrement de la majorité des montants des actifs réglementaires pour lesquels nous avons présenté une demande a considérablement réduit la proportion du total de nos actifs réglementaires risquant d'être rejetés dans le futur. Il peut rester un certain risque de rejet futur par la Commission des soldes des comptes non examinés. Si certains de ces montants sont rejetés par la Commission à une date ultérieure, le montant approprié sera reflété dans les résultats d'exploitation de la période au cours de laquelle la Commission prend sa décision.

Le 14 juillet 2004, la Commission a émis une ordonnance approuvant l'établissement d'un compte de report réglementaire pour comptabiliser tous les paiements au comptant liés à la charge de retraite pour notre entreprise de distribution et les intérêts connexes. L'actif réglementaire comprendra également un montant d'environ 16 millions de dollars à payer à Inergi à partir de 2005, qui a trait aux charges de retraite du personnel muté. Le caractère prudent de ces dépenses devrait être examiné par la Commission dans le cadre de notre demande tarifaire pour 2006. Cependant, la Commission a confirmé dans son ordonnance que les charges de retraite engagées prudemment sont normalement recouvrables dans le cadre d'une demande d'ajustement tarifaire générale. Nous prévoyons que notre charge de retraite reportée liée à la distribution sera recouvrable dans l'avenir. Si la Commission devait considérer à une date ultérieure qu'une partie ou que la totalité de ces dépenses sont imprudentes, nous imputerions le montant rejeté aux résultats d'exploitation dans la période au cours de laquelle cette décision a été prise.

La Commission a reconnu la nécessité d'indemniser les services publics pour la perte de produits résultant du succès du programme de conservation et de gestion de la demande, mais la méthode, le niveau et le moment de chaque mécanisme d'indemnisation restent à déterminer. Nous sommes aussi assujettis au risque de perte de produits lié à d'autres facteurs. Par exemple, les récentes révisions du code des réseaux de transport de la Commission a fait que certains abonnés ont obtenu le droit d'éviter certaines de nos installations de transformation en construisant leurs propres actifs. Cette révision du code pourrait se traduire par une perte importante de produits futurs pour notre entreprise de transport, et rien ne garantit actuellement que nous recevrons une indemnisation adéquate pour cette perte de produits.

La Commission approuve nos tarifs de transport et de distribution d'après les niveaux projetés de charge électrique et de consommation. Si la charge ou la consommation réelle se révélait inférieure aux niveaux projetés, notre taux de rendement pour l'une ou l'autre de ces entreprises, ou les deux, pourrait s'en ressentir. De plus, nos exigences actuelles en matière de produits pour ces entreprises sont fondées sur des hypothèses de coûts qui pourraient ne pas se concrétiser. Rien ne garantit que la Commission autorisera des hausses suffisantes des tarifs pour neutraliser ces incidences.

Nous risquons également de devoir engager des dépenses en capital imprévues pour maintenir ou améliorer nos actifs et processus de transport et de distribution et nous brancher à des actifs de production de tiers. Nous prévoyons être obligés d'effectuer des dépenses en capital futures importantes dans les nouvelles technologies, comme les compteurs intelligents. Même si nous

prévoyons que ces dépenses seront entièrement recouvrables, toute décision réglementaire future de rejeter ou de limiter le recouvrement de ces coûts entraînerait une dépréciation éventuelle et l'imputation de charges passées dans l'état des résultats. Nous n'avons aucune assurance concernant les désastres naturels ou les catastrophes se répercutant sur nos actifs situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution.

Contrôle par la province

La province possède la totalité de nos actions en circulation et contrôle donc notre société. La province a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration et peut influencer directement sur nos grandes décisions et nos plans d'affaires. À ce titre, quand elle prend des décisions qui nous touchent, nous pouvons supposer que la province agit dans le meilleur intérêt de tous les Ontariens et aussi dans l'intérêt précis de notre société et de nos clients.

L'équilibre à atteindre entre ces deux intérêts doit se traduire notamment dans la structuration et la réglementation de notre société et l'industrie de l'électricité en Ontario, le règlement des questions environnementales et le calcul des dividendes que nous devons verser.

Risque lié à la main-d'œuvre

La grande majorité de nos employés sont représentés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique («PWU») ou la Society of Energy Professionals (la «Société»). Par conséquent, en cas de conflit de travail, nous pourrions courir un certain risque lié à l'exploitation quant au respect continu des exigences relatives à notre permis d'assurer le service aux abonnés. Nous pourrions également courir des risques financiers liés à notre capacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires. Les conventions collectives existantes avec le PWU et la Société expireront le 31 mars 2005. Le 30 janvier 2005, nous avons conclu un accord de principe avec le PWU, qui doit le ratifier. Les négociations avec la Société sont présentement en cours, et nous prévoyons parvenir à un règlement équitable.

Environ 25 % de notre personnel a le droit de prendre sa retraite d'ici 2008. Nous prévoyons que le marché de la main-d'œuvre qualifiée pour notre secteur d'activité sera très concurrentiel dans le futur. Si nous ne parvenons pas à attirer ou à conserver assez de personnel compétent, nos activités d'exploitation et notre situation financière pourraient en souffrir.

Risque environnemental

Nous sommes assujettis à des réglementations environnementales de source fédérale, provinciale et municipale pouvant changer. Leur inobservation pourrait donner lieu à des ordonnances gouvernementales exigeant des mesures précises de notre part ou nous exposant à des amendes, à des pénalités ou à des réclamations de tiers. Les évaluations environnementales et l'obtention d'approbations du gouvernement pour la construction d'installations pourraient entraîner des retards et l'augmentation des coûts.

Toute modification future des règlements sur l'environnement, ou de leur application, peut entraîner des changements importants des estimations servant à calculer les valeurs comptables de nos passifs environnementaux et des actifs réglementaires connexes. Les dépenses environnementales futures engagées peuvent différer considérablement des estimations servant au calcul du passif environnemental inscrit au bilan.

Les scientifiques et les experts en santé publique dans le monde étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques provenant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. S'il devait être conclu que les champs électriques et magnétiques présentent un risque pour la santé, des litiges pourraient s'ensuivre, et nous pourrions être tenus de déplacer certaines de nos installations ou avoir des difficultés à trouver des emplacements pour de nouvelles installations et à en construire.

Risque lié au transfert d'actifs des terres indiennes

Les décrets de transfert au moyen desquels nous avons acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro le 1^{er} avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété pour certains actifs situés sur des terrains appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Aux termes de nos décrets de transfert, la SFIÉO gardera ces actifs jusqu'à ce que nous obtenions les autorisations fédérales et indiennes nécessaires pour le transfert de titre. Nous nous attendons à ce que nos coûts annuels après le transfert de titre dépassent les montants inclus dans les exigences actuelles en matière de produits. Si nous ne pouvons obtenir le transfert de titre, nous prévoyons que la SFIÉO conservera ces actifs ou que nous serons tenus de les déplacer, ce qui entraînera probablement des dépenses importantes. Ces coûts additionnels pourraient nuire à nos résultats d'exploitation si nous ne parvenons pas à les recouvrer dans les tarifs futurs.

Risque du marché et risque de crédit

Le risque du marché se rapporte essentiellement au risque de perte résultant des variations des prix des matières premières, des taux de change et des taux d'intérêt. Nous ne sommes pas exposés au risque lié aux prix des matières premières, et notre risque de change est actuellement négligeable, bien qu'il soit possible que nous émettions, ultérieurement, des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt au cours du refinancement de notre dette à long terme arrivant à échéance. Nous utilisons régulièrement des swaps de taux d'intérêt pour amoindrir le risque de taux d'intérêt. Nous estimons qu'une variation de 1 % des taux d'intérêt au refinancement de la dette à long terme échéant en 2005 et en 2006 aurait une incidence sur le bénéfice net d'environ 2 millions de dollars en 2005 et 5 millions de dollars en 2006.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, causant une perte financière. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit, puisque la contrepartie peut ne pas respecter ses engagements. Nous surveillons et essayons de minimiser le risque de crédit par différentes techniques, y compris la négociation avec des contreparties jouissant d'une cote de solvabilité élevée, en limitant le degré d'exposition total à des contreparties individuelles, et en concluant des ententes cadres permettant un règlement net. Nous ne négocions pas de dérivés dans le secteur de l'énergie.

À l'heure actuelle, aucune concentration importante de risque de crédit à l'égard d'une catégorie d'actifs financiers n'a été relevée. Nous devons fournir de l'électricité pour le compte de détaillants concurrentiels et de sociétés de distribution locale intégrées pour revente à leurs abonnés. Les concentrations résultantes de risque de crédit sont atténuées grâce à divers contrats de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont imbriqués dans nos contrats de services avec ces détaillants conformément au code des règlements de détail de la Commission.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation de nos états financiers exige que nous fassions des estimations et posions des jugements qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs, des produits et des charges et les informations correspondantes sur les éventualités. Nous fondons nos estimations et jugements sur notre expérience passée, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses que nous croyons raisonnables dans les circonstances, dont les résultats forment la base pour la formulation des 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 en fonction des hypothèses ou de la conjoncture.

Nous pensons que les estimations comptables critiques suivantes comportent les estimations et les jugements les plus importants utilisés dans la préparation de nos états financiers :

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2004, les actifs réglementaires s'élevaient à 443 millions de dollars et concernaient surtout les avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite, le compte de report d'actif réglementaire (le «CRAR»), les coûts environnementaux, les charges de retraite et les services à basse tension provenant de 2004. Nous avons également enregistré des passifs réglementaires relativement à la charge de retraite, aux frais d'exportation et de transit et aux comptes d'écart liés au règlement de détail. Ces actifs et passifs peuvent être constatés aux fins de tarification et de présentation de l'information financière seulement si la Commission accepte le traitement réglementaire en question, comme elle l'a fait pour les avantages sociaux futurs autres que les actifs réglementaires du régime de retraite et le CRAR ou si l'acceptation par la Commission est jugée probable. S'il n'est plus jugé probable que la Commission en tienne compte dans l'établissement des tarifs futurs, un actif ou un passif réglementaire ne serait plus justifiable et devrait donc être imputé ou crédité aux résultats d'exploitation dans la période au cours de laquelle il en est déterminé ainsi.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs que nous offrons aux salariés en service et à la retraite comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance-vie, un régime d'assurance médicale et un régime d'assurance-invalidité à long terme.

Conformément à nos ordonnances tarifaires, nous comptabilisons la charge de retraite au moment où l'employeur verse ses cotisations à la caisse de retraite en vertu de la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Par suite de notre évaluation actuarielle déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario le 22 septembre 2004, nous sommes tenus de cotiser environ 80 millions de dollars par année à notre régime de retraite à compter de 2004 jusqu'à 2006. Après 2006, les cotisations seront fondées sur une évaluation actuarielle établie au 31 décembre 2006 et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux avantages ou des hypothèses actuarielles. La charge du régime de retraite établie selon la comptabilité d'exercice est également présentée dans les notes afférentes aux états financiers. Nous comptabilisons les coûts liés aux avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les charges à payer sont calculées par des actuaires indépendants selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et les hypothèses les plus probables de la direction. Les hypothèses sont déterminées par la direction compte tenu des recommandations de nos actuaires.

Le taux de rendement hypothétique de 7,00 % par année de l'actif du régime de retraite est fondé sur les taux de rendement à long terme prévus à l'heure actuelle et reflète une répartition de l'actif du régime alignée sur la politique de placement de la caisse qui est de détenir dans une proportion de 60 % des titres de participation cotés en bourse, et de 40 %, des titres de créance de gouvernements et de sociétés. Les rendements des portefeuilles respectifs sont calculés en fonction des indices boursiers et des indices de bons du Trésor et d'obligations à long terme canadiens et américains publiés. Le taux d'actualisation moyen pondéré est calculé selon les plus récents taux d'intérêt du marché publiés qui sont fondés sur les rendements des obligations de sociétés ayant une cote AA et une durée moyenne d'environ 13 ans.

Le taux de rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite reflète nos prévisions à long terme. Nous sommes d'avis que cette hypothèse est raisonnable, car, étant donné la stratégie de placement équilibré de la caisse, la volatilité accrue du rendement des placements en actions est contrebalancée par la plus grande stabilité du rendement des placements à revenu fixe et à court terme. À long terme, il en résulte un rendement quelque peu inférieur à ce qu'il aurait été si l'on avait investi uniquement dans des actions.

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer les obligations au titre des prestations constituées est calculé d'après les plus récents taux d'intérêt du marché publiés qui sont fondés sur les rendements des obligations de sociétés ayant une cote de AA reflétant la durée du régime d'avantages sociaux futurs correspondant.

Les coûts liés aux avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite sont calculés au début de chaque exercice, d'après les résultats passés réels mis à jour et l'inflation future des soins de santé et les hypothèses quant aux hausses salariales. Nous avons constaté une augmentation du coût des demandes d'indemnités par personne dernièrement en raison de la tendance à la hausse du coût des soins de santé, principalement en ce qui a trait aux médicaments de prescription et aux prestations d'assurance-maladie complémentaire. Une hausse de 1 % du coût des soins de santé donnerait lieu à une augmentation d'environ 11 millions de dollars par année du coût de service et des frais d'intérêts.

Les coûts liés aux avantages sociaux futurs figurent dans les coûts de main-d'œuvre et sont imputés aux résultats d'exploitation ou sont capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles. Les modifications apportées aux hypothèses influenceront sur l'obligation au titre des prestations constituées des avantages sociaux futurs et sur l'imputation de l'exercice futur à l'état des résultats ou le montant capitalisé à titre de coût des immobilisations corporelles.

Écart d'acquisition

Pour évaluer la possibilité de recouvrer l'écart d'acquisition, nous devons formuler des hypothèses à l'égard des flux de trésorerie futurs estimatifs et d'autres facteurs afin de déterminer la juste valeur de l'unité d'exploitation. Si ces estimations ou les hypothèses connexes venaient à changer, nous pourrions devoir comptabiliser une imputation pour dépréciation liée à l'écart d'acquisition. L'écart d'acquisition a été soumis à un test de dépréciation en 2004 après la décision prise par la Commission le 9 décembre 2004. Par suite du test de dépréciation, nous avons déterminé que l'écart d'acquisition n'avait subi aucune perte de valeur.

NOUVELLES PRISES DE POSITION COMPTABLES

Note d'orientation concernant la comptabilité n° 13, intitulée «Relations de couverture»

Le 1^{er} janvier 2004, nous avons adopté la Note d'orientation concernant la comptabilité n° 13 (la «NOC-13») de l'ICCA, intitulée «Relations de couverture». La NOC-13 régit l'identification, la désignation, la documentation et l'efficacité des relations de couverture aux fins de l'application de la comptabilité de couverture, ainsi que la cessation de la comptabilité de couverture. Chacune de nos relations de couverture est conforme aux exigences de la NOC-13.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Le Conseil des normes comptables («CNC») de l'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA») a entrepris un projet visant la revue des principes comptables généralement reconnus applicables aux entreprises exerçant des activités à tarifs réglementés. Si le CNC déterminait que les traitements comptables réglementaires, qui sont couramment appliqués à la grandeur de notre industrie, ne répondent pas aux définitions d'actifs ou de passifs énoncées dans le chapitre 1000 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé «Fondements conceptuels des états financiers», nous serions tenus de cesser d'appliquer le traitement comptable propre aux activités à tarifs réglementés. Ainsi, nous ne pourrions plus constater nos actifs et nos passifs réglementaires, qui se sont élevés respectivement à 443 millions de dollars et à 576 millions de dollars au 31 décembre 2004. De plus, nous pourrions devoir comptabiliser les paiements en remplacement des impôts des sociétés liés à notre entreprise réglementée selon la méthode du report variable. L'incidence nette de ces changements serait imputée aux bénéfices non répartis ou aux résultats d'exploitation à l'entrée en vigueur de la nouvelle norme comptable, selon les règles transitoires. Le CNC prévoit publier un exposé-sondage à la fin de 2005. La décision que prendra le CNC est encore incertaine, mais nous ne pensons pas que ce projet aura une incidence néfaste notable sur la situation financière de notre société. Entre-temps, le CNC a publié un exposé-sondage qui traite seulement des questions d'information et de présentation, devant s'appliquer en 2005. Si elle est mise en application, cette note d'orientation n'entraînera pas de changements importants dans la présentation de nos informations financières.

PERSPECTIVES

Nous continuerons de mettre l'accent sur nos priorités les plus importantes sur le plan stratégique, qui consistent à créer et à maintenir un milieu de travail exempt d'accidents axé sur l'élimination des blessures graves ou des quasi-accidents qui peuvent occasionner des blessures graves, ainsi qu'à améliorer davantage la fiabilité de notre réseau de transport tout en maintenant la fiabilité de notre réseau de distribution et à améliorer le degré de satisfaction de nos abonnés. À cette fin, nous nous sommes recentrés sur la prévention des incidents et les applications proactives, et nous effectuons des investissements importants pour améliorer l'état des actifs et réduire le risque lié à la fiabilité en maintenant le niveau actuel des dépenses du programme de travaux, et en l'augmentant au besoin. Plus précisément, nous veillerons à ce que soient satisfaits les besoins de l'Ontario relativement au rendement de notre réseau de transport vieillissant, compte tenu d'un approvisionnement tout juste suffisant. L'état des actifs et le risque lié à la fiabilité continueront d'être maintenus à des niveaux raisonnables. Les investissements clés dans le secteur du transport ont trait au matériel électrique, au matériel de protection et de contrôle, aux réseaux secondaires ainsi qu'aux lignes aériennes et souterraines, et plus particulièrement aux postes critiques. Les investissements clés dans le secteur de la distribution concernent la gestion de la végétation, les renforcements du réseau de distribution et le nouveau programme de conservation et de gestion de la demande, ainsi que les programmes de service à la clientèle.

Conformément à notre plan de transport décennal actuel, nous procéderons à de nouveaux investissements nécessaires dans notre infrastructure de transport afin de nous assurer que les demandes croissantes d'approvisionnement régional, et les exigences liées à la configuration du réseau et à sa fiabilité sont satisfaites. En particulier, nous avons l'intention d'améliorer l'approvisionnement dans la région du Grand Toronto (y compris le centre de Toronto et les communautés adjacentes) ainsi que dans le sud-ouest de l'Ontario. De plus, nous prévoyons entreprendre des projets de renforcement comme ceux dans la région de Niagara. Dans le cadre de ces projets, nous travaillerons en étroite collaboration avec l'OPA, la Commission et les autres intéressés ainsi que les parties apparentées ou touchées. Il faut que nous signions des ententes avec toutes les parties touchées avant d'aller de l'avant dans des projets vastes et complexes comme le projet d'agrandissement du réseau proposé en vue de soutenir le nouvel approvisionnement provenant de Manitoba Hydro que la province étudie présentement et pour lequel nous collaborons à une étude conjointe.

Nous prévoyons que les plans de mise en œuvre par la province de son programme de compteurs intelligents seront annoncés vers la fin de 2005. Nous travaillerons activement à instaurer ce programme de la manière la plus efficace possible. Nous estimons actuellement pouvoir consacrer autour de 600 millions de dollars aux dépenses en capital pour appliquer le programme des compteurs intelligents entre 2005 et 2010. La province a annoncé que ces coûts seraient recouvrables à même les tarifs.

Le secteur de l'électricité en Ontario continue d'être en profonde restructuration. En décembre 2004, le gouvernement a publié un livre intitulé «Transport et distribution de l'électricité en Ontario – Perspectives d'avenir» aux fins de discussion et de consultation. Nous continuerons d'être le chef de file dans l'élaboration d'un secteur de l'électricité rationalisé répondant efficacement aux besoins des abonnés de petite, moyenne et grande envergure et offrant une électricité sécuritaire, fiable et à prix abordable. Nous coopérerons avec la province et divers groupes d'intérêts à la promotion d'une vision cohérente et soutenue de l'évolution future de l'industrie, veillant en particulier au rôle approprié que doit jouer l'infrastructure des câbles dans le secteur. Nous continuerons également à collaborer à la révision de la politique de la province en vue de la restructuration du secteur de la distribution en Ontario.

Les modifications récentes apportées à la législation touchant le secteur de l'électricité et le mandat de la Commission, l'approbation du recouvrement des actifs réglementaires de distribution en décembre 2004 et les hausses prévues des tarifs de distribution en avril 2005 laissent présager un environnement réglementaire plus stable à l'avenir.

Pendant cette période, nous pensons que notre rendement financier nous permettra de maintenir une situation financière solide ainsi que la qualité actuelle de notre crédit et les cotes de solvabilité actuelles à l'égard de notre dette à long terme.

ÉNONCÉS ET AUTRES RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS

Nous avons inclus des énoncés prospectifs dans le présent rapport, lesquels sont soumis à des risques, à des incertitudes et à des hypothèses. Ces renseignements représentent nos points de vue actuels fondés sur l'information à la date du présent rapport. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'a pas trait au présent ou au passé constitue un énoncé prospectif. Ces énoncés prospectifs sont fondés sur l'expérience passée, les conditions actuelles et diverses hypothèses que nous jugeons raisonnables dans les circonstances. Les résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont prévus dans les énoncés prospectifs. Compte tenu de ces risques, incertitudes et hypothèses, le lecteur ne devrait pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Sauf dans la mesure exigée dans les lois et la réglementation pertinentes, nous n'assumons aucunement l'obligation de mettre à jour ou de réviser ces énoncés prospectifs, que ce soit afin de refléter de nouveaux renseignements, de nouveaux événements ou de nouvelles circonstances ni à d'autres fins.

Le présent rapport de gestion est daté du 11 février 2005. Le lecteur peut consulter de l'information additionnelle sur notre société, y compris notre notice annuelle, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers consolidés, le rapport de gestion et les informations financières y afférentes présentées dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction de Hydro One Inc. («Hydro One» ou la «société»). La direction est responsable de l'intégrité, de la cohérence et de la fiabilité de toutes les informations présentées. Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et les lois sur les valeurs mobilières applicables. 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 fondées sur le jugement de la direction, particulièrement lorsque les opérations ayant une incidence sur la période comptable considérée ne peuvent être déterminées avec certitude avant les périodes à venir. Les estimations et les hypothèses sont fondées sur l'expérience historique, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances, avec 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 les informations portant sur l'incidence estimative des événements et des opérations futurs. Le rapport de gestion inclut également des informations sur la situation de trésorerie et les sources de financement, les tendances sur le plan de l'exploitation, les risques et les incertitudes. Les résultats réels dans le futur peuvent différer de manière importante de l'estimation actuelle de ces informations parce que les événements et les circonstances futurs peuvent ne pas avoir lieu comme prévu. Les états financiers consolidés et le rapport de gestion ont été dressés correctement dans les limites raisonnables de l'importance relative et selon les informations disponibles au 11 février 2005.

Pour s'acquitter de sa responsabilité à l'égard de la fiabilité des informations financières, la direction maintient et se fie à un système exhaustif de contrôle interne et de vérification interne. Le système de contrôle interne comprend une politique écrite sur les pratiques de la société; la mise en œuvre d'un cadre de gestion du risque; la division des responsabilités 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. Des vérificateurs internes évaluent de façon indépendante et continue l'efficacité de ces contrôles internes et présentent leurs constatations à la direction et au comité de vérification et des finances du conseil d'administration de Hydro One.

Les états financiers consolidés ont été examinés par Ernst & Young s.r.l., les vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration de Hydro One. La responsabilité des vérificateurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus. Le rapport des vérificateurs, figurant à la page 46 dans le présent rapport annuel, 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 de vérification 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 de vérification et des finances de Hydro One rencontre périodiquement la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes afin de s'assurer que chaque groupe remplit ses tâches respectives et d'examiner les états financiers consolidés avant de recommander leur approbation par le conseil d'administration. Les vérificateurs externes ont librement et directement accès au comité de vérification et des finances, avec ou sans la présence de la direction, pour discuter de leur vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière et à l'efficacité du système de contrôles internes.

Le président et chef de la direction ainsi que le chef des finances ont attesté les états financiers consolidés annuels et le rapport de gestion annuel de Hydro One déposés en vertu des lois sur les valeurs mobilières provinciales conformément au Règlement 52-109.

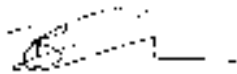
Au nom de la direction de Hydro One Inc.,

Le président et chef de la direction,



Tom Parkinson

Le chef des finances,



Beth Summers



Comité de direction

Beth Summers
Chef des finances

Tom Parkinson
Président et chef de la direction

Laura Formusa
Chef du contentieux et secrétaire

Absent : **Dave Barrie**, premier vice-président, Gestion des actifs

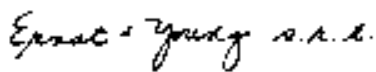
RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

À l'actionnaire de Hydro One Inc.,

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Hydro One Inc. (la «société») aux 31 décembre 2004 et 2003 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de la société pour chacun des exercices de la période de deux ans terminée le 31 décembre 2004. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2004 et 2003 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de deux ans terminée le 31 décembre 2004 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.



Ernst & Young s.r.l.

Comptables agréés

Toronto, Canada

Le 11 février 2005

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Produits		
Transport (note 14)	1 262	1 298
Distribution (note 14)	2 874	2 734
Divers	17	26
	4 153	4 058
Charges		
Achats d'électricité (note 14)	1 987	1 872
Exploitation, entretien et administration	771	795
Amortissement (note 4)	480	454
	3 238	3 121
Recouvrement réglementaire (note 3)	91	—
Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	1 006	937
Charges de financement (note 5)	331	348
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	675	589
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices (notes 6 et 14)	177	193
Bénéfice net	498	396
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars canadiens) (note 13)	4 798	3 779

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Bénéfices non répartis au 1 ^{er} janvier	654	502
Bénéfice net	498	396
Dividendes (note 13)	(265)	(244)
Bénéfices non répartis au 31 décembre	887	654

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Actif		
Actif à court terme :		
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses – 18 millions de dollars; 18 millions de dollars en 2003) (note 14)	707	616
Matières et fournitures	47	45
	754	661
Immobilisations corporelles (note 7) :		
Immobilisations en service	14 940	14 362
Moins : amortissement cumulé	5 475	5 175
	9 465	9 187
Immobilisations en cours	348	278
	9 813	9 465
Autres actifs à long terme :		
Actif de retraite reporté (note 11)	534	584
Actifs réglementaires (note 8)	443	421
Écart d'acquisition	133	133
Débiteurs à long terme et autres actifs	25	20
Coûts de la dette reportés	23	22
	1 158	1 180
Total de l'actif	11 725	11 306

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

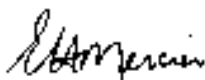
Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Passif		
Passif à court terme :		
Dettes bancaires	9	37
Créditeurs et charges à payer (note 14)	630	620
Intérêts courus	44	38
Billets à court terme à payer (note 9)	40	25
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 9)	539	472
	1 262	1 192
Dettes à long terme (note 9)	4 613	4 539
Autres passifs à long terme :		
Passifs réglementaires (note 8)	576	587
Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite (note 11)	654	597
Passifs environnementaux (note 12)	74	69
Créditeurs à long terme et charges à payer	22	31
	1 326	1 284
Total du passif	7 201	7 015
Éventualités et engagements (notes 10, 16 et 17)		
Capitaux propres (note 13)		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000)	323	323
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000)	3 314	3 314
Bénéfices non répartis	887	654
Total des capitaux propres	4 524	4 291
Total du passif et des capitaux propres	11 725	11 306

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



Rita Burak
Présidente du conseil d'administration



Eileen Mercier
Présidente du comité de vérification et des finances

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	498	396
Ajustements pour éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement (déduction faite des coûts de retrait)	446	417
Amortissement de l'escompte	62	60
Comptes d'écart liés au règlement de détail	29	21
Recouvrement réglementaire (note 3)	(91)	—
	944	894
Variations des soldes hors caisse liées à l'exploitation (note 15)	(33)	138
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	911	1 032
Activités d'investissement		
Dépenses en capital	(727)	(597)
Autres actifs	19	3
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(708)	(594)
Activités de financement		
Dettes à long terme émises	540	1 250
Dettes à long terme remboursées	(472)	(879)
Billets à payer à court terme	15	(554)
Dividendes versés	(265)	(244)
Résiliation de la vente à terme	—	(12)
Divers	7	(1)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(175)	(440)
Variation nette des espèces et quasi-espèces	28	(2)
Espèces et quasi-espèces au 1 ^{er} janvier	(37)	(35)
Espèces et quasi-espèces au 31 décembre (note 15)	(9)	(37)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

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

01 > DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Mode de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la société et de ses filiales en propriété exclusive : Hydro One Networks Inc. («Hydro One Networks»), Hydro One Remote Communities Inc. («Hydro One Remote Communities»), Hydro One Brampton Inc. («Hydro One Brampton»), Hydro One Telecom Inc., Hydro One Delivery Services Company, Inc., Hydro One Network Services Inc. («Hydro One Network Services»), 1316664 Ontario Inc., anciennement Ontario Hydro Energy Inc. («Ontario Hydro Energy») et Hydro One Markets Inc. («Hydro One Markets»).

Le 1^{er} janvier 2003, Hydro One Networks et Hydro One Network Services ont fusionné. Hydro One Network Services, l'ancienne Ontario Hydro Energy, et Hydro One Markets seront dissoutes en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario).

Méthode de comptabilisation

Les états financiers consolidés sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada.

Tarification

Les tarifs des entreprises de transport et de distribution d'électricité de la société sont régis par la Commission. La Commission a le pouvoir général d'inclure ou d'exclure les charges, les produits, les pertes ou les gains dans les tarifs d'une période donnée, qui ne sont donc pas constatés dans les mêmes périodes que dans le cas des entreprises non réglementées. Ce changement donne lieu à la constatation d'actifs et de passifs réglementaires. Les actifs réglementaires de la société représentent certains montants à recevoir de clients futurs et les coûts reportés à des fins comptables parce que, selon toute vraisemblance, ils seront recouverts grâce aux tarifs futurs. De plus, la société a comptabilisé des passifs réglementaires qui représentent les montants des charges engagées au cours de périodes différentes de celles où elles l'auraient été si la société avait été non réglementée. Les actifs et les passifs réglementaires sont présentés dans le détail à la note 8.

Le 9 décembre 2004, la Commission a rendu publique sa décision quant à la prudence de divers comptes de report réglementaire ouverts avant le 31 décembre 2003, plus l'intérêt s'y rapportant. Par suite de la décision de la Commission, le pourcentage de nos actifs réglementaires assujettis à un rejet futur possible par la Commission a été grandement réduit. Cependant, les montants des actifs réglementaires inclus dans les comptes approuvés qui ont été constatés après le 31 décembre 2003 n'ont pas encore été revus par la Commission. De la même manière, les charges de retraite liées à la distribution reportées n'ont pas encore été revues par la Commission sous l'angle du principe de prudence. La société évalue constamment la probabilité de recouvrer chacun de ses actifs réglementaires et continue de croire qu'il est probable que la Commission prendra en compte ses actifs et ses passifs réglementaires dans l'établissement des tarifs futurs. Si, à une date ultérieure, la société juge qu'il n'est plus probable que la Commission inclue un actif ou un passif réglementaire dans les tarifs futurs, la valeur comptable appropriée sera reflétée dans les résultats d'exploitation de la période au cours de laquelle ce jugement est formulé.

02 > PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

02 > PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

(suite)

Constatation et répartition des produits

Les produits tirés du transport sont recouverts à même les tarifs approuvés par la Commission, lesquels sont fondés sur une exigence de produits approuvée qui comprend un taux de rendement. Ces produits sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est transportée et livrée aux abonnés.

Les produits tirés de la distribution d'électricité sont fondés sur des tarifs de distribution approuvés par la Commission et sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est livrée aux abonnés. La société estime les produits mensuels de la 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. Les produits non facturés inclus dans les débiteurs au 31 décembre 2004 totalisaient 318 millions de dollars (286 millions de dollars en 2003).

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

Les produits sectoriels pour le transport, la distribution et d'autres unités d'exploitation incluent aussi des produits liés à la vente d'autres services et matériel. Ces produits sont constatés lorsque les services sont fournis ou lorsque le matériel est livré.

Impôts des sociétés et impôts sur le capital

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Hydro One est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la «SFIÉO»). Ces paiements sont calculés selon les règles de calcul du bénéfice et du capital imposable et d'autres montants pertinents, prévues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ainsi que dans la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), modifiées par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et les règlements y afférents.

La société comptabilise des paiements en remplacement des impôts des sociétés pour ses entreprises réglementées à l'aide de la méthode de l'impôt exigible, comme l'ordonne la Commission. En vertu de cette méthode, aucune provision n'est constituée pour les impôts sur les bénéfices futurs à l'égard des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. Lorsque des impôts sur les bénéfices futurs non comptabilisés sont exigibles, ils doivent être inclus dans les tarifs approuvés par la Commission et récupérés alors auprès des abonnés de Hydro One. Les paiements en remplacement des impôts des sociétés relatifs aux entreprises non réglementées de la société sont comptabilisés selon la méthode du report variable.

Matières et fournitures

Les matières et les fournitures représentent les pièces de rechange et les matériaux de construction acquis pour la construction interne et l'entretien des immobilisations corporelles. Ces actifs sont comptabilisés au moindre du coût moyen et de la valeur de réalisation nette.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont capitalisées au coût, qui comprend les matières et la main-d'œuvre, les frais d'ingénierie, les coûts indirects, l'amortissement du matériel de service et la répartition approuvée des fonds utilisés pendant la construction applicables aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises réglementées ou les intérêts s'appliquant aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises non réglementées.

Les immobilisations corporelles en service comprennent les actifs liés au transport, à la distribution, aux communications ainsi qu'à l'administration et au service et les servitudes. Elles incluent aussi les actifs qui seront utilisés ultérieurement comme les terrains et les coûts de développement capitalisés relatifs à des projets d'investissement reportés. En 2003, Hydro One a adopté les recommandations du chapitre 3110 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* («ICCA»), «Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations». Cette norme comptable exige que la société établisse la juste valeur des dépenses futures requises pour régler les obligations juridiques liées au retrait d'immobilisations corporelles. S'il est possible d'en effectuer une estimation raisonnable, un passif correspondant à la valeur actualisée des frais futurs de retrait estimatifs est comptabilisé. Un montant équivalent est capitalisé qui représente le coût inhérent de l'immobilisation corporelle correspondante.

Certains des actifs de la société liés au transport et à la distribution, surtout ceux qui se trouvent sur des servitudes et des droits de passage qu'elle ne détient pas, peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service. La majorité des servitudes et des droits de passage de la société sont soit perpétuels, soit renouvelés 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 actifs installés pendant une période indéterminée, aucune date de retrait ne peut être déterminée, d'où l'impossibilité d'estimer la juste valeur des obligations liées à la mise hors service des immobilisations connexes à l'heure actuelle. S'il devient possible d'estimer la juste valeur du coût du retrait des actifs que la société est tenue de retirer aux termes de la loi, une obligation liée à la mise hors service sera alors constatée.

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, le matériel 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 en ce qui concerne le transport et pour réduire la tension en ce qui concerne la distribution, comme les transformateurs, les disjoncteurs et les commutateurs.

Distribution

Les actifs liés à la distribution incluent les immobilisations liées 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, le matériel téléphonique et les bâtiments qui y sont associés.

Administration et service

Les actifs liés à l'administration et au service incluent les immeubles administratifs, les principaux systèmes informatiques, les ordinateurs personnels, le matériel de transport et de travail, les outils, les véhicules et certaines immobilisations mineures.

Servitudes

Les servitudes incluent les droits prévus par la loi découlant de l'usage des couloirs de transport et des biens-fonds voisins accordés en vertu de la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* ainsi que les autres montants liés aux droits d'accès.

Immobilisations en cours

Les coûts indirects, y compris les coûts des fonctions et des services du siège social, sont capitalisés selon la méthode du coût entier. Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction sont capitalisés selon la provision pour les fonds utilisés pendant la construction (7,0 % en 2004 et 7,4 % en 2003).

02 > PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

(suite)

Amortissement

Le coût en capital des immobilisations corporelles est amorti selon la méthode linéaire, sauf pour le matériel de transport et de travail et les ordinateurs personnels, qui sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant.

Les taux d'amortissement des diverses catégories d'actifs sont fondés sur la durée de vie utile. La durée de vie utile restante moyenne et la fourchette de durées de vie utile des immobilisations corporelles se présentent comme suit :

	Durée de vie utile (années)	
	Fourchette	Moyenne
Transport	12 - 100	57
Distribution	15 - 75	41
Communications	7 - 40	21
Administration et service	5 - 50	42

Les taux d'amortissement des servitudes sont fondés sur la durée du contrat, la plupart des servitudes étant détenues à perpétuité et non amorties.

Selon les pratiques d'amortissement par classes homogènes, le coût d'origine de la mise hors service normale des immobilisations est imputé à l'amortissement cumulé, mais aucun gain ni aucune perte à cet égard n'apparaît dans les résultats d'exploitation. Les gains réalisés et les pertes subies à la vente d'immobilisations corporelles, de même que les pertes causées par une mise hors service prématurée, sont imputés aux résultats d'exploitation à titre de rajustements de la dotation aux amortissements. La dotation aux amortissements comprend également le coût de retrait des immobilisations corporelles quand une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation corporelle, aux termes du chapitre 3110 du *Manuel de l'ICCA*, est constatée.

Les durées de vie utile des immobilisations corporelles sont revues régulièrement. Les changements découlant de cette révision sont appliqués sur la durée de vie utile restante, à compter de l'exercice au cours duquel ils ont une incidence sur les tarifs.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût des sociétés de distribution locale acquises sur la juste valeur de l'actif net identifiable acquis, et des tests de dépréciation sont appliqués tous les ans, ou plus souvent si les circonstances l'exigent. Aux termes du chapitre 3062 du *Manuel de l'ICCA*, intitulé «Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels», la dépréciation de l'écart d'acquisition est mesurée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à la valeur comptable sous-jacente des actifs nets de cette unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, toute réduction de la valeur comptable de l'écart d'acquisition étant imputée aux résultats d'exploitation.

La société a établi que l'écart d'acquisition n'a pas perdu de valeur. La totalité de l'écart d'acquisition est attribuable au secteur de la distribution.

Coûts de la dette reportés

Les coûts de la dette reportés incluent la tranche non amortie des coûts d'émission de la dette. Les coûts de la dette reportés sont amortis selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés jusqu'à l'échéance de la dette.

Instruments financiers dérivés

La société utilise régulièrement des swaps de taux d'intérêt pour gérer les risques de taux d'intérêt. Les paiements et les encaissements en vertu des swaps de taux d'intérêt sont constatés en tant qu'ajustements des intérêts débiteurs selon une comptabilité d'exercice. La société ne prend pas part à des activités de négociation ou de spéculation touchant les instruments dérivés.

Escomptes, primes et couverture

Les escomptes, les primes et les gains et les pertes découlant des couvertures sont amortis sur la durée de la dette connexe et sont présentés déduction faite de la dette à long terme.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs offerts par Hydro One comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance-vie, un régime d'assurance médicale et un régime d'assurance invalidité à long terme.

Conformément aux ordonnances tarifaires de la Commission, la charge de retraite est comptabilisée lorsque les cotisations patronales sont versées à la caisse de retraite, conformément à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Des évaluations actuarielles sont effectuées tous les trois ans. La charge de retraite est aussi calculée selon la méthode de la comptabilité d'exercice. La charge de retraite est calculée de manière actuarielle à l'aide de la méthode de répartition des prestations au prorata des services et d'après les hypothèses les plus probables de la direction quant à l'effet des événements futurs, y compris les hausses salariales futures, sur la valeur actuarielle des prestations constituées. L'actif du régime de retraite, comprenant principalement des titres de participation cotés en bourse et des titres de créance du gouvernement et de sociétés, est évalué à partir des justes valeurs. Les coûts des services passés découlant de modifications de régime et tous les gains et toutes les pertes actuariels sont amortis de manière linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Des actuaires indépendants déterminent les coûts en utilisant la méthode de répartition des prestations au prorata des services et en se fondant sur les hypothèses les plus probables de la direction. Les coûts des services passés découlant de modifications de régime ainsi que les gains et les pertes actuariels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les coûts liés aux avantages sociaux futurs sont attribués à la main-d'œuvre et imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles.

Coûts environnementaux

Hydro One constate un passif pour les dépenses futures estimatives associées à l'évaluation et à la décontamination des terrains contaminés ainsi qu'au retrait progressif et à la destruction de l'huile minérale contaminée aux biphényles polychlorés (BPC) du matériel électrique, d'après la valeur actualisée nette de ces dépenses futures estimatives. Comme la société prévoit continuer à recouvrer les dépenses connexes au moyen des tarifs futurs, un actif réglementaire a été constaté pour tenir compte du recouvrement futur de ces coûts auprès des abonnés. Hydro One revoit régulièrement ses estimations des dépenses futures liées à l'environnement.

Emploi d'estimations

La préparation des états financiers selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs, et la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date du bilan ainsi que les montants constatés des produits et des charges de l'exercice. Les résultats réels pourraient différer des estimations, notamment en raison de futures décisions prises par la Commission ou la province.

03 > RECouvreMENT RÉGLEMENTAIRE

La *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* a entraîné la suspension d'une hausse tarifaire préalablement approuvée se rapportant aux coûts annuels du service à basse tension pour les sociétés de distribution locale intégrées et les abonnés directs. Les coûts associés sont imputés annuellement aux résultats d'exploitation de la société. Sous réserve de l'approbation future de la Commission, la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* permettait également l'établissement d'un compte de report réglementaire pour comptabiliser les montants liés aux services à basse tension à recouvrer auprès des abonnés futurs. Vu l'incertitude du recouvrement, les montants comptabilisés dans ce compte de report réglementaire entre le 1^{er} mai 2002 et le 9 décembre 2004 n'ont pas été constatés auparavant comme des actifs réglementaires. De même, la société n'a pas reflété certains autres coûts, tels que l'intérêt, en tant qu'actifs réglementaires comme dans les états financiers des exercices précédents.

Le 31 mai 2004, Hydro One a demandé le recouvrement d'environ 156 millions de dollars inclus dans divers comptes de report réglementaire, jusqu'au 31 décembre 2003. Le recouvrement demandé incluait principalement les montants liés au réseau à basse tension non constatés en tant qu'actifs réglementaires, ainsi que l'intérêt sur tous les soldes demandés. À la suite des preuves verbales et écrites présentées par Hydro One, la Commission a publié une décision le 9 décembre 2004 concernant le caractère prudent des soldes de comptes de report liés à la distribution inclus dans la demande. La Commission a approuvé tous les montants, sauf environ 12 millions de dollars du montant demandé, pour le recouvrement sur la période se terminant le 30 avril 2008. Par suite de ce recouvrement réglementaire réussi, la société a comptabilisé une augmentation du solde de l'actif réglementaire qui reflète principalement le recouvrement futur de coûts qui avaient déjà été imputés aux résultats d'exploitation sans constatation de produits correspondants.

Le recouvrement réglementaire se compose des éléments suivants :

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004
Services à basse tension – 2002	17
Services à basse tension – 2003	25
Services à basse tension – 2004	23
Augmentation de l'intérêt	18
Divers	8
	91

04 > AMORTISSEMENT

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Amortissement des immobilisations corporelles en service	370	339
Coûts de retrait des immobilisations corporelles	34	37
Amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs	76	78
	480	454

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Intérêts sur les billets à court terme à payer	1	6
Intérêts sur la dette à long terme à payer	286	306
Amortissement de l'escompte	62	60
Divers	7	3
Moins : Intérêts capitalisés sur les immobilisations en cours	(23)	(20)
Intérêts gagnés sur les placements	(2)	(7)
	331	348

05 > CHARGES DE FINANCEMENT

La provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés («PRIS») diffère du montant qui aurait été comptabilisé d'après le taux d'imposition du gouvernement fédéral 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 effectif est comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Bénéfice avant provision pour PRIS	675	589
Taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario prévu par la loi	36,12 %	36,62 %
Provision pour PRIS au taux prévu par la loi	244	216
(Diminution) augmentation découlant de :		
Écarts temporaires nets :		
Recouvrement réglementaire	(33)	—
Cotisation au régime de retraite en excédent de la charge de retraite	(23)	—
Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(8)	(7)
Déduction pour amortissement en excédent de l'amortissement	(7)	(16)
Avantages sociaux futurs autres que la charge de retraite en excédent des paiements au comptant	9	9
Dépenses liées à l'environnement	(6)	(8)
Charge liée au programme de réduction de l'effectif inférieure aux paiements au comptant	—	(9)
Divers	(9)	(10)
Écarts temporaires nets	(77)	(41)
Écarts permanents :		
Impôt des grandes sociétés	16	17
Divers	(6)	1
Écarts permanents nets	10	18
Provision pour PRIS	177	193
Taux d'imposition effectif	26,22 %	32,77 %

06 > PROVISION POUR PAIEMENTS EN REMPLACEMENT DES IMPÔTS DES SOCIÉTÉS

Les impôts futurs se rapportant aux entreprises réglementées n'ont pas été comptabilisés, car ils devraient être recouverts au moyen des produits futurs. Au 31 décembre 2004, des passifs d'impôts futurs de 224 millions de dollars (152 millions de dollars en 2003), qui sont fondés sur les taux d'imposition pratiquement en vigueur, n'étaient pas comptabilisés.

**07 >
IMMOBILISATIONS
CORPORELLES**

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Immobilisations corporelles en service	Amortissement cumulé	Immobilisations en cours	Total
2004				
Transport	7 833	2 753	249	5 329
Distribution	5 066	1 884	55	3 237
Communications	744	309	31	466
Administration et service	816	471	13	358
Servitudes	481	58	—	423
	14 940	5 475	348	9 813
2003				
Transport	7 609	2 635	193	5 167
Distribution	4 828	1 817	61	3 072
Communications	645	273	15	387
Administration et service	790	394	9	405
Servitudes	490	56	—	434
	14 362	5 175	278	9 465

Les coûts de financement des immobilisations en cours de construction sont capitalisés, y compris la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des actifs réglementés et l'intérêt applicable aux actifs non réglementés, et ont totalisé 23 millions de dollars en 2004 (20 millions de dollars en 2003).

**08 >
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 (voir les notes 2 et 3) :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Actifs réglementaires :		
Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite	168	209
Compte de recouvrement d'actif réglementaire	121	103
Environnement	89	83
Retraite	34	—
Services à basse tension	26	—
Divers	5	26
Total des actifs réglementaires	443	421
Passifs réglementaires :		
Actif de retraite reporté	534	584
Frais d'exportation et de transit	19	—
Comptes d'écart liés au règlement de détail	14	—
Divers	9	3
Total des passifs réglementaires	576	587

Actifs réglementaires

Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite

Les avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice, selon les PCGR du Canada. La Commission a permis le recouvrement des coûts des services passés, qui ont découlé de l'adoption de la méthode de la comptabilité d'exercice, dans les exigences en matière de produits selon la méthode linéaire sur une période de dix ans. En conséquence, en 1999, Hydro One a enregistré un actif réglementaire d'un solde initial de 419 millions de dollars pour tenir compte de ce traitement réglementaire. Cet actif réglementaire a une période de recouvrement résiduelle de quatre ans (cinq ans en 2003) et ne crée pas de rendement.

Compte de recouvrement d'actif réglementaire (CRAR)

Le 9 décembre 2004, la Commission a rendu publique une décision quant à la prudence de la plupart des soldes de comptes de report réglementaire liés à la distribution, élément soulevé par Hydro One dans sa demande du 31 mai 2004. Les montants recouvrables représentent les soldes engagés avant le 31 décembre 2003, plus l'intérêt connexe. La Commission a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés en un seul CRAR devant être recouvré de manière linéaire au cours de la période se terminant le 30 avril 2008. Le CRAR comprend les montants liés aux services à basse tension de l'entreprise de distribution, les dépenses liées à l'environnement reportées qui ont été engagées en 2001 et en 2002, les dépenses de préparation au marché reportées, les montants des écarts liés au règlement de détail et les autres montants consistant essentiellement en intérêts courus.

Environnement

Hydro One a constitué une provision pour les dépenses futures estimatives nécessaires pour remédier à la contamination environnementale passée. Étant donné que ces dépenses devraient être recouvrables à même les tarifs futurs, la société a constaté la valeur actualisée nette de ces dépenses environnementales futures estimatives comme un actif réglementaire. Cet actif réglementaire devrait être amorti dans les résultats d'exploitation d'une manière conforme au modèle des dépenses réelles qui doivent, selon les prévisions, être engagées jusqu'à l'exercice 2030. Au cours de 2004, la société a relevé un risque accru associé à la migration possible de la contamination vers l'extérieur de certains de ses sites de transport par l'eau pluviale d'orage. Vu la nécessité de régler ce problème, la société a ajusté son évaluation des terrains et son estimation des dépenses de remise en état, et a accru son actif réglementaire et le passif environnemental compensatoire (voir la note 12) d'environ 16 millions de dollars. Au cours de 2003, la société a réduit de 64 millions de dollars son passif à long terme estimatif et son actif réglementaire compensatoire pour la gestion des biphényles polychlorés (BPC). Cette réduction était due aux révisions prévues des projets de règlement proposés par Environnement Canada. La Commission a la possibilité d'examiner et d'évaluer la prudence des dépenses réglementaires futures de Hydro One et le moment où elles sont recouvrées.

Retraite

Dans une décision rendue le 14 juillet 2004, la Commission a approuvé l'établissement d'un compte de report réglementaire par la société pour comptabiliser les cotisations au régime de retraite se rapportant à l'entreprise de distribution de la société qui auraient autrement été imputées aux résultats d'exploitation de 2004. L'actif réglementaire inclura également les montants à payer à Inergi LP («Inergi») à partir de 2005 relativement à une convention de partage des risques liée au déséquilibre entre la caisse de retraite et le passif au titre du régime de retraite à l'égard du personnel muté (voir la note 17). Le montant lié à l'entreprise de distribution, comme déterminé le 31 décembre 2004, s'élevait à près de 16 millions de dollars. Dans sa décision, la Commission a conclu que les dépenses de ce genre engagées prudemment sont généralement recouvrables dans le cadre de la demande de tarification générale. La société inclura sa demande de recouvrement dans sa prochaine demande de tarification générale pour la distribution au cours de 2005.

08 >**ACTIFS ET PASSIFS
RÉGLEMENTAIRES**

(suite)

Services à basse tension

La décision prise par la Commission le 9 décembre 2004 permet de reporter le recouvrement des montants liés au réseau à basse tension approuvés auparavant, dans le cadre du CRAR, pour la période allant jusqu'au 31 décembre 2003. Compte tenu de cette décision, la société a déterminé qu'il était très probable que, à une date ultérieure, la Commission approuve aussi le recouvrement du montant lié au réseau à basse tension attribuable à 2004, plus les intérêts. Par conséquent, la société a constaté un actif réglementaire reflétant ce recouvrement futur probable.

Passifs réglementaires***Actif de retraite reporté***

Conformément à l'ordonnance tarifaire transitoire de 1999 de la Commission, les coûts de retraite sont comptabilisés dans les résultats d'exploitation lorsque les cotisations patronales sont versées au régime de retraite. L'actif de retraite reporté de la société représente l'écart cumulatif entre les cotisations patronales et les coûts de retraite, et le passif réglementaire au titre du régime de retraite reporté résulte de la constatation par la société, selon les directives de la Commission, des produits et des charges dans des périodes différentes de celles de la constatation de ces mêmes produits et charges pour une entreprise non réglementée.

Frais d'exportation et de transit

Conformément aux règles du marché, des frais d'exportation et de transit seront recouvrés par la SIERÉ et versés à Hydro One à un tarif de 1 \$ le MW sur l'électricité exportée à l'extérieur de l'Ontario. La société prévoit que les sommes cumulées de ces frais d'exportation et de transit, plus les intérêts, seront prises en compte par la Commission dans l'évaluation de l'exigence relative aux produits tirés de notre entreprise de transport, dans le cadre de notre prochaine demande de tarification générale pour le transport.

Comptes d'écart liés au règlement de détail

Hydro One a reporté certains montants d'écart liés au règlement de détail en vertu des dispositions de l'article 490 du *Accounting Procedures Handbook* de la Commission. Dans sa décision du 9 décembre 2004, la Commission permet un recouvrement des montants d'écart liés au règlement de détail accumulés avant le 31 décembre 2003, y compris les intérêts, dans le CRAR. La société prévoit que la Commission inclura le solde net de ce compte réglementaire attribuable à l'activité de 2004 dans les tarifs futurs.

09 >
DETTE

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Billets à court terme à payer	40	25
Dettes à long terme :		
Billets, 3,40 %, échéant en 2004	—	235
Billets, 3,45 %, échéant en 2004	—	237
Billets, 6,94 %, échéant en 2005	200	200
Billets, 4,00 %, échéant en 2005	339	339
Billets, 4,10 %, échéant en 2006	109	109
Billets, 4,15 %, échéant en 2006	280	280
Billets, 4,20 %, échéant en 2006	168	168
Billets, 4,30 %, échéant en 2006	141	141
Billets, 4,45 %, échéant en 2007	282	282
Billets, 4,55 %, échéant en 2007	73	73
Billets, 4,10 %, échéant en 2007 ¹	40	—
Billets, 4,00 %, échéant en 2008	500	500
Billets, 3,95 %, échéant en 2009	250	—
Débentures, 7,15 %, échéant en 2010	400	400
Billets, 6,40 %, échéant en 2011	250	250
Billets, 5,77 %, échéant en 2012	600	600
Débentures, 7,35 %, échéant en 2030	400	400
Billets, 6,93 %, échéant en 2032	500	500
Billets, 6,35 %, échéant en 2034	385	200
Billets, 6,59 %, échéant en 2043	315	250
	5 232	5 164
Moins : Tranche de la dette à long terme		
échéant à moins d'un an	(539)	(472)
Escomptes non amortis, montant net	(73)	(144)
Pertes non amorties découlant des couvertures	(7)	(9)
Dettes à long terme	4 613	4 539

¹ Obligation à taux croissant, après 3 ans partant de 4,10 % et allant jusqu'à 6,40 %, pouvant être prolongée jusqu'en 2011.

La dette à court terme représente les billets émis dans le cadre du programme de papier commercial de la société. Les billets, libellés en dollars canadiens, ont diverses échéances ne dépassant pas 365 jours et un taux d'intérêt moyen pondéré de 2,3 % (2,7 % en 2003).

Hydro One a obtenu auprès d'un syndicat bancaire des lignes de crédit renouvelables non discrétionnaires et inutilisées de 750 millions de dollars échéant en août 2005. Lorsque ces lignes de crédit seront utilisées, le taux d'intérêt appliqué sera fondé sur les taux de référence canadiens. Ces lignes de crédit appuient le programme de papier commercial de la société.

La société émet des billets pour le financement à long terme de son programme de billets à moyen terme. Le montant maximal du capital qu'elle est autorisée à émettre en vertu de ce programme s'élève à 2 000 millions de dollars. De ce montant, 960 millions de dollars sont encore disponibles jusqu'en juillet 2005. La société entend renouveler ce programme.

La dette à long terme est assujettie à des clauses restrictives qui, entre autres, limitent la dette permise en tant que pourcentage du total de la structure du capital, limitent la capacité de vendre les actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Au 31 décembre 2004, la société respectait ces clauses restrictives.

09 >**DETTE**

(suite)

La dette à long terme, libellée en dollars canadiens, n'est pas garantie. Elle est présentée dans le tableau suivant selon le nombre d'années avant l'échéance :

Années avant l'échéance	Capital impayé sur les billets et les débetures (en millions de dollars canadiens)	Taux d'intérêt moyen pondéré (pour cent)
1 an	539	5,1
2 ans	698	4,2
3 ans	395	4,4
4 ans	500	4,0
5 ans	250	4,0
	2 382	4,4
6 à 10 ans	1 250	6,3
Plus de 10 ans	1 600	6,8
	5 232	5,6

10 >**JUSTE VALEUR DES
INSTRUMENTS
FINANCIERS ET GESTION
DU RISQUE**

La valeur comptable de tous les instruments financiers, à l'exception de la dette à long terme, se rapproche de leur juste valeur. La juste valeur des instruments financiers dérivés reflète le montant estimatif que la société, si elle devait régler un contrat en cours, aurait dû payer ou serait en droit de recevoir à la fin de l'exercice. La juste valeur de la dette à long terme, fondée sur le cours du marché à la fin de l'exercice de la même dette ou d'une dette semblable comptant le même nombre d'années avant l'échéance, figure dans le tableau suivant :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004		2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dettes à long terme ¹	5 232	5 658	5 164	5 466

¹ La valeur comptable de la dette à long terme représente la valeur nominale des billets et des débetures.

Hydro One conclut des swaps de taux d'intérêt fixe à terme ou des contrats de vente à terme d'obligations du Gouvernement du Canada pour couvrir les effets des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les emprunts à long terme à taux fixe. Ces opérations sont comptabilisées comme des couvertures de flux de trésorerie des opérations prévues. En 2004, Hydro One a conclu un swap de taux d'intérêt à terme comportant un notionnel de 100 millions de dollars pour fixer le taux d'intérêt d'une émission future prévue pour 2005. Au cours de 2003, la société a résilié un contrat de vente à terme de 250 millions de dollars en obligations du gouvernement du Canada pour un paiement au comptant net de 12 millions de dollars, qui est amorti selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés sur la durée de cinq ans de la dette correspondante. La société a aussi des accords de swap compensatoires de taux d'intérêt en cours avec la même contrepartie. Ces accords de swap viennent à échéance en 2011 et ont un notionnel de référence de 167 millions de dollars (167 millions de dollars en 2003) et une juste valeur nette de néant (néant en 2003).

Au 31 décembre 2004, la société avait un accord de swap de taux d'intérêt variable lié à une émission d'obligations à taux croissant ayant une date d'échéance initiale en 2007, et des dates d'échéance prolongée allant jusqu'en 2011. Le swap de taux d'intérêt est comptabilisé comme une couverture de juste valeur. Cet accord comporte un notionnel de 40 millions de dollars.

La société ne court pas de risque important de contrepartie étant donné que la juste valeur des contrats de swap de taux d'intérêt n'était pas importante en 2004 (néant en 2003).

Les actifs financiers exposent Hydro One au risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, causant une perte financière. Au 31 décembre 2004, on ne relevait aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. La société tire ses produits d'exploitation auprès d'une vaste clientèle. En conséquence, Hydro One n'a pas tiré de produits importants d'un seul abonné. Au 31 décembre 2004, aucun solde de débiteurs important n'était exigible auprès d'un seul abonné.

La société continuera d'utiliser des instruments dérivés pour gérer le risque de taux d'intérêt. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné que la contrepartie peut ne pas respecter ses engagements. Hydro One surveille et minimise le risque de crédit par diverses techniques, dont la négociation avec des contreparties jouissant d'une cote de solvabilité très élevée, l'amoindrissement du degré d'exposition total à des contreparties individuelles et la conclusion d'ententes cadres permettant le règlement net.

Hydro One a établi un régime de retraite contributif à prestations déterminées pour tous les salariés permanents de Hydro One et de ses filiales, à l'exception de Hydro One Brampton. Les salariés de Hydro One Brampton participent au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario («OMERS»), régime de retraite à cotisations déterminées qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. Les cotisations actuelles par Hydro One Brampton sont estimées à moins d'un million de dollars annuellement.

Répartition des actifs

Les actifs du régime de retraite de Hydro One étaient répartis comme suit aux 31 décembre 2004 et 2003 :

Aux 31 décembre	% des actifs du régime	
	2004	2003
Titres de participation	59,2	59,5
Titres de créance	36,2	37,3
Divers	4,6	3,2
	100,0	100,0

Autres renseignements

Le régime de retraite de Hydro One ne compte pas de participation directe dans la société, mais comptait des titres de créance de la province de 83 millions de dollars et de 78 millions de dollars respectivement aux 31 décembre 2004 et 2003.

Le régime de retraite de la société fournit des prestations fondées sur le salaire moyen des trois meilleures années consécutives ouvrant droit à pension. Pour les nouveaux employés de direction qui ont commencé à travailler à partir du 1^{er} janvier 2004, les prestations sont fondées sur le salaire moyen des cinq meilleures années consécutives ouvrant droit à pension. Après la retraite, les régimes de retraite sont entièrement indexés compte tenu de l'inflation. La date d'évaluation servant à déterminer les actifs du régime et l'obligation au titre des prestations constituées est le 31 décembre. D'après l'évaluation actuarielle au 31 décembre 2003 produite le 22 septembre 2004, la société a cotisé 80 millions de dollars à son régime de retraite à l'égard de 2004, payables un mois à terme échu, et cotisera un montant additionnel de 80 millions de dollars à l'égard de 2005 et 2006, afin de répondre aux exigences minimales de financement. Toutes les cotisations devraient être faites au comptant. La société n'était pas tenue auparavant de cotiser au régime de retraite, car le niveau des cotisations, qui avait été établi à partir de la dernière évaluation actuarielle au 31 décembre 2000, indiquait que le régime dégageait un surplus. Les cotisations après 2006 seront fondées sur les évaluations actuarielles au 31 décembre 2006 et dépendront des rendements futurs des placements et des variations des avantages ou des hypothèses actuarielles.

11 >

AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

11 > AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

(suite)

Le total des paiements au comptant des avantages sociaux futurs effectués en 2004, consistant en liquidités versées par la société à son régime de retraite par capitalisation, et des paiements au comptant effectués directement aux bénéficiaires pour ses autres régimes d'avantages sans capitalisation s'est établi à 110 millions de dollars en 2004 (35 millions de dollars en 2003).

	Régime de retraite		Avantages futurs autres que le régime de retraite	
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003	2004	2003
Variation de l'obligation au titre des prestations constituées				
Obligation au titre des prestations constituées au 1 ^{er} janvier	4 323	4 114	897	820
Coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice	76	69	24	23
Intérêts débiteurs	254	264	54	52
Prestations versées	(232)	(238)	(36)	(35)
Modifications de régime	—	11	—	—
Perte actuarielle nette	441	103	27	37
Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre	4 862	4 323	966	897
Variation des actifs du régime de retraite				
Juste valeur des actifs du régime au 1 ^{er} janvier	3 939	3 607	—	—
Rendement réel des actifs du régime	458	562	—	—
Prestations versées	(232)	(238)	—	—
Cotisations patronales	74 ¹	—	—	—
Cotisations salariales	16	14	—	—
Charges administratives	(12)	(6)	—	—
Juste valeur des actifs du régime au 31 décembre	4 243	3 939	—	—
Situation de capitalisation				
(Obligation au titre des prestations sans capitalisation)	(619)	(384)	(966)	(897)
Pertes actuarielles nettes non amorties	1 128	940	271	262
Coût non amorti au titre des services passés	25	28	6	7
Actif du régime de retraite reporté (passif au titre des prestations constituées)	534	584	(689)	(628)
Moins : tranche à court terme	—	—	35	31
Actif du régime de retraite reporté (passif à long terme)	534	584	(654)	(597)

¹ En janvier 2005, la société a versé une cotisation de 7 millions de dollars à l'égard de 2004.

	Régime de retraite		Avantages sociaux futurs autres que la retraite	
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003	2004	2003
Composantes du coût net périodique des prestations				
Coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, déduction faite des cotisations salariales	60	55	24	23
Intérêts débiteurs	254	264	54	52
Rendement réel prévu des actifs du régime, déduction faite des charges	(446)	(556)	—	—
Perte actuarielle	441	103	27	37
Modification de régime	—	11	—	—
Divers	—	—	(1)	—
Coûts enregistrés durant la période	309	(123)	104	112
Écarts entre les coûts enregistrés durant la période et les coûts constatés durant la période à l'égard des éléments suivants :				
Rendement des actifs du régime	174	297	—	—
Gain actuariel	(362)	(7)	(11)	(21)
Modifications de régime	3	(9)	1	1
Coût net périodique des prestations²	124	158	94	92
Imputé aux résultats d'exploitation²	22	—	56	55
Effet d'une augmentation de 1 % du coût des soins de santé sur :				
Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre	—	—	124	123
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	—	—	11	10
Effet d'une diminution de 1 % du coût des soins de santé sur :				
Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre	—	—	(108)	(110)
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	—	—	(9)	(8)

² La société suit la méthode de la comptabilité de caisse. Au cours de 2004, des charges de retraite de 81 millions de dollars (néant en 2003) ont été affectées à la main-d'œuvre, dont 22 millions de dollars (néant en 2003) ont été imputés aux activités d'exploitation, 31 millions de dollars (néant en 2003) ont été capitalisés à titre d'élément du coût des immobilisations, et 28 millions de dollars (néant en 2003) ont été affectés à un actif réglementaire.

11 > AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

(suite)

	Régime de retraite		Avantages sociaux futurs autres que la retraite	
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003	2004	2003
Hypothèses importantes				
Coût net périodique des prestations :				
Taux de rendement prévu des actifs du régime	7,00 %	7,25 %	—	—
Taux d'actualisation moyen pondéré	6,00 %	6,50 %	6,18 %	6,67 %
Taux d'indexation des échelles salariales (compte non tenu de la rémunération au mérite)	3,25 %	3,50 %	3,25 %	3,50 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,25 %	2,50 %	2,25 %	2,50 %
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés (années)	12	12	11	12
Taux d'augmentation du coût des soins de santé ³	—	—	4,40 %	4,40 %
Obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre :				
Taux d'actualisation moyen pondéré	5,75 %	6,00 %	5,93 %	6,18 %
Taux d'indexation des échelles salariales (compte non tenu de la rémunération au mérite)	3,25 %	3,25 %	3,25 %	3,25 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,75 %	2,25 %	2,75 %	2,25 %
Taux d'augmentation du coût des soins de santé ⁴	—	—	4,40 %	4,40 %

³ Le taux passant progressivement de 9,00 % en 2004 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite (de 9,70 % en 2003 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite).

⁴ Le taux passant progressivement de 8,50 % en 2005 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite (de 9,00 % en 2004 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite).

12 > PASSIF ENVIRONNEMENTAL

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Passifs environnementaux au 1 ^{er} janvier	83	160
Intérêts cumulés	5	8
Dépenses	(15)	(21)
Ajustement découlant d'une réévaluation (note 8)	16	(64)
Passifs environnementaux au 31 décembre	89	83
Moins : tranche à court terme	(15)	(14)
	74	69

Les dépenses futures estimatives liées à l'environnement pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2004 et les dépenses totales par la suite sont comme suit: 15 millions de dollars en 2005; 16 millions de dollars en 2006; 15 millions de dollars en 2007; 15 millions de dollars en 2008; 13 millions de dollars en 2009 et 39 millions de dollars par la suite.

Il existe des incertitudes concernant les coûts environnementaux futurs estimatifs dues à certains événements externes possibles comme la modification des règlements et les progrès dans les technologies de décontamination. Hydro One examine régulièrement les facteurs influant sur ces estimations de coûts ainsi que l'état environnemental des divers biens. Le coût réel de l'enquête ou de la décontamination peut différer des estimations actuelles.

Actions ordinaires et actions privilégiées

Le 31 mars 2000, la société a émis à la province 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif à 5,5 %, d'une valeur de rachat de 25,00 \$ l'action et 99 990 actions ordinaires, portant le total des actions ordinaires en circulation à 100 000. La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées et d'actions ordinaires.

Les actions privilégiées donnent droit à un dividende cumulatif annuel de 18 millions de dollars, payable trimestriellement. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de la province au prix de 25,00 \$ l'action, qui représente la valeur déclarée, plus tout dividende accumulé et impayé, si la province vend au public un certain nombre de ses actions ordinaires qu'elle détient, de sorte qu'elle détiendra moins de 50 % des actions ordinaires de la société. Hydro One peut décider, sans condition, de régler le prix de rachat, en totalité ou en partie, en émettant des actions ordinaires additionnelles à la province. Si la province n'exerce pas son droit de rachat, la société pourrait rajuster le dividende sur les actions privilégiées afin que le rendement soit inférieur de 0,50 % au rendement du marché d'alors des actions privilégiées à dividende semblable. Les actions privilégiées ne comportent pas de droit de vote, sauf dans des cas précis, et ont priorité de rang sur les actions ordinaires au moment d'une liquidation.

Dividendes

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, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie et les attentes des actionnaires.

En 2004, nous avons déclaré des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2003) et des dividendes sur actions ordinaires de 247 millions de dollars (226 millions de dollars en 2003).

Résultat par action

Le résultat par action est calculé comme le bénéfice net de l'exercice, après dividendes sur les actions privilégiées cumulatifs, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant l'exercice.

La province, la SFIÉO, la SIERÉ et Ontario Power Generation Inc. («OPG») sont des apparentés de Hydro One. Les opérations entre ces parties et Hydro One ont été les suivantes :

Hydro One a reçu des produits pour les services de transport de la SIERÉ d'après les taux uniformes de transport approuvés par la Commission. Les produits tirés du transport pour 2004 comprennent 1 228 millions de dollars (1 255 millions de dollars en 2003) se rapportant à ces services.

Hydro One a reçu des produits tirés de l'alimentation en électricité de collectivités éloignées du Nord provenant de la SIERÉ. Les produits tirés de la distribution pour 2004 comprennent 21 millions de dollars (21 millions de dollars en 2003) se rapportant à ces services.

Hydro One reçoit des sommes pour la protection des tarifs ruraux provenant de la SIERÉ. Les produits tirés de la distribution pour 2004 comprennent 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2003) se rapportant à ce programme, dont 1 million de dollars (1 million de dollars en 2003) ont été versés à des sociétés de distribution locale relativement aux conventions d'annexion.

Hydro One a acheté en 2004 l'équivalent de 1 987 millions de dollars (1 872 millions de dollars en 2003) en électricité sur le marché au comptant administré par la SIERÉ.

13 >**CAPITAL SOCIAL****14 >****OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS**

14 >**OPÉRATIONS ENTRE
APPARENTÉS**

(suite)

Hydro One a des conventions de niveau de service avec les autres sociétés remplaçantes. Ces services comprennent des services extérieurs et généraux ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. Les produits liés à la prestation de services de construction et d'entretien du matériel aux autres sociétés remplaçantes se sont établis à 11 millions de dollars (13 millions de dollars en 2003), surtout pour l'entreprise de transport. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'achat de services auprès des autres sociétés remplaçantes ont été inférieures à 1 million de dollars en 2004 et en 2003.

La provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés a été payée ou le sera à la SFIÉO, et des dividendes ont été versés ou le seront à la province (voir la note 2).

Les montants à payer à des apparentés ou à recevoir de ceux-ci par suite des opérations susmentionnées sont comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
Débiteurs	120	112
Créditeurs et charges à payer	(247)	(195)

Les créditeurs et charges à payer représentent les sommes à payer à la SIERÉ relativement à des achats d'électricité de 200 millions de dollars (149 millions de dollars en 2003).

15 >**ÉTATS CONSOLIDÉS DES
FLUX DE TRÉSORERIE**

Aux fins des états consolidés des flux de trésorerie, le poste «espèces et quasi-espèces» fait référence au poste «dette bancaire» du bilan.

Les variations des soldes hors caisse liées à l'exploitation comprennent ce qui suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003
(Augmentation) diminution des débiteurs	(91)	30
(Augmentation) diminution des matières et des fournitures	(2)	10
Augmentation des créditeurs et charges à payer	10	44
Augmentation (diminution) des intérêts courus	6	(15)
Augmentation (diminution) des créditeurs à long terme et des charges à payer	(9)	5
Augmentation des avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite	57	57
Divers	(4)	7
	(33)	138

Autres renseignements :

Intérêts payés	285	333
Paiements en remplacement des impôts des sociétés	207	199

Poursuites

Hydro One est impliquée dans diverses poursuites, réclamations et instances réglementaires dans le cours normal des affaires. De l'avis de la direction, l'issue de ces affaires, sauf comme indiqué ci-dessous, n'aura pas d'incidence défavorable sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie consolidés de la société.

Par suite de l'acquisition par Hydro One de certains actifs, passifs, droits et obligations liés aux services de transport et de distribution et aux services énergétiques d'Ontario Hydro, Hydro One a remplacé Ontario Hydro comme partie dans un certain nombre de poursuites. Le 1^{er} septembre 1995, Torcom Communications Inc. (Torcom) a désigné Ontario Hydro comme l'un de plusieurs défendeurs dans une poursuite en dommages-intérêts de 150 millions de dollars, ciblant en outre l'exécution précise de certains contrats et un redressement par voie d'injonction interlocutoire. Torcom voulait acheter certains appareils de télécommunications appartenant à une société en faillite auprès du séquestre judiciaire. Les appareils avaient été installés sur une propriété d'Ontario Hydro en vertu d'un permis octroyé au propriétaire original. Torcom allègue qu'elle a conclu un accord avec Ontario Hydro pour l'installation permanente des appareils sur la propriété d'Ontario Hydro et qu'Ontario Hydro a rompu cet accord et a contrecarré ses efforts pour acheter les appareils auprès du séquestre. Le dossier n'a pas beaucoup avancé depuis 1995, année où Ontario Hydro a déposé une demande de précisions à l'égard des allégations à son endroit. Ontario Hydro n'a pas reçu de réponse à sa demande et n'a pas encore produit de défense. Hydro One estime qu'il y a des arguments de défense solides quant à la plainte contre Ontario Hydro et qu'il est peu probable que l'issue de ce litige ait un effet important sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou son avenir.

Le 29 mars 1999, la bande des Premières nations de Whitesand a intenté une poursuite devant la Cour de l'Ontario (Division générale), dont les défendeurs sont la province, le Procureur général du Canada, Ontario Hydro, la SFIÉO, OPG et la société. Le 24 mai 2001, la bande des Premières nations de Whitesand a déposé une autre poursuite pratiquement identique à la première contre les mêmes parties. Cette deuxième poursuite est motivée par le moyen de procédure utilisé par la province dans sa défense alléguant que l'avis de la première poursuite ne respectait pas la *Loi sur les instances introduites contre la Couronne* (Ontario). Ces poursuites réclament un jugement déclaratoire, une mesure injonctive et des dommages-intérêts d'un montant indéterminé. La bande de Whitesand allègue que, depuis au moins la première moitié du XX^e siècle, Ontario Hydro érige des barrages et des centrales ainsi que d'autres installations sur les terres traditionnelles de la bande ou touchant celles-ci, et que ces installations ont causé des dommages aux membres de la bande et aux terres, y compris d'importantes inondations et de l'érosion. La bande de Whitesand réclame également, en vertu des droits issus de traités, une part des profits provenant des activités de ces installations d'Ontario Hydro, un droit à une hausse des rentes établies par traité et des dédommagements pour les coûts engagés dans le cadre de négociations antérieures portant sur les griefs de la bande à l'égard d'Ontario Hydro. La bande de Whitesand a invoqué plusieurs causes d'action, dont la violation de propriété, la violation d'une obligation fiduciaire, la nuisance et la négligence. La société a déposé une demande de précisions et de renseignements complémentaires, comme les autres défendeurs. En conséquence, le Procureur général du Canada, par voie de motion appuyée par la société, a proposé le rejet de diverses réclamations et la présentation de meilleures réponses aux demandes de précisions. En septembre 2003, le tribunal a rejeté les réclamations avec autorisation de modifier. De plus, le dossier a été regroupé avec une réclamation semblable de la bande des Premières nations de Red Rock qui a été intentée le 7 septembre 2001, vu que toutes les questions de procédure dans les deux litiges étaient les mêmes. Ces deux causes sont maintenant fondues en un seul recours où les réclamations de Whitesand et de Red Rock sont présentées. Les réclamations relatives aux activités d'Ontario Hydro (c'est-à-dire, l'inondation) ont trait à des litiges pour lesquels OPG aurait une responsabilité compte tenu des décrets de transfert en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Dans la réclamation regroupée, Whitesand et Red Rock essaient

**16 >
ÉVENTUALITÉS**

16 > ÉVENTUALITÉS

(suite)

de rattacher Hydro One aux allégations d'inondation d'après le principe présumé que le réseau de transport fait partie intégrante du réseau entier d'électricité, ce qui inclut la méthode de production de l'électricité. Plusieurs défendeurs ont présenté une requête pour obtenir des précisions relativement aux allégations aux termes de l'action regroupée en septembre 2004, et elle a été satisfaite en partie. À ce jour, Hydro One n'a pas produit de défense. Hydro One croit qu'il est peu probable que l'issue de ce litige ait une incidence défavorable importante sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou son avenir.

Transfert d'actifs

Le 1^{er} avril 1999, dans le cadre de l'acquisition de ses activités, Hydro One a acquis et pris en charge les actifs et les passifs, les droits et les obligations des entreprises de transport et de distribution d'électricité ainsi que de services énergétiques d'Ontario Hydro, à l'exception de certains actifs de transport et de distribution et d'autres actifs situés sur des terres gardées pour des bandes ou des groupes d'Indiens en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Le transfert du titre de ces actifs ne s'est pas produit car, à l'origine, les autorisations accordées par le ministère canadien des Affaires indiennes et du Nord canadien, pour la construction et l'exploitation de ces actifs, ne pouvaient être cédées sans le consentement du ministre et des bandes ou groupes d'Indiens visés ou, dans plusieurs cas, parce que les autorisations étaient périmées ou n'avaient pas été correctement délivrées. Hydro One gère ces actifs, qui sont détenus pour l'instant par la SFIÉO.

Hydro One a amorcé des négociations avec les bandes et les groupes d'Indiens visés, afin d'obtenir les autorisations et les consentements nécessaires pour effectuer le transfert de ces actifs de transport, de distribution et autres. Hydro One ne peut prédire le montant total qu'elle pourrait devoir payer pour obtenir les autorisations et les consentements nécessaires. Hydro One s'attend à payer plus de 850 000 \$ par année, ce qui correspond au montant versé auparavant à ces bandes et groupes d'Indiens par Ontario Hydro et au montant total des coûts permis en vertu des ordonnances tarifaires transitoires. Si, après avoir pris toutes les mesures raisonnables, Hydro One ne peut autrement obtenir les autorisations et les consentements des bandes et groupes d'Indiens, la SFIÉO gardera ces actifs pour une période indéterminée. Par contre, Hydro One pourrait devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits à un coût qui serait élevé ou, dans un petit nombre de cas, abandonner une ligne et la remplacer par des groupes générateurs diesel. Dans de tels cas, Hydro One ferait une demande pour recouvrer ces coûts dans des ordonnances tarifaires futures.

17 > ENGAGEMENTS

Entente avec Inergi

Depuis le 1^{er} mars 2002, Cap Gemini Canada Inc. fournit des services à Hydro One par l'intermédiaire d'Inergi. Selon l'entente, Inergi procure à Hydro One notamment des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle et à la chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services financiers et certains services liés aux ressources humaines en vertu d'une entente de dix ans. Les frais initiaux sont d'environ 90 millions de dollars à 130 millions de dollars par année, sous réserve de l'étude comparative externe effectuée tous les trois ans pour assurer que Hydro One paie un coût fixe concurrentiel et constamment amélioré. Dans le cadre de cette entente, environ 900 salariés de la société, y compris environ 130 salariés non permanents, ont été mutés à Inergi le 1^{er} mars 2002.

Les engagements annuels en vertu de l'entente pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2004 et le montant total par la suite se présentent comme suit: 107 millions de dollars en 2005; 105 millions de dollars en 2006; 103 millions de dollars en 2007; 100 millions de dollars en 2008; 96 millions de dollars en 2009 et 199 millions de dollars par la suite.

En outre, l'entente d'impartition avec Inergi comprend une convention de partage des risques, selon laquelle Hydro One ou Inergi effectue un paiement lié à un déséquilibre futur entre la caisse de retraite et le passif au titre du régime de retraite à l'égard du personnel muté couvert par le régime de retraite d'Inergi. La convention de partage des risques sera établie d'après les données disponibles au 31 décembre 2004 reflétant les facteurs économiques et les taux de rendement de la caisse de retraite. Hydro One est tenue de verser à Inergi environ 24 millions de dollars répartis en versements égaux sur les trois prochaines années.

Soutien prudent

Les acheteurs d'électricité en Ontario, par l'entremise de la SIERÉ, sont tenus de fournir une garantie pour réduire le risque de manquement d'après leur activité prévue sur le marché. La SIERÉ pourrait effectuer des prélèvements sur ces garanties si Hydro One Networks ou Hydro One Brampton ne parvenait pas à effectuer un paiement exigé par un avis de paiement en souffrance émis par la SIERÉ. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires majorée du montant nominal de la garantie de la société mère. Au 31 décembre 2004, le soutien prudent fourni par la société consistait en des lettres de crédit bancaires de 33 millions de dollars (35 millions de dollars en 2003) et des garanties de la société mère de 275 millions de dollars (275 millions de dollars en 2003).

Conventions de retraite

Des lettres de crédit bancaires ont été émises comme garantie pour le passif de la société aux termes d'un fonds de fiducie, établi en vertu du régime supplémentaire de retraite à l'intention des employés de Hydro One et de ses filiales. Le fiduciaire est tenu d'effectuer des prélèvements sur les 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 dans le cadre du régime, de verser les prestations exigibles dans le cadre du régime et de payer les frais liés aux lettres de crédit. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires. Au 31 décembre 2004, Hydro One avait des lettres de crédit bancaires de 80 millions de dollars (69 millions de dollars en 2003) impayées relativement aux conventions de retraite.

Contrats de location-exploitation

Les paiements minimaux futurs exigibles en vertu de contrats de location-exploitation pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2004 et le montant total par la suite sont comme suit : 6 millions de dollars en 2005; 5 millions de dollars en 2006; 4 millions de dollars en 2007; 3 millions de dollars en 2008; 3 millions de dollars en 2009 et néant par la suite.

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont l'activité principale consiste à fournir des services de transport et de raccordement, et qui est responsable du transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique d'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux abonnés;
- un secteur «divers» qui comprend principalement l'entreprise de télécommunications.

18 > INFORMATIONS SECTORIELLES

(suite)

La désignation des secteurs d'activité est fondée sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Les conventions comptables suivies par les secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables (voir la note 2). Les informations sectorielles se présentent comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Transport	Distribution	Divers	Consolidé
2004				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 262	2 874	17	4 153
Achats d'électricité	—	1 987	—	1 987
Exploitation, entretien et administration	356	392	23	771
Amortissement	241	234	5	480
Bénéfice (perte) avant recouvrement réglementaire, charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	665	261	(11)	915
Recouvrement réglementaire				91
Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés				1 006
Charges de financement				331
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés				675
Dépenses en capital	432	288	7	727
2003				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 298	2 734	26	4 058
Achats d'électricité	—	1 872	—	1 872
Exploitation, entretien et administration	382	387	26	795
Amortissement	228	223	3	454
Bénéfice (perte) avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	688	252	(3)	937
Charges de financement				348
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés				589
Dépenses en capital	289	292	16	597
Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)		2004		2003
Total de l'actif				
Transport		6 785		6 589
Distribution		4 845		4 623
Divers		95		94
		11 725		11 306

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

Les états financiers consolidés comparatifs des exercices antérieurs ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation adoptée pour les états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

19 >**CHIFFRES****CORRESPONDANTS**

SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIÈRES ET DES STATISTIQUES D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003	2002	2001	2000
Données tirées de l'état des résultats					
Produits					
Transport	1 262	1 298	1 317	1 259	1 260
Distribution	2 874	2 734	2 682	2 158	1 703
Divers	17	26	32	49	32
	4 153	4 058	4 031	3 466	2 995
Coûts					
Achats d'électricité	1 987	1 872	1 858	1 267	859
Exploitation, entretien et administration ¹	771	795	832	824	863
Amortissement	480	454	411	384	348
	3 238	3 121	3 101	2 475	2 070
Recouvrement réglementaire ²	91	—	—	—	—
Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	1 006	937	930	991	925
Charges de financement	331	348	353	350	340
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	675	589	577	641	585
Provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	177	193	233	267	207
Bénéfice net	498	396	344	374	378
Résultat de base et dilué par action ordinaire³ (en dollars canadiens)	4 798	3 779	3 258	3 562	3 182
Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)					
Données tirées du bilan					
Actif					
Transport	6 785	6 589	6 638	6 693	6 477
Distribution	4 845	4 623	4 694	4 416	3 434
Divers	95	94	90	122	86
Total de l'actif	11 725	11 306	11 422	11 231	9 997
Passif					
Passif à court terme (y compris la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an)	1 262	1 192	1 894	1 625	1 049
Dette à long terme	4 613	4 539	3 938	4 079	3 972
Autres passifs à long terme	1 326	1 284	1 451	1 533	976
Capitaux propres					
Capital social ⁴	3 637	3 637	3 637	3 637	3 759
Bénéfices non répartis	887	654	502	357	241
Total du passif et des capitaux propres	11 725	11 306	11 422	11 231	9 997

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2004	2003	2002	2001	2000
Autres données financières					
Dépenses en capital					
Transport	432	289	260	274	280
Distribution ⁵	288	292	286	247	152
Divers	7	16	24	45	14
Total des dépenses en capital	727	597	570	566	446
Ratios					
Couverture de la dette à long terme par l'actif net ⁶	1,88	1,86	1,90	1,88	1,90
Ratio de couverture par le bénéfice ⁷	2,70	2,43	2,35	2,53	2,37
Statistiques d'exploitation					
Transport					
Unités transportées (TWh) ⁸	153,4	151,7	153,2	146,9	146,9
Demande de pointe sur 20 minutes du réseau ontarien (MW) ⁸	25 204	24 849	25 629	25 269	23 428
Demande de pointe sur 60 minutes du réseau ontarien (MW) ⁸	24 979	24 753	25 414	25 239	23 301
Total des lignes de transport (en kilomètres)	28 643	28 621	28 492	28 387	28 490
Distribution					
Unités distribuées aux abonnés de Hydro One (TWh) ⁸	28,5	27,9	27,1	21,3	17,6
Unités distribuées par les lignes de Hydro One (TWh) ^{8,9}	44,8	44,7	45,1	41,3	40,2
Total des lignes de distribution ¹⁰	123 781	123 297	122 830	122 399	113 880
Abonnés	1 258 925	1 238 748	1 219 614	1 193 089	957 474
Total de l'effectif permanent ¹¹	4 118	3 967	3 933	4 815	4 468

¹ Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2002 incluaient une charge de 25 millions de dollars pour un programme de réduction de l'effectif.

² À la suite des preuves verbales et écrites présentées par Hydro One, la Commission a rendu une décision, le 9 décembre 2004, évoquant la prudence et approuvant le recouvrement des montants précédemment retardés par la Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité, relativement aux soldes des comptes de report réglementaire visés par Hydro One dans sa demande du 31 mai 2004.

³ Le 31 mars 2000, Hydro One a émis à la province 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif à 5,5 % et 99 990 actions ordinaires.

⁴ En décembre 2001, Hydro One et la province ont réglé pour 122 millions de dollars, un ajustement après la clôture lié aux actifs nets réels acquis auprès d'Ontario Hydro, au moyen des capitaux propres.

⁵ Les dépenses en capital excluent 468 millions de dollars en 2001 et 23 millions de dollars en 2000 associés à l'acquisition de sociétés de distribution locale.

⁶ Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net est calculé comme le total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an).

⁷ Le ratio de couverture par le bénéfice a été calculé comme la somme du bénéfice net, des charges de financement et de la provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes sur actions privilégiées cumulatifs. Relativement à 2004, le ratio de couverture par le bénéfice, compte tenu du recouvrement réglementaire, est de 2,46.

⁸ Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

⁹ Les unités distribuées par les lignes de Hydro One représentent la totalité des exigences du réseau de distribution et incluent l'électricité distribuée aux abonnés qui achètent leur électricité directement de la SIERÉ. Avant le libre accès en 2002, ces abonnés achetaient leur électricité directement de la société préexistante à Ontario Power Generation.

¹⁰ Les distances des lignes de distribution sont calculées en kilomètres pour Hydro One Networks et en longueur totale de câbles en kilomètres pour Hydro One Brampton.

¹¹ Le 1^{er} mars 2002, environ 770 salariés permanents ont été montés à Inergi (voir la note 17).

ÉQUIPE DE LA HAUTE DIRECTION



De gauche à droite

Nairn McQueen
Vice-président,
Ingénierie et construction

Rick Kellestine
Vice-président,
Lignes et foresterie

Myles D'Arcey
Vice-président,
Centrales et
régions éloignées

Beth Summers
Chef des finances

John Fraser
Vice-président,
Vérification interne et
chef du risque

Tom Goldie
Premier vice-président,
Services de gestion



Tom Parkinson
Président et
chef de la direction

Michelle Morrissey O'Ryan
Vice-présidente,
Santé, sécurité et
environnement

Geoff Ogram
Vice-président,
Stratégie et
développement

Les McKay
Vice-président,
Haute direction

Steve Dorey
Vice-président,
Relations externes

Laura Formusa
Chef du contentieux et
secrétaire

Absent : **Dave Barrie**, premier vice-président, Gestion des actifs

CONSEIL D'ADMINISTRATION



Rita Burak

Présidente du conseil
d'administration,
Hydro One Inc.



W. Geoffrey Beattie

Président, The Woodbridge
Company Limited



Sami Bébawi

Vice-président directeur,
Bureau du président
Président, Socodéc Inc.,
Groupe SNC-Lavalin Inc.



Murray J. Elston

Président et chef de la
direction,
Association nucléaire
canadienne



Murray B. Frum, Ph. D.

Président du conseil et chef de
la direction,
Frum Development Group



Don MacKinnon

Président, Syndicat des
travailleurs et travailleuses du
secteur énergétique



Eileen A. Mercier

Administratrice de sociétés



Tom Parkinson

Président et chef de la
direction, Hydro One Inc.



Hon. Bob Rae

Associé, Goodmans LLP



Kenneth D. Taylor

Président du conseil,
Taylor and Ryan Inc.



Blake Wallace, c.r.

Vice-président et administrateur,
Murray & Company



Adam Zimmerman

Administrateur de sociétés

COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Comité de vérification et des finances

Le comité de vérification et des finances a la responsabilité de superviser les méthodes de comptabilité et de présentation de l'information financière de la société ainsi que la vérification de ses états financiers. De plus, le comité est chargé, en vertu des conditions de sa charte, de formuler des recommandations au conseil d'administration concernant les plans de financement, les stratégies de gestion du risque et les objectifs de la société. Le comité examine les états financiers consolidés intermédiaires et annuels et les rapports de gestion s'y rapportant, ainsi que les états financiers préparés dans le cadre de tout placement de titres d'emprunt selon les exigences des organismes de réglementation des valeurs mobilières. Le comité supervise également la mise en place et le maintien des procédures et des contrôles de vérification interne de la société, choisit les vérificateurs externes, supervise leur travail et guide le conseil dans ses pratiques et procédures de vérification pour s'assurer que la société observe les lois et règlements applicables ainsi que ses propres politiques. Le comité s'est réuni cinq fois en 2004.

MEMBRES : Eileen Mercier, *présidente*. W. Geoffrey Beattie, Murray Elston, Murray Frum, Ph.D., Adam Zimmerman

Comité de gouvernance

Le comité de gouvernance est responsable de la gouvernance du conseil d'administration de la société. Il recommande les questions devant être abordées aux réunions du conseil, examine tous les ans les mandats de chaque comité du conseil d'administration, surveille la qualité des relations de la direction avec le conseil d'administration et recommande des candidats appropriés à l'élection au conseil d'administration. Le comité s'est réuni quatre fois en 2004.

MEMBRES : Adam Zimmerman, *président*. Rita Burak, Eileen Mercier, Hon. Bob Rae, Blake Wallace

Comité des ressources humaines et des politiques publiques

Le comité des ressources humaines et des politiques publiques a la responsabilité d'examiner notre structure organisationnelle actuelle et future, 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 du président et chef de la direction. Enfin, il détermine et évalue les questions d'affaires publiques ayant des répercussions importantes sur notre société et fait des recommandations au conseil d'administration à ce sujet. Le comité s'est réuni neuf fois en 2004.

MEMBRES : Hon. Bob Rae, *président*. W. Geoffrey Beattie, Murray Frum, Ph.D., Blake Wallace

Comité de la réglementation et de l'environnement

Le comité de la réglementation et de l'environnement veille au respect de toutes les exigences réglementaires et des lois applicables en matière d'environnement. Il supervise les programmes, les politiques, les normes et les procédures en matière de conformité, examine les demandes de tarif soumises par la société, dresse des plans d'urgence et passe en revue les mesures et les rapports de conformité. Le comité s'est réuni cinq fois en 2004.

MEMBRES : Murray Elston, *président*. Sami Bébawi, Don MacKinnon, Kenneth Taylor, Blake Wallace

Comité de la santé et de la sécurité

Le comité de la santé et de la sécurité est responsable des politiques, des normes et des programmes en matière de santé et sécurité au travail, s'assure que la société se conforme aux lois, aux politiques et aux normes de santé et de sécurité au travail et examine les questions touchant la santé et la sécurité publiques. Le comité s'est réuni quatre fois en 2004.

MEMBRES : Don MacKinnon, *président*. Sami Bébawi, Kenneth Taylor, Adam Zimmerman

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

Service à la clientèle

Pannes d'électricité et situations d'urgence :
1 800 434-1235
Clients résidentiels, clients agricoles et petites entreprises :
1 888 664-9376
Clients commerciaux : 1 877 447-4412

Vérificateurs

Ernst & Young s.r.l.



Le présent rapport est imprimé sur du papier sans acide et sans chlore élémentaire avec de l'encre végétale écologique à faible teneur en solvants.

Conception et production: Fraiman Design Inc. www.fraimandesign.com



Hydro One Inc.

483 Bay Street
Toronto (Ontario) M5G 2P5
www.HydroOne.com