Rapport annuel

02

hydro One

# Qui nous sommes

**Hydro One Inc. est la plus importante société d'approvisionnement en électricité de l'Ontario et l'une des plus grandes d'Amérique du Nord. Pouvant compter sur près d'un siècle de compétences et d'excellence opérationnelles, Hydro One a lancé son exploitation en 1999 après l'entrée en vigueur des nouvelles dispositions législatives exigeant la séparation des fonctions de distribution et de production d'Ontario Hydro en deux entités distinctes.**

**Notre société comprend trois activités : le transport d'électricité, la distribution d'électricité et les télécommunications. Le transport et la distribution, qui comptent pour 99 % de nos activités, sont réglementés par la Commission de l'énergie de l'Ontario.**

### Hydro One Networks Inc.

Hydro One Networks, notre plus importante filiale, est responsable de la planification, de la construction, de l'exploitation et de l'entretien de notre réseau de transport et de distribution.

Le réseau de transport achemine l'électricité des centrales jusqu'aux sociétés de distribution locales et aux clients industriels importants par l'entremise d'un réseau à haute tension constitué de postes de transformation, de tours de transmission et de fils électriques.

Nous possédons et exploitons 97 % des installations de transport en Ontario avec près de 30 000 kilomètres de lignes de transmission à haute tension, ainsi que 26 interconnexions vers les provinces et États voisins qui assurent le transport de l'électricité à partir de l'Ontario et vers celui-ci.

Notre réseau de distribution achemine l'électricité à basse tension vers les résidences, fermes et entreprises grâce à un réseau de poteaux et de lignes électriques. Notre réseau est le plus vaste de la province, avec près de 123 000 kilomètres de lignes alimentant en électricité 1,2 million d'abonnés, pour la plupart en zones rurales.

### Hydro One Brampton Inc.

est notre filiale chargée de distribuer l'électricité dans l'une des agglomérations urbaines qui connaissent la plus forte croissance en Ontario.

### Hydro One Remote Communities Inc.

exploite et entretient les installations de production et de distribution utilisées pour fournir de l'électricité à 19 localités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau d'électricité de la province.

### Hydro One Telecom Inc.

a le mandat de commercialiser la capacité excédentaire de nos réseaux de télécommunications par fibre optique. Nos activités de télécommunications représentent environ 1 % de notre actif total.

## Réalisations en 2002

- Résultats financiers remarquables : 344 millions de dollars de bénéfice net et un ratio de couverture des bénéfices conforme aux résultats historiques.
- Atteinte, voire dépassement des objectifs en matière de santé, de sécurité et d'environnement.
- Établissement d'un conseil consultatif de la clientèle visant à examiner les questions touchant la clientèle et nous permettant de prendre des mesures pour améliorer le service.
- Suppression d'un niveau hiérarchique au sein de la haute direction afin de simplifier le processus décisionnel et d'améliorer la productivité.
- Mise à niveau et entretien du réseau de distribution d'électricité grâce à des dépenses en capital de 546 millions de dollars, assurant l'intégrité à long terme du réseau.
- Abandon ou vente des services non essentiels pour mettre clairement l'accent sur notre activité principale, soit l'approvisionnement en électricité.

## Principales forces

- compte parmi les plus importantes sociétés de distribution d'électricité d'Amérique du Nord
- possède des compétences dans la distribution de l'électricité, tant dans les régions peu peuplées que dans les régions urbaines
- est reconnue dans l'industrie pour son expérience dans l'élaboration et la mise en œuvre de pratiques de travail sécuritaires
- génère depuis longtemps des bénéfices stables et prévisibles
- a su innover avec succès et mettre au point de nouveaux outils et de nouvelles pratiques de travail, utilisés à présent dans toute l'industrie
- bénéficie d'un effectif très compétent et chevronné
- jouit d'une équipe de direction expérimentée et orientée vers le commerce

## Table des matières

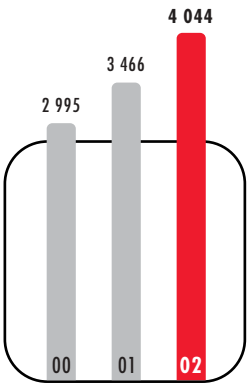

01 Points saillants financiers consolidés
02 Message aux intéressés
04 Faits saillants sur l'exploitation
12 Revue financière – Table des matières
13 Rapport de gestion
38 Rapport de la direction
39 Rapport des vérificateurs
40 États consolidés des résultats et des bénéfices non répartis
41 Bilans consolidés
42 États consolidés des flux de trésorerie
43 Notes afférentes aux états financiers consolidés
68 Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices
70 Conseil d'administration
71 Comités du conseil d'administration
72 Renseignements sur la société

## Points saillants financiers consolidés

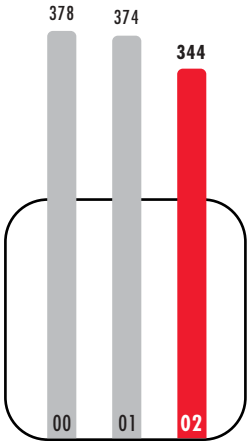
| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 | Variation ($) | Variation (%) |
|---|---|---|---|---|
| Produits | **4 044** | 3 466 | 578 | 17 |
| Achats d'électricité | **1 871** | 1 267 | 604 | 48 |
| Coûts d'exploitation | **1 243** | 1 208 | 35 | 3 |
| Bénéfice net | **344** | 374 | (30) | (8) |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | **691** | 726 | (35) | (5) |

## Statistiques

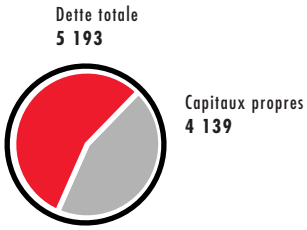
| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Transport – unités transportées *(TWh)* | **153,2** | 146,9 | 6,3 | 4 |
| Distribution – unités distribuées *(TWh)* | **27,1** | 21,3 | 5,8 | 27 |



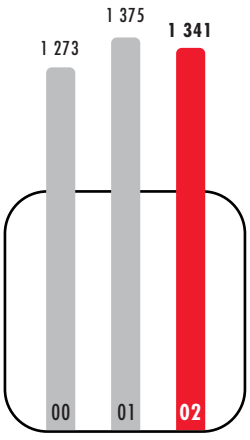

**Produits d'exploitation**
*Exercices terminés les 31 décembre*
(en millions de dollars canadiens)



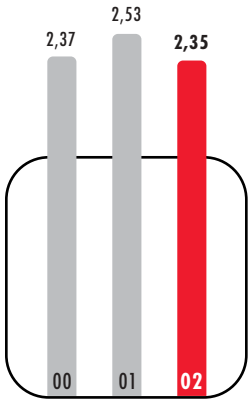

**Bénéfice net**
*Exercices terminés les 31 décembre*
(en millions de dollars canadiens)



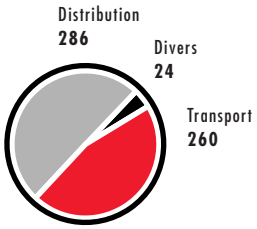

**Structure du capital de 2002**
*31 décembre*
(en millions de dollars canadiens)




**BAIIA**
*Exercices terminés les 31 décembre*
(en millions de dollars canadiens)




**Ratio de couverture des bénéfices**
*Exercices terminés les 31 décembre*




**Dépenses en capital de 2002**
*Exercice terminé le 31 décembre*
(en millions de dollars canadiens)

# Message aux intéressés

Nos réalisations de la dernière année ont transformé Hydro One en une société plus souple. Nous avons pris un nouvel essor et redéfini notre raison d'être.

## Nous recentrer sur nos activités principales

À titre de plus grande société de transport et de distribution d'électricité en Ontario, Hydro One a la responsabilité de livrer l'électricité de manière sûre et fiable. En tant que société d'État provinciale, il nous incombe également d'assurer un rendement du capital investi à notre actionnaire en ayant recours à des pratiques commerciales saines. Nous sommes heureux d'annoncer que nous avons été à la hauteur de ces deux responsabilités en 2002.

L'été 2002 a été l'un des plus chauds de l'histoire, entraînant une demande d'électricité sans précédent. Le professionnalisme et les compétences de nos employés ainsi que la robustesse de notre réseau de transport nous ont permis de répondre aux demandes de pointe jour après jour malgré la chaleur persistante et les orages. Et ces conditions difficiles n'ont aucunement empêché nos employés de travailler en toute sécurité, notre bilan à cet égard ayant dépassé celui de 2001.

Hydro One a également enregistré des résultats financiers solides. D'une part, nous avons réalisé un bénéfice net de 344 millions de dollars et versé 192 millions de dollars en dividendes à notre actionnaire. D'autre part, nous avons maintenu notre ratio de couverture des bénéfices à un multiple de plus de 2,3 conformément aux résultats historiques. Les améliorations apportées continuellement à notre fonctionnement nous mettent en bonne position pour continuer à atteindre ces objectifs déterminants dans l'avenir.

## Mettre l'accent sur l'essentiel

Notre mandat est clair, et nous avons rationalisé nos activités pour nous concentrer sur notre principale force : livrer de l'électricité à notre clientèle de l'Ontario. Nous avons continué à améliorer nos méthodes de gestion dans le but de prendre des décisions rentables répondant aux besoins de nos clients. Nous avons également accompli des progrès remarquables pour nous assurer que chacun de nos secteurs d'activités demeure rentable et conserve un avantage concurrentiel.

Nous avons supprimé tout un niveau hiérarchique au sein de la haute direction et nous avons regroupé deux importantes filiales, rationalisant davantage notre modèle de gestion des actifs. Ainsi, l'efficacité du processus décisionnel en a été accrue et les activités administratives ont été allégées.

Nous avons réduit les coûts là où il était possible et raisonnable de le faire, créé des forums de communication continue avec la clientèle, modifié certains outils, processus et systèmes pour aider nos employés à améliorer leur productivité et investi de manière responsable dans nos réseaux de transport et de distribution. Les mesures prises pour restructurer notre organisation et rationaliser notre gestion, en ciblant davantage nos activités au quotidien, nous permettront dans l'avenir d'accroître notre rendement.

## Portrait d'une solidité financière

La réussite financière de Hydro One ne s'est pas démentie au fil de l'exercice, suscitant des réactions positives de la part des milieux financiers. Nous avons démontré notre aptitude à réagir favorablement aux défis financiers, et nous sommes bien placés pour maintenir notre rendement.

Les résultats de cette année reflètent notre capacité à dégager un rendement du capital investi stable, tout en offrant à nos clients des tarifs de distribution réduits et malgré les coûts d'entretien supérieurs à la normale en raison des violents orages. Le 11 novembre 2002, le gouvernement de l'Ontario a annoncé le plafonnement des tarifs du transport et de la distribution au moins jusqu'en 2006. Ce plafonnement, conjugué aux investissements que requièrent les réseaux, met en évidence le besoin de maintenir notre gestion énergique des coûts.

Malgré la nécessité de gérer la pression financière, nous devons faire preuve de prudence pour veiller coûte que coûte à la sécurité de nos employés et de nos clients. Nos réalisations de 2002 témoignent avec éloquence de nos principes à cet égard.

## Faire passer la sécurité avant tout

Les défis auxquels font face nos équipes de première ligne pour le rétablissement et l'entretien des réseaux électriques, surtout lorsque les orages sont particulièrement nombreux, mettent en lumière les dangers inhérents à notre travail. Voilà pourquoi nos employés accordent la priorité à la sécurité dans chacune de leurs décisions, un engagement inscrit en toutes lettres dans notre nouvelle directive sur la santé et la sécurité des employés.

Cet accent sur la sécurité s'étend aux collectivités que nous servons. Nous avons investi des ressources importantes dans nos programmes continus de sécurité publique, conçus pour sensibiliser la population aux risques liés à l'électricité et pour favoriser la prévention des accidents.

## Améliorer le service à la clientèle

Maintenir le contact avec nos clients est un aspect essentiel de nos activités. Quand nous avons découvert que certains de nos abonnés n'étaient pas satisfaits du niveau de service que nous leur offrions, nous avons invité un groupe de représentants de la clientèle à former un conseil consultatif de la clientèle. Cette nouvelle tribune nous permettra de mieux comprendre les besoins de nos abonnés, de consulter ces derniers sur des projets de directives ou de modifications de service et de déceler les possibilités d'amélioration.

## Nos employés, notre force

Notre succès en 2002 repose surtout sur les efforts de nos employés qui comprennent l'importance de leur service auprès des résidents et des commerces de l'Ontario et endossent la responsabilité que cela sous-entend.

Cette année, les membres du personnel de première ligne ont continué d'élaborer et d'adopter de nouveaux outils et de nouvelles méthodes de travail qui augmentent leur efficacité et leur rentabilité, tout en assurant une sécurité personnelle et publique accrue. Nous sommes fiers de constater que d'autres entreprises de l'industrie de l'électricité adoptent certaines de ces innovations. Notre formation destinée aux apprentis-réparateurs de lignes électriques n'est qu'un exemple de notre aptitude à établir de nouvelles normes pour l'industrie.

Nous sommes également très fiers de l'esprit de générosité qui règne parmi nos employés qui ont contribué en temps et en argent à des causes méritoires. Cette année, les employés et les retraités de Hydro One ont amassé la somme impressionnante de 640 000 $ au profit de plus de 800 organismes de bienfaisance des quatre coins de l'Ontario.

L'année 2002 a été exceptionnelle à de nombreux égards, et nous remercions nos employés d'avoir été à la hauteur et d'avoir accompli leur travail dans des conditions exigeantes. Le professionnalisme et le dévouement de l'équipe de Hydro One nous ont aidés à atteindre nos objectifs financiers et opérationnels. Grâce à notre personnel, nous sommes mieux à même d'assumer nos responsabilités actuelles et de relever les défis de l'avenir.

*De gauche à droite* »

***Glen Wright***
*Président du conseil*

***Tom Parkinson***
*Président et*
*chef de la direction*

**Glen Wright**
Président du conseil

**Tom Parkinson**
Président et
chef de la direction

# Hydro One a su être à la hauteur en 2002

Nous sommes les gens, les fils électriques et les poteaux qui livrent l'électricité de façon sûre et fiable aux résidences et aux entreprises de l'Ontario.

*John MacDonald et Rudy Kerec, monteurs de lignes*

*Remplacement d'un poteau de bois à Allanburg*

Pour nous acquitter de nos responsabilités envers nos clients, notre actionnaire, le gouvernement de l'Ontario, et nos bailleurs de fonds, nous nous sommes efforcés, en 2002, d'améliorer la performance opérationnelle de nos réseaux de transport et de distribution. Nous avons conservé cette priorité malgré les profonds changements que traverse l'industrie et sans compromettre notre détermination à favoriser la sécurité publique et la sécurité au travail.

Nous avons mis l'accent sur cinq activités principales qui nous permettront de nous tailler une place enviable à titre de meilleure société de l'industrie et de livrer une valeur ajoutée à notre actionnaire :

- Rationalisation de l'exploitation
- Investissement dans nos actifs
- Amélioration du service à la clientèle
- Hausse de notre productivité
- Maintien du contact avec nos collectivités

Notre succès dans ces activités se répercute favorablement sur la santé financière de notre société.

## Rationalisation de l'exploitation

Le maintien de la sécurité et de la fiabilité dans la distribution d'électricité à nos abonnés nécessite une efficacité optimale de notre exploitation et des capitaux suffisants pour investir dans nos actifs et les maintenir.

C'est pourquoi nous avons rationalisé notre exploitation en 2002 de façon à nous concentrer sur la prestation de services d'excellence à nos abonnés grâce à un réseau de transport et de distribution plus solide et robuste.

En 2000, Hydro One avait mis en œuvre un modèle de gestion visant à tirer parti des synergies offertes par l'exploitation conjointe de nos secteurs du transport et de la distribution. Auparavant, nos réseaux de transport et de distribution étaient exploités comme des entités séparées dotées d'infrastructures distinctes, même si les deux secteurs étaient assujettis au même organisme de réglementation et faisaient face aux mêmes enjeux en ce qui a trait aux exigences liées au terrain et aux services.

Dans le cadre de ce nouveau modèle, un même groupe gère les investissements et la prestation de services pour les deux secteurs. Le modèle sépare le volet décision du volet réalisation, ou la gestion de l'actif de la prestation de services, étant donné que les deux fonctions requièrent un ensemble de compétences et un ciblage différents. Nous sommes désormais en mesure de gérer et de mettre en œuvre nos programmes d'entretien de manière plus efficace, d'où une meilleure répartition de la charge de travail et des dépenses tout au long de l'année.

En 2002, nous avons précisé davantage le modèle de gestion en regroupant les gestionnaires d'actifs et les prestataires de services d'une même filiale. Nous avons donc éliminé les activités administratives liées aux contrats formels et avons recours désormais à un processus simplifié pour la gestion des bons de commande.

Nous avons reconnu le besoin de rationaliser le processus décisionnel et d'éliminer la «bureaucratie» pour bien répondre aux exigences nouvelles et en évolution. Nous avons supprimé un niveau hiérarchique au sein de la haute direction, ce qui a réduit la taille de l'équipe de direction et lui a conféré davantage de souplesse pour réagir rapidement et fermement aux conditions nouvelles.

Nous avons également annoncé l'abolition de 140 postes, essentiellement à la direction du siège social et dans les services de soutien administratif. Notre équipe réduite du siège social la met en meilleure posture pour soutenir nos activités principales.

## Mettre l'accent sur nos activités principales

Nous avons constaté cette année que, pour continuer à exceller dans nos activités principales, nous devions concentrer nos compétences et notre énergie. Nous avons donc pris la décision d'abandonner les activités et les secteurs où notre compétitivité était insuffisante pour maximiser la valeur revenant à l'actionnaire et où les risques ne cadraient pas avec le profil de l'entreprise.

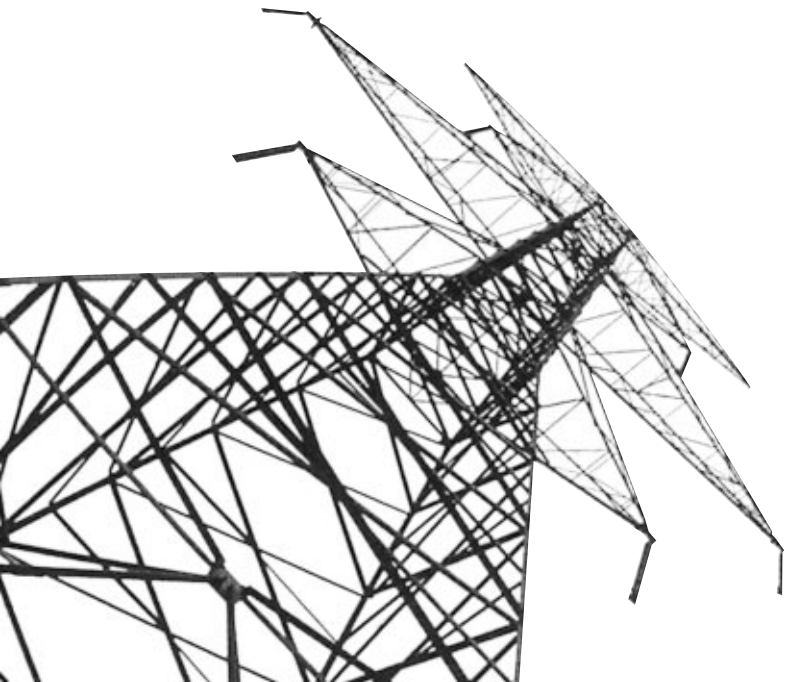
Nous avons conclu une entente avec Inergi LP, à qui nous avons imparti certains services administratifs comme l'informatique, le soutien au service à la clientèle et l'approvisionnement, ainsi que certaines fonctions liées à la comptabilité et à la paie. Cette entente, en vigueur depuis le 1er mars 2002, nous permettra d'offrir les services de qualité supérieure auxquels nos clients sont habitués, tout en réduisant nos coûts sur les dix prochaines années.

Nous avons également quitté le marché de la vente au détail de contrats d'électricité et de gaz naturel et de la location de chauffe-eau en vendant Ontario Hydro Energy Inc. à Union Energy Inc. le 30 avril 2002. Ce désinvestissement nous a également donné l'occasion d'éliminer nos risques découlant de la fluctuation des prix des marchandises et d'améliorer dans l'ensemble le profil de risque de la société.

## Investir dans nos actifs

En 2002, Hydro One a poursuivi ses programmes continus d'entretien et de construction, qui préservent l'intégrité à long terme des réseaux de transport et de distribution. Cette année, ces investissements ont totalisé 546 millions de dollars et touché un vaste éventail de projets.

Nous avons effectué l'entretien de plus de 250 postes de transformation et plus de 1 000 postes de distribution entre Ottawa, Windsor et Kenora. Quelque 3 200 disjoncteurs, 2 500 transformateurs et 1 100 appareils de commutation ont été mis à niveau ou réparés. Plus de 120 000 portiques de distribution ont été testés, et nous en avons remplacé 5 000 parvenus à la fin de leur vie utile.



Hydro One a investi 38 millions de dollars pour étendre et mettre à niveau la capacité de son réseau de distribution dans le cadre de 140 projets aux quatre coins de la province, du remplacement des lignes électriques dans le comté d'Essex à l'installation de nouveau matériel pour rehausser la puissance dans la région de Walkerton.

Nous avons également terminé la restauration d'un circuit de transmission dans la région de Sudbury-Nipissing, pour un montant de 13 millions de dollars. Construite en 1937, cette section de ligne principale de 40 kilomètres qui alimente en électricité une fonderie locale et trois collectivités du Nord est reliée à une installation de production locale et dessert un corridor qui nous permet de fournir de l'électricité à d'autres régions du Nord de l'Ontario.

## Améliorer la satisfaction de la clientèle

Les sondages de satisfaction de la clientèle de cette année ont indiqué que nous n'étions pas à la hauteur des attentes de certains groupes de clients. Pour nous aider à cerner les problèmes et pour assurer une communication et une rétroaction continues, nous avons créé un conseil consultatif de la clientèle, composé de représentants de tous les milieux, dont des utilisateurs finaux, des entreprises de transport et de distribution, des sociétés de distribution municipales et des associations représentant divers segments de clientèle.

Le conseil s'est réuni pour la première fois à la fin de 2002, et les premières séances ont permis de dégager des éléments précieux. Nous avons déjà commencé à mettre en œuvre certaines suggestions du conseil, et les commentaires de nos clients ont été positifs. Grâce à cette approche, nous sommes assurés de toujours connaître l'opinion de notre clientèle et de répondre à ses attentes. Le conseil fera également office de forum pour discuter des modifications envisagées pour les directives ou procédés et pour tirer profit des possibilités dès la planification initiale.

Nos clients du marché de masse nous ont attribué une excellente note pour nos efforts de sensibilisation des clients à la nouvelle présentation de leur facture et à d'autres changements de l'industrie. Nos sondages sur la satisfaction de la clientèle ont démontré que les clients se considéraient comme bien informés sur les changements de l'industrie, et notre centre des communications avec la clientèle a reçu moins d'appels que prévu.

*Créer de la valeur en tirant davantage profit de notre réseau de fibre optique*

*Remplacement prévu des consoles d'une tour de transmission à Mississauga*

## Nos compétences de base à l'œuvre

Depuis toujours, Hydro One est reconnue par l'industrie pour ses compétences techniques dans ses activités principales. Cette réputation, conjuguée au fait qu'elle a réussi à accroître sa rentabilité lui a valu récemment des contrats avec des clients externes. Cette année, par exemple, la société a décroché un contrat de 19 millions de dollars pour la conception et la construction de deux postes de transformation pour Hamilton Hydro, à terminer d'ici l'été 2003.

Notre réussite dans ce processus d'appel d'offres illustre clairement notre aptitude à travailler avec nos clients pour livrer un produit à la hauteur de leurs besoins à un prix concurrentiel. La conception unique des postes a été élaborée en fonction des besoins précis du client, ce qui prouve aux clients éventuels que nous savons faire preuve d'innovation et de souplesse pour proposer des solutions.

Par l'entremise de notre filiale Hydro One Brampton, nous avons continué d'acquérir des compétences précieuses en matière de réseaux urbains, notamment dans la collaboration avec les promoteurs de projets résidentiels et l'installation des réseaux de distribution souterrains de grande capacité.

Notamment, nous avons terminé cette année la construction d'un poste de transformation hautement perfectionné de 14 millions de dollars à Brampton. Le poste répond aux périodes de pointe de l'un des bassins de population dont la croissance est la plus forte de la province. La station étant située dans un quartier résidentiel, elle a été conçue et construite pour s'harmoniser au voisinage. Les caractéristiques uniques du projet ont nécessité que la plupart du matériel soit logé à l'intérieur d'un édifice, ce qui, en retour, a exigé ce qui se fait de mieux dans les technologies de commutation et la construction de transformateurs.

Notre filiale Hydro One Telecom illustre bien la manière dont nous tirons avantage de nos actifs existants pour ajouter de la valeur à Hydro One. Nous possédons l'un des plus grands réseaux de fibre optique de l'Ontario, dont nous nous servons pour surveiller notre réseau de transport d'électricité. Hydro One Telecom commercialise la capacité excédentaire de ce réseau auprès des sociétés de télécommunications et d'autres utilisateurs importants, comme les hôpitaux, les municipalités et les grandes entreprises.

Hydro One Telecom, en collaboration avec Enersource Telecom, a conclu une entente avec le Dufferin-Peel Catholic District School Board et le Peel District School Board pour établir une infrastructure de fibre optique de plusieurs millions de dollars. La création de ce réseau haute vitesse donnera aux conseils scolaires la possibilité d'offrir à leur personnel et leurs élèves un accès accru et économique aux programmes d'études avancés, à la recherche et aux sources de perfectionnement professionnel.

*Keith McDonell, employé de Hydro One Networks, avec sa femme Sara Farrell et ses filles Julia et Sophie*

## Notre point fort : améliorer la productivité

Afin de veiller en tout temps à la fiabilité de nos services sans modifier les tarifs, nous avons continué à réduire les coûts et à améliorer la productivité de notre exploitation grâce à la réingénierie et à l'innovation.

### Sécurité accrue du milieu de travail

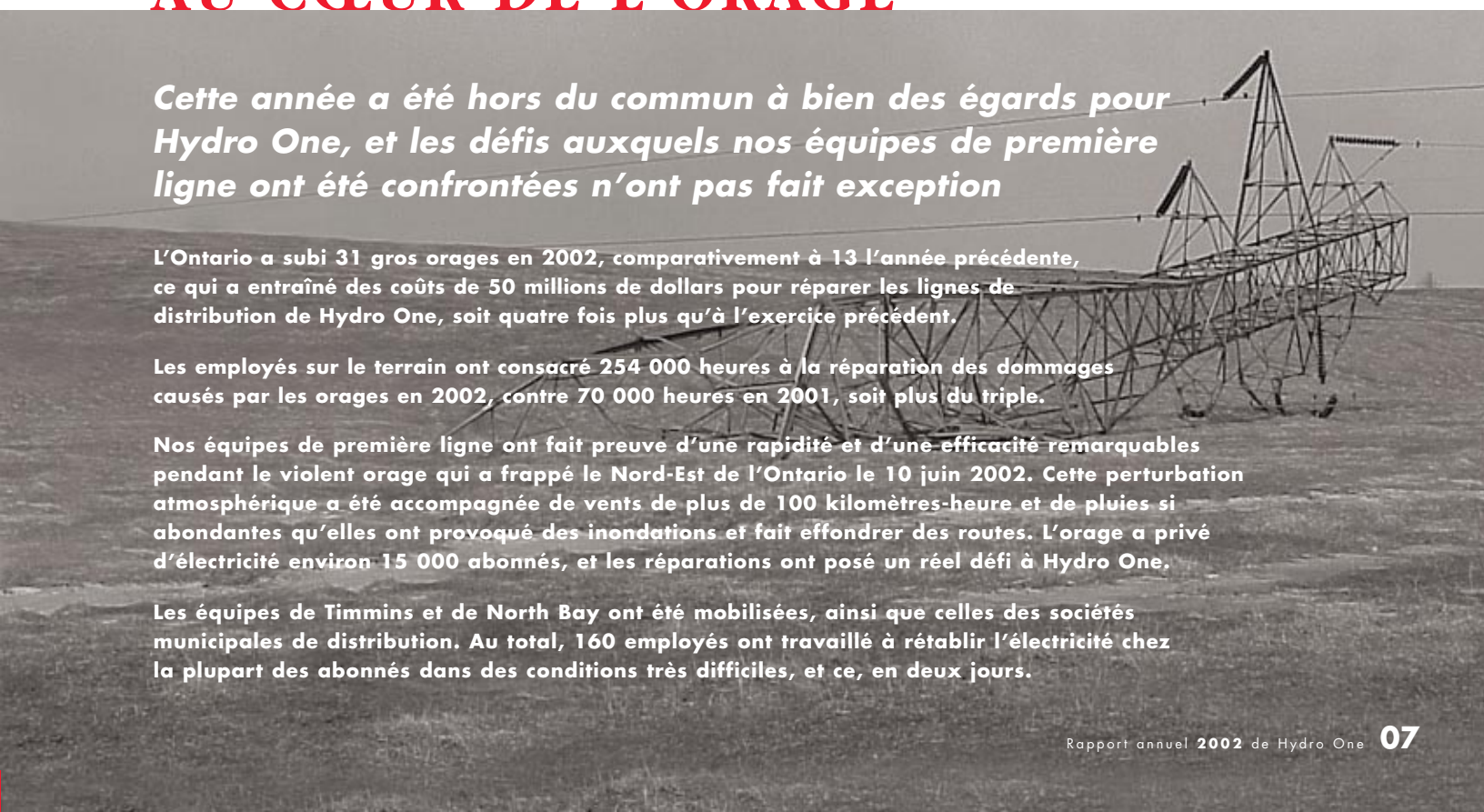
En tant qu'employeur dans une industrie comportant de nombreux dangers inhérents, nous accordons la plus haute importance à la sécurité de nos employés et à celle du public dans l'exécution de nos activités. Bien que nos résultats aient été supérieurs à nos objectifs en 2002, nous poursuivons nos efforts, en particulier en ce qui a trait à la prévention, en vue d'éliminer définitivement les accidents de travail. Nous sommes conscients de l'envergure de notre engagement et ne ménageons aucun effort pour le respecter de manière durable.

Afin d'atteindre cet objectif, Hydro One a créé le système de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement, inspiré des normes internationales sur les systèmes de gestion de la santé et de la sécurité au travail et les systèmes de gestion environnementale. La mise en œuvre du nouveau programme devrait être achevée au cours de 2003.

Plusieurs programmes et pratiques ont été instaurés pour améliorer nos résultats en matière de sécurité. Par exemple, notre programme rigoureux de vérification de la conformité nous oblige à revoir continuellement les pratiques de travail en vigueur et à prendre des mesures correctives lorsqu'il y a place à l'amélioration. L'accent mis sur l'inspection des lieux de travail et sur la planification efficace des tâches contribue également à la sécurité en ce qu'elles permettent de recenser les risques et de s'assurer que des mesures adéquates sont prises avant d'entreprendre le travail.

Autre facteur déterminant pour l'amélioration de la sécurité : la restructuration des comités conjoints syndicat-direction sur la santé et la sécurité, dont l'incidence s'est fait pleinement sentir pour la première fois cette année. Ces comités traitent maintenant les questions de santé et sécurité touchant un métier en particulier dans une région donnée et offrent une tribune pour discuter plus en détail des moyens d'améliorer la santé et la sécurité dans les divers métiers, ce qui les rend plus efficaces.

# AU CŒUR DE L'ORAGE



***Cette année a été hors du commun à bien des égards pour Hydro One, et les défis auxquels nos équipes de première ligne ont été confrontées n'ont pas fait exception***

**L'Ontario a subi 31 gros orages en 2002, comparativement à 13 l'année précédente, ce qui a entraîné des coûts de 50 millions de dollars pour réparer les lignes de distribution de Hydro One, soit quatre fois plus qu'à l'exercice précédent.**

**Les employés sur le terrain ont consacré 254 000 heures à la réparation des dommages causés par les orages en 2002, contre 70 000 heures en 2001, soit plus du triple.**

**Nos équipes de première ligne ont fait preuve d'une rapidité et d'une efficacité remarquables pendant le violent orage qui a frappé le Nord-Est de l'Ontario le 10 juin 2002. Cette perturbation atmosphérique a été accompagnée de vents de plus de 100 kilomètres-heure et de pluies si abondantes qu'elles ont provoqué des inondations et fait effondrer des routes. L'orage a privé d'électricité environ 15 000 abonnés, et les réparations ont posé un réel défi à Hydro One.**

**Les équipes de Timmins et de North Bay ont été mobilisées, ainsi que celles des sociétés municipales de distribution. Au total, 160 employés ont travaillé à rétablir l'électricité chez la plupart des abonnés dans des conditions très difficiles, et ce, en deux jours.**

## La technologie gagne du terrain

Pour accroître davantage l'efficacité de nos employés dans l'exécution de leur travail sur le terrain, nous avons mis en œuvre l'an dernier une nouvelle technologie visant à faciliter le signalement de l'état de l'équipement. La précision et la rapidité des renseignements fournis à cet égard sont essentiels pour que Hydro One prenne des décisions adéquates en matière de planification des investissements et assure ainsi la fiabilité de la livraison de l'électricité dans la province.

Et plus les renseignements recueillis sur le terrain sont complets et opportuns, plus les décisions prises sont économiques, les investissements ne portant que sur l'équipement qui en a besoin, au bon moment.

Pour augmenter la précision des renseignements nécessaires et faciliter leur collecte, nos employés ont commencé à utiliser sur le terrain des appareils mobiles de technologie de l'information. Cette technologie permet d'accroître la productivité en leur permettant de saisir les données sur place et de les télécharger dans un système informatique qui les transmet presque instantanément aux responsables de la gestion du matériel.

Cette nouvelle technologie a notamment permis à nos employés de tester l'état des poteaux électriques avec une efficacité accrue. Comme l'Ontario compte plus de 1,6 million de poteaux électriques, les avantages financiers que représente l'évaluation précise et continue de leur état sont indéniables.

Chaque année, nos employés testent un pourcentage de poteaux pour vérifier s'il faut les remplacer. Cette année, grâce à l'assistant numérique, ils ont pu tester plus de 120 000 poteaux. Le projet pilote a été un tel succès que nous envisageons adopter la même technologie pour recueillir des données sur d'autres actifs.

*Allison Gibson, agent releveur de compteurs*

## L'innovation accroît la productivité et la sécurité

En 2002, les employés de Hydro One ont élaboré et mis en œuvre de nouvelles méthodes pour accomplir les tâches de première ligne, entraînant une utilisation plus efficace des ressources et permettant de réaliser des économies.

Un projet visant à optimiser les itinéraires empruntés chaque jour par nos 123 agents releveurs de compteurs a été lancé cette année. Il consiste à établir des itinéraires plus logiques et à éliminer les répartitions non efficaces du travail. Les économies réalisées grâce à la réorganisation des itinéraires, prévue pour l'été 2003, sont évaluées à 2 millions de dollars.

Afin d'accroître la productivité, les employés doivent avoir accès à la formation la plus récente dans leur domaine, et c'est pourquoi nous avons continué à investir en 2002 dans le perfectionnement et le maintien des compétences des ouvriers professionnels et des techniciens. Plus de 3 000 cours ont ainsi été dispensés à 25 000 participants.

Fournir des programmes d'apprentissage à une organisation composée d'une main-d'œuvre aussi diversifiée et répartie sur un si vaste territoire exige des méthodes innovatrices. Nos programmes de formation sont conçus pour être présentés selon différentes méthodes, notamment l'auto-apprentissage, les cours magistraux avec un instructeur et la formation par Internet.

Preuve de notre succès en la matière, nous avons obtenu un contrat pour la prestation de formation à d'autres sociétés membres de l'Electricity Distributors Association. Les employés des sociétés municipales de distribution d'électricité de toute la province auront dorénavant accès à la même qualité supérieure de formation axée sur la sécurité que ceux de Hydro One.

En outre, nos équipes de terrain ont continué cette année à élaborer de nouveaux outils innovateurs qui les aideront à s'acquitter de leurs tâches de manière plus efficace et plus sécuritaire.

Notre groupe d'entretien de postes a conçu un prototype de tige de mise à la terre en cuivre qui permet d'effectuer des travaux sur un poste dépourvu de mise à la terre permanente. La nouvelle tige de cuivre, dont la fabrication débutera en 2003, est un outil de mise à la terre temporaire plus sécuritaire et plus efficace pouvant être relié directement à un véhicule ou à une structure d'acier avec un simple boulon facile à fixer.

Par le passé, les équipes de travail ont utilisé un outil de mise à la terre du commerce nécessitant plus de boulons et dont l'intensité de courant était limitée. En revanche, le nouvel outil peut transmettre un courant beaucoup plus intense, soit 70 000 ampères à 25 cycles, l'équivalent d'un éclair.

## Agir de manière responsable pour rejoindre les collectivités

Hydro One sait qu'il faut bien plus que des électrons et des fils pour exceller. Il faut également contribuer à la qualité de vie des collectivités que nous servons et à celles où vivent nos employés et nos clients.

### La sécurité sur toutes les lèvres

À titre de plus grand réseau de transport et de distribution en Ontario, Hydro One a un rôle prépondérant à jouer pour la promotion de la sécurité en électricité à la maison, à l'école et en milieu de travail par le biais de l'éducation et de la sensibilisation du public. Cette année, nous avons investi des sommes considérables dans des commandites, des dons et des programmes de sensibilisation.

La sécurité en électricité touche tout le monde; c'est pourquoi les initiatives de sécurité publique de Hydro One ciblent une vaste audience, allant des principaux intervenants de l'industrie aux écoliers, en passant par les commerçants. Nos programmes sont conçus d'abord et avant tout pour réduire le nombre de blessures causées par l'électricité en Ontario.

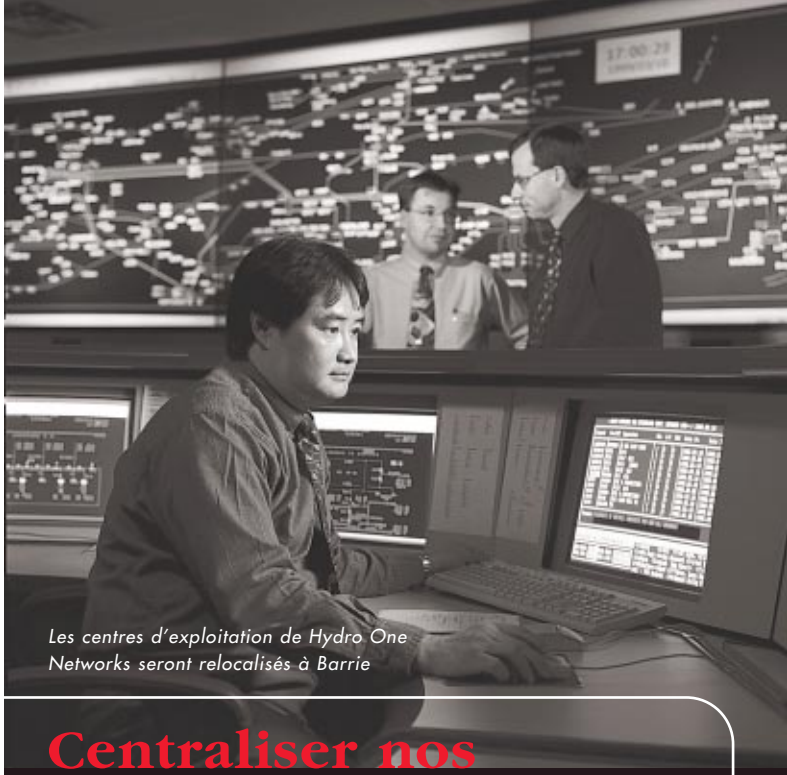
Cette année, par exemple, l'une de nos campagnes de sécurité s'est adressée aux travailleurs de la construction, très exposés aux dangers des lignes électriques en raison de l'utilisation quotidienne de machinerie lourde. Les annonces parues dans les publications spécialisées illustraient des scènes courantes et transmettaient un message fort sur les pratiques de travail sécuritaires à adopter pour réduire les risques de blessures.

En 2002, notre engagement envers la sécurité publique s'est également manifesté dans le cadre de plusieurs initiatives éducatives et publicitaires. Entre autres, nous avons présenté aux élèves de plus de 325 écoles primaires des quatre coins de l'Ontario notre propre programme de formation sur les principes de sécurité, en collaboration avec le programme de sécurité publique Bearhug Band de la Police provinciale de l'Ontario.

### Participer à la collectivité

Notre participation à la vie et au bien-être de nos collectivités ne se limite pas aux initiatives de sécurité publique. Elle se manifeste également par notre rôle actif dans les programmes de bénévolat et nos dons aux organismes de bienfaisance locaux.

Cette année, nous avons versé un don de 203 000 $ pour soutenir les activités du réseau Northern Ontario Remote Telecommunications Health (NORTH) de l'hôpital Sunnybrook. Le réseau NORTH relie les médecins de nombreux hôpitaux ontariens aux spécialistes de l'hôpital Sunnybrook de Toronto grâce à des téléconférences médicales, leur permettant de poser un diagnostic et de traiter les patients dans leur propre collectivité.



*Les centres d'exploitation de Hydro One Networks seront relocalisés à Barrie*

## Centraliser nos activités d'exploitation

**Hydro One a eu recours aux nouvelles percées technologiques pour rationaliser son exploitation et offrir une qualité de service égale, voire supérieure, partout dans la province.**

**Nous avons entrepris un projet d'envergure par la construction d'un centre d'exploitation à la fine pointe du progrès, situé à Barrie. Des employés sont déjà entrés en fonction dans le nouveau centre, dont le plein fonctionnement est prévu pour mai 2004. À partir de ce point central, 210 personnes veilleront sur tout le réseau de transport et de distribution de Hydro One, comparativement aux 320 employés que nécessitait l'ancien modèle décentralisé.**

**La technologie avancée du centre de Barrie nous permettra de mieux gérer nos réseaux. De plus, le regroupement en un même lieu de tous les employés dont les tâches sont similaires améliorera les possibilités de formation continue et de partage de l'information. En regroupant un certain nombre de centres d'exploitation régionaux en un même centre, nous serons en mesure de réduire les coûts, d'accroître le rendement de l'exploitation et de rehausser la satisfaction de la clientèle.**

Nos dons ont servi directement à l'élaboration et à la mise en œuvre d'un nouveau programme destiné aux victimes de brûlures par l'électricité. Ce type de brûlure étant mal connu, il est important que les victimes reçoivent un traitement approprié durant les premières heures, les plus critiques, et par la suite. Nos dons permettent d'assurer que les victimes reçoivent un traitement médical adéquat quel que soit le lieu de l'accident.

La campagne annuelle du Fonds de bienfaisance des employés et retraités leur permet de rendre service à leur propre collectivité. Cette année, la campagne a permis d'amasser plus de 640 000 $, remis à plus de 800 organismes de la province choisis par les employés.

Nos relations avec les collectivités autochtones ontariennes constituent un élément essentiel de notre approche globale envers les collectivités. Cette année, nous avons conclu une entente à long terme avec la nation Mohawk de Wahta, mettant fin à un long conflit au sujet de l'utilisation des terres. L'entente garantit l'accès à un secteur stratégique de nos lignes de transport.

En outre, nous avons publié un manuel de formation et organisé des ateliers à l'intention des employés portant sur les relations avec les autochtones. Cette initiative a été conçue pour aider nos employés à collaborer efficacement avec les collectivités autochtones dans le cadre de leur travail.

*Bill Reesor fait partie des 90 000 clients du secteur agricole servis par Hydro One Networks.*

*Hydro One est fière d'appuyer le sport amateur dans les collectivités. Sur la photo, Ryan Fagen de l'équipe Lightning de Markham.*

*Élagage des branches autour des lignes électriques pour assurer la fiabilité du réseau. Sur la photo, Kim Meeker, agent d'entretien régional, services forestiers.*

## Dépasser nos objectifs environnementaux

En tant que plus grande société d'électricité d'Ontario, nos actifs s'étendent dans toutes les régions de la province. C'est pourquoi nous prenons notre rôle de gardiens et protecteurs de l'environnement très au sérieux. Cette année, nous avons accompli des progrès remarquables dans la mise en œuvre de nouveaux outils et programmes pour nous aider à continuer d'être à la hauteur de notre engagement.

En 2002, Hydro One Remote Communities, notre filiale responsable du matériel de production et de distribution d'électricité dans 19 localités éloignées du Nord de l'Ontario, a obtenu la certification ISO 14001 pour son système de gestion environnementale. Cette certification a exigé un effort et un dévouement remarquables et illustre l'engagement de Hydro One Remote Communities à l'égard de l'amélioration de sa gestion environnementale et des pratiques environnementales saines.

Dans l'ensemble, Hydro One a obtenu un meilleur indice de rendement environnemental que prévu. L'indice regroupe cinq indicateurs environnementaux. En définitive, cela signifie que nous avons mieux effectué notre travail tout en mettant l'accent sur la protection de l'environnement. Ce résultat encourageant s'explique surtout par le fait que les préoccupations environnementales font partie intégrante du processus décisionnel de Hydro One.

Le programme d'évaluation et de remise en état des terrains de Hydro One est conçu pour empêcher que tout site contaminé dont nous avons la responsabilité constitue un risque pour la santé et l'environnement ou pour l'entreprise. Depuis 1998, nous avons mis en œuvre un programme étendu d'évaluation des sites et, le cas échéant, de mesures correctives.

En 2002, nous avons effectué l'évaluation environnementale détaillée de 93 sites et pris des mesures correctives ou mis en œuvre un plan de gestion de site pour 37 d'entre eux.

Nous sommes fiers d'annoncer que, selon le ministère de l'Environnement, Hydro One satisfait à toutes les exigences stipulées dans l'ordonnance d'instructions du ministère de l'Environnement publiée en 1997 à l'intention de l'ancienne société Ontario Hydro. En vertu de l'ordonnance, nous devions effectuer l'évaluation environnementale des sites entourant certaines centrales éloignées et certaines cours de triage de centrales.

Hydro One est déterminée à devenir une société exempte de BPC. En 2002, nous avons recensé et remplacé plus de 400 transformateurs de distribution contaminés au BPC. Environ 163 tonnes de matériau à faible teneur en BPC, dont de l'huile minérale contenant du BPC et des produits de nettoyage de déversement, ont été mis hors service, et 276 tonnes ont été détruites. Nous nous efforçons de respecter à la lettre la réglementation provinciale en matière de sites d'entreposage de BPC.

## Prêts pour l'avenir

Nous avons parcouru beaucoup de chemin en peu de temps. Quatre ans se sont écoulés depuis la création de Hydro One, et nous avons élaboré et réalisé une stratégie qui nous met en bonne posture pour créer de la valeur pour notre actionnaire répondant aux besoins actuels et futurs en électricité de l'Ontario.

Nous avons examiné nos activités d'un oeil critique et posé des gestes déterminants pour nous assurer de mettre l'accent sur la livraison de l'électricité en Ontario. Nous continuerons d'exceller en raison de notre engagement envers la protection du public et de nos employés contre les risques inhérents à nos activités, notre dévouement à l'égard de l'excellence opérationnelle et du service à la clientèle, et notre volonté à bâtir des relations solides avec les collectivités où nous travaillons et où nous vivons.

# *Un geste de classe*

*Chuong Tieu, étudiant occupant un emploi d'été en 2002*

**Pour Chuong Tieu, l'accès au programme d'emploi d'été pour étudiants de Hydro One signifiait beaucoup plus qu'un simple emploi à temps partiel. Il s'agissait pour lui d'un moyen rêvé pour aider sa famille à se sortir d'une situation difficile et pour jeter les bases de sa carrière future.**

**Le père de Tieu était décédé depuis peu, et le jeune homme de 19 ans se rendait compte qu'il devait faire quelque chose pour soutenir sa famille et payer ses propres études.**

**Tieu, étudiant de Jarvis Collegiate, au cœur de Toronto, a été choisi comme trois autres étudiants dans le cadre d'un projet pilote de Hydro One. Le programme consiste à offrir un emploi d'été aux étudiants des écoles secondaires de l'Ontario qui n'auraient pas autrement l'occasion de se trouver du travail. Hydro One prévoit étendre le programme à toutes ses localités et y faire appel pour l'embauche de 20 % des étudiants à l'été 2003.**

**Tieu est aujourd'hui en première année du baccalauréat de génie mécanique de l'Université Ryerson University et il affirme que son emploi à Hydro One l'a aidé à réaliser son rêve d'études universitaires.**

**« Ça a été une occasion unique pour moi, a déclaré Tieu. Tout le monde a été gentil et m'a aidé.»**

# Revue financière


| | |
|---|---|
| Rapport de gestion | 13 |
| Rapport de la direction | 38 |
| Rapport des vérificateurs | 39 |
| États consolidés des résultats et des bénéfices non répartis | 40 |
| Bilans consolidés | 41 |
| États consolidés des flux de trésorerie | 42 |
| Notes afférentes aux états financiers consolidés | 43 |
| Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices | 68 |

# Rapport de gestion

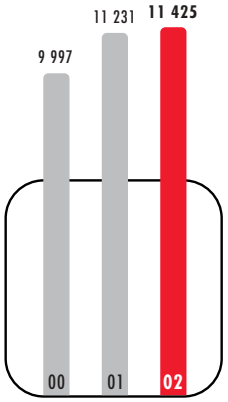
Le présent rapport de gestion comporte des énoncés de nature prospective qui sont soumis à des risques, des incertitudes et des hypothèses. L'information représente notre opinion actuelle fondée sur les renseignements en date du présent rapport. La société n'a pas l'intention ni l'obligation de mettre à jour cette information.

Les états financiers sont préparés en dollars canadiens et conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (PCGR du Canada), lesquels diffèrent à certains égards des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis). Se reporter à la note 22 afférente aux états financiers consolidés des trois exercices terminés le 31 décembre 2002. Le présent rapport de gestion est fondé sur nos états financiers consolidés qui sont préparés conformément aux PCGR du Canada, à moins d'indication contraire.

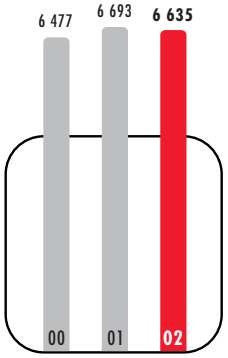
## SURVOL

La province de l'Ontario (la province) est propriétaire de toutes les actions en circulation de la société depuis la date de constitution. Au cours de 2002, la province a étudié et analysé des options de propriété pour notre société. Le 28 mars 2002, nous avons déposé un prospectus provisoire au Canada et une déclaration d'enregistrement sur formulaire F-1 aux États-Unis à l'égard de la vente, par la province, de nos actions ordinaires en circulation. Ces documents ont été officiellement retirés le 17 juin 2002. La province a ensuite lancé un processus pour trouver un ou des partenaires stratégiques en vue de céder une part d'actionnaires sans contrôle dans notre société. Le 20 janvier 2003, la province a annoncé qu'elle continuerait de conserver toutes les actions en circulation de notre société.

D'après les actifs au 31 décembre 2002, notre réseau de transport est l'un des plus vastes en Amérique du Nord et notre réseau de distribution est le plus grand en Ontario. En 2002, nos entreprises de transport et de distribution ont généré respectivement environ 33 % et 66 % de nos produits totaux et respectivement environ 78 % et 27 % de notre bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés. L'apport aux produits de notre entreprise de distribution est beaucoup plus élevé que celui de notre entreprise de transport parce que les produits tirés de la distribution incluent le recouvrement pour l'électricité utilisée par nos abonnés.



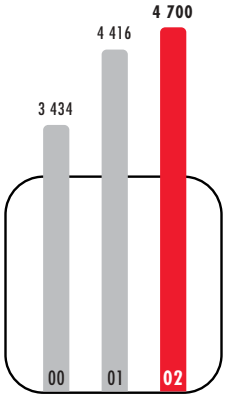

**Total de l'actif**
*31 décembre*
(en millions de $ CA)



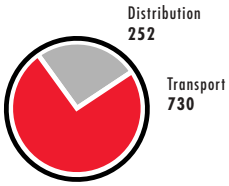

**Actif du transport**
*31 décembre*
(en millions de $ CA)

### Transport

Notre entreprise de transport, qui représentait environ 6,6 milliards de dollars de nos actifs au 31 décembre 2002, se consacre au transport de l'électricité par le truchement d'un réseau à haute tension que nous possédons et exploitons et qui s'étend sur quelque 28 500 kilomètres. Nous transportons de l'électricité à partir des producteurs d'électricité jusqu'aux sociétés de distribution locale, y compris notre propre réseau de distribution et des clients industriels à branchement direct à notre réseau de transport. En outre, nous possédons et exploitons 26 installations d'interconnexion qui relient notre réseau de transport aux réseaux des provinces et des États avoisinants.




**Actif de la distribution**
*31 décembre*
(en millions de $ CA)




**Produit d'exploitation des entreprises réglementées de 2002**
*Exercice terminé le 31 décembre*
(en millions de $ CA)

## Distribution

Notre entreprise de distribution, qui représentait environ 4,7 milliards de dollars de nos actifs au 31 décembre 2002, est constituée d'un réseau de distribution à basse tension d'environ 123 000 kilomètres qui achemine l'électricité à environ 1,2 million d'abonnés ruraux et urbains et clients commerciaux et industriels et sociétés de distribution locale qui ne sont pas directement branchés à notre réseau de transport à haute tension. Notre territoire de distribution comprend tout l'Ontario, à l'exclusion des territoires servis par les 97 sociétés de distribution locale que nous ne possédons pas. Depuis avril 1999, nous avons acquis 89 sociétés de distribution locale que nous exploitons dans le cadre de notre entreprise de distribution. Nous exploitons aussi des réseaux de production et de distribution dans 19 collectivités éloignées dans le nord de l'Ontario qui ne sont pas branchées au réseau ontarien.

## Divers

Nous exploitons d'autres entreprises, qui représentaient environ 90 millions de dollars de nos actifs au 31 décembre 2002. Nous commercialisons une capacité de transmission par fibre optique auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux. Ce secteur incluait également notre entreprise de services énergétiques dirigée par notre filiale en propriété exclusive, 1316664 Ontario Inc., anciennement Ontario Hydro Energy Inc. (Ontario Hydro Energy). En date du 30 avril 2002, nous avons vendu les activités de détail concurrentielles de cette filiale et nous sommes présentement en train de liquider le reste de ses activités (voir la note 3 afférente aux états financiers consolidés).

## Produits d'exploitation et charges

Nos produits d'exploitation tirés de l'entreprise de transport sont fondés sur la demande de pointe d'électricité de notre réseau de transport à haute tension. Nos produits de distribution sont fondés sur des frais de service régulier fixes combinés à des frais variables qui tiennent compte de la consommation d'électricité par nos clients de distribution. Les tarifs que nous facturons sont établis en fonction des décisions du ministre de l'Énergie et de notre organisme de réglementation, la Commission de l'énergie de l'Ontario (la Commission). Les produits de distribution comprennent le recouvrement pour l'électricité utilisée par nos abonnés, le coût de livraison de l'électricité et les services connexes aux abonnés dans notre territoire de desserte.

Les achats d'électricité par notre entreprise de distribution représentent en grande partie les coûts de l'électricité livrée aux abonnés de notre zone de services de distribution.

***Comité de direction de Hydro One***

*« de gauche à droite*

***Glen Wright***
*Président du Conseil*

***Tom Parkinson***
*Président et chef de la direction*

***Laura Formusa***
*Secrétaire et chef du contentieux*

***Ken Hartwick***
*Chef des finances*

Nos coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent essentiellement de la main-d'œuvre, des matières, de l'équipement et des services achetés pour soutenir l'exploitation et l'entretien des réseaux de transport et de distribution. En outre, ces coûts incluent les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts des sociétés de nos lignes de transport et de distribution, de nos centrales et de nos immeubles.

La dotation aux amortissements inclut surtout l'amortissement de nos immobilisations en service et l'amortissement associé à nos actifs réglementaires.

Les charges de financement consistent principalement en des intérêts débiteurs se rapportant à notre dette.

Depuis le 1er avril 1999 en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, nous avons effectué des paiements en remplacement des impôts des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la SFIÉO) au même titre que si nous étions assujettis aux impôts des sociétés des gouvernements fédéral et provincial. Tel que l'exige la Commission, nous avons fait nos paiements en remplacement des impôts des sociétés de nos entreprises réglementées en utilisant la méthode des impôts à payer.

## RÉGLEMENTATION

La province a entrepris une importante restructuration de notre industrie au cours des quelques dernières années. En date du 1er avril 1999, selon les dispositions de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, les entreprises d'Ontario Hydro ont été restructurées en cinq entreprises distinctes, y compris Hydro One qui agit, par l'entremise des filiales en propriété exclusive, à titre de société remplaçante des entreprises de transport, de distribution d'électricité et de services énergétiques d'Ontario Hydro. Cette restructuration a eu lieu en prévision de la libre concurrence des marchés de l'électricité de détail et de gros en Ontario, qui est entrée en vigueur officiellement le 1er mai 2002 (le libre accès). Le 9 décembre 2002, la province a adopté la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'alimentation en électricité* (le projet de loi 210), qui modifiait la *Loi de 1998 sur l'électricité* et d'autres lois afin de mettre en œuvre le plan d'action pour la diminution des factures d'électricité annoncé par le Premier ministre de l'Ontario le 11 novembre 2002.

### Tarifs de transport et de distribution

Les tarifs de notre entreprise de transport pour les périodes antérieures au libre accès ont été établis par la Commission pour fournir un taux de rendement annuel de 9,88 % des capitaux propres réputés affectés à cette entreprise. Au cours de cette période, notre société n'a pas facturé directement les abonnés pour les services de transport. Les produits du transport réglementé ont plutôt été recouvrés par Ontario Power Generation (OPG) et nous ont été versés en vertu d'une entente de répartition des produits entre les sociétés remplaçantes. L'entente de répartition des produits a cessé avec le libre accès et la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (la SIGMÉ) nous verse maintenant les paiements d'après les tarifs de transport uniformes approuvés par la Commission pour tous les transporteurs à la grandeur de l'Ontario. Fondés sur notre charge estimative, ces tarifs ont aussi été établis pour donner un taux de rendement annuel de 9,88 %.

Avant le libre accès, l'entreprise de distribution achetait son électricité à prix fixe auprès de OPG et facturait à ses abonnés de distribution un tarif groupé pour la production, le transport et la distribution de l'électricité. Les tarifs groupés établis initialement par la Commission pour 2000 ont donné un taux de rendement annuel de 9,88 % des capitaux propres réputés affectés à cette entreprise. Les tarifs groupés sont restés en place jusqu'au libre accès.

Au cours de 2001, le coût de l'électricité de gros pour la société a été haussé à deux occasions. En date du 1er juin 2001, la province a adopté une réglementation qui augmentait pour toutes les sociétés de distribution, y compris Hydro One, le coût de l'électricité de gros fournie par OPG de 0,7 cent le kWh. La Commission a approuvé l'intégration de cette hausse non liée à la distribution aux tarifs groupés des abonnés. Le coût de l'électricité de gros pour notre entreprise de distribution a été ensuite haussé de 1,15 cent le kWh en date du 1er octobre 2001 de sorte que, après cette augmentation, le coût de l'électricité pour la société était conforme au tarif payé par d'autres distributeurs importants. Le 19 janvier 2001, la société a demandé, par l'entremise de Hydro One Networks Inc. (Hydro One Networks) de réduire la tranche provenant des abonnés de détail de l'exigence en matière de produits de distribution qui serait entrée en vigueur le 1er octobre 2001, soit d'environ 742 millions de dollars à 646 millions de dollars pour atténuer considérablement l'incidence, sur nos abonnés, de cette hausse du coût de l'électricité, et ce, progressivement sur une période de trois ans. La société appelle communément cette atténuation le plan d'atténuation des tarifs.

Depuis l'entrée en vigueur du libre accès, nous achetons notre électricité du marché au comptant administré par la SIGMÉ et facturons à nos abonnés de distribution les tarifs dégroupés, y compris les tarifs de distribution approuvés par la Commission. Ces tarifs de distribution sont pratiquement identiques aux tarifs de distribution que nous avons intégrés à nos tarifs groupés avant le libre accès.

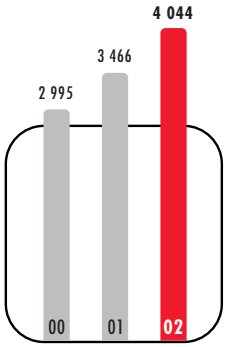
Le 30 août 2002, la Commission a publié une ordonnance tarifaire établissant les tarifs de distribution dégroupés. Cette ordonnance tenait compte de la décision du 12 juin 2002 de la Commission quant à la demande que nous avons déposée le 19 janvier 2001. La Commission a approuvé une exigence globale en matière de produits de distribution (y compris celle liée aux tarifs de détail, aux tarifs de basse tension et à diverses charges) de 646 millions de dollars en date du 1er octobre 2001, de 694 millions de dollars en date du 1er mars 2002 et de 742 millions de dollars en date du 1er mars 2003. En outre, la Commission a confirmé l'approbation provisoire du recouvrement d'approximativement 8 millions de dollars de coûts engagés pour harmoniser nos systèmes et pratiques d'affaires avec les exigences du marché de l'électricité concurrentiel, communément appelés coûts de préparation au marché.

## Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'alimentation en électricité

Le projet de loi 210 a été adopté afin de mettre en œuvre le plan d'action pour la diminution des factures d'électricité annoncé par le Premier ministre de l'Ontario le 11 novembre 2002. Voici les dispositions les plus importantes du projet de loi concernant les entreprises de transport et de distribution :

- Le prix de l'énergie pour les petits consommateurs et les consommateurs désignés (comme défini dans le projet de loi 210) est établi à 4,3 cents le kWh, rétroactivement au 1er mai 2002. La plupart des abonnés de distribution de la société (qui consomment, au total, environ 70 % de l'énergie que nous distribuons) ont droit au prix de l'énergie fixe. Compte tenu du fait que le prix dépassait 4,3 cents le kWh pour la période du 1er mai 2002 au 1er décembre 2002, le projet de loi 210 a exigé que les distributeurs émettent un remboursement de 75 $ aux consommateurs admissibles et créditent tout remboursement restant aux factures futures. La SIGMÉ a facilité ce gel des prix et continuera de le faire par un financement offert par la SFIÉO, et les produits de distribution et les coûts des achats d'électricité présentés jusqu'à la fin du troisième trimestre de 2002 ont donc été réduits de 91 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 22 millions de dollars pour le deuxième trimestre et une baisse de 113 millions de dollars pour le troisième trimestre.

- Le plafonnement des tarifs du transport et de la distribution s'applique jusqu'au 30 avril 2006 au moins. Une demande de tarifs peut être soumise à la Commission avant cette date avec l'autorisation écrite du ministre de l'Énergie. Toutes les hausses de tarif qui ont été approuvées par la Commission mais non mises en œuvre avant le 1er décembre 2002 ont été suspendues. Par conséquent, la hausse du 1er mars 2003 et les modifications tarifaires associées aux charges de basse tension pour les sociétés de distribution locale intégrées et les abonnés directs ne peuvent être mises en œuvre. La hausse de 8 millions de dollars des produits de distribution associés aux coûts de préparation au marché qui a été approuvée par la Commission pour les dix mois commençant le 1er mai 2002 demeurera en vigueur jusqu'au 30 avril 2006 au moins.
- En date du 1er décembre 2002, le prix payé par les distributeurs à la SIGMÉ pour les charges du marché de gros autres qu'énergétiques est pratiquement identique au prix que les distributeurs peuvent facturer à leurs abonnés. Pour la période du 1er mai 2002 au 1er décembre 2002, les écarts entre les tarifs ont été accumulés dans des comptes d'écart liés au règlement de détail conformément aux dispositions de l'article 490 du *Accounting Procedures Handbook* de la Commission pour la cession par l'entremise des écarts de rémunération futurs ou des rajustements de tarif approuvés.
- Le projet de loi 210 permet l'établissement ou le maintien des comptes de report pour certains montants jusqu'à ce que la Commission se soit prononcée sur la cession. Pour Hydro One, les comptes les plus importants comprennent : les comptes d'écart liés au règlement de détail, les coûts de préparation au marché, et les produits qui auraient été facturés si les charges pour les installations à basse tension approuvées pour les sociétés de distribution locale intégrées et les abonnés directs avaient été appliquées. Le projet de loi 210 permet également le maintien d'un compte de report pour les coûts de décontamination environnementale engagés par notre entreprise de distribution en 2001 et en 2002. Le traitement comptable de ces coûts a été revu par la Commission dans le cadre du plan d'atténuation des tarifs.




**Produits d'exploitation**
*Exercice terminé le 31 décembre*
(en millions de $ CA)

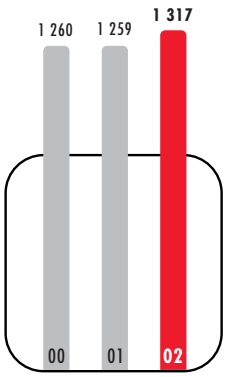
L'adoption du projet de loi 210 a fixé effectivement un plafond pour les tarifs de Hydro One Remote Communities Inc. (Hydro One Remote Communities), par l'entremise de laquelle les localités éloignées du nord de l'Ontario sont servies, et Hydro One Brampton Inc. (Hydro One Brampton), qui a été acquise en 2001. Toutes les autres sociétés de distribution locale qui ont été achetées ont été entièrement intégrées à Hydro One Networks, notre filiale principale en activité. Par suite du plafonnement des tarifs, le taux de rendement de Hydro One Remote Communities continue de refléter une structure du capital financée entièrement par emprunts, et Hydro One Brampton ne sera pas en mesure de mettre en œuvre la hausse de tarif finale pour atteindre un rendement des capitaux propres de 9,88 %, comme proposé initialement par la Commission.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

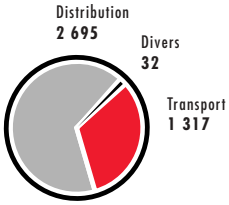
***Exercice terminé le 31 décembre 2002 par rapport à l'exercice terminé le 31 décembre 2001***

### Produits d'exploitation

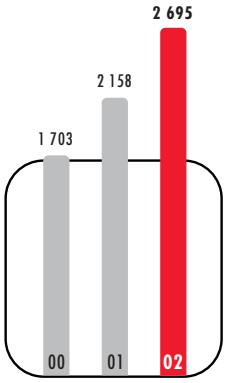
***Transport.*** Les produits tirés du transport se sont accrus de 58 millions de dollars, ou de 5 %, pour s'établir à 1 317 millions de dollars en 2002. Ce niveau plus élevé des produits rend compte de la hausse de la demande de pointe pour l'électricité occasionnée par le temps inhabituellement chaud enregistré principalement aux deuxième et troisième trimestres de 2002.




**Produits du transport**
*Exercice terminé le 31 décembre*
(en millions de $ CA)




**Produits pour 2002**
*Exercice terminé le31 décembre*
(en millions de $ CA)




**Produits du transport**
*Exercice terminé le 31 décembre*
(en millions de $ CA)

***Distribution.*** Les produits tirés de la distribution ont progressé de 537 millions de dollars, ou de 25 %, pour atteindre 2 695 millions de dollars en 2002. Cette augmentation reflète surtout le volume d'électricité que nous avons distribué par l'entremise de notre réseau au présent exercice. Les produits plus élevés de 537 millions de dollars sont attribuables aux acquisitions de sociétés de distribution locale en 2001, dont Hydro One Brampton que nous avons achetée le 31 juillet 2001, et à une nouvelle exigence de servir directement un certain nombre de clients commerciaux et industriels et de sociétés de distribution locale qui sont raccordés à notre réseau à basse tension. Avant l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence le 1er mai 2002, ces clients achetaient leur électricité auprès de OPG. Le volume s'est encore accru par suite de la demande liée aux conditions atmosphériques. Après réduction de nos produits tirés de la distribution pour tenir compte du prix de 4,3 cents le kWh pour environ 70 % de l'énergie que nous avons distribuée depuis le 1er mai 2002, comme stipulé dans le projet de loi 210, l'augmentation des produits d'exploitation liés aux produits de base, aux charges associées et aux tarifs de distribution a totalisé 51 millions de dollars. Ce montant comprend l'incidence des modifications tarifaires approuvées par la Commission en date du 1er octobre 2001 et du 1er mars 2002. Ces hausses des produits découlant de la vente et de la livraison d'électricité ont été en partie contrebalancées par des baisses totalisant 51 millions de dollars des produits provenant des autres activités, notamment les produits attribuables à l'entente de répartition des produits qui était en vigueur jusqu'au libre accès et aux services autres qu'énergétiques.

***Divers.*** Les autres produits ont fléchi de 17 millions de dollars pour s'établir à 32 millions de dollars en 2002. Ces résultats reflètent surtout la vente de la quasi-totalité des actifs appartenant à nos activités de détail concurrentielles en date du 30 avril 2002. Voir la note 3 afférente aux états financiers consolidés.

## Achats d'électricité

Les coûts des achats d'électricité ont augmenté de 604 millions de dollars, ou de 48 %, pour atteindre 1 871 millions de dollars en 2002. Les coûts des achats d'électricité ont monté de 498 millions de dollars à cause du volume qui comprend les acquisitions de sociétés de distribution locale, les abonnés additionnels que nous sommes désormais tenus de servir et la demande liée aux conditions atmosphériques. Après réduction des coûts des achats d'électricité pour refléter le prix de 4,3 cents le kWh, ces coûts se sont de nouveau accrus de 106 millions de dollars par suite des imputations pour les produits de base et des charges associées. Ce montant tient compte de l'incidence des règlements adoptés par la province, comme mentionné ci-dessus à la rubrique « Réglementation », qui ont entraîné deux hausses du coût de gros de l'électricité au cours de 2001.

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

Les charges totales d'exploitation, d'entretien et d'administration ont progressé de 8 millions de dollars, ou de 1 %, pour atteindre 832 millions de dollars en 2002, en raison des facteurs mentionnés ci-dessous.

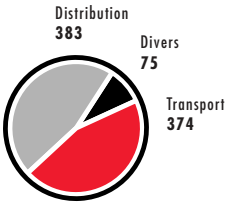
***Transport.*** Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de l'entreprise de transport ont augmenté de 20 millions de dollars, ou de 6 %, pour totaliser 374 millions de dollars en 2002. Les dépenses nécessaires à l'exploitation et au soutien de notre réseau de transport se sont accrues de 24 millions de dollars par suite des coûts engagés pour regrouper les centres d'exploitation restants ainsi que des coûts associés à une initiative visant à réduire davantage le niveau de l'effectif. Voir la rubrique « Programme de réduction de l'effectif » ci-dessous. Cette augmentation

a été en partie atténuée par une réduction de 4 millions de dollars des coûts du maintien de notre réseau de transport. Les charges plus basses requises pour soutenir les programmes d'entretien de notre matériel d'alimentation et l'infrastructure du site ont été en partie compensées par des coûts plus élevés d'entretien préventif de nos lignes aériennes compte tenu des conditions atmosphériques.

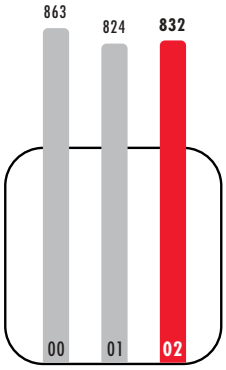
***Distribution.*** Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de l'entreprise de distribution ont diminué de 8 millions de dollars, ou de 2 %, pour s'établir à 383 millions de dollars en 2002. Les dépenses nécessaires à l'exploitation et au soutien de notre réseau de distribution ont reculé de 12 millions de dollars à cause d'une réduction des charges non récurrentes pour intégrer les sociétés de services publics acquises et des coûts pour soutenir les services autres qu'énergétiques. Ce recul est en partie compensé par les coûts associés à une initiative visant à réduire davantage le niveau de l'effectif. Voir la rubrique « Programme de réduction de l'effectif » ci-dessous. Cette réduction a été encore contrebalancée par une hausse de 4 millions de dollars des coûts engagés pour soutenir notre réseau de distribution, et ce, surtout pour répondre aux appels de dépannage plus nombreux de nos abonnés provoqués par les conditions atmosphériques et servir un territoire plus vaste, y compris celui de Hydro One Brampton. Ces coûts ont été grandement compensés par une diminution du programme de gestion de la végétation.

***Divers.*** Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration des autres activités ont accusé un recul de 4 millions de dollars, ou de 5 %, pour s'établir à 75 millions de dollars en 2002. Ces résultats reflètent surtout la vente de la quasi-totalité des actifs appartenant à nos activités de détail concurrentielles et les coûts associés à la liquidation du reste des activités de l'ancienne Ontario Hydro Energy. Voir la note 3 afférente aux états financiers consolidés.

***Programme de réduction de l'effectif.*** En septembre 2002, nous avons annoncé que l'effectif serait réduit d'environ 140 employés, occupant surtout des fonctions de gestion au siège social ou des fonctions de soutien de la gestion. La réduction, qui devrait désormais entraîner des économies d'environ 16 millions de dollars par année, a été réalisée en ayant recours à des mesures volontaires comme involontaires, y compris celles disponibles en vertu des conventions collectives pour certains des employés touchés. Une provision de 25 millions de dollars a été imputée aux résultats d'exploitation pour le coût estimatif découlant de la réduction de l'effectif. Voir la note 4 afférente aux états financiers consolidés.




**Charges d'exploitation, d'entretienet d'administration**
*Exercice terminé le 31 décembre*
(en millions de $ CA)



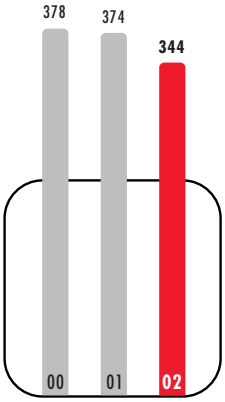

**Charges d'exploitation, d'entretienet d'administration**
*Exercice terminé le 31 décembre*
(en millions de $ CA)

## Amortissement

La dotation aux amortissements a augmenté de 27 millions de dollars, ou de 7 %, pour atteindre 411 millions de dollars en 2002. La dotation aux amortissements s'est accrue de 20 millions de dollars, en particulier à la suite des acquisitions de sociétés de distribution locale au cours de 2001 ainsi que des ajouts en service découlant de notre programme de dépenses en capital. L'amortissement des actifs incorporels passé en charge a progressé de 7 millions de dollars, surtout à cause de l'amortissement de l'actif réglementaire établi pour les coûts de préparation au marché.

## Charges de financement

En 2002, les charges de financement se sont accrues de 3 millions de dollars, ou de 1 %, pour atteindre 353 millions de dollars. Cette hausse reflète les niveaux d'endettement moyens supérieurs, en partie compensés par l'incidence des taux d'intérêt plus faibles sur l'encours de la dette.




**Bénéfice net**
*Exercice terminé le 31 décembre*
(en millions de $ CA)

## Provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés

La provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés a diminué de 34 millions de dollars, ou de 13 %, pour s'établir à 233 millions de dollars en 2002. Cette diminution rend compte surtout des niveaux plus bas de bénéfice et d'une réduction du taux d'imposition prévu par la loi de 41,74 % en 2001 à 38,62 % en 2002. Leur incidence a été en partie compensée par des écarts temporaires, dont l'imputation de 2002 pour le programme de réduction de l'effectif. Cette imputation a été constatée aux fins comptables en 2002, mais sera déduite aux fins fiscales lorsque les paiements au comptant connexes seront effectués.

## Bénéfice net

Le bénéfice net a diminué de 30 millions de dollars, ou de 8 %, pour s'établir à 344 millions de dollars en 2002. Cette diminution du bénéfice net reflète surtout l'adoption progressive de l'augmentation le 1er octobre 2001 du coût de gros de l'électricité de notre entreprise de distribution dans les tarifs des abonnés. Cette réduction de l'exigence en matière de produits de distribution a été proposée pour aider à compenser l'incidence sur nos abonnés de l'augmentation du 1er octobre 2001 de notre coût de gros de l'électricité. L'incidence de cette réduction sur notre exigence en matière de produits a été en partie compensée par des produits plus élevés tirés du transport et de la distribution découlant du volume attribuable au temps chaud enregistré aux deuxième et troisième trimestres de 2002.

## Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs

Le 27 juin 2002, la province a adopté la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* (la loi) qui modifie plusieurs lois relatives au secteur de l'énergie de l'Ontario, dont la propriété et l'utilisation des biens-fonds réservés aux couloirs. Les biens-fonds réservés aux couloirs incluent les biens-fonds en Ontario nous appartenant qui ont été utilisés ou acquis aux fins d'un réseau de transport, y compris les terrains voisins. En vertu de la loi, la propriété de tous les biens-fonds réservés aux couloirs et les terrains voisins a été transférée à la province et nous avons reçu le droit de les utiliser pour exploiter le réseau de transport. Nous avons aussi conservé l'obligation d'engager certaines dépenses courantes à l'égard de ces biens-fonds, notamment l'entretien, les impôts fonciers et tous travaux de décontamination environnementale futurs qui pourraient être exigés par la province. La Commission est autorisée à restreindre ou interrompre l'utilisation des bien-fonds réservés aux couloirs qui gênerait le réseau de transport.

La cession des biens-fonds réservés aux couloirs est entrée en vigueur le 31 décembre 2002, et, par conséquent, la propriété des couloirs de transport et des terrains voisins ayant une valeur comptable nette d'environ 259 millions de dollars est transférée à la province en échange de droits indéfinis d'utiliser l'actif. De plus, la propriété des biens-fonds et terrains d'une valeur comptable nette d'environ 7 millions de dollars, qui ne sont pas utilisés actuellement a été transférée à la province et portée en diminution des capitaux propres.

***Exercice terminé le 31 décembre 2001 par rapport à l'exercice terminé le 31 décembre 2000***

## Produits

***Transport.*** Les produits tirés du transport avaient légèrement reculé, soit de 1 million de dollars, pour s'établir à 1 259 millions de dollars en 2001. Les produits tarifaires s'étaient accrus de 31 millions de dollars, soit de 3 %, en 2001 par suite de la croissance de la charge acheminée conformément au contrat sur la répartition des produits. Cette hausse avait été compensée par un

recul des produits tirés des services autres qu'énergétiques de 32 millions de dollars, par suite des produits non récurrents considérables enregistrés en 2000 quant aux travaux impartis préparant d'autres participants de l'industrie au libre accès.

***Distribution.*** Les produits de distribution s'étaient accrus de 455 millions de dollars, ou de 27 %, pour atteindre 2 158 millions de dollars en 2001. Les produits tirés de la vente et de la livraison d'électricité avaient avancé de 344 millions de dollars. De cette augmentation, 268 millions de dollars étaient imputables aux acquisitions de sociétés de distribution locale. De plus, la progression des produits était également attribuable à deux hausses de tarifs liées au coût de gros de l'électricité. La hausse tarifaire du 1er juin 2001 avait représenté une augmentation de 93 millions de dollars des produits de distribution, et la hausse tarifaire du 1er octobre 2001, un montant additionnel de 18 millions de dollars.

***Divers.*** En 2001, les autres produits avaient gagné 17 millions de dollars, ou 53 %, pour totaliser 49 millions de dollars. Les produits tirés des services énergétiques avaient grimpé de 10 millions de dollars, surtout en raison de l'accroissement des ventes de services résidentiels secondaires. La quasi-totalité des actifs appartenant à nos activités de détail concurrentielles ont été vendus en date du 30 avril 2002. Voir la note 3 afférente aux états financiers consolidés. Les produits tirés de l'entreprise de télécommunications s'étaient accrus de 7 millions de dollars, essentiellement grâce aux ventes de capacité de fibre optique occulte aux principales entreprises de télécommunications.

## Achats d'électricité

Les achats d'électricité s'étaient accrus de 408 millions de dollars, ou de 47 %, pour se fixer à 1 267 millions de dollars en 2001. Cette hausse attribuable aux acquisitions et à la croissance du volume avait totalisé 265 millions de dollars, y compris 211 millions de dollars provenant des acquisitions de sociétés de distribution locale. En outre, comme déjà mentionné à la rubrique « Réglementation », la province avait adopté des règlements imposant deux hausses du coût de gros de l'électricité en 2001. Les hausses du 1er juin 2001 et du 1er octobre 2001 et une modification de la méthode d'établissement des prix utilisée par OPG avaient entraîné des coûts d'achat d'électricité plus élevés totalisant 143 millions de dollars.

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

Le total des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration avait fléchi de 39 millions de dollars, ou de 5 %, pour se dégager à 824 millions de dollars en 2001, en raison des facteurs abordés ci-dessous.

***Transport.*** Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de l'entreprise de transport avaient diminué de 79 millions de dollars, ou de 18 %, pour s'établir à 354 millions de dollars en 2001. Les dépenses nécessaires au soutien du réseau de transport, y compris l'entretien préventif et correctif des stations de transformation, des lignes de transport et de l'équipement de télécommunications, avaient reculé de 17 millions de dollars. En outre, afin de réaliser les économies d'un exercice entier en 2001 découlant du quasi-achèvement du programme de réduction de l'effectif en 2000, qui a été lancé en 1999 (Programme de réduction de l'effectif de 1999), nous avions instauré un certain nombre de mesures visant l'amélioration de la productivité, comme l'utilisation plus efficiente du personnel. À cet égard, nous avions établi avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique (Power Workers' Union) un bureau de placement offrant la souplesse nécessaire pour renouveler le personnel et utilisé des bureaux temporaires afin de réduire le temps de déplacement des équipes forestières et des équipes de

ligne. Les dépenses d'exploitation et de soutien de notre réseau de transport avaient diminué de 24 millions de dollars, principalement grâce au programme de réduction de l'effectif de 1999. En outre, les coûts engagés pour fournir des services autres qu'énergétiques avaient fondu de 38 millions de dollars, en raison du quasi-achèvement des travaux en 2000 pour les autres participants du secteur en vue de la préparation au libre accès.

***Distribution.*** Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de l'entreprise de distribution s'étaient légèrement accrues de 3 millions de dollars, ou de 1 %, pour atteindre 391 millions de dollars en 2001. Les coûts engagés pour maintenir le réseau de distribution, y compris le réseau éloigné, et se rapportant essentiellement à des appels de dépannage des abonnés, à la gestion de la végétation et à l'entretien des centrales et des lignes avaient grimpé de 38 millions de dollars. Nous avions aussi engagé des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration supplémentaires non récurrentes de 13 millions de dollars pour intégrer les sociétés de distribution locale acquises. Nous avions enregistré une baisse de 48 millions de dollars des coûts d'exploitation et de soutien de notre réseau de distribution, surtout grâce au programme de réduction de l'effectif de 1999 ainsi qu'aux initiatives en productivité similaires à celles de notre entreprise de transport.

***Divers.*** En 2001, les autres charges d'exploitation, d'entretien et d'administration avaient grimpé de 37 millions de dollars, pour se dégager à 79 millions de dollars. Cette augmentation était surtout associée à la croissance de notre entreprise de services de télécommunications et de notre entreprise de services énergétiques. La quasi-totalité des actifs appartenant à nos activités de détail concurrentielles ont été vendus en date du 30 avril 2002. Voir la note 3 afférente aux états financiers consolidés.

## Amortissement

La dotation aux amortissements s'était accrue de 36 millions de dollars, ou de 10 %, pour atteindre 384 millions de dollars en 2001. Une augmentation de la dotation aux amortissements de 30 millions de dollars découlait surtout des acquisitions de sociétés de distribution locale et de notre programme élargi d'investissements. La dotation aux amortissements avait aussi monté de 6 millions de dollars, dont 5 millions de dollars pour l'amortissement de l'actif réglementaire, constaté en date du 1er janvier 2001, dans le but de recouvrer les coûts engagés pour régler les dommages environnementaux passés, et 1 million de dollars pour l'amortissement de l'écart d'acquisition lié aux sociétés de distribution locale.

## Charges de financement

En 2001, les charges de financement s'étaient accrues de 10 millions de dollars, ou de 3 %, pour atteindre 350 millions de dollars. Cette hausse représentait essentiellement des niveaux d'endettement supérieurs.

## Provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés

La provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés avait augmenté de 60 millions de dollars, ou de 29 %, pour passer à 267 millions de dollars en 2001. Cette augmentation tenait compte de la progression du bénéfice et de la réduction des déductions fiscales, en partie contrebalancées par une baisse du taux d'imposition prévu par la loi de 43,95 % en 2000 à 41,74 % en 2001. La diminution des déductions fiscales était principalement attribuable à l'absence en 2001 de déductions fiscales disponibles en 2000 liées au programme de réduction de l'effectif de 1999 et de déductions pour amortissement. Les déductions fiscales liées au programme de réduction de l'effectif avaient été principalement réclamées en 2000, quand les paiements au comptant connexes avaient été effectués.

### *Bénéfice net*

Le bénéfice net avait baissé de 4 millions de dollars, ou de 1 %, pour s'établir à 374 millions de dollars en 2001. Cette baisse du bénéfice net reflétait surtout une provision plus élevée pour paiements en remplacement des impôts des sociétés provenant des déductions fiscales disponibles plus faibles, en partie compensée par une hausse de l'apport des ventes supérieures d'électricité. Cette dernière hausse avait été réduite par le manque à gagner lié à l'adoption graduelle de la hausse du 1er octobre 2001 du coût de gros de l'électricité pour notre entreprise de distribution dans les tarifs des abonnés.

### *Résultats d'exploitation trimestriels*

Le tableau suivant présente des informations trimestrielles non vérifiées pour les huit trimestres terminés du 31 mars 2001 au 31 décembre 2002. Ces informations sont tirées de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés qui, de l'avis de la direction, ont été dressés de la même manière que les états financiers consolidés annuels vérifiés et contiennent tous les rajustements, soit seulement des rajustements récurrents normaux, nécessaires à une présentation fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation pour ces périodes. 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)* | **2002** | | | | 2001 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *Trimestres terminés les* | **31 mars** | **30 juin** | **30 sept.** | **31 déc.** | 31 mars | 30 juin | 30 sept. | 31 déc. |
| Total des produits [1] | **1 022** | **910** | **1 131** | **981** | 816 | 722 | 880 | 1 048 |
| Bénéfice net | **106** | **99** | **112** | **27** | 134 | 114 | 103 | 23 |
| Bénéfice net au porteur d'actions ordinaires | **101** | **95** | **107** | **23** | 129 | 110 | 98 | 19 |

[1] Le total des produits a été retraité d'après les montants présentés pour les trimestres suivant le 1er mai 2002 afin de refléter le prix fixe stipulé par le projet de loi 210 de 4,3 cents le kWh pour les petits consommateurs et les consommateurs désignés. Comme les achats d'électricité ont été réduits du même montant, cela n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net et le bénéfice net au porteur d'actions ordinaires.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

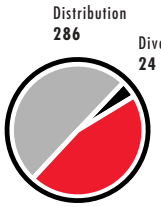
### Besoins de liquidités et sources de financement

Nos principaux besoins en matière de liquidités et de sources de financement se présentent comme suit :

- les dépenses en capital pour maintenir, améliorer et agrandir nos actifs de transport et distribution;
- le service de la dette;
- l'entente d'impartition;
- les activités d'investissement;
- les dividendes.

### *Dépenses en capital*

Le total des dépenses en capital a atteint 570 millions de dollars en 2002, une hausse de 4 millions de dollars par rapport à 566 millions de dollars en 2001. Les dépenses en capital de 2001 avaient été supérieures de 120 millions de dollars aux dépenses de 446 millions de dollars de 2000. Ces montants excluent les dépenses en capital associées aux acquisitions de sociétés de distribution locale de 468 millions de dollars en 2001 et de 23 millions de dollars en 2000. Nous n'avons pas acquis de société de distribution locale importante en 2002.

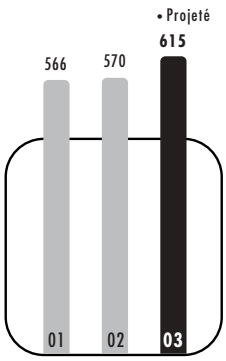



**Dépenses en capital pour 2002**
*Exercice terminé le 31 décembre*
(en millions de $ CA)

***Transport.*** Les dépenses en capital de notre entreprise de transport ont été de 260 millions de dollars en 2002, de 274 millions de dollars en 2001 et de 280 millions de dollars en 2000. Les dépenses en capital dans le cadre de la remise à neuf de postes de transport, de lignes, d'équipement et de matériel de télécommunications se sont établies à 145 millions de dollars en 2002, chiffre inférieur aux 184 millions de dollars en 2001 et aux 183 millions de dollars en 2000. La baisse enregistrée en 2002 par rapport à 2001 découle surtout de l'efficience associée au remplacement de notre réseau radio à micro-ondes ainsi que de certains reports dans le déroulement de notre programme de remise à neuf des postes. En 2001, les dépenses accrues aux installations de télécommunications pour le transport avaient été en partie compensées par une baisse des travaux de remplacement des poteaux par rapport à 2000. Les dépenses en capital engagées pour élargir notre réseau de transport ont été de 51 millions de dollars en 2002, de 60 millions de dollars en 2001 et de 64 millions de dollars en 2000. La réduction en 2002 émane des retards dans le déroulement d'un projet d'interconnexion avec Hydro Québec. Ce projet a été entrepris afin de fournir une capacité additionnelle de 1 250 mégawatts entre les deux réseaux de transport. Nous procédons actuellement à des enquêtes sur les options pour faire progresser ce projet ou d'autres projets d'interconnexion. Les dépenses en capital soutenant les activités de transport ont atteint 64 millions de dollars en regard de 30 millions de dollars en 2001 et de 33 millions de dollars en 2000. Les dépenses accrues en 2002 ont trait au regroupement de nos centres d'exploitation, y compris la construction d'une installation intégrée grâce à laquelle nous prévoyons réaliser des économies de coût supérieures et offrir un approvisionnement plus fiable et un meilleur service à la clientèle.

***Distribution.*** Les dépenses en capital de notre entreprise de distribution, exclusion faite des dépenses associées aux acquisitions de sociétés de distribution locale, ont totalisé 286 millions de dollars en 2002, en regard de 247 millions de dollars en 2001 et de 152 millions de dollars en 2000. Les dépenses en capital découlant de la demande des abonnés ont grimpé à 141 millions de dollars en 2002, comparativement à 114 millions de dollars en 2001 et à 79 millions de dollars en 2000. L'expansion de notre territoire desservi au moyen des acquisitions de sociétés de distribution locale a contribué aux hausses depuis 2000. De plus, nous avons continué d'améliorer la capacité de notre réseau en 2002. Les dépenses en capital engagées pour soutenir nos actifs de distribution ont totalisé 115 millions de dollars en 2002, contre 83 millions de dollars en 2001 et 34 millions de dollars en 2000. Les besoins en matière de dépenses ont augmenté depuis 2000 par suite de l'agrandissement de notre territoire desservi et des dégâts causés par les tempêtes, qui ont été particulièrement violentes en 2002. Notre programme de remplacement des poteaux en bois avait été amélioré en 2001 par suite d'une étude sur l'état des biens. Les dépenses en capital soutenant les activités de distribution sont tombées à 30 millions de dollars, comparativement à 50 millions de dollars en 2001 et à 39 millions de dollars en 2000. La préparation de nos réseaux et de nos processus au libre accès avait accru nos dépenses en 2001.

***Divers.*** Les dépenses en capital de nos autres entreprises ont atteint 24 millions de dollars en 2002 comparativement à 45 millions de dollars en 2001 et 14 millions de dollars en 2000. Les dépenses de 2002 ont reflété les besoins minimaux en matière de dépenses de l'entreprise de services énergétiques, dont l'incidence a été en partie compensée par les dépenses accrues pour soutenir notre nouvelle entreprise de télécommunications par la construction d'un réseau de fibres optiques en diversité entre Buffalo, Ottawa et Montréal. Les dépenses accrues de 2001 reflétaient l'éclairage par fibre occulte dans le couloir Windsor, Fort Erie et Ottawa, et le lancement de la construction du réseau de fibres optiques entre Buffalo, Ottawa et Montréal.




**Dépenses en capital**
*Exercice terminé le 31 décembre*
(en millions de $ CA)

## Dépenses en capital futures

En 2003, le budget de dépenses en capital est d'environ 615 millions de dollars, une hausse de 45 millions de dollars par rapport à 2002. Les budgets de nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement de 335 millions de dollars et de 250 millions de dollars. Les autres dépenses en capital de 30 millions de dollars se rapportent essentiellement à l'expansion du réseau de fibres optiques pour appuyer la croissance de notre entreprise de télécommunications. Nous prévoyons que nos dépenses en capital demeureront relativement stables au cours des prochains exercices.

Notre budget d'investissements de 2003 pour le transport et la distribution comprend la poursuite d'un certain nombre de projets d'envergure qui devraient être achevés en 2004 et 2005, ainsi que les besoins de soutien courants des réseaux de transport et de distribution. En 2003, nous poursuivrons la construction du centre d'exploitation intégrée, qui a démarré au dernier exercice et qui s'achèvera en 2004, pour remplacer nos huit centres d'exploitation du territoire. L'important programme de construction pour le centre d'exploitation intégrée a été achevé en 2002 et, en 2003, le déménagement du personnel commencera au fur et à mesure que les réseaux et instruments seront complétés. Le regroupement des deux centres d'exploitation qui restent aura lieu en 2004. Des dépenses accrues sont aussi nécessaires pour les connexions de charge des abonnés et un approvisionnement régional suffisant en réponse à l'évaluation par la SIGMÉ de la capacité des installations de génération et de transport existantes visant à combler les besoins de l'Ontario pour les dix prochaines années. Les investissements dans notre réseau de distribution continueront aussi de se faire par de nouvelles connexions, des mises à niveau et des renforcements de la capacité du réseau.

## Service de la dette

Au 31 décembre 2002, notre dette à long terme impayée, assortie d'un taux d'intérêt moyen pondéré de 7,6 %, s'élevait à 4 579 millions de dollars, y compris la tranche échéant à moins d'un an. De ce montant, 2 529 millions de dollars sont payables à la SFIÉO et 2 050 millions de dollars sont détenus par le public. Les billets à court terme en circulation au taux d'intérêt moyen pondéré de 2,9 % ont totalisé 579 millions de dollars.

Le 24 janvier 2003, nous avons annoncé que la SFIÉO a l'intention de vendre une partie ou la totalité de sa dette liée à Hydro One dans les marchés de la dette au Canada à compter du début de 2003. Les billets à payer à la SFIÉO viennent à échéance entre 2003 et 2007 et ont une durée moyenne résiduelle pondérée d'approximativement deux ans. Afin de faciliter la vente, nous avons convenu en principe avec la SFIÉO de restructurer une partie ou la totalité de la dette de Hydro One détenue par la SFIÉO.

Le 13 février 2003, notre conseil d'administration a approuvé l'échange de jusqu'à 1,9 milliard de dollars de la dette existante assortie d'un taux d'intérêt moyen pondéré d'environ 8 % contre jusqu'à environ 2,15 milliards de dollars de dette assortie d'un taux d'intérêt moyen pondéré d'environ 4 %. Cette restructuration de la dette entraînera des paiements moins élevés au comptant d'intérêts pour nous de 2003 à 2007 et une augmentation correspondante du capital de la dette à payer à l'échéance. Les dates d'échéance ne changeront pratiquement pas.

Le 28 janvier 2003, nous avons émis des billets d'un capital de 500 millions de dollars dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme. Les billets ont été émis en deux tranches : une réouverture des billets de série 3 pour 300 millions de dollars à un taux d'intérêt nominal de 5,77 % échéant le 15 novembre 2012 et des billets de série 4 pour 200 millions de dollars à un taux d'intérêt nominal de 6,35 % échéant le 31 janvier 2034. Le total en circulation pour les billets de la série 3 est maintenant de 600 millions de dollars.

Nous prévoyons refinancer la dette venant à échéance en 2003 et 2004 surtout par le truchement de notre programme de billets à moyen terme. Nos billets et débentures détenus par le public, y compris le financement de la dette réalisé le 28 janvier 2003, viennent à échéance entre 2005 et 2034.

### Entente d'impartition

Le 1er mars 2002, nous avons entamé une convention relative à des services d'impartition avec Inergi LP (Inergi), société du groupe Cap Gemini Ernst & Young Canada Inc. Selon cette convention, Inergi nous fournira notamment des services relatifs aux relations avec la clientèle, à la gestion de l'approvisionnement, à la paie ainsi qu'à la technologie de l'information, et des services financiers et comptables sur une période de dix ans. Dans le cadre de ces arrangements d'impartition, environ 900 de nos employés ont été mutés à Inergi. Les frais initiaux à verser à Inergi seront d'environ 130 millions de dollars durant la première année du contrat pour tomber à environ 90 millions de dollars à la dixième année de la convention, déduction faite des rajustements pour tenir compte de l'inflation et sous réserve des diminutions résultant de l'étude comparative externe effectuée tous les trois ans. Parce que cette convention d'impartition offre un coût fixe concurrentiel et constamment amélioré pour les services impartis, nous croyons qu'elle nous permettra de continuer à réduire notre base de coûts et à améliorer notre position concurrentielle. Dans le cadre de cette convention, nous sommes toujours responsables des dépenses en capital liées à ces services.

### Activités d'investissement

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué de 470 millions de dollars, ou de 46 %, pour s'établir à 543 millions de dollars en 2002 et s'étaient accrues de 475 millions de dollars millions de dollars, ou de 88 %, pour s'élever à 1 013 millions de dollars en 2001, par rapport aux exercices précédents. Le niveau des dépenses de 2001 tenait compte de l'acquisition de la majorité des 89 sociétés de distribution locale que nous avions achetées depuis le 1er avril 1999. Nous avions dépensé 475 millions de dollars en 2001 et 23 millions de dollars en 2000 pour acquérir des sociétés de distribution locale, tandis que nous n'avons pas effectué d'acquisition importante en 2002. Les sorties nettes liées aux activités d'investissement de 2002 reflètent également un produit de 50 millions de dollars, tiré de la vente de la quasi-totalité des actifs appartenant à nos activités de détail concurrentielles en date du 30 avril 2002. Voir la note 3 afférente aux états financiers consolidés.

Il n'y a aucune acquisition précise présentement en cours ou envisagée. Toutes les opérations futures devraient être négligeables et nous croyons que nous aurons accès à des liquidités et sources de financement suffisantes pour réaliser de telles acquisitions.

### Dividendes

Nous avons versé des dividendes à la province sur nos actions privilégiées et actions ordinaires en circulation totalisant 192 millions de dollars en 2002, 258 millions de dollars en 2001 et 398 millions de dollars en 2000. Les dividendes versés en 2000 incluaient 171 millions de dollars se rapportant à 1999 qui avaient été versés en même temps que les actions étaient émises à la province le 31 mars 2000.

Nos actions privilégiées en circulation donnent droit à un dividende cumulatif annuel total de 18 millions de dollars, payable en versements trimestriels.

La déclaration de dividendes sur nos actions ordinaires relève uniquement de notre conseil d'administration et fait l'objet de recommandations de la direction, d'après nos résultats d'exploitation,

notre situation financière, nos besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme l'usage dans l'industrie et les attentes de l'actionnaire. En 2002, des dividendes sur nos actions ordinaires d'un montant de 174 millions de dollars ont été déclarés, comparativement à 240 millions de dollars en 2001 et à 371 millions de dollars en 2000. Des dividendes déclarés au cours de 2000, 158 millions de dollars avaient trait aux neuf mois terminés le 31 décembre 1999.

## 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.

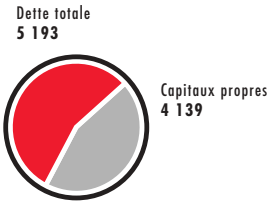
| *31 décembre 2002 (en millions de dollars canadiens)* | **Total** | **2003** | **2004-2005** | **2006-2007** | **Après 2007** |
|---|---|---|---|---|---|
| **Obligations contractuelles** *(à payer par exercice) :* | | | | | |
| Billets à court terme à payer | 579 | 579 | — | — | — |
| Dette à long terme[1] | 4 579 | 651 | 1 189 | 889 | 1 850 |
| Engagements en vertu de contrats de location-exploitation | 25 | 10 | 10 | 2 | 3 |
| Convention d'impartition d'Inergi LP | 919 | 120 | 216 | 199 | 384 |
| **Total des obligations contractuelles** | 6 102 | 1 360 | 1 415 | 1 090 | 2 237 |
| **Autres engagements commerciaux** *(par année d'échéance) :* | | | | | |
| Ligne de crédit bancaire[2] | 1 000 | 750 | 250 | — | — |
| Lettres de crédit[3] | 147 | 147 | — | — | — |
| Garanties[3] | 275 | 275 | — | — | — |
| **Total des autres engagements commerciaux** | 1 422 | 1 172 | 250 | — | — |

[1] Le 28 janvier 2003, nous avons émis des billets d'un capital de 500 millions de dollars dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme. Les billets ont été émis en deux tranches : une réouverture des billets de série 3 pour 300 millions de dollars à un taux d'intérêt nominal de 5,77 % échéant le 15 novembre 2012 et des billets de série 4 pour 200 millions de dollars à un taux d'intérêt nominal de 6,35 % échéant le 31 janvier 2034. Ce financement par emprunts n'est pas reflété dans le sommaire des obligations contractuelles et des autres engagements commerciaux au 31 décembre 2002.

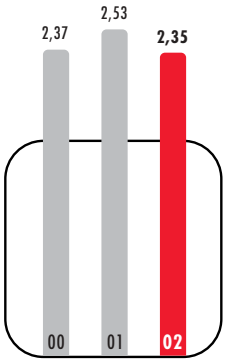
[2] Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable auprès d'un consortium de banques de 750 millions de dollars pour une durée de 364 jours et de 250 millions de dollars pour une durée de cinq ans.

[3] Nous détenons actuellement des lettres de crédit bancaire de 97 millions de dollars en cours relativement à des ententes sur la rémunération de retraite. Nous avons aussi offert un soutien prudent à la SIGMÉ comme exigé par les règles du marché, en utilisant une combinaison de lettres de crédit bancaire de 50 millions de dollars et des garanties de la société mère de 275 millions de dollars. Le montant du soutien prudent que nous fournissons sous forme de lettres de crédit bancaire à la SIGMÉ dépend de nos cotes de solvabilité à long terme auprès des agences d'évaluation du crédit importantes du Canada et des États-Unis. Par exemple, le montant des lettres de crédit bancaire fournies devrait augmenter si nos cotes de solvabilité se sont détériorées.

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




**Structure du capital pour 2002**
*31 décembre*
(en millions de $ CA)




**Ratio de converture des bénéfices**
*Exercice terminé le 31 décembre*

## Sources de liquidités et sources de financement

Nos principales sources de liquidités et sources de financement se présentent comme suit :

- les fonds provenant des activités d'exploitation;
- les emprunts sur les marchés financiers;
- le financement auprès des banques.

### *Activités d'exploitation*

Les flux de trésorerie nets liés à l'exploitation ont totalisé 492 millions de dollars en 2002, contre 914 millions de dollars en 2001 et 725 millions de dollars en 2000. La baisse de 422 millions de dollars en 2002 s'explique par l'augmentation des débiteurs et par la réduction des créditeurs et charges à payer. Depuis l'avènement du libre accès, nos cycles de facturation ont été retardés, car les tarifs de facturation des marchandises ne sont fournis par la SIGMÉ que dix jours ouvrables après la fin du mois. Toutefois, nous sommes toujours tenus de régler la facture d'achat d'électricité dans un délai de deux jours après sa réception. Par ailleurs, les créditeurs et charges à payer sont moins élevés à la suite de la diminution de la facture de décembre que nous avons reçue de la SIGMÉ et qui tenait compte de la réduction à 4,3 cents le kWh pour les petits consommateurs et les consommateurs désignés, et d'une provision inférieure pour les paiements en remplacement des impôts des sociétés.

L'augmentation de 189 millions de dollars en 2001 reflétait des créditeurs et charges à payer considérablement plus élevés, découlant principalement de hausses du coût et du volume de l'électricité de gros, des activités des sociétés de distribution locale acquises et de la provision supérieure pour les paiements en remplacement des impôts des sociétés. L'accroissement des créditeurs et charges à payer avait été plutôt contrebalancé par celui des débiteurs provenant de nos abonnés de services d'électricité en raison de l'expansion de notre clientèle et des hausses de tarifs imputables au coût de gros de l'électricité.

### *Activités de financement*

Les activités de financement ont dégagé 40 millions de dollars en 2002 contre 99 millions de dollars en 2001 et ont nécessité des sources de liquidités de 679 millions de dollars en 2000.

Les liquidités à court terme sont fournies par les fonds provenant des activités d'exploitation et notre programme de papier commercial, selon lequel nous sommes autorisés à émettre jusqu'à concurrence de 1 milliard de dollars de billets à court terme échéant dans moins de 365 jours. Comme garantie de ce programme, nous avons des facilités de crédit renouvelables auprès d'un consortium de banques de 750 millions de dollars pour une période de 364 jours et de 250 millions de dollars pour une durée de cinq ans. Au 31 décembre 2002, nous avions des billets à court terme en circulation totalisant 579 millions de dollars, ce qui signifie que le reste des liquidités à court terme d'environ 421 millions de dollars disponibles en vertu de ce programme et les niveaux anticipés de financement découlant des activités d'exploitation devraient suffire à financer nos besoins d'exploitation normaux.

Le financement à long terme est rendu possible par notre accès aux marchés de la dette, y compris notre programme de billets à moyen terme. Le capital maximal autorisé des billets à moyen terme pouvant être émis dans le cadre de ce programme est de 2,5 milliards de dollars et est présentement disponible jusqu'en juillet 2003, moment où nous prévoyons renouveler le programme pour deux autres années. Nous voulons utiliser le programme des billets à moyen terme pour répondre à la plupart de nos besoins d'emprunts dans un avenir prévisible. Au 31 décembre 2002, nous comptions

un capital de 1 050 millions de dollars de billets à moyen terme en circulation. Compte tenu de notre dernier financement par emprunts conclu le 28 janvier 2003, nous disposons d'environ 950 millions de dollars de capital disponible en vertu de ce programme. Nous croyons que nous serons en mesure d'émettre des billets à moyen terme à des conditions satisfaisantes, compte tenu, entre autres facteurs, des cotes de solvabilité attribuées par les grandes agences d'évaluation du crédit du Canada et des États-Unis à notre dette à long terme de premier rang non garantie.

| | Cote | |
|---|---|---|
| **Agence d'évaluation du crédit** | **Dette à court terme** | **Dette à long terme** |
| Standard & Poor's Rating Services Inc. [1] | A-1 | A |
| Dominion Bond Rating Service Inc. [2] | R-1 (bas) | A |
| Moody's Investor Services Inc. [3] | Préférentiel-1 | A2 |

[1] Le 13 novembre 2002, Standard & Poor's Rating Services Inc. a mis les cotes de solvabilité à court et à long terme de Hydro One en observation.

[2] Le 10 décembre 2002, Dominion Bond Rating Service Inc. a mis la cote de solvabilité à long terme de Hydro One sous une perspective négative.

[3] Le 24 janvier 2003, Moody's Investor Services Inc. a décidé de revoir la cote de solvabilité à long terme de Hydro One en vue d'une hausse possible.

En 2002, nous avons émis des billets d'un montant de 500 millions de dollars en vertu de notre programme de billets à moyen terme et enregistré une hausse nette des billets à court terme de 169 millions de dollars dans le cadre de notre programme de papier commercial. Au cours de 2002, nous avons remboursé environ 443 millions de dollars de notre dette à la SFIÉO. En 2001, nous avions émis des billets d'un montant de 550 millions de dollars en vertu de notre programme de billets à moyen terme, enregistré une hausse nette des billets à court terme de 280 millions de dollars dans le cadre de notre programme de papier commercial et remboursé 474 millions de dollars de notre dette à la SFIÉO. En 2000, le produit de notre première émission d'obligations de 1 milliard de dollars, ainsi que d'autres sources de liquidités dont l'augmentation nette de 130 millions de dollars du papier commercial, ont servi à rembourser une tranche de 1 399 millions de dollars de la dette contractée envers la SFIÉO.

## 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 les 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 finale en matière de 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 des finances est chargé de surveiller et d'examiner régulièrement le profil de risque et les pratiques et de s'assurer que le programme de gestion du risque fait partie intégrante de notre stratégie, de notre planification et de nos objectifs. Toutes nos filiales doivent procéder à une évaluation officielle du risque et élaborer une stratégie d'atténuation du risque.

Le chef du risque appuie le comité de vérification et des finances, le président et chef de la direction et le chef des finances. Il voit notamment à la coordination des politiques et des programmes de risque, à l'établissement des tolérances au risque de la société de portefeuille et des filiales et à la préparation des évaluations du risque et des profils de risque; il soutient les cadres fonctionnels et hiérarchiques dans l'accomplissement de leurs responsabilités. Il incombe à la vérification interne d'effectuer les examens indépendants de l'efficacité des politiques, des processus et des systèmes de gestion du risque.

## Risque du marché

Le risque du marché se rapporte essentiellement au risque de perte résultant des variations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des marchandises.

La dette à long terme impayée au 31 décembre 2002 est entièrement libellée en dollars canadiens et porte intérêt à divers taux, dont un taux d'intérêt moyen pondéré de 7,6 %. Nous sommes exposés aux variations des taux d'intérêt au moment du renouvellement de la dette et nous avons régulièrement recours à des swaps de taux d'intérêt pour réduire les éléments de risque lié aux taux d'intérêt. À la fin de 2002, des swaps de compensation de taux d'intérêt avec les mêmes contreparties étaient en cours et portaient sur un montant nominal de référence de 167 millions de dollars pour le capital. Ces swaps viendront à échéance en 2011. Nous estimons qu'une variation de 1 % des taux d'intérêt au refinancement de la dette à long terme échéant en 2003 et en 2004 ferait fluctuer le bénéfice net d'environ 2 millions de dollars en 2003 et 7 millions de dollars en 2004. Par conséquent, nous estimons qu'une augmentation de 1 % des taux d'intérêt à l'égard de notre dette aura un effet négligeable sur nos résultats d'exploitation pour 2003 ou 2004. Nous ne pouvons faire de prédiction quant aux fluctuations du taux d'intérêt réel en 2003 ou 2004.

Bien que nous ne soyons pas actuellement exposés aux variations des taux de change, nous pourrions décider dans un avenir prévisible d'émettre des titres de créance en monnaie étrangère.

Nous ne sommes pas exposés au risque lié aux prix des marchandises. Nous avons vendu nos activités de détail concurrentielles en date du 30 avril 2002 et ne nous livrons plus au commerce de l'électricité. En ce qui concerne nos entreprises de transport et de distribution réglementées, la Commission permet à tous les distributeurs de récupérer les coûts des marchandises dans les tarifs des abonnés. Nous courons toutefois un risque lié aux volumes. Les tarifs de nos entreprises de transport et de distribution sont fondés sur des niveaux de consommation projetés. Une importante réduction des niveaux de consommation réels par rapport aux projections pourrait nuire aux taux de rendement de ces entreprises. Dans des circonstances inhabituelles donnant lieu à un ralentissement de la consommation, nous pourrions demander au ministre de l'Énergie ou, après le 30 avril 2006, à la Commission d'approuver un redressement des tarifs.

## Risque de crédit

Les actifs financiers créent le risque que la contrepartie ne respecte pas ses engagements, causant une perte financière. 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 tirons nos produits d'exploitation d'une vaste clientèle. Par conséquent, nous ne tirons pas de produits importants d'un seul abonné. À l'entrée en vigueur du libre accès, nous devons fournir de l'électricité de gros pour le compte de détaillants et de sociétés de distribution concurrentiels intégrés à notre réseau pour revente à leurs abonnés. Les concentrations résultantes de risque de crédit sont atténuées grâce à divers contrats de garantie, dont des lettres de crédit, qui sont imbriqués dans nos contrats de services avec ces détaillants conformément au code de règlements aux détaillants (Retail Settlement Code) de la Commission.

Les instruments financiers dérivés exposent notre société à un risque de crédit, puisqu'il y a risque de manquement de la part de la contrepartie. 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.

## Risque lié au recouvrement des actifs réglementaires

Les actifs réglementaires représentent surtout les coûts reportés parce que, selon toute vraisemblance, ils seront recouvrés grâce aux tarifs futurs. Les actifs réglementaires constatés au 31 décembre 2002 sont présentés à la note 9 afférente aux états financiers consolidés. Le plafond instauré par le projet de loi 210 limite l'occasion de recouvrer l'augmentation des coûts et les dépenses en capital au-dessus des tarifs de base courants grâce à des tarifs au cours de la période de plafonnement des tarifs qui, à l'heure actuelle, se terminera le 30 avril 2006 au plus tôt. Une demande tarifaire peut être présentée à la Commission avant la fin de la période avec l'autorisation écrite du ministre de l'Énergie. Le projet de loi 210 établit les motifs d'approbation et stipule que, lorsqu'il se penche sur la question de l'approbation, le ministre doit tenir compte des intérêts des consommateurs en ce qui concerne les prix, la fiabilité et la qualité des services d'approvisionnement en électricité.

Les tarifs actuels de transport et de distribution prévoient le recouvrement d'un montant important de nos actifs réglementaires. Nous avons constaté certains actifs réglementaires qui ne sont pas inclus dans les tarifs en vigueur. Ces actifs réglementaires comprennent principalement les comptes d'écart liés au règlement de détail et l'excédent des coûts de préparation au marché sur le recouvrement provisoire de 8 millions de dollars approuvé par la Commission. Le projet de loi 210 prévoit le maintien des comptes de report pour ces actifs réglementaires, ainsi que d'un compte de report de charges à basse tension pour les abonnés directs et les sociétés de distribution locale intégrées qui ont été approuvées, mais qui n'étaient pas en vigueur en date du 1er décembre 2002. De plus, le ministre de l'Énergie a souligné, dans le cadre d'une lettre aux distributeurs datée du 23 janvier 2003, qu'il demandera à la Commission de terminer, au plus tard le 31 décembre 2003, la revue des demandes des distributeurs visant à recouvrer les montants qui sont considérés comme des actifs réglementaires au sens du projet de loi 210. D'après la lettre, une fois que la Commission aura terminé sa revue et qu'elle aura confirmé les montants à recouvrer, le processus de recouvrement commencera au plus tard en 2006.

Nous sommes toujours d'avis qu'il est probable de recouvrer nos actifs réglementaires à même les tarifs futurs, quoique le recouvrement intégral soit plus incertain à l'heure actuelle qu'avant le projet de loi 210. Étant donné le plus grand degré d'incertitude, nous ne comptabiliserons pas les charges à basse tension pour les abonnés directs et les sociétés de distribution locale intégrées dans nos résultats d'exploitation ou au bilan aux fins d'établissement de rapports financiers externes. Ces produits sont évalués à environ 26 millions de dollars par an. Nous avons l'intention de chercher à recouvrer les comptes d'écart liés au règlement de détail, les coûts de préparation au marché résiduels et les charges à basse tension non comptabilisées, ainsi que les intérêts en découlant, par l'entremise de demandes tarifaires futures.

Nous évaluons continuellement la probabilité de recouvrement des actifs réglementaires. Si un recouvrement au moyen de tarifs futurs n'était plus considéré comme probable, les montants en cause seraient imputés aux résultats d'exploitation de la période où l'évaluation a été effectuée. Si une décision réglementaire future était prise par la Commission ou par le ministre de l'Énergie en vue de permettre le recouvrement des charges à basse tension, nous constaterions un gain dans les résultats d'exploitation de la période où la décision serait prise.

## Risque lié au régime de retraite

Nous avons établi un régime de retraite à prestations déterminées pour la plupart des employés. La société n'est pas tenue de cotiser au régime de retraite, car l'évaluation actuarielle utilisée pour établir le niveau de cotisation a indiqué que le régime affichait un excédent. La société devra réévaluer son régime de retraite au plus tard le 31 décembre 2003. Par suite du déclin sur les marchés des capitaux depuis 2000 et du fléchissement des taux d'intérêt à long terme, à l'heure actuelle, Hydro One estime qu'une cotisation de l'ordre de 100 millions de dollars par an pourrait être exigée dès le dépôt de la prochaine évaluation actuarielle. Les cotisations seraient exigibles annuellement de 2004 à 2006. Après 2006, les cotisations seraient calculées en fonction de l'évaluation actuarielle devant être terminée le 31 décembre 2006 au plus tard. Le montant réel des cotisations pouvant être exigibles dans l'avenir dépendra des rendements futurs des placements, des changements apportés aux avantages ou des hypothèses actuarielles. Ces cotisations seront attribuées à la main-d'œuvre et imputées aux résultats d'exploitation ou capitalisées à titre de coût des immobilisations.

Dans le même ordre d'idées, l'entente d'impartition passée avec Inergi comporte une entente de partage du risque dans le cadre de laquelle Hydro One ou Inergi pourrait devoir verser un paiement lié à un déséquilibre futur entre l'actif et le passif de la caisse de retraite à l'égard des employés mutés couverts par le régime de retraite d'Inergi. L'entente de partage du risque sera réglée en fonction des données disponibles le 31 décembre 2004 et sera tributaire des facteurs économiques et des taux de rendement de la caisse de retraite. Si cette entente avait été réglée le 31 décembre 2002, Hydro One aurait été tenue de verser à Inergi environ 23 millions de dollars.

La société compte recouvrer toute charge continue accrue relativement aux coûts de retraite au moyen de demandes tarifaires futures pour les entreprises de transport et de distribution. Quoique des cotisations au comptant puissent être exigibles dès 2004, les demandes tarifaires peuvent être reportées jusqu'au 1er mai 2006 au moins, sauf si le ministre de l'Énergie accepte que la société présente une demande tarifaire à la Commission.

## Risque environnemental

Nous gérons un certain nombre des risques environnementaux essentiellement liés à la contamination des terrains, aux biphényles polychlorés (BPC), aux déversements et aux fuites. Nous avons élaboré des programmes de gestion environnementale spécifiques à ces risques, y compris un programme systématique d'évaluation et de remise en état, le cas échéant, de terrains contaminés et un programme de repérage et de destruction sécuritaire de l'équipement électrique contenant des BPC. Nous avons aussi mis sur pied un programme pour prévenir les déversements et réduire les fuites d'huile de notre équipement.

Nous estimons nos dépenses futures associées à l'évaluation et à la remise en état des terrains et à la gestion des BPC. Au 31 décembre 2002, notre estimation des dépenses futures associées à l'évaluation des terrains et à leur remise en état était d'environ 65 millions de dollars. Aux fins de cette estimation, nous supposons que la remise en état aura lieu, au besoin, là où il y a eu contamination en dehors du site ou qu'elle dépasse les lignes directrices du ministère de l'Environnement de l'Ontario et que des mesures correctives s'imposent pour prévenir d'autres déplacements hors site. Nous avons également supposé que le ministère de l'Environnement de l'Ontario, le ministère fédéral des Affaires indiennes et du Nord canadien ainsi que les bandes indiennes touchées appuieront notre méthode d'évaluation et de remise en état et que les règlements environnementaux existants ne changeront pas. Au 31 décembre 2002, nous estimions

à environ 153 millions de dollars les dépenses futures de gestion des BPC. Cette estimation suppose que les règlements environnementaux existants traitant des limites de BPC ne seront pas modifiés. Nos estimations sont revues périodiquement et nous prévoyons engager ces dépenses d'ici la fin de 2020. Au 31 décembre 2002, notre valeur actualisée nette estimative des dépenses futures dans le cadre des deux programmes s'établissait à environ 160 millions de dollars. Un actif réglementaire de ce montant a été établi au début de 2001, sur approbation de la Commission, et reflète nos attentes quant à la récupération de ces dépenses par le biais des tarifs futurs.

### Risques liés au transfert d'actifs des terres indiennes

Nous sommes aussi exposés au risque financier associé au coût de transfert à notre société du titre des actifs situés sur des terres indiennes dans le cadre de l'acquisition de nos activités en date du 1er avril 1999. 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. Nous gérons ces actifs, qui sont détenus pour l'instant par la SFIÉO.

Nous avons amorcé des négociations avec les bandes et les groupes d'Indiens visés pour obtenir les autorisations et consentements nécessaires pour effectuer le transfert de ces actifs de transport, de distribution et autres. Nous ne pouvons pas prédire le montant total que nous pourrions devoir payer pour obtenir les autorisations et consentements nécessaires. Nous nous attendons à payer plus de 850 000 $ par année, soit le montant qui avait été versé à ces bandes et groupes d'Indiens par Ontario Hydro et qui est le montant total des coûts permis en vertu des ordonnances tarifaires transitoires. Si, après avoir pris toutes les mesures raisonnables, nous ne pouvons autrement obtenir les autorisations et consentements des bandes et groupes d'Indiens, la SFIÉO gardera ces actifs pour une période indéterminée. Par ailleurs, nous pourrions également devoir déplacer ces actifs des terres autochtones à d'autres endroits à un coût qui serait élevé ou, dans un nombre limité de cas, abandonner une ligne et la remplacer par des groupes générateurs diesel. Dans de tels cas, nous pourrions présenter une demande auprès du ministre de l'Énergie ou, après le 30 avril 2006, auprès de la Commission pour recouvrer ces coûts dans des ordonnances tarifaires futures.

## CONVENTIONS COMPTABLES IMPORTANTES

La préparation de nos états financiers exige que nous formulions des estimations et des jugements qui influent sur les montants présentés des actifs, passifs, produits et charges, et les présentations correspondantes des 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 aux valeurs comptables des actifs et 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 conventions comptables importantes suivantes comportent les estimations et jugements les plus importants utilisés dans la préparation de nos états financiers :

## Actifs et passifs réglementaires

Nous exerçons nos activités dans un environnement réglementé. Par conséquent, les actifs et les passifs réglementaires découlent du processus de tarification et représentent des écarts temporaires entre les coûts engagés ou les produits constatés et le moment où ces montants sont reflétés dans les tarifs. Les actifs réglementaires portés au bilan au 31 décembre 2002 s'élevaient à 570 millions de dollars et se rapportaient principalement aux avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite; aux dépenses futures estimatives pour régler les dommages environnementaux passés (remise en état des terrains et élimination des BPC); aux coûts de préparation au marché et aux comptes d'écart liés au règlement de détail. Nous avons aussi comptabilisé un passif réglementaire relatif aux coûts de retraite.

Ces actifs et passifs peuvent être constatés aux fins de l'établissement des tarifs et dans les états financiers seulement dans la mesure où le ministre de l'Énergie ou la Commission accepte le traitement réglementaire pertinent. Si, dans l'avenir, la Commission détermine qu'un traitement réglementaire existant n'est plus acceptable, cet actif ou passif réglementaire ne serait plus justifiable et serait donc imputé ou crédité à l'état des résultats dans la période au cours de laquelle le calcul est effectué.

## Avantages sociaux futurs

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

Conformément à nos ordonnances tarifaires, nous comptabilisons les coûts des régimes 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). Nous comptabilisons les avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Ces deux coûts sont calculés 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 notre actuaire. Les hypothèses importantes utilisées pour déterminer le coût des avantages sociaux futurs en 2002 se présentent comme suit :

| | Régime de retraite | Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite |
|---|---|---|
| Taux de rendement prévu de l'actif du régime de retraite | 7,25 % | — |
| Taux d'actualisation moyen pondéré | 6,50 % | 6,67 % |
| Taux d'indexation des échelles salariales | 3,50 % | 3,50 % |
| Augmentation du coût de la vie | 2,50 % | 2,50 % |
| Durée moyenne résiduelle d'activité des employés (en années) | 12 | 12 |
| Taux d'augmentation des frais médicaux à long terme [1] | — | 4,50 % |
| Taux d'augmentation des frais dentaires [2] | — | 4,50 % |

[1] 14,10 % ramené graduellement à 4,50 % après onze ans.

[2] 7,30 % pour quatre ans, 4,50 % par la suite.

Le taux de rendement de 7,25 % 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 en harmonie avec 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 gouvernement 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 fondés sur les rendements des obligations de sociétés ayant une cote AA et une durée moyenne de 12,5 ans.

Le déclin des marchés financiers s'est traduit par une baisse considérable du taux de rendement réel de l'actif de notre régime de retraite au cours des dernières années par rapport au taux de rendement prévu. Toutefois, le taux de rendement prévu est indicateur de nos attentes à long terme. Nous sommes d'avis que cette hypothèse est raisonnable, car, étant donné la démarche 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 plus bas qu'il ne l'aurait été si l'on avait investi uniquement dans des actions. Les taux d'intérêt ont également baissé en deçà de notre taux d'actualisation moyen pondéré prévu utilisé pour calculer la valeur actuelle du passif découlant du régime de retraite. Par suite du déclin sur les marchés des capitaux et du fléchissement des taux d'intérêt à long terme, à l'heure actuelle, nous estimons qu'une cotisation de l'ordre de 100 millions de dollars par an pourrait être exigée après notre prochaine évaluation actuarielle, qui sera déposée le 31 décembre 2003 au plus tard. Une réduction de 1 % du taux de rendement hypothétique donnerait lieu à une augmentation des exigences de financement d'environ 2 millions de dollars en 2004.

Le coût des avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite est calculé au début de chaque année en fonction d'une estimation des frais liés aux nouvelles demandes d'indemnités et à la charge d'intérêts relative aux nouvelles demandes et à celles déjà en cours. 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 et à d'autres frais médicaux. Une hausse de 1 % des tendances des coûts des soins de santé donnerait lieu à une augmentation du coût des avantages d'environ 7 millions de dollars par année.

Les coûts liés aux avantages sociaux futurs sont attribués à la main-d'œuvre et imputés aux résultats d'exploitation ou sont capitalisés à titre de coût des immobilisations. Les modifications apportées aux hypothèses influeront sur le montant des avantages sociaux futurs et sur l'imputation du service en cours à l'état des résultats ou le montant capitalisé au coût des immobilisations.

## Passifs environnementaux

Nous estimons notre passif total à l'égard de l'élimination de la contamination environnementale passée et de la gestion des BPC en fonction de la valeur actualisée nette de ces dépenses futures estimatives. Nous révisons également régulièrement les estimations des dépenses environnementales futures. Ces dépenses futures sont estimées conformément aux lois et règlements sur l'environnement en vigueur et aux estimations actuelles des taux d'intérêt à long terme. Si les lois et règlements sur l'environnement ou les taux d'intérêt à long terme changent, la valeur actualisée nette de nos responsabilités environnementales sera touchée.

### 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 viennent à changer, nous pourrions devoir comptabiliser une charge de dépréciation liée à l'écart d'acquisition. L'écart d'acquisition a été soumis à un test de dépréciation en 2002 après l'adoption du projet de loi 210. Par suite du test de dépréciation, nous avons déterminé que l'écart d'acquisition n'avait subi aucune perte de valeur au 31 décembre 2002.

En général, si nos estimations et jugements mentionnés ci-dessus dans les conventions comptables importantes diffèrent des résultats réels, ou si le ministre de l'Énergie ou la Commission, pour quelque raison que ce soit, n'établit pas les taux conformément à ces conventions ou modifie sa position à l'égard de l'une de ces conventions, l'effet sur nos résultats d'exploitation et notre situation financière pourrait être important.

## PERSPECTIVES

Notre société est l'une des principales sociétés de transport et de distribution en Amérique du Nord. Notre réseau de transport dessert la quasi-totalité de l'Ontario, où nous occupons également le premier rang au chapitre de la distribution. Nous distribuons de l'électricité à environ 1,2 million d'abonnés domiciliés dans les régions urbaines, rurales et éloignées de la province. Nous nous concentrons surtout sur le maintien d'une exploitation sécuritaire, fiable et efficace de nos actifs de transport à haute tension et de distribution à basse tension. Ces valeurs demeurent aussi essentielles au sein de notre activité de télécommunication en expansion.

Tel qu'il a déjà été mentionné, la province a annoncé le plan d'action relatif à l'électricité le 11 novembre 2002 et a ensuite adopté le projet de loi 210. Ce projet de loi prévoit l'imposition d'un plafond des tarifs de transport et de distribution jusqu'au 30 avril 2006 au plus tôt. Toutefois, une demande tarifaire peut être présentée à la Commission avant cette date moyennant l'autorisation écrite du ministre de l'Énergie. Par conséquent, nous continuons de nous attacher à la réduction des coûts, en particulier dans la distribution, afin d'améliorer notre taux de rendement. Nous améliorerons les initiatives de réduction des coûts actuelles, notamment notre structure de gestion rationalisée rendue possible par notre programme de réduction de l'effectif. Nous comptons aussi mettre à profit les économies réalisées et prévues découlant de la mutation d'environ 900 employés du secteur de la technologie de l'information et divers autres secteurs à Inergi le 1er mars 2002.

Outre l'accent constant sur la compression des coûts, nous demeurons bien placés pour intégrer d'autres économies au secteur de l'électricité de la province. À titre de principal transporteur et distributeur en Ontario, nous possédons les compétences inégalées et la couverture géographique nous permettant de participer considérablement à l'essor du marché de l'électricité et d'assurer un approvisionnement en électricité à long terme fiable grâce aux améliorations du réseau de transport et à de nouveaux points de connexion. Nous sommes également toujours positionnés pour poursuivre la rationalisation du secteur de distribution provincial.

En 2002, nous avons accru notre présence au sein du marché des télécommunications par l'expansion de notre réseau de fibres optiques. Grâce à plusieurs nouveaux contrats et liens optiques aux États-Unis et au Québec, ce secteur offre beaucoup de potentiel pour les années à venir.

Notre engagement à assurer l'efficacité opérationnelle au sein de notre propre société et des secteurs que nous servons, en plus des investissements stratégiques en vue d'améliorer notre infrastructure de transport et de distribution, devrait assurer au marché ontarien un approvisionnement en électricité sécuritaire, fiable et efficace. Cette stratégie devrait aussi fournir aux porteurs de nos titres de créance actuels et futurs la garantie nécessaire à leur investissement continu dans notre société.

## RAPPROCHEMENT AVEC LES PCGR DES ÉTATS-UNIS

Le bénéfice net en vertu des PCGR du Canada a été inférieur de 3 millions de dollars en 2002 et supérieur de 4 millions de dollars en 2001 à ce qu'il aurait été en vertu des PCGR des États-Unis. Les bénéfices non répartis en vertu des PCGR du Canada étaient plus élevés de 393 millions de dollars au 31 décembre 2002 et moins élevés de 25 millions de dollars au 31 décembre 2001 que ce qu'ils auraient été en vertu des PCGR des États-Unis. Les bénéfices non répartis en vertu des PCGR des États-Unis au 31 décembre 2002 reflétaient un passif minimal lié au régime de retraite. Se reporter à la note 22 afférente aux états financiers consolidés pour une description des principales divergences entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis applicables à notre situation.

Le *Financial Accounting Standards Board* des États-Unis, communément appelé le FASB, a publié une série de nouveaux énoncés comptables en 2002. Se reporter à la note 22 afférente aux états financiers consolidés. Mis à part ce qui est décrit ci-dessous, nous ne prévoyons pas que ces énoncés comptables du FASB auront une incidence importante sur nos résultats d'exploitation ou notre situation financière. L'énoncé SFAS 143, *Accounting for Asset Retirement Obligations*, exige la mesure initiale de l'obligtion à la juste valeur pour ce qui est des coûts liés aux activités de cession. L'incidence possible de l'adoption du SFAS 143 n'est pas encore déterminable, mais pourrait être importante pour nos résultats d'exploitation et notre situation financière en vertu des PCGR des États-Unis. Cependant, en vertu du SFAS 143, une entreprise réglementée peut comptabiliser un actif ou un passif réglementé pour refléter les écarts temporaires entre le moment où les coûts sont constatés aux fins comptables et celui où ils le sont aux fins de la tarification.

# Rapport de la direction

La responsabilité des états financiers consolidés ci-joints de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») incombe à la direction. Ils ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada et sont conformes aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, à l'exception de ce qui est présenté à la note 22 afférente aux états financiers consolidés. Hydro One applique les principes comptables appropriés à ses activités. Les principales conventions comptables suivies par la société sont décrites dans le sommaire des principales conventions comptables présenté à la note 2 afférente aux états financiers consolidés. La préparation des états financiers comporte nécessairement l'utilisation d'estimations 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 états financiers consolidés ont été dressés correctement dans les limites raisonnables de l'importance relative et selon les informations disponibles au 13 février 2003.

La direction maintient un système de contrôles internes visant à fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés et que des informations financières fiables sont disponibles en temps opportun. Le système comporte des politiques et des procédés officiels ainsi qu'une structure organisationnelle prévoyant une délégation des pouvoirs et une division des responsabilités appropriées. Des vérificateurs internes ont évalué de façon indépendante et continue l'efficacité de ces contrôles internes et présenté 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 39 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'entremise 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 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.

Au nom de la direction de Hydro One Inc.,

**Tom Parkinson**
Président et chef de la direction

**K. M. Hartwick**
Chef des finances

# Rapport des vérificateurs

**À l'actionnaire de Hydro One Inc.**

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Hydro One Inc. (la « société ») au 31 décembre 2002 et au 31 décembre 2001 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de la société pour chacun des trois exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2002. 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 et des États-Unis. 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 au 31 décembre 2002 et au 31 décembre 2001 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des trois exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2002 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Comme décrit à la note 2, la société a modifié sa méthode de comptabilisation de l'écart d'acquisition et des autres actifs incorporels.

**Ernst & Young s.r.l.**
Comptables agréés
Toronto, Canada

le 13 février 2003

# États consolidés des résultats

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 | 2000 |
|---|---|---|---|
| **Produits** | | | |
| Transport *(note 16)* | **1 317** | 1 259 | 1 260 |
| Distribution *(note 16)* | **2 695** | 2 158 | 1 703 |
| Divers | **32** | 49 | 32 |
| | **4 044** | 3 466 | 2 995 |
| **Charges** | | | |
| Achats d'électricité *(note 16)* | **1 871** | 1 267 | 859 |
| Exploitation, entretien et administration *(note 4)* | **832** | 824 | 863 |
| Amortissement *(note 5)* | **411** | 384 | 348 |
| | **3 114** | 2 475 | 2 070 |
| **Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés** | **930** | 991 | 925 |
| Charges de financement *(notes 6 et 16)* | **353** | 350 | 340 |
| **Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés** | **577** | 641 | 585 |
| Provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés *(notes 7 et 16)* | **233** | 267 | 207 |
| **Bénéfice net** | **344** | 374 | 378 |
| **Résultat par action ordinaire de base et dilué** *(en dollars canadiens) (note 15)* | **3 258** | 3 562 | 3 182 |

# États consolidés des bénéfices non répartis

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 | 2000 |
|---|---|---|---|
| Bénéfices non répartis au 1er janvier | **357** | 241 | 265 |
| Bénéfice net | **344** | 374 | 378 |
| Dividendes *(note 15)* | **(192)** | (258) | (402) |
| Distribution à l'actionnaire *(note 8)* | **(7)** | — | — |
| **Bénéfices non répartis au 31 décembre** | **502** | 357 | 241 |

*Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.*

# Bilans consolidés

| *Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 |
|---|---|---|
| **Actif** | | |
| Actif à court terme : | | |
| Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses de 16 millions de dollars et 12 millions de dollars en 2001) | **659** | 538 |
| Matières et fournitures | **55** | 56 |
| | **714** | 594 |
| Immobilisations *(note 8)* : | | |
| Immobilisations en service | **13 790** | 13 335 |
| Moins : amortissement cumulé | **4 859** | 4 581 |
| | **8 931** | 8 754 |
| Construction en cours | **300** | 310 |
| | **9 231** | 9 064 |
| Autres actifs à long terme : | | |
| Actif reporté du régime de retraite *(note 10)* | **742** | 847 |
| Actif réglementaire *(note 9)* | **570** | 558 |
| Écart d'acquisition *(note 11)* | **133** | 133 |
| Débiteurs à long terme et autres actifs | **28** | 22 |
| Coûts de la dette reportés | **7** | 13 |
| | **1 480** | 1 573 |
| **Total de l'actif** | **11 425** | 11 231 |
| **Passif** | | |
| Passif à court terme : | | |
| Dette bancaire | **35** | 24 |
| Créditeurs et charges à payer *(note 16)* | **589** | 691 |
| Intérêts courus | **53** | 57 |
| Billets à court terme à payer *(note 12)* | **579** | 410 |
| Tranche échéant à moins d'un an de la dette à long terme *(note 12)* | **651** | 443 |
| | **1 907** | 1 625 |
| Dette à long terme *(note 12)* | **3 928** | 4 079 |
| Autres passifs à long terme : | | |
| Passif réglementaire *(note 9)* | **742** | 847 |
| Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite *(note 10)* | **540** | 510 |
| Passifs environnementaux *(note 14)* | **140** | 158 |
| Créditeurs à long terme et charges à payer | **29** | 18 |
| | **1 451** | 1 533 |
| **Total du passif** | **7 286** | 7 237 |
| Éventualités et engagements *(notes 13, 18 et 19)* | | |
| **Capitaux propres** *(note 15)* | | |
| 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 | **502** | 357 |
| **Total des capitaux propres** | **4 139** | 3 994 |
| **Total du passif et des capitaux propres** | **11 425** | 11 231 |

*Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.*

Au nom du Conseil,

**Glen Wright**
Président du Conseil

**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)* | **2002** | 2001 | 2000 |
|---|---|---|---|
| **Activités d'exploitation** | | | |
| Bénéfice net | **344** | 374 | 378 |
| Rajustements au titre des éléments sans effet sur la trésorerie : | | | |
| Amortissement (déduction faite des frais d'enlèvement) | **384** | 352 | 324 |
| Comptes d'écart liés au règlement de détail | **(37)** | — | — |
| | **691** | 726 | 702 |
| Variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation *(note 17)* | **(199)** | 188 | 23 |
| **Flux de trésorerie nets liés à l'exploitation** | **492** | 914 | 725 |
| **Activités de financement** | | | |
| Dette pour le financement à long terme : | | | |
| Émise | **500** | 550 | 1 000 |
| Remboursée | **(443)** | (474) | (1 399) |
| Dette pour le financement à court terme | **169** | 280 | 130 |
| Coûts de la dette reportés | **6** | 1 | (12) |
| Dividendes versés | **(192)** | (258) | (398) |
| **Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement** | **40** | 99 | (679) |
| **Activités d'investissement** | | | |
| Immobilisations | **(570)** | (566) | (446) |
| Acquisitions de sociétés de distribution locale | **—** | (475) | (23) |
| Produit de la cession *(note 3)* | **50** | — | — |
| Autres actifs | **(23)** | 28 | (69) |
| **Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement** | **(543)** | (1 013) | (538) |
| **Variation nette des espèces et quasi-espèces** | **(11)** | — | (492) |
| Espèces et quasi-espèces au 1er janvier | **(24)** | (24) | 468 |
| **Espèces et quasi-espèces au 31 décembre** *(note 17)* | **(35)** | (24) | (24) |

*Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.*

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

## 01. Constitution et début des activités

Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est détenue en propriété exclusive par la province de l'Ontario (la « province »). L'activité principale de Hydro One consiste à transporter de l'électricité et à la distribuer aux abonnés en Ontario, et est réglementée par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « Commission »).

## 02. Principales conventions comptables

**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 Network Services Inc. (Hydro One Network Services), 1316664 Ontario Inc., anciennement Ontario Hydro Energy Inc. (Ontario Hydro Energy), Hydro One Remote Communities Inc. (Hydro One Remote Communities), Hydro One Brampton Inc. (Hydro One Brampton), Hydro One Markets Inc., Hydro One Telecom Inc. et Hydro One Delivery Services Company Inc.

En date du 1er janvier 2003, Hydro One Networks et Hydro One Network Services ont fusionné. Hydro One Network Services sera dissoute en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), une fois toutes les exigences respectées. En outre, les activités de l'ancienne Ontario Hydro Energy sont en train d'être liquidées (voir la note 3).

**Méthode de comptabilisation**

Les présents états financiers consolidés sont dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR du Canada ») et sont conformes aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »), sauf comme indiqué à la note 22.

**Tarification**

En date du 1er avril 1999, selon les dispositions de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, les entreprises d'Ontario Hydro ont été restructurées en cinq entreprises distinctes, y compris Hydro One qui agit, par l'entremise des filiales en propriété exclusive, à titre de société remplaçante des entreprises de transport, de distribution d'électricité et de services énergétiques d'Ontario Hydro. Cette restructuration a eu lieu en prévision de la libre concurrence des marchés de l'électricité de détail et de gros en Ontario, qui est entrée en vigueur officiellement le 1er mai 2002 (le libre accès). Le 9 décembre 2002, la province a adopté la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité*, la conservation de l'électricité et l'alimentation en électricité (le projet de loi 210), qui modifiait la *Loi de 1998 sur l'électricité* et d'autres lois afin de mettre en œuvre le plan d'action pour la diminution des factures d'électricité annoncé par le Premier ministre de l'Ontario le 11 novembre 2002.

Les tarifs de notre entreprise de transport pour les périodes antérieures au libre accès ont été établis par la Commission pour fournir un taux de rendement annuel de 9,88 % des capitaux propres réputés affectés à cette entreprise. Au cours de cette période, Hydro One n'a pas facturé directement les abonnés pour les services de transport. Les produits du transport réglementé ont plutôt été recouvrés par Ontario Power Generation Inc. (OPG) et ont été versés à la société en vertu d'une entente de répartition des produits entre les sociétés remplaçantes. L'entente de répartition des produits a cessé avec le libre accès et la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (la SIGMÉ) verse maintenant les paiements d'après les tarifs de transport uniformes approuvés par la Commission pour tous les transporteurs à la grandeur de l'Ontario. Fondés sur notre charge estimative, ces tarifs ont aussi été établis pour donner un taux de rendement annuel de 9,88 %.

Avant le libre accès, l'entreprise de distribution achetait son électricité à prix fixe auprès de OPG et facturait à ses abonnés de distribution un tarif groupé pour la production, le transport et la distribution de l'électricité. Les tarifs groupés établis initialement par la Commission pour 2000 ont donné un taux de rendement annuel de 9,88 % des capitaux propres réputés affectés à cette entreprise. Les tarifs groupés sont restés en place jusqu'au libre accès.

Au cours de 2001, le coût de l'électricité de gros pour la société a été haussé à deux occasions. En date du 1er juin 2001, la province a adopté une réglementation qui augmentait pour toutes les sociétés de distribution, y compris Hydro One, le coût de l'électricité de gros fournie par OPG de 0,7 cent le kWh. La Commission a approuvé l'intégration de cette hausse non liée à la distribution aux tarifs groupés des abonnés. Le coût de l'électricité de gros pour notre entreprise de distribution a été ensuite haussé de 1,15 cent le kWh en date du 1er octobre 2001 de sorte que, après cette augmentation, le coût de l'électricité pour la société était conforme au tarif payé par d'autres distributeurs importants. Le 19 janvier 2001, la société a demandé, par

## 02. Principales conventions comptables (suite)

l'entremise de Hydro One Networks de réduire la tranche provenant des abonnés de détail de l'exigence en matière de produits de distribution qui serait entrée en vigueur le 1er octobre 2001, soit d'environ 742 millions de dollars à 646 millions de dollars pour atténuer considérablement l'incidence, sur les abonnés de Hydro One, de cette hausse du coût de l'électricité, et ce, progressivement sur une période de trois ans. La société appelle communément cette atténuation le plan d'atténuation des tarifs.

Depuis l'entrée en vigueur du libre accès, Hydro One achète son électricité du marché au comptant administré par la SIGMÉ et facture à ses abonnés de distribution les tarifs dégroupés, y compris les tarifs de distribution approuvés par la Commission. Ces tarifs de distribution sont pratiquement identiques aux tarifs de distribution que nous avons intégrés à nos tarifs groupés avant le libre accès.

Le 30 août 2002, la Commission a publié une ordonnance tarifaire établissant les tarifs de distribution dégroupés. Cette ordonnance tenait compte de la décision du 12 juin 2002 de la Commission quant à la demande que Hydro One Networks a déposée le 19 janvier 2001. La Commission a approuvé une exigence globale en matière de produits de distribution (y compris celle liée aux tarifs de détail, aux tarifs de basse tension et à diverses charges) de 646 millions de dollars en date du 1er octobre 2001, de 694 millions de dollars en date du 1er mars 2002 et de 742 millions de dollars en date du 1er mars 2003. En outre, la Commission a confirmé l'approbation provisoire du recouvrement d'approximativement 8 millions de dollars de coûts engagés pour harmoniser nos systèmes et pratiques d'affaires avec les exigences du marché de l'électricité concurrentiel, communément appelés coûts de préparation au marché.

Le projet de loi 210 a été adopté afin de mettre en œuvre le plan d'action pour la diminution des factures d'électricité annoncé par le Premier ministre de l'Ontario le 11 novembre 2002. Voici les dispositions les plus importantes du projet de loi concernant les entreprises de transport et de distribution :

- Le prix de l'énergie pour les petits consommateurs et les consommateurs désignés (comme défini dans le projet de loi 210) est établi à 4,3 cents le kWh, rétroactivement au 1er mai 2002. La plupart des abonnés de distribution de la société (qui consomment, au total, environ 70 % de l'énergie que nous distribuons) ont droit au prix de l'énergie fixe. Compte tenu du fait que le prix dépassait 4,3 cents le kWh pour la période du 1er mai 2002 au 1er décembre 2002, le projet de loi 210 a exigé que les distributeurs émettent un remboursement de 75 $ aux consommateurs admissibles et créditent tout remboursement restant aux factures futures. La SIGMÉ a facilité ce gel des prix et continuera de le faire par un financement offert par la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la SFIÉO), et les produits de distribution et les coûts des achats d'électricité présentés jusqu'à la fin du troisième trimestre de 2002 ont donc été réduits de 91 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 22 millions de dollars pour le deuxième trimestre et une baisse de 113 millions de dollars pour le troisième trimestre.
- Le plafonnement des tarifs du transport et de la distribution s'applique jusqu'au 30 avril 2006 au moins. Une demande de tarifs peut être soumise à la Commission avant cette date avec l'autorisation écrite du ministre de l'Énergie. Toutes les hausses de tarif qui ont été approuvées par la Commission mais non mises en oeuvre avant le 1er décembre 2002 ont été suspendues. Par conséquent, la hausse du 1er mars 2003 et les modifications tarifaires associées aux charges de basse tension pour les sociétés de distribution locale intégrées et les abonnés directs ne peuvent être mises en œuvre. La hausse de 8 millions de dollars des produits de distribution associés aux coûts de préparation au marché qui a été approuvée par la Commission pour les dix mois commençant le 1er mai 2002 demeurera en vigueur jusqu'au 30 avril 2006 au moins.
- En date du 1er décembre 2002, le prix payé par les distributeurs à la SIGMÉ pour les charges du marché de gros autres qu'énergétiques est pratiquement identique au prix que les distributeurs peuvent facturer à leurs abonnés. Pour la période du 1er mai 2002 au 1er décembre 2002, les écarts entre les tarifs ont été accumulés dans des comptes d'écart liés au règlement de détail conformément aux dispositions de l'article 490 du *Accounting Procedures Handbook* de la Commission pour la cession par l'entremise des écarts de rémunération futurs ou des rajustements de tarif approuvés.
- Le projet de loi 210 permet l'établissement ou le maintien des comptes de report pour certains montants jusqu'à ce que la Commission se soit prononcée sur la cession. Pour Hydro One, les comptes les plus importants comprennent : les comptes d'écart liés au règlement de détail, les coûts de préparation au marché, et les produits qui auraient été facturés si les charges pour les installations à basse tension approuvées pour les sociétés de distribution locale intégrées et les abonnés directs avaient été appliquées. Le projet de loi 210 permet également le maintien d'un compte de report pour les coûts de décontamination environnementale engagés par l'entreprise de distribution en 2001 et en 2002. Le traitement comptable de ces coûts a été revu par la Commission dans le cadre du plan d'atténuation des tarifs.

L'adoption du projet de loi 210 a fixé effectivement un plafond pour les tarifs de Hydro One Remote Communities, par l'entremise de laquelle les localités éloignées du nord de l'Ontario sont servies, et Hydro One Brampton, qui a été acquise en 2001. Toutes les autres sociétés de distribution locale qui ont été achetées ont été entièrement intégrées à Hydro One Networks, la filiale principale en activité. Par suite du plafonnement des tarifs, le taux de rendement de Hydro One Remote Communities continue de refléter une structure du capital financée entièrement par emprunts, et Hydro One Brampton ne sera pas en mesure de mettre en œuvre la hausse de tarif finale pour atteindre un rendement des capitaux propres de 9,88 %, comme proposé initialement par la Commission.

Les actifs réglementaires représentent surtout les coûts reportés parce que, selon toute vraisemblance, ils seront recouvrés grâce aux tarifs futurs. Les actifs réglementaires constatés au 31 décembre 2002 sont présentés à la note 9. Le plafond instauré par le projet de loi 210 limite l'occasion de recouvrer l'augmentation des coûts et les dépenses en capital au-dessus des tarifs de base courants grâce à des tarifs au cours de la période de plafonnement des tarifs qui, à l'heure actuelle, se terminera le 30 avril 2006 au plus tôt. Une demande tarifaire peut être présentée à la Commission avant la fin de la période avec l'autorisation écrite du ministre de l'Énergie. Le projet de loi 210 établit les motifs d'approbation et stipule que, lorsqu'il se penche sur la question de l'approbation, le ministre doit tenir compte des intérêts des consommateurs en ce qui concerne les prix, la fiabilité et la qualité des services d'approvisionnement en électricité.

Les tarifs actuels de transport et de distribution prévoient le recouvrement d'un montant important de nos actifs réglementaires inscrits au 31 décembre 2002. Nous avons constaté certains actifs réglementaires qui ne sont pas inclus dans les tarifs en vigueur. Ces actifs réglementaires comprennent principalement les comptes d'écart liés au règlement de détail et l'excédent des coûts de préparation au marché sur le recouvrement provisoire de 8 millions de dollars approuvé par la Commission. Le projet de loi 210 prévoit le maintien des comptes de report pour ces actifs réglementaires, ainsi que d'un compte de report de charges à basse tension pour les abonnés directs et les sociétés de distribution locale intégrées qui ont été approuvées, mais qui n'étaient pas en vigueur en date du 1er décembre 2002. De plus, le ministre de l'Énergie a souligné, dans le cadre d'une lettre aux distributeurs datée du 23 janvier 2003, qu'il demandera à la Commission de terminer, au plus tard le 31 décembre 2003, la revue des demandes des distributeurs visant à recouvrer les montants qui sont considérés comme des actifs réglementaires au sens du projet de loi 210. D'après la lettre, une fois que la Commission aura terminé sa revue et qu'elle aura confirmé les montants à recouvrer, le processus de recouvrement commencera au plus tard en 2006.

Hydro One est toujours d'avis qu'il est probable de recouvrer les actifs réglementaires à même les tarifs futurs, quoique le recouvrement intégral soit plus incertain à l'heure actuelle qu'avant le projet de loi 210. Étant donné le plus grand degré d'incertitude, la société ne comptabilisera pas les charges à basse tension pour les abonnés directs et les sociétés de distribution locale intégrées dans les résultats d'exploitation ou au bilan aux fins d'établissement de rapports financiers externes. Ces produits sont évalués à environ 26 millions de dollars par an. Hydro One a l'intention de chercher à recouvrer les comptes d'écart liés au règlement de détail, les coûts de préparation au marché résiduels et les charges à basse tension non comptabilisées, ainsi que les intérêts en découlant, par l'entremise de demandes tarifaires futures.

La société évalue continuellement la probabilité de recouvrement des actifs réglementaires. Si un recouvrement au moyen de tarifs futurs n'était plus considéré comme probable, les montants en cause seraient imputés aux résultats d'exploitation de la période où l'évaluation aurait été effectuée. Si une décision réglementaire future était prise par la Commission ou par le ministre de l'Énergie en vue de permettre le recouvrement des charges à basse tension, Hydro One constaterait un gain dans les résultats d'exploitation de la période où la décision serait prise.

Les traitements réglementaires suivants ont donné lieu à des traitements comptables différents des PCGR du Canada à l'égard d'entreprises œuvrant dans un cadre de tarifs non réglementés :

- les avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice conformément aux PCGR du Canada. La Commission a permis la récupération des coûts des services passés, provenant 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 montant initial de 419 millions de dollars pour tenir compte de ce traitement réglementaire;
- Hydro One a constitué une provision pour les dépenses futures estimatives nécessaires pour régler les dommages environnementaux passés. Puisque ces dépenses sont recouvrées au moyen des tarifs, la société a enregistré un actif réglementaire d'un montant initial de 190 millions de dollars. À l'exception de la partie de l'actif réglementé liée à certaines dépenses de distribution, cet actif réglementaire,

## 02. Principales conventions comptables (suite)

incluant l'augmentation des intérêts futurs, devrait être amorti d'ici 2020 selon le modèle des dépenses réelles. En vertu du plan d'atténuation des tarifs de la société examiné avec la Commission, la partie de l'actif réglementaire liée aux dépenses de distribution réelles engagées en 2001 et en 2002 sera amortie par imputation aux résultats d'exploitation selon la méthode linéaire de 2003 à 2020 inclusivement. La Commission a pleins pouvoirs de vérifier et d'évaluer l'étendue et le calendrier de recouvrement de ces coûts environnementaux;

- les coûts de préparation au marché ont été reportés selon les critères établis par le *Electricity Distribution Rate Handbook* de la Commission, l'*Accounting Procedures Handbook* et les directives ultérieures de la Commission. En l'absence d'un tel règlement, ces coûts auraient été passés en charges lorsqu'ils auraient été engagés en vertu des PCGR du Canada;
- Hydro One a reporté certains comptes d'écart liés au règlement de détail selon les dispositions de l'article 490 du *Accounting Procedures Handbook* de la Commission;
- conformément aux ordonnances tarifaires approuvées par la Commission, les coûts de retraite sont comptabilisés dans les résultats d'exploitation lorsque les cotisations patronales sont versées à la caisse de retraite plutôt que selon la méthode de la comptabilité d'exercice. En conséquence, un montant égal à l'actif reporté du régime de retraite a été inscrit à titre de passif réglementaire;
- les paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés relatifs aux entreprises réglementées de la société sont comptabilisés selon la méthode de l'impôt exigible comme l'exige la Commission.

**Constatation et répartition des produits**

Les ordonnances tarifaires publiées par la Commission pour l'entreprise de transport constituaient le fondement de la convention de répartition des produits. En 1999, 2000 et 2001, et avant le libre accès, les produits tirés du transport représentaient un montant fixe axé sur l'exigence en matière de produits annuels de 1,2 milliard de dollars. Depuis le libre accès, les produits tirés du transport sont recouvrés à même les tarifs dégroupés approuvés par la Commission et sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est livrée aux abonnés.

Avant le libre accès, les produits de distribution attribuables à la vente et la livraison de l'électricité étaient fondés sur les tarifs dégroupés approuvés par la Commission. Depuis le libre accès, les produits de distribution sont fondés sur les tarifs de distribution groupés 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 pour 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 mensuelle.

Les produits de distribution comprennent également un montant pour le programme d'assistance à la tarification résidentielle en régions rurales et éloignées, qui, avant le libre accès, était recueilli par le truchement de la convention de répartition des produits et constaté selon les conditions de la convention. Depuis le libre accès, les montants de protection des tarifs ruraux sont reçus de la SIGMÉ d'après un tarif standard d'abonné approuvé par la Commission. La loi actuelle offre une assistance à la tarification à des catégories prescrites d'abonnés résidentiels des régions rurales et éloignées 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 de services et d'équipement. Ces produits sont constatés lorsque les services sont rendus ou lorsque l'équipement est livré.

Les produits non facturés inclus dans les débiteurs au 31 décembre 2002 ont totalisé 248 millions de dollars (189 millions de dollars en 2001). Le montant des produits non facturées a été présenté déduction faite du solde à créditer sur les factures à venir afin de tenir compte du prix de l'électricité fixé de 4,3 cents le kilowattheure stipulé dans le projet de loi 210 pour les petits consommateurs et les consommateurs désignés.

**Impôt des sociétés et impôt 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 SFIÉO. Ces paiements sont calculés selon les règles suivies pour le 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 la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), modifiée pour 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'exige la Commission. En vertu de cette méthode, aucune provision n'est constituée pour les impôts sur les bénéfices futurs en raison 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.

**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. Ces actifs sont comptabilisés au moindre du coût moyen et de la valeur de réalisation nette.

**Immobilisations**
Les immobilisations sont capitalisées au coût, à savoir le coût des matières et de la main-d'œuvre, les frais d'ingénierie, les charges indirectes, l'amortissement de l'équipement en service et la répartition approuvée des fonds utilisés pendant la construction applicables aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises réglementées ou aux intérêts s'appliquant aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises non réglementées.

Les immobilisations en service comprennent les actifs destinés au transport, à la distribution, aux communications ainsi qu'à l'administration et à l'entretien 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.

*Transport*
Les actifs liés au transport incluent les biens utilisés 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 biens utilisés afin d'augmenter la tension de l'électricité des centrales pour le transport et afin de réduire la tension pour la distribution, comme les commutateurs, les disjoncteurs et les transformateurs.

*Distribution*
Les actifs liés à la distribution incluent les biens liés 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 entretien*
Les actifs liés à l'administration et à l'entretien 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 découlant de l'usage prévus par la loi 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 engagés pour les servitudes et autres droits d'accès.

**Construction en cours**
Les coûts de financement des immobilisations en cours de construction de sociétés réglementées sont capitalisés selon la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. Dans le cas des sociétés non réglementées, les intérêts sont capitalisés à des taux qui se rapprochent du coût moyen de tous les emprunts à long terme contractés. Les taux des sociétés réglementées et non réglementées étaient les mêmes de 2000 à 2002 (8,1 % en 2002, 8,1 % en 2001 et 8,0 % en 2000).

**Réduction de la valeur des immobilisations**
Si des faits et circonstances indiquent qu'une immobilisation ou une servitude peut subir une baisse de valeur, il y aura évaluation de la recouvrabilité. Aux fins de cette évaluation, les flux de trésorerie non actualisés futurs estimatifs liés à l'immobilisation ou à la servitude sont comparés à la valeur comptable de l'actif afin de déterminer si une réduction est requise.

## 02. Principales conventions comptables (suite)

**Amortissement**

Le coût en capital des immobilisations est amorti selon la méthode linéaire, sauf pour le matériel de transport et de travail et les ordinateurs personnels, qui sont amortis de manière dégressive.

Les taux d'amortissement des diverses catégories d'actifs sont fondés sur leur durée d'utilisation prévue, qui se présente comme suit pour les diverses catégories :

| | Durée d'utilisation prévue (en années) | |
|---|---|---|
| | **Fourchette** | **Moyenne** |
| Transport | 12 - 100 | 57 |
| Distribution | 15 - 75 | 41 |
| Communications | 7 - 40 | 22 |
| Administration et entretien | 5 - 50 | 42 |
| Servitudes | 75 | 57 |

Selon les pratiques du groupe en matière d'amortissement, le coût d'origine de la mise hors service normale des immobilisations est imputé à l'amortissement cumulé, mais aucun gain ni perte à cet égard n'apparaît dans les résultats d'exploitation. Les gains réalisés ou les pertes subies à la vente d'immobilisations, 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 d'enlèvement des immobilisations.

Les durées d'utilisation prévues des immobilisations sont revues régulièrement. Les changements découlant de cette révision se répercutent sur la durée d'utilisation restante, à compter de l'exercice au cours duquel ils ont une incidence sur les tarifs.

**Avantages sociaux futurs**

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

Conformément aux ordonnances tarifaires de la Commission, les coûts de retraite sont comptabilisés lorsque les cotisations patronales sont versées à la caisse de retraite conformément à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). En conséquence, un montant égal à l'actif reporté du régime de retraite est inscrit à titre de passif réglementaire. L'actif reporté du régime de retraite provient de la différence cumulative entre les cotisations patronales et les coûts du régime de retraite. Les coûts de retraite sont calculés 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 sur la valeur actuarielle actualisée 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 au moyen des justes valeurs. Des évaluations actuarielles sont réalisées au moins tous les trois ans.

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 des modifications du régime ainsi que les gains ou les pertes actuariels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée moyenne prévue du reste de la carrière active des employés.

Les coûts liés aux avantages sociaux futurs sont attribués à la main-d'œuvre et imputés aux résultats d'exploitation ou sont capitalisés comme une partie des coûts des immobilisations.

**Régime incitatif à long terme**

Le régime incitatif de rémunération à long terme établi le 1er janvier 2000 a été aboli en 2002. Ce régime mesurait l'atteinte d'objectifs précis au cours de trois années consécutives sur une base continue, une nouvelle tranche de trois ans commençant chaque année. La société a constaté une charge pour une tranche de trois ans lorsqu'il était probable que les objectifs seraient atteints et qu'une obligation serait engagée, généralement durant la troisième année. La tranche finale de trois ans a débuté le 1er janvier 2001 et prend fin le 31 décembre 2003.

**Écart d'acquisition**

L'écart d'acquisition représente le coût des sociétés de distribution locale acquises excédant la juste valeur de l'actif net identifiable acquis.

Depuis le 1er janvier 2002, Hydro One se conforme aux dispositions du chapitre 3062 du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) intitulé *Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels*, selon lequel l'écart d'acquisition n'est pas amorti. Des tests de dépréciation seront effectués sur la valeur comptable de l'écart d'acquisition tous les ans, ou plus souvent si les circonstances l'exigent, toute moins-value de la valeur comptable de l'écart d'acquisition étant déduite des résultats d'exploitation. Avant la norme actuelle, la baisse de valeur de l'écart d'acquisition était mesurée d'après les flux de trésorerie non actualisés futurs estimatifs de l'entreprise à laquelle l'écart d'acquisition se rapportait. En vertu du chapitre 3062 du Manuel de l'ICCA, la dépréciation de l'écart d'acquisition est mesurée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation par rapport à la valeur comptable sous-jacente des actifs nets de cette unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition.

Les dispositions transitoires du chapitre 3062 du Manuel de l'ICCA, afférentes à Hydro One, exigent que l'écart d'acquisition soit soumis à un test de dépréciation au début de la période pendant laquelle la norme comptable est entièrement adoptée et que le bénéfice net, rajusté pour exclure la dotation aux amortissements liée à l'écart d'acquisition qui ne sera plus amorti, soit présenté pour la période correspondante. 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 l'entreprise de distribution.

**Coûts de la dette reportés**
Les coûts de la dette reportés incluent les montants non amortis des escomptes ou des primes à l'émission de la dette et d'autres coûts. Les coûts de la dette reportés sont amortis jusqu'à l'échéance de la dette selon la méthode de dotation uniforme.

**Coûts environnementaux**
Hydro One constate une obligation 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) de l'équipement 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 (voir les notes 9 et 14). Hydro One revoit régulièrement ses estimations des coûts environnementaux futurs.

**Emploi d'estimations**
La préparation des états financiers conformément aux PCGR du Canada exige que la direction effectue des estimations et formule des hypothèses qui influent sur les montants présentés de l'actif et du passif, les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels à la date des états financiers et les montants présentés des produits et charges de l'exercice. Les résultats réels pourraient différer des estimations, notamment en raison de futures décisions prises par la Commission ou le ministre de l'Énergie.

## 03. Vente d'activités de détail concurrentielles

En date du 30 avril 2002, la société a vendu presque tous les actifs associés aux activités de détail concurrentielles de l'ancienne Ontario Hydro Energy pour un produit net d'environ 50 millions de dollars. La vente a donné lieu à un gain estimatif initial de 2 millions de dollars avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés. Dans le cadre du contrat de vente, on a apporté un rajustement final au prix d'achat, réduisant à 1 million de dollars le gain à la vente avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés.

Avant sa vente, Ontario Hydro Energy offrait des contrats d'électricité à prix fixe aux abonnés résidentiels en Ontario. Si Hydro One avait poursuivi les activités de détail concurrentielles, l'ancienne Ontario Hydro Energy aurait alors été tenue d'acheter de l'électricité au prix au comptant horaire sur le marché du gros de l'électricité en Ontario à compter du libre accès. Pour couvrir ce risque, l'ancienne Ontario Hydro Energy a conclu des accords financiers de swap d'électricité en vertu desquels elle devait payer à la contrepartie un prix fixe et recevoir le prix au comptant en Ontario. Au 31 décembre 2001, la juste valeur des swaps était négligeable.

Parce que la vente de la plupart des actifs associés aux activités de détail concurrentielles de l'ancienne Ontario Hydro Energy comportait des contrats de détail sur l'énergie, des accords financiers de swap d'électricité et des contrats d'approvisionnement en gaz, Hydro One a éliminé son risque à l'égard du prix des marchandises connexe et le risque de volume associé aux activités d'énergie de détail concurrentielles. Les activités qui restent sont en train d'être liquidées.

## 04. Exploitation, entretien et administration

En septembre 2002, Hydro One a annoncé que son effectif serait réduit d'environ 140 employés occupant surtout des fonctions de gestion au siège social ou des fonctions de soutien de la gestion. Hydro One a procédé à cette réduction en 2002 en ayant recours à des mesures volontaires comme involontaires, y compris celles disponibles en vertu des conventions collectives pour certains des employés touchés. Une provision de 25 millions de dollars a été imputée aux résultats d'exploitation de 2002 pour les dépenses futures estimatives découlant de cette réduction de l'effectif. Un total de 2 millions de dollars de ce montant a été imputé à la provision en 2002, le solde devant l'être en 2003 et 2004.

## 05. Amortissement

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 | 2000 |
|---|---|---|---|
| Amortissement des immobilisations en service | **327** | 302 | 280 |
| Frais d'enlèvement d'immobilisations | **27** | 32 | 24 |
| Amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs | **57** | 50 | 44 |
| | **411** | 384 | 348 |

## 06. Charges de financement

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 | 2000 |
|---|---|---|---|
| Intérêts sur les billets à court terme à payer | **15** | 7 | 2 |
| Intérêts sur la dette à long terme à payer | **366** | 371 | 377 |
| Moins : Intérêts capitalisés sur la construction en cours | **(19)** | (21) | (22) |
| Intérêts capitalisés sur les actifs réglementaires *(note 9)* | **(6)** | (2) | — |
| Intérêts gagnés sur des placements | **(3)** | (5) | (17) |
| | **353** | 350 | 340 |

## 07. Provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés

La provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés (PRIS) diffère du montant qui aurait été comptabilisé en fonction du taux d'imposition 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 réel est comme suit :

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 | 2000 |
|---|---|---|---|
| Bénéfice avant provision pour PRIS | **577** | 641 | 585 |
| Taux d'impôt sur les bénéfices fédéral et de l'Ontario prévu par la loi | **38,62 %** | 41,74 % | 43,95 % |
| Provision pour PRIS au taux prévu par la loi | **223** | 268 | 257 |
| Augmentation (diminution) découlant de : | | | |
| Écarts temporaires nets : | | | |
| Déduction pour amortissement en excédent de l'amortissement | **(27)** | (20) | (44) |
| Dépenses liées à l'environnement | **(10)** | (10) | — |
| Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales | **(9)** | (8) | (10) |
| Charge liée aux avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite en excédent des (inférieur aux) paiements au comptant | **11** | 6 | (4) |
| Charge liée au programme de réduction de l'effectif en excédent des (inférieur aux) paiements au comptant | **9** | — | (23) |
| Divers | **9** | 14 | 8 |
| Écarts temporaires nets | **(17)** | (18) | (73) |
| Écarts permanents : | | | |
| Impôt des grandes sociétés | **17** | 16 | 15 |
| Divers | **10** | 1 | 8 |
| Écarts permanents nets | **27** | 17 | 23 |
| Provision pour PRIS | **233** | 267 | 207 |
| Taux d'imposition réel | **40,38 %** | 41,65 % | 35,38 % |

Les impôts futurs des entreprises réglementées n'ont pas été comptabilisés, puisqu'ils devraient être recouvrés au moyen de produits futurs. Au 31 décembre 2002, des passifs d'impôts futurs de 132 millions de dollars (105 millions de dollars en 2001), qui sont fondés sur les taux d'imposition pratiquement en vigueur, n'avaient pas été comptabilisés.

## 08. Immobilisations

| *31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **Immobilisations en service** | **Amortissement cumulé** | **Construction en cours** | **Total** |
|---|---|---|---|---|
| **2002** | | | | |
| Transport | **7 833** | **2 619** | **180** | **5 394** |
| Distribution | **4 273** | **1 572** | **50** | **2 751** |
| Communications | **531** | **237** | **33** | **327** |
| Administration et entretien | **663** | **378** | **37** | **322** |
| Servitudes | **490** | **53** | **—** | **437** |
| | **13 790** | **4 859** | **300** | **9 231** |
| **2001** | | | | |
| Transport | 7 930 | 2 482 | 132 | 5 580 |
| Distribution | 4 128 | 1 484 | 70 | 2 714 |
| Communications | 443 | 214 | 93 | 322 |
| Administration et entretien | 608 | 354 | 15 | 269 |
| Servitudes | 226 | 47 | — | 179 |
| | 13 335 | 4 581 | 310 | 9 064 |

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 19 millions de dollars en 2002 (21 millions de dollars en 2001 et 22 millions de dollars en 2000).

Dans des cas où les abonnés externes sont tenus d'effectuer des contributions spécifiques pour financer la construction et l'installation d'immobilisations spécifiques, Hydro One déduit les contributions des abonnés du coût d'acquisition. Les contributions des abonnés cumulées pour aide à la construction reçues par Hydro One, déduction faite de l'amortissement, sauf pour Hydro One Brampton, se sont établies à 59 millions de dollars (45 millions de dollars en 2001) pour le transport et 243 millions de dollars (207 millions de dollars en 2001) pour la distribution. La filiale de Hydro One, Hydro One Brampton, conformément aux autres sociétés de distribution locale de l'Ontario, a enregistré le montant des contributions pour aide à la construction reçues avant le 1er janvier 2000 dans des immobilisations et amortit ces montants sur le reste de la vie utile des actifs.

Le 27 juin 2002, la province a adopté la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* (la loi) qui modifie plusieurs lois relatives au secteur de l'énergie de l'Ontario, dont la propriété et l'utilisation des biens-fonds réservés aux couloirs. Les biens-fonds réservés aux couloirs incluent les biens-fonds en Ontario appartenant à Hydro One qui ont été utilisés ou acquis aux fins d'un réseau de transport, y compris les terrains voisins. En vertu de la loi, la propriété de tous les biens-fonds réservés aux couloirs et les terrains voisins a été transférée à la province et Hydro One a reçu le droit de les utiliser pour exploiter le réseau de transport. La société conserve l'obligation d'engager certaines dépenses courantes à l'égard de ces biens-fonds, notamment l'entretien, les impôts fonciers et tous travaux de décontamination environnementale futurs qui pourraient être exigés par la province. La Commission est autorisée à restreindre ou interrompre l'utilisation des bien-fonds réservés aux couloirs qui gênerait le réseau de transport.

La cession des biens-fonds réservés aux couloirs est entrée en vigueur le 31 décembre 2002 et, par conséquent, la propriété des couloirs de transport et des terrains voisins ayant une valeur comptable nette d'environ 259 millions de dollars est transférée à la province en échange de droits indéfinis d'utiliser l'actif. De plus, la propriété des biens-fonds et terrains d'une valeur comptable nette d'environ 7 millions de dollars qui ne sont pas utilisés actuellement a été transférée à la province et portée en diminution des capitaux propres.

## 09. Actif et passif réglementaires

L'actif et passif réglementaires résultent du processus de tarification. Comme le décrit la note 2, Hydro One a enregistré l'actif et le passif réglementaires suivants.

| *31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 |
|---|---|---|
| **Actif réglementaire :** | | |
| Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite | **251** | 293 |
| Environnement [1] | **199** | 195 |
| Préparation au marché | **66** | 64 |
| Comptes d'écart liés au règlement de détail | **37** | — |
| Divers | **17** | 6 |
| Total de l'actif réglementaire | **570** | 558 |
| **Passif réglementaire :** | | |
| Régime de retraite reporté | **742** | 847 |
| Total du passif réglementaire | **742** | 847 |

[1] Cet actif inclut 39 millions de dollars (20 millions de dollars en 2001) pour les coûts de décontamination engagés par l'entreprise de distribution en 2001 et 2002. Ces coûts seront amortis aux résultats d'exploitation à compter de 2003.

L'actif réglementaire de la société à l'égard des avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite ne génère pas de rendement. Cet actif réglementaire qui s'élevait à 251 millions de dollars au 31 décembre 2002 (293 millions de dollars en 2001) a une période de recouvrement résiduelle de 6 ans (7 ans en 2001). En outre, Hydro One a cessé d'additionner les intérêts aux comptes de report pour les coûts de préparation au marché et les comptes d'écart liés au règlement de détail au 1er décembre 2002 aux fins de présentation externe de l'information financière. Hydro One a l'intention de recouvrer les montants des intérêts non comptabilisés relativement à la période ultérieure au 1er décembre 2002 dans ses demandes tarifaires futures.

## 10. Avantages sociaux futurs

Le 1er janvier 2000, Hydro One a établi un régime de retraite contributif à prestations déterminées pour tous les employés permanents de Hydro One et de ses filiales, à l'exception de Hydro One Brampton. De plus, à la même date, Hydro One a commencé à assumer la responsabilité de sa quote-part des prestations constituées en vertu du régime de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (le « régime de retraite de la SFIÉO »), auparavant le régime de retraite et d'assurance d'Ontario Hydro. Jusqu'à cette date, les employés et les retraités ont continué de participer au régime de retraite de la SFIÉO.

La quote-part des actifs et passifs revenant à Hydro One en vertu du régime de retraite de la SFIÉO a été comptabilisée dans le régime de retraite d'Hydro One au 31 décembre 2000. En 2001, le régime de retraite de la SFIÉO a transféré les actifs et passifs aux régimes remplaçants, y compris le régime de retraite de Hydro One.

Hydro One n'était pas tenue de contribuer au régime de retraite parce que la valeur actuarielle utilisée pour établir le niveau de contribution a indiqué que le régime affichait un excédent. La société est tenue de réévaluer le régime de retraite au plus tard le 31 décembre 2003 (voir la note 18).

Les employés de Hydro One Brampton participent au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (OMERS), qui regroupe de multiples entreprises du secteur public et est un régime de retraite à cotisations déterminées. Étant donné que Hydro One Brampton est exonérée de verser des cotisations depuis août 1998, aucune cotisation n'a été versée au régime de retraite. Depuis le 1er janvier 2003, Hydro One Brampton a commencé à cotiser au OMERS. Les cotisations sont estimées à moins d'un million de dollars par année.

Avant le 1er janvier 2002, Hydro One s'auto-assurait à l'égard des accidents du travail. À compter du 1er janvier 2002, le statut de la société a changé en vertu de la *Loi de 1997 sur la sécurité professionnelle et l'assurance contre les accidents du travail* et, en conséquence, Hydro One a dû payer des primes à la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail. Aussi, la société a réglé le passif au chapitre des accidents du travail en cours en 2001.

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | Régime de retraite 2002 | Régime de retraite 2001 | Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite 2002 | Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite 2001 |
|---|---|---|---|---|
| **Changement de l'obligation au titre des prestations constituées** | | | | |
| Obligation au titre des prestations constituées, 1er janvier | **4 166** | 3 804 | **687** | 547 |
| Coût des prestations au titre des services passés relatif aux modifications du régime | **—** | 23 | **—** | 3 |
| Coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice | **65** | 64 | **20** | 17 |
| Intérêts débiteurs | **266** | 258 | **43** | 37 |
| Prestations versées | **(230)** | (220) | **(32)** | (30) |
| Entente avec Inergi LP [1] | **(127)** | — | **—** | — |
| Règlement du passif à l'égard des accidents de travail | **—** | — | **—** | (29) |
| Acquisitions de sociétés de distribution locale | **—** | — | **—** | 10 |
| Perte actuarielle nette (gain actuariel net) | **(26)** | 237 | **102** | 132 |
| Obligation au titre des prestations constituées, 31 décembre | **4 114** | 4 166 | **820** | 687 |
| **Modification de l'actif du régime de retraite** | | | | |
| Juste valeur de l'actif du régime de retraite, 1er janvier | **4 120** | 4 407 | **—** | — |
| Rendement réel de l'actif du régime | **(164)** | (88) | **—** | — |
| Prestations versées | **(230)** | (220) | **—** | — |
| Cotisations salariales | **16** | 15 | **—** | — |
| Entente avec Inergi LP [1] | **(127)** | — | **—** | — |
| Transferts mutuels [2] | **—** | 12 | **—** | — |
| Charges administratives | **(8)** | (6) | **—** | — |
| Juste valeur de l'actif du régime, 31 décembre | **3 607** | 4 120 | **—** | — |
| **Situation de capitalisation** | | | | |
| (Obligation au titre des prestations sans capitalisation) | **(507)** | (46) | **(820)** | (687) |
| Pertes actuarielles nettes non amorties | **1 230** | 872 | **244** | 142 |
| Coût des prestations au titre des services passés non amortis | **19** | 21 | **5** | 8 |
| Actif reporté du régime de retraite (passif au titre des prestations constituées) | **742** | 847 | **(571)** | (537) |
| Moins : tranche à court terme | **—** | — | **31** | 27 |
| Actif reporté du régime de retraite (passif à long terme) | **742** | 847 | **(540)** | (510) |

[1] La réduction de l'obligation au titre des prestations constituées et de l'actif du régime a trait aux employés transférés à Inergi LP en date du 1er mars 2002 (voir la note 19). Sous réserve de l'approbation de la Commission des services financiers de l'Ontario, le régime de retraite de Hydro One devrait transférer ses actifs et passifs au régime de retraite d'Inergi en 2003.

[2] Les transferts mutuels reflètent l'actif du régime à recevoir du régime de retraite de Ontario Power Generation Inc. (OPG) ou à lui verser, une fois que les employés ont été engagés auprès de OPG ou par cette dernière et le régime de retraite de Hydro One prend en charge l'obligation correspondante au titre des prestations constituées ou en est libéré.

## 10. Avantages sociaux futurs (suite)

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | Régime de retraite | | | Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **2002** | 2001 | 2000 | **2002** | 2001 | 2000 |
| **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 | **49** | 49 | 39 | **20** | 17 | 15 |
| Intérêts débiteurs | **266** | 258 | 246 | **43** | 37 | 35 |
| Rendement prévu de l'actif du régime de retraite | **(285)** | (312) | (316) | **—** | — | — |
| Amortissement des pertes actuarielles nettes (gains actuariels nets) | **73** | 29 | — | **7** | — | (2) |
| Amortissement du coût des prestations au titre des services passés | **2** | 2 | — | **1** | 1 | 1 |
| Programme de réduction de l'effectif | **—** | — | — | **—** | — | (4) |
| Modification de la provision pour moins-value [3] | **—** | (421) | 31 | **—** | — | — |
| Coût net périodique des prestations | **105** [4] | (395) [4] | — | **71** | 55 | 45 |
| Capitalisé dans le coût des immobilisations | **—** | — | — | **28** | 22 | 21 |
| Imputé aux résultats d'exploitation | **—** | — | — | **43** | 33 | 24 |
| **Effet d'une augmentation de 1 % du coût des soins de santé sur :** | | | | | | |
| l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre | **—** | — | — | **104** | 72 | 54 |
| le coût net périodique des prestations | **—** | — | — | **7** | 5 | 5 |
| **Effet d'une diminution de 1 % du coût des soins de santé sur :** | | | | | | |
| l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre | **—** | — | — | **(87)** | (58) | (44) |
| le coût net périodique des prestations | **—** | — | — | **(5)** | (4) | (4) |
| **Hypothèses importantes** | | | | | | |
| Taux de rendement prévu de l'actif du régime de retraite | **7,25 %** | 7,50 % | 7,75 % | **—** | — | — |
| Taux d'actualisation moyen pondéré | **6,50 %** | 6,50 % | 6,75 % | **6,67 %** | 6,66 % | 6,88 % |
| Taux d'indexation des échelles salariales | **3,50 %** | 3,50 % | 3,25 % | **3,50 %** | 3,50 % | 3,25 % |
| Augmentation du coût de la vie | **2,50 %** | 2,50 % | 2,50 % | **2,50 %** | 2,50 % | 2,50 % |
| Durée moyenne du reste de la carrière des employés (années) | **12** | 12 | 14 | **12** | 12 | 14 |
| Taux d'augmentation des frais médicaux à long terme [5] | **—** | — | — | **4,50 %** | 4,50 % | 4,50 % |
| Taux d'augmentation des frais dentaires [6] | **—** | — | — | **4,50 %** | 3,50 % | 3,50 % |

[3] La provision pour moins-value réduit l'actif reporté du régime de retraite à la prestation future maximale que Hydro One prévoit réaliser sur l'excédent du régime. En 2001, Hydro One a repris la provision pour moins-value qui était auparavant imputée à l'actif reporté du régime de retraite.

[4] Le passif réglementaire a été rajusté d'un montant correspondant et, par conséquent, il n'y a eu aucune incidence sur les résultats d'exploitation.

[5] Le taux est progressivement passé de 14,10 % à 4,50 % après onze ans (en 2001, de 10,00 % à 4,50 % après huit ans; en 2000, de 9,00 % à 4,50 % après cinq ans).

[6] 7,30 % pour quatre ans, 4,50 % par la suite (2001 : 5,00 % pour cinq ans, 3,50 % par la suite; 2000 : 3,5 % par année).

## 11. Aquisitions de sociétés de distribution locale

Au cours de 2002, Hydro One n'a pas effectué d'acquisitions importantes. Cependant, durant 2001, Hydro One a acquis les actions en circulation ou les actifs de 71 sociétés de distribution locale pour une contrepartie au comptant nette d'environ 475 millions de dollars. L'actif net identifiable acquis a totalisé approximativement 347 millions de dollars, représentant un actif de 416 millions de dollars et un passif de 69 millions de dollars. D'après la répartition du prix d'achat, les opérations ont donné lieu à un écart d'acquisition de 128 millions de dollars en 2001. Conjugué à l'écart d'acquisition provenant de 2000 de 6 millions de dollars, l'écart d'acquisition total en vertu du programme d'acquisition, avant l'amortissement, a été de 134 millions de dollars. Ces acquisitions ont été comptabilisées selon la méthode de l'acquisition, les résultats d'exploitation des sociétés acquises étant inclus dans les états consolidés des résultats à partir des dates d'acquisition.

L'écart d'acquisition amorti au cours de 2001 s'est élevé à 1 million de dollars. L'écart d'acquisition constaté après le 30 juin 2001, qui n'était pas assujetti à l'amortissement, s'est établi à 93 millions de dollars.

## 12. Dette

| *31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 |
|---|---|---|
| Billets à court terme à payer | **579** | 410 |
| Dette à long terme : | | |
| Billets à payer à la SFIÉO | **2 529** | 2 972 |
| Débentures, 6,94 % échéant en 2005 | **200** | 200 |
| Débentures, 7,15 % échéant en 2010 | **400** | 400 |
| Billets, 6,40 % échéant en 2011 | **250** | 250 |
| Billets, 5,77 % échéant en 2012 | **300** | — |
| Débentures, 7,35 % échéant en 2030 | **400** | 400 |
| Billets, 6,93 % échéant en 2032 | **500** | 300 |
| | **4 579** | 4 522 |
| Moins : tranche échéant à moins d'un an de la dette à long terme | **651** | 443 |
| Dette à long terme | **3 928** | 4 079 |

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 2,9 % (2,16 % en 2001).

Les billets à payer à la SFIÉO sont libellés en dollars canadiens avec diverses dates d'échéance entre 2003 et 2007, et avec un taux d'intérêt moyen pondéré de 8,2 % (8,6 % en 2001) (voir la note 21).

La société émet également des billets pour financement à long terme dans le cadre du programme des billets à moyen terme. Hydro One est autorisée à émettre des billets d'un montant total en capital de 2,5 milliards de dollars dans le cadre du programme (voir la note 21).

La dette à long terme est assujettie à des clauses restrictives qui, entre autres, limitent la dette permise en pourcentage du total de la structure du capital, limitent la capacité de vendre les actifs et imposent une clause d'égalité de traitement, compte tenu des exceptions habituelles. Au 31 décembre 2002, la société respectait ces clauses restrictives.

Libellée en dollars canadiens, la dette à long terme 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 débentures** *(en millions de dollars canadiens)* | **Capital impayé sur les billets à payer à la SFIÉO** *(en millions de dollars canadiens)* | **Taux d'intérêt moyen pondéré** *(en %)* |
|---|---|---|---|
| 1 an | — | 651 | 7,2 |
| 2 ans | — | 682 | 6,8 |
| 3 ans | 200 | 307 | 7,7 |
| 4 ans | — | 589 | 10,3 |
| 5 ans | — | 300 | 9,2 |
| | 200 | 2 529 | 8,1 |
| 6 à 10 ans | 950 | — | 6,5 |
| Plus de 10 ans | 900 | — | 7,1 |
| | 2 050 | 2 529 | 7,6 |

## 12. Dette (suite)

Hydro One a obtenu auprès d'un consortium bancaire des lignes de crédit renouvelables de 750 millions de dollars échéant en 2003 et de 250 millions de dollars échéant en 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.

## 13. 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, s'approche de sa juste valeur. La juste valeur de la dette à long terme, fondée sur les prix du marché à la fin de l'exercice d'une dette semblable comptant le même nombre d'années avant l'échéance, apparaît dans le tableau suivant :

| *31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | | 2001 | |
|---|---|---|---|---|
| | **Valeur comptable** | **Juste valeur** | Valeur comptable | Juste valeur |
| Dette à long terme | **4 579** | **4 925** | 4 522 | 4 956 |

Hydro One peut conclure des accords à terme de swap de taux fixe pour couvrir les effets des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les emprunts à long terme à taux fixe. Lorsque l'emprunt couvert est conclu, Hydro One met fin à la couverture soit en résiliant le swap de taux ou en concluant un accord de swap compensatoire. Au 31 décembre 2002, des accords de swap compensatoires étaient en cours avec la même contrepartie d'un montant nominal de référence de 167 millions de dollars (167 millions de dollars en 2001) et d'une juste valeur de néant (néant en 2001). Les accords de swap viennent à échéance en 2011.

Les actifs financiers exposent Hydro One au risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, causant une perte financière. Au 31 décembre 2002, on ne relevait aucune concentration importante de risques de crédit à l'égard d'une catégorie 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 2002, 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, puisque 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, limitant ainsi le degré d'exposition total à des contreparties individuelles et en concluant des ententes cadres permettant le règlement net.

## 14. Passifs environnementaux

| *31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 |
|---|---|---|
| Passifs environnementaux | **160** | 174 |
| Moins : tranche à court terme | **(20)** | (16) |
| | **140** | 158 |

Hydro One a changé sa convention comptable en matière d'obligations environnementales le 1er janvier 2001 et a inscrit un passif correspondant à la valeur actualisée des dépenses futures estimatives associées à l'évaluation et à la remise en état des terrains contaminés ainsi qu'à la gestion de la contamination aux BPC. Au 1er janvier 2001, le total des dépenses futures estimatives, selon les règlements en vigueur, s'établissait à 95 millions de dollars en ce qui concerne l'évaluation et la remise en état des terrains et à 170 millions de dollars pour la gestion des BPC. Ces montants, qui devraient être engagés de 2001 à 2020 inclusivement, ont été actualisés au moyen d'un taux d'intérêt de 6,25 % donnant lieu à une obligation environnementale de 190 millions de dollars à l'ouverture de l'exercice, le 1er janvier 2001.

En 2002, des dépenses de 23 millions de dollars (26 millions de dollars en 2001) ont été imputées à cette provision et 9 millions de dollars d'intérêts (10 millions de dollars en 2001) ont été ajoutés, portant le solde à 160 millions de dollars au 31 décembre 2002 (174 millions de dollars au 31 décembre 2001). L'estimation de Hydro One en matière de dépenses environnementales futures n'a pas changé en 2002 ou en 2001.

Les dépenses environnementales futures estimatives pour chacune des cinq années suivant le 31 décembre 2002 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 25 millions de dollars en 2003; 21 millions de dollars en 2004; 19 millions de dollars en 2005; 18 millions de dollars en 2006; 17 millions de dollars en 2007; et 118 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.

## 15. Capital social

**Actions ordinaires et privilégiées**

Le 31 mars 2000, la société a émis à la province 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif de 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 2002, des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2001) et des dividendes sur actions ordinaires de 174 millions de dollars (240 millions de dollars en 2001) ont été déclarés.

**Résultat par action**

Le résultat par action est calculé comme étant 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. Le résultat par action de 2000 tient compte de l'émission d'actions ordinaires du 31 mars 2000.

## 16. Opérations entre apparentés

La province, la SFIÉO, OPG et la SIGMÉ sont des apparentés d'Hydro One. Les opérations entre ces parties et Hydro One ont été comme suit :

Avant le libre accès, Hydro One recevait des produits pour les services de transport, conformément à la convention de répartition des produits (voir la note 2). Avec l'avènement du libre accès, Hydro One reçoit des produits de ses abonnés recouvrés par la SIGMÉ. Les produits tirés du transport pour 2002 comprennent 1 269 millions de dollars (1 213 millions de dollars en 2001; 1 182 millions de dollars en 2000) se rapportant à ces services.

Avant le libre accès, Hydro One recevait une partie de ses produits des services de distribution, conformément à la convention de répartition des produits (voir la note 2). En vertu de cette convention, les produits tirés de la distribution pour 2002 comprennent un montant de 10 millions de dollars (52 millions de dollars en 2001; 59 millions de dollars en 2000) se rapportant à ces services.

Avant le libre accès, Hydro One a également reçu des produits tirés de l'alimentation en électricité de 19 collectivités éloignées du Nord selon la convention de répartition des produits (voir la note 2). À l'avènement du libre accès, Hydro One reçoit ces produits à même les produits tirés des abonnés recouvrés par la SIGMÉ. Les produits de la distribution de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 comprennent 21 millions de dollars (21 millions de dollars en 2001; 17 millions de dollars en 2000) se rapportant à ces services.

Hydro One reçoit des montants d'assistance à la tarification en régions rurales tirés des produits perçus auprès des abonnés par la SIGMÉ (voir la note 2). Les produits tirés de la distribution de 2002 comprennent 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2001; 127 millions de dollars en 2000) se rapportant à ce programme, dont 3 millions de dollars (5 millions de dollars en 2001; 7 millions de dollars en 2000) ont été versés à des sociétés de distribution locale relativement aux conventions d'annexion.

## 16. Opérations entre apparentés (suite)

Hydro One a acheté pour 1 870 millions de dollars d'électricité sur le marché au comptant géré par la SIGMÉ (auprès de OPG avant le libre accès) en 2002 (1 265 millions de dollars en 2001; 857 millions de dollars en 2000).

Hydro One a plusieurs conventions de niveau de service avec les autres sociétés remplaçantes, en particulier OPG. Ces services comprennent des services extérieurs et généraux ainsi que d'ingénierie, de logistique, de télécommunications et de technologie de l'information. Les produits tirés de la prestation de services aux autres sociétés remplaçantes, et les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'achat de services auprès des autres sociétés remplaçantes sont résumés dans le tableau suivant :

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 | 2000 |
|---|---|---|---|
| **Produits** | | | |
| Transport | **12** | 16 | 61 |
| Distribution | **2** | 7 | 3 |
| | **14** | 23 | 64 |
| **Exploitation, entretien et administration** | | | |
| Transport | **—** | 3 | 15 |
| Distribution | **—** | 1 | 3 |
| | **—** | 4 | 18 |

Au 31 décembre 2002, un montant de la dette à long terme de 2 529 millions de dollars (2 972 millions de dollars en 2001) était à payer à la SFIÉO. Les charges de financement pour 2002 comprennent les intérêts débiteurs sur cette dette de 240 millions de dollars (288 millions de dollars en 2001 et 330 millions de dollars en 2000).

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 :

| *31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 |
|---|---|---|
| Débiteurs | **118** | 119 |
| Créditeurs et charges à payer | **(156)** | (256) |

Les montants à payer à la SIGMÉ (OPG en 2001) concernant des achats d'électricité de 143 millions de dollars (188 millions de dollars en 2001) sont inclus dans les créditeurs et charges à payer.

## 17. 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 liés à l'exploitation comprennent ce qui suit :

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 | 2000 |
|---|---|---|---|
| (Augmentation) diminution des débiteurs | **(121)** | (149) | 25 |
| Diminution des matières et des fournitures | **1** | 9 | 16 |
| (Diminution) augmentation des créditeurs et charges à payer | **(102)** | 334 | (46) |
| (Diminution) des intérêts courus | **(4)** | (7) | (8) |
| Augmentation des créditeurs à long terme et des charges à payer | **11** | 3 | 6 |
| Augmentation des avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite | **30** | 1 | 13 |
| Divers | **(14)** | (3) | 17 |
| | **(199)** | 188 | 23 |
| **Autres renseignements :** | | | |
| Intérêts payés | **379** | 383 | 384 |
| Paiements en remplacement des impôts des sociétés | **294** | 241 | 213 |

## 18. Éventualités

**Poursuites**

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. En 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 syndic désigné d'office. 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 ne s'est pas conformée au contrat et a fait obstacle à ses efforts pour acheter les appareils auprès du syndic. Peu de choses se sont passées 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 présenté de défense. Hydro One pense qu'il y a des arguments de défense solides quant à la plainte contre Ontario Hydro et que l'issue de ce litige devrait avoir un effet négligeable sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

Hydro One est l'un des nombreux défendeurs dans le cadre d'une poursuite devant la Cour supérieure intentée le 18 octobre 1995 et portant sur le titre ancestral de certains terrains dans la ville de Sarnia. Le demandeur, la Bande indienne des Chippewas de Sarnia, allègue que les terrains n'ont pas été correctement remis avant qu'une patente de la Couronne soit émise en 1853 et que, par conséquent, les propriétaires subséquents qui ont pris possession des terrains en vertu de la patente ne détiennent pas de titre de propriété valable. Hydro One maintient des installations de transport sur des parties des terrains faisant l'objet du litige. Hydro One ne peut évaluer les coûts qui pourraient résulter d'une décision défavorable à son endroit. Le 30 avril 1999, un jugement sommaire a été rendu, rejetant la poursuite contre Ontario Hydro et certains des défendeurs. Le 27 mai 1999, le demandeur a interjeté appel du jugement sommaire auprès de la cour d'appel de l'Ontario. De plus, plusieurs défendeurs ont également interjeté appel du jugement sommaire et d'autres parties, notamment Hydro One, ont déposé un appel incident. Les appels ont été entendus en juin 2000. Dans une décision rendue le 21 décembre 2000, la Cour d'appel a rejeté l'appel du demandeur et accueilli celui des autres parties. Le demandeur a déposé une requête pour pourvoi devant la Cour suprême du Canada. Le 8 novembre 2001, la Cour suprême a rejeté la requête avec dépens, confirmant ainsi la décision de la Cour d'appel. Le 18 décembre 2001, le demandeur a déposé une requête en reconsidération demandant que soit renversée la requête pour pourvoi ou que soit émise une ordonnance pour une audition de la demande de pourvoi. De telles ordonnances sont rares et ne sont rendues que dans des circonstances exceptionnelles. Hydro One croit qu'il est peu probable que l'issue de ce litige ait une incidence notable sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

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 de Whitesand a déposé une autre poursuite semblable à la première contre les même parties. Cette 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*. Ces poursuites réclament une mesure de redressement déclaratoire, une mesure de redressement par injonction 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 a érigé des barrages et des centrales ainsi que d'autres installations sur les terrains traditionnels de la bande ou touchant ceux-ci et que ces installations ont causé des dommages aux membres de la bande et aux terrains, 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 du droit de propriété, la violation d'une obligation fiduciaire, la nuisance et la négligence. À ce jour, Hydro One n'a pas produit de défense. La société a déposé une demande de précisions comme les autres défendeurs. À la réception de ces précisions, elle déposera une défense. Les demandes en justice se rapportant aux activités d'Ontario Hydro (c.-à-d. inondation) sont des questions dont la responsabilité incombe à OPG en vertu des ordonnances de transfert selon la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Hydro One croit qu'il est peu probable que le résultat de ce litige aura des effets nuisibles importants sur ses activités, ses résultats d'exploitation, sa situation financière et ses perspectives.

## 18. Éventualités (suite)

**Transfert d'actifs**

Le 1er avril 1999, dans le cadre de l'acquisition de ses activités, Hydro One a acquis et pris en charge les actifs et 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 ministre 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 avaient expiré 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 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 consentements nécessaires. Hydro One s'attend à payer plus de 850 000 $ par année, ce qui était le montant versé auparavant à ces bandes et groupes d'Indiens par Ontario Hydro et était le 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 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 autochtones 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 auprès du ministre de l'Énergie ou, après le 30 avril 2006, auprès de la Commission pour recouvrer ces coûts dans des ordonnances tarifaires futures.

**Risque lié au régime de retraite**

Hydro One a établi un régime de retraite à prestations déterminées pour la plupart des employés. La société n'est pas tenue de cotiser au régime de retraite, car l'évaluation actuarielle utilisée pour établir le niveau de cotisation a indiqué que le régime affichait un excédent. La société devra réévaluer son régime de retraite au plus tard le 31 décembre 2003. Par suite du déclin sur les marchés des capitaux depuis 2000 et du fléchissement des taux d'intérêt à long terme, à l'heure actuelle, Hydro One estime qu'une cotisation de l'ordre de 100 millions de dollars par an pourrait être exigée dès le dépôt de la prochaine évaluation actuarielle. Les cotisations seraient exigibles annuellement de 2004 à 2006. Après 2006, les cotisations seraient calculées en fonction de l'évaluation actuarielle devant être terminée le 31 décembre 2006 au plus tard. Le montant réel des cotisations pouvant être exigibles dans l'avenir dépendra des rendements futurs des placements, des changements apportés aux avantages ou des hypothèses actuarielles. Ces cotisations seront attribuées à la main-d'œuvre et imputées aux résultats d'exploitation ou capitalisées à titre de coût des immobilisations.

Dans le même ordre d'idées, l'entente d'impartition passée avec Inergi LP (Inergi) comporte une entente de partage du risque dans le cadre de laquelle Hydro One ou Inergi pourrait devoir verser un paiement lié à un déséquilibre futur entre l'actif et le passif de la caisse de retraite à l'égard des employés mutés couverts par le régime de retraite d'Inergi. L'entente de partage du risque sera réglée en fonction des données disponibles le 31 décembre 2004 et sera tributaire des facteurs économiques et des taux de rendement de la caisse de retraite. Si cette entente avait été réglée le 31 décembre 2002, Hydro One aurait été tenue de verser à Inergi environ 23 millions de dollars. (voir la note 19).

La société compte recouvrer toute charge continue accrue relativement aux coûts de retraite au moyen de demandes tarifaires futures pour les entreprises de transport et de distribution. Quoique des cotisations au comptant puissent être exigibles dès 2004, les demandes tarifaires peuvent être reportées jusqu'au 1er mai 2006 au moins, sauf si le ministre de l'Énergie accepte que la société présente une demande tarifaire à la Commission.

## 19. Engagements

**Entente avec Inergi**

Depuis le 1er mars 2002, Cap Gemini Ernst & Young Canada fournit des services à Hydro One par l'entremise d'une nouvelle entité, Inergi Par suite de cette initiative, Inergi procurera 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 sur une période de dix ans. Les frais initiaux seront 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 employés de la société ont été mutés à Inergi le 1er mars 2002.

Les engagements annuels en vertu de cette entente pour chacune des cinq années suivant le 31 décembre 2002 et le montant total par la suite se présentent comme suit : 120 millions de dollars en 2003; 112 millions de dollars en 2004; 104 millions de dollars en 2005; 100 millions de dollars en 2006; 99 millions de dollars en 2007 et 384 millions de dollars par la suite.

**Soutien prudent**

Les acheteurs d'électricité en Ontario, par l'entremise de la SIGMÉ, sont tenus de fournir une garantie pour réduire le risque de manquement d'après leur activité prévue sur le marché. La SIGMÉ pourrait effectuer des prélèvements sur ces garanties si Hydro One Networks ou Hydro One Brampton ne parvient pas à effectuer un paiement exigé par un avis de paiement en souffrance émis par la SIGMÉ. Le paiement potentiel maximum correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaire majorée du montant nominal de la garantie de la société mère. Au 31 décembre 2002, la société a fourni un soutien prudent en utilisant une combinaison de lettres de crédit bancaire de 50 millions de dollars (50 millions de dollars en 2001) et des garanties de la société mère de 275 millions de dollars (275 millions de dollars en 2001).

**Conventions de retraite**

Des lettres de crédit bancaire ont été émises afin de fournir une 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 Inc. 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 présent 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, en vue 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 bancaire. Au 31 décembre 2002, Hydro One avait des lettres de crédit bancaire de 97 millions de dollars (108 millions de dollars en 2001) impayés 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 2002 et le montant total par la suite sont comme suit : 10 millions de dollars en 2003; 8 millions de dollars en 2004; 2 millions de dollars en 2005; 1 million de dollars en 2006; 1 million de dollars en 2007 et 3 millions de dollars par la suite.

## 20. Informations sectorielles

Hydro One comporte 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 de l'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux abonnés; et
- un secteur « Divers » qui comprend principalement les services énergétiques, les télécommunications et le siège social. La quasi-totalité des actifs appartenant aux activités de détail concurrentielles de l'entreprise des services énergétiques ont été vendus et les activités restantes sont en voie de liquidation (voir la note 3).

La désignation des secteurs d'activité est fondée sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et 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 :

## 20. Informations sectorielles (suite)

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | Transport | Distribution | Divers | Consolidé |
|---|---|---|---|---|
| **2002** | | | | |
| **Bénéfice sectoriel** | | | | |
| Produits | **1 317** | **2 695** | **32** | **4 044** |
| Achats d'électricité | **—** | **1 870** | **1** | **1 871** |
| Exploitation, entretien et administration | **374** | **383** | **75** | **832** |
| Amortissement | **213** | **190** | **8** | **411** |
| Bénéfice (perte) avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés | **730** | **252** | **(52)** | **930** |
| Charges de financement | | | | **353** |
| **Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés** | | | | **577** |
| **Dépenses en immobilisations** | **260** | **286** | **24** | **570** |
| **2001** | | | | |
| **Bénéfice sectoriel** | | | | |
| Produits | 1 259 | 2 158 | 49 | 3 466 |
| Achats d'électricité | — | 1 265 | 2 | 1 267 |
| Exploitation, entretien et administration | 354 | 391 | 79 | 824 |
| Amortissement | 219 | 163 | 2 | 384 |
| Bénéfice (perte) avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés | 686 | 339 | (34) | 991 |
| Charges de financement | | | | 350 |
| **Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés** | | | | 641 |
| **Dépenses en immobilisations** | 274 | 247[1] | 45 | 566 |
| **2000** | | | | |
| **Bénéfice sectoriel** | | | | |
| Produits | 1 260 | 1 703 | 32 | 2 995 |
| Achats d'électricité | — | 857 | 2 | 859 |
| Exploitation, entretien et administration | 433 | 388 | 42 | 863 |
| Amortissement | 198 | 143 | 7 | 348 |
| Bénéfice (perte) avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés | 629 | 315 | (19) | 925 |
| Charges de financement | | | | 340 |
| **Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés** | | | | 585 |
| **Dépenses en immobilisations** | 280 | 152[1] | 14 | 446 |

[1] Les dépenses en immobilisations ne comprennent pas 468 millions de dollars en 2001 et 23 millions de dollars en 2000 associés aux acquisitions de sociétés de distribution locale.

| *31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 |
|---|---|---|
| **Total de l'actif** | | |
| Transport | **6 635** | 6 693 |
| Distribution | **4 700** | 4 416 |
| Divers | **90** | 122 |
| | **11 425** | 11 231 |

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

## 21. Événements postérieurs à la date du bilan

**Dette de la SFIÉO**

Le 24 janvier 2003, Hydro One a annoncé que la SFIÉO a l'intention de vendre une partie ou la totalité de sa dette liée à Hydro One sur les marchés de la dette au Canada, à compter du début de 2003. Les billets à payer à la SFIÉO viennent à échéance entre 2003 et 2007 et ont une durée moyenne pondérée résiduelle d'approximativement deux ans. Afin de faciliter la vente, Hydro One a convenu en principe avec la SFIÉO de restructurer une partie ou la totalité de la dette de Hydro One détenue par la SFIÉO.

Le 13 février 2003, notre conseil d'administration a approuvé l'échange de jusqu'à 1,9 milliard de dollars de la dette existante assortie d'un taux d'intérêt moyen pondéré d'environ 8 % contre jusqu'à environ 2,15 milliards de dollars de dette assortie d'un taux d'intérêt moyen pondéré d'environ 4 %. Cette restructuration de la dette entraînera des paiements d'intérêts au comptant moins élevés pour Hydro One de 2003 à 2007 et une augmentation correspondante du capital de la dette à payer à l'échéance. Les dates d'échéance ne changeront pratiquement pas.

Aux fins comptables, l'échange sera une renégociation de la dette et aucun gain ni perte ne sera constaté. La valeur comptable nette des nouveaux billets (capital moins escompte non amorti) au bilan sera égale à la valeur comptable des billets existants.

**Émission de titres de créance**

Le 28 janvier 2003, Hydro One a émis des billets d'un capital de 500 millions de dollars dans le cadre du programme de billets à moyen terme de la société. Les billets ont été émis en deux tranches : une réouverture des billets de série 3 pour 300 millions de dollars à un taux d'intérêt nominal de 5,77 % échéant le 15 novembre 2012 et des billets de série 4 pour 200 millions de dollars à un taux d'intérêt nominal de 6,35 % échéant le 31 janvier 2034. Le total en circulation pour les billets de série 3 est maintenant de 600 millions de dollars.

## 22. Rapprochement avec les PGGR des États-Unis

Les états financiers consolidés de Hydro One ont été dressés selon les PCGR du Canada, lesquels sont conformes, à la plupart des égards, aux PCGR des États-Unis. En vertu des PCGR du Canada et des États-Unis, certaines des conventions comptables de la société diffèrent de celles qui seraient suivies par les entreprises œuvrant dans un milieu à tarifs non réglementés.

Les écarts importants entre les PCGR du Canada, comme utilisés dans la préparation de ces états financiers consolidés, et les PCGR des États-Unis sont résumés ci-dessous.

### États consolidés des résultats

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 | 2000 |
|---|---|---|---|
| **Bénéfice net** | **344** | 374 | 378 |
| Redressements : augmentation (diminution) | | | |
| Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite a) | **8** | (2) | (6) |
| Charges de réduction de l'effectif c) | **—** | — | (60) |
| Radiations générales d) | **(5)** | (2) | (2) |
| **Bénéfice net (PCGR des États-Unis)** | **347** | 370 | 310 |
| **Autres éléments du résultat global b)** | **(421)** | — | — |
| **Résultat global (PCGR des États-Unis)** | **(74)** | 370 | 310 |
| **Bénéfices non répartis à l'ouverture (PCGR des États-Unis)** | **382** | 270 | 362 |
| **Dividendes** | **(192)** | (258) | (402) |
| **Distribution à l'actionnaire** | **(7)** | — | — |
| **Bénéfices non répartis au 31 décembre (PCGR des États-Unis)** | **109** | 382 | 270 |

### Bilans consolidés

| *31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 |
|---|---|---|
| **Actif : augmentation (diminution)** | | |
| Immobilisations en service a), d) | **8** | 19 |
| Actif de retraite reporté b) | **(321)** | (421) |
| Actif réglementaire – impôts futurs e) | **—** | 118 |
| Actifs d'impôts futurs b), e) | **163** | — |
| Autres actifs b) | **19** | — |
| **Passif: (augmentation) diminution** | | |
| Créditeurs et charges à payer d) | **8** | 8 |
| Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite a) | **12** | (2) |
| Passif minimal découlant du régime de retraite b) | **(119)** | — |
| Passif réglementaire – régime de retraite b) | **—** | 421 |
| Passif réglementaire – impôts futurs b), e) | **(28)** | — |
| Passifs d'impôts futurs e) | **(135)** | (118) |
| | **(393)** | 25 |

**a) Avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite**

En vertu des PCGR des États-Unis, les gains ou pertes actuariels pour les avantages postérieurs à l'emploi sont constatés immédiatement dans les résultats d'exploitation. En vertu des PCGR du Canada, ces montants peuvent être reportés et amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activités des employés actifs. En vertu des PCGR des États-Unis, les obligations liées aux coûts des autres avantages postérieurs à l'emploi auraient été de 14 millions de dollars inférieurs en 2002 (4 millions de dollars de plus en 2001; 11 millions de dollars de plus en 2000) du fait de la constatation immédiate du gain actuariel résultant d'une modification du taux de règlement au 31 décembre. De ce montant, 8 millions de dollars auraient été crédités aux résultats d'exploitation (2 millions de dollars imputés en 2001; 6 millions de dollars imputés en 2000) et 6 millions de dollars auraient été crédités au coût des immobilisations (2 millions de dollars capitalisés en 2001; 5 millions de dollars capitalisés en 2000).

**b) Autres éléments du résultat global**

En vertu des PCGR des États-Unis, si une obligation au titre des prestations constituées d'une entité, sans tenir compte de la croissance future des salaires, dépasse la juste valeur de l'actif du régime de retraite, un passif minimal découlant du régime de retraite doit être constaté. Le montant du rajustement pour enregistrer le passif minimal découlant du régime de retraite est égal à l'obligation au titre des prestations constituées non capitalisée sans tenir compte de la croissance future des salaires, plus tout montant présenté comme actif reporté du régime de retraite. Le montant du rajustement doit être constaté en tant qu'actif incorporel jusqu'à concurrence du coût au titre des services passés non constaté. Tout excédent du rajustement sur le coût au titre des services passés non constaté est présenté comme un élément distinct (réduction) des capitaux propres. Aux fins de la présentation des états financiers, la réduction des capitaux propres est une composante des autres éléments du résultat global. L'économie fiscale associée qui résulte de la prise en compte de la réduction des capitaux propres en tant qu'écart temporaire déterminée d'après les taux d'imposition en vigueur, est reflétée comme un rajustement du bilan (voir la note 22 e)).

En vertu des PCGR des États-Unis, le montant de l'actif reporté du régime de retraite présenté serait différent de ceux des PCGR du Canada étant donné que les provisions pour moins-value ne sont pas permises. En 2001, l'actif reporté du régime de retraite de Hydro One a augmenté par suite de la reprise des provisions pour moins-value demandées précédemment (voir la note 10). Selon les PCGR des États-Unis, le montant de l'actif reporté du régime de retraite ne pourrait pas être augmenté de manière semblable et, donc, il aurait été de 321 millions de dollars au 31 décembre 2002 (426 millions de dollars en 2001). Aux fins du rapprochement avec les PCGR des États-Unis, le montant du rajustement pour comptabiliser le passif minimal découlant du régime de retraite est combiné avec l'actif reporté du régime de retraite.

**c) Charges de réduction de l'effectif**

En vertu des PCGR du Canada, avant le 1er janvier 2000, les coûts relatifs aux programmes de réduction de l'effectif ont été constatés au moment où la direction approuvait ces réductions et les coûts pouvaient être estimés raisonnablement. En vertu des PCGR des États-Unis, le coût des programmes de réduction de l'effectif ne peut être constaté à moins que le programme ne respecte des critères aditionnels précis et, pour les programmes de départ à la retraite volontaire, si les employés ont effectivement accepté une offre de retraite anticipée. Au cours de 2000, Hydro One a repris une provision de 1999 pour les frais de réduction de l'effectif volontaire pour un montant de 5 millions de dollars en créditant ce montant aux résultats d'exploitation. En vertu des PCGR des États-Unis, la provision initiale de 1999 n'aurait pas été constatée. Une provision de 55 millions de dollars aurait plutôt été enregistrée en 2000 lorsque les employés ont effectivement accepté l'offre de retraite anticipée. Par conséquent, en 2000, le bénéfice selon les PCGR des États-Unis aurait été inférieur de 60 millions de dollars en raison d'une combinaison de la provision pour réduction de l'effectif de 55 millions de dollars et de l'absence du crédit de 5 millions de dollars résultant de la reprise en 2000 d'une partie de la provision constatée en vertu des PCGR du Canada en 1999. Aucun élément de rapprochement avec les PCGR des États-Unis n'est exigé pour la charge de réduction de l'effectif de 2002 parce que les PCGR du Canada sont maintenant conformes aux PCGR des États-Unis.

**d) Radiations générales**

En 1997, Ontario Hydro a enregistré une charge de 33 millions de dollars liée à la cession future de certains centres d'exploitation sur place consistant en une moins-value de 25 millions de dollars pour les immobilisations et une provision de 8 millions de dollars pour les frais après emménagement non discrétionnaires. Selon les PCGR des États-Unis, les immobilisations seraient demeurées au bilan à titre d'actifs détenus pour utilisation future et auraient continué d'être amorties à 2 millions de dollars par année. Si la réduction de valeur n'avait pas été comptabilisée en 1999, la dotation aux amortissements en vertu des PCGR des États-Unis de la société en 2002 aurait aussi été supérieure de 3 millions de dollars du fait de pertes à la vente d'actifs connexes. En outre, la provision pour frais après emménagement non discrétionnaires n'aurait pas été enregistrée.

## 22. Rapprochement avec les PGGR des États-Unis (suite)

### e) Impôts futurs

Pour une entreprise à tarifs réglementés, les PCGR des États-Unis exigent la présentation des passifs et actifs d'impôts futurs au bilan. Dans la mesure où les impôts futurs devraient être inclus dans les tarifs approuvés facturés aux clients dans le futur, la société enregistrerait un actif réglementaire. Le montant de l'actif réglementaire et le passif d'impôts futurs présenté pour les PCGR des États-Unis pour 2002, déterminé d'après les taux d'imposition en vigueur, serait de 135 millions de dollars (118 millions de dollars en 2001). Cependant, en 2002, l'économie fiscale associée à un passif minimal découlant du régime de retraite serait de 163 millions de dollars de sorte que pour les PCGR des États-Unis, la société enregistrerait également un actif d'impôts futurs et, ensuite, un passif réglementaire net de 28 millions de dollars (voir la note 22b)).

### f) Instruments dérivés et activités de couverture

Les contrats de swap de taux d'intérêt de la société (voir la note 13) sont des instruments financiers dérivés tel que les définit le Statement of Financial Accounting Standard (SFAS) 133, *Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities*. Selon le SFAS 133, les swaps de taux d'intérêt seraient constatés à titre de couvertures des flux de trésorerie liés aux emprunts prévus. Dans la mesure où les contrats de swap sont de réelles couvertures, les variations de la juste valeur seraient présentées dans le poste « Autres éléments du résultat global » et transférées dans les résultats d'exploitation lorsque l'intérêt sur les emprunts couverts serait constaté. En outre, les primes ou les escomptes comptabilisés lorsque Hydro One met fin à des couvertures se rapportant à des exigences relatives à un emprunt futur, seraient présentés dans le poste « Autres éléments du résultat global » et transférés dans les résultats d'exploitation lorsque l'intérêt sur les emprunts couverts serait constaté. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt au 31 décembre 2002 était de néant (néant au 31 décembre 2001) et le montant de 2 millions de dollars reçu en prime en 2001 était négligeable. Par conséquent, l'application du SFAS 133 n'aurait pas d'incidence importante sur les résultats d'exploitation ni sur la situation financière.

### g) Résultat par action

En vertu des PCGR des États-Unis, il est nécessaire de fournir les informations supplémentaires suivantes à l'égard du résultat par action :

| *(en millions de dollars canadiens, sauf les données par action)* | **Bénéfice (numérateur)** | **Actions (dénominateur)** | **Montant par action** |
|---|---|---|---|
| **2002** | | | |
| Bénéfice avant éléments extraordinaires et modifications comptables | 344 | | |
| Moins : dividendes sur actions privilégiées | 18 | | |
| Résultat par action ordinaire de base et dilué [1] | | | |
| Bénéfice attribuable à l'actionnaire ordinaire | 326 | 100 000 | 3 258 |
| **2001** | | | |
| Bénéfice avant éléments extraordinaires et modifications comptables | 374 | | |
| Moins : dividendes sur actions privilégiées | 18 | | |
| Résultat par action ordinaire de base et dilué [1] | | | |
| Bénéfice attribuable à l'actionnaire ordinaire | 356 | 100 000 | 3 562 |
| **2000** | | | |
| Bénéfice avant éléments extraordinaires et modifications comptables [2] | 252 | | |
| Moins : dividendes sur actions privilégiées | 13 | | |
| Résultat par action ordinaire de base et dilué [1] | | | |
| Bénéfice attribuable à l'actionnaire ordinaire | 239 | 75 000 | 3 182 |

[1] Pour chacun des exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2002, il n'y avait pas de titres dilutifs émis ou en circulation.

[2] Représente les résultats d'exploitation pour les neuf mois terminés le 31 décembre 2000.

**h) État des flux de trésorerie**

En vertu des PCGR des États-Unis, la dette bancaire n'est pas incluse dans l'établissement des espèces et quasi-espèces aux fins de l'état des flux de trésorerie. La dette bancaire est classée à titre d'activité de financement.

**i) Futures recommandations comptables**

Le 30 juin 2001, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a approuvé le SFAS 143, *Accounting for Asset Retirement Obligations*, portant sur les obligations relatives à la mise hors service d'immobilisations ayant une longue durée de vie. Le SFAS 143 exige qu'un passif soit constaté dans les états financiers au titre des obligations de mise hors service d'actifs respectant des critères précis. La mesure de l'obligation initiale représente environ la juste valeur plus le montant équivalent inscrit représentant l'augmentation de la valeur de l'immobilisation capitalisée. L'immobilisation sera amortie conformément à la convention d'amortissement normale et le passif sera accru pour tenir compte de l'augmentation de l'intérêt. En outre, une charge sera inscrite aux résultats d'exploitation jusqu'à ce que l'obligation soit réglée. Les entreprises réglementées peuvent constater un actif ou un passif réglementé pour refléter les écarts temporaires entre le moment où les coûts sont constatés aux fins comptables et celui où ils le sont aux fins de la tarification. Le SFAS 143 s'applique aux exercices ouverts après le 15 juin 2002. On ne peut déterminer pour le moment si l'adoption du SFAS 143 aura une incidence importante.

Le 28 juin 2002, le FASB a approuvé le SFAS 146, *Accounting for Exit or Disposal Activities* portant sur la constatation, la mesure et la présentation des coûts qui sont associés aux activités de retrait et de cession, y compris les activités de restructuration. Le SFAS 146 exige que la mesure initiale d'un passif pour les coûts associés aux activités de cession soient comptabilisés à la juste valeur. Dans les périodes suivant la mesure initiale, les variations du passif devraient être mesurées en utilisant un taux sans risque ajusté sur le crédit qui a été utilisé pour mesurer le passif au départ. L'effet cumulé d'une variation résultant d'une révision du calendrier ou du montant des flux de trésorerie estimatifs devrait être constaté comme un rajustement du passif dans la période de la variation et présenté dans les mêmes éléments à l'état des résultats que ceux utilisés lorsque les coûts correspondants ont été constatés au départ. Les variations dues au passage du temps doivent être constatées comme une augmentation du montant comptable du passif et comme une charge (par exemple, charge de l'accroissement). Les provisions de l'état seront efficaces pour les activités de cession entreprises après le 31 décembre 2002, si la demande est présentée plus tôt. L'adoption du SFAS 146 devrait avoir une incidence négligeable.

## 23. Chiffres correspondants

Les états financiers consolidés correspondants ont été reclassés à partir des états présentés antérieurement pour se conformer à la présentation des états financiers consolidés du 31 décembre 2002.

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

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 | 2000 | 1999 | 1998 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Données tirées de l'état des résultats** | | | | | |
| **Produits** | **4 044** | 3 466 | 2 995 | 3 125 | 3 048 |
| **Coûts** | | | | | |
| Achats d'électricité | **1 871** | 1 267 | 859 | 939 | 1 165 |
| Exploitation, entretien et administration [2] | **832** | 824 | 863 | 863 | 723 |
| Amortissement | **411** | 384 | 348 | 342 | 300 |
| Redressement du coût transitoire [3] | **—** | — | — | 55 | — |
| Commission de garantie de la dette provinciale [4] | **—** | — | — | 8 | 31 |
| Actif reporté du régime de retraite [5] | **—** | — | — | — | (204) |
| | **3 114** | 2 475 | 2 070 | 2 207 | 2 015 |
| **Autres produits** | | | | | |
| Gain à la vente d'un placement [6] | **—** | — | — | 32 | — |
| **Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés** | **930** | 991 | 925 | 950 | 1 033 |
| Charges de financement | **353** | 350 | 340 | 381 | 559 |
| **Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés** | **577** | 641 | 585 | 569 | 474 |
| Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés [7] | **233** | 267 | 207 | 194 | — |
| **Bénéfice net** | **344** | 374 | 378 | 375 | 474 |
| **Résultat par action ordinaire de base et dilué** *(en dollars canadiens)* | **3 258** | 3 562 | 3 182 | — | — |

[1] Avant le 1er avril 1999, les résultats d'exploitation et les situations financières auraient pu être différents si Hydro One avait été une société autonome ayant sa propre direction et sa propre structure du capital, plutôt qu'une unité fonctionnelle d'Ontario Hydro.

[2] 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 et pour 1999, une charge nette de 24 millions de dollars pour un programme de réduction de l'effectif et la reprise de certaines provisions.

[3] Le redressement du coût transitoire est une charge ponctuelle qui représentait la différence entre les coûts permis stipulés dans les ordonnances tarifaires de la Commission et les coûts engagés par Ontario Hydro durant les trois premiers mois de 1999 qui étaient permis en vertu de la *Loi sur la Société de l'électricité*.

[4] La commission de garantie de la dette provinciale était une commission annuelle égale à la moitié de un pour cent (0,5 %) de l'encours de la dette totale garantie par la province au 31 décembre précédent. Cette commission a été abolie en date du 1er avril 1999.

[5] Les dispositions de la *Loi sur l'électricité de 1998* permettent à Hydro One de réduire les cotisations patronales au régime de retraite jusqu'à concurrence du montant permis par la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario) en vigueur depuis le 1er avril 1998. En conséquence, l'actif reporté du régime de retraite a été augmenté de 204 millions de dollars et un crédit correspondant a été inscrit aux résultats d'exploitation de 1998.

[6] Le 15 septembre 1999, Hydro One a vendu sa participation de 25 % dans Ontario Quinta A.V.V., d'où un gain à la vente.

[7] Depuis le 1er avril 1999, Hydro One est tenue d'effectuer des paiements en remplacement des impôts des sociétés (voir les notes 2 et 7).

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

| *Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)* | **2002** | 2001 | 2000 | 1999 | 1998 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Données tirées du bilan** | | | | | |
| Total de l'actif | **11 425** | 11 231 | 9 997 | 10 090 | 9 435 |
| **Autres données financières** | | | | | |
| BAIIA [8] | **1 341** | 1 375 | 1 273 | 1 292 | 1 333 |
| Dépenses en immobilisations : | | | | | |
| Transport | **260** | 274 | 280 | 327 | 171 |
| Distribution [9] | **286** | 247 | 152 | 186 | 188 |
| Divers | **24** | 45 | 14 | 16 | 35 |
| **Ratios** | | | | | |
| Couverture de l'actif net par rapport à la dette à long terme [10] | **1,90** | 1,88 | 1,90 | 1,83 | 1,43 |
| Ratio de couverture des bénéfices [11] | **2,35** | 2,53 | 2,37 | 2,19 | 1,82 |
| **PCGR des États-Unis** *(en dollars canadiens)* | | | | | |
| Bénéfice net | **347** | 370 | 310 | 404 | 446 |
| Résultat global [12] | **(74)** | 370 | 310 | 404 | 446 |
| Bénéfices non répartis [12] | **109** | 382 | 270 | 362 | — |
| Ratio de couverture des bénéfices [11] | **2,36** | 2,52 | 2,20 | 2,26 | 1,77 |
| **Statistiques d'exploitation** | | | | | |
| Transport : | | | | | |
| Unités transportées (TWh) | **153,2** | 146,9 | 146,9 | 144,1 | 143,0 |
| Demande de pointe du système (MW) | **25 629** | 25 269 | 23 428 | 23 435 | 22 443 |
| Total des lignes de transport (en kilomètres) | **28 492** | 28 387 | 28 490 | 28 889 | 29 066 |
| Distribution : | | | | | |
| Unités distribuées (TWh) | **27,1** | 21,3 | 17,6 | 18,1 | 18,3 |
| Total des lignes de distribution (en kilomètres) | **122 830** | 122 399 | 113 880 | 113 400 | 116 947 |
| Abonnés [13] | **1 219 614** | 1 193 089 | 957 474 | 933 990 | 977 835 |
| Total de l'effectif [14] | **3 933** | 4 815 | 4 468 | 5 632 | 5 221 |

[8] Le BAIIA représente le bénéfice avant les charges de financement, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés et l'amortissement et n'inclut pas le revenu de financement.

[9] Les dépenses en immobilisations excluent 468 millions de dollars en 2001 et 23 millions de dollars en 2000 associés aux acquisitions de sociétés de distribution locale.

[10] La couverture de l'actif net par rapport à la dette à long terme est calculée 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).

[11] La couverture des bénéfices a été calculée comme la somme du bénéfice net, des intérêts courus bruts (excluant les intérêts capitalisés) et de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés, divisée par la somme des intérêts bruts et des dividendes sur actions privilégiées. Le 31 mars 2000, des dividendes sur actions privilégiées de 13 millions de dollars ont été déclarés pour les neuf mois terminés le 31 décembre 1999. Par conséquent, le ratio de couverture des bénéfices aurait été de 2,30 en 2000 (2,13 selon les PCGR des États-Unis) et 2,26 en 1999 (2,33 selon les PCGR des États-Unis) compte tenu des dividendes déclarés.

[12] Les résultats de 2002 en vertu des PCGR des États-Unis tiennent compte d'un passif minimal découlant du régime de retraite (voir la note 22).

[13] Au 1er avril 1999, Hydro One servait environ 934 000 abonnés de détail. La diminution par rapport à 1998 découlait des annexions prévues par la *Loi sur la Société de l'électricité* d'une petite partie des installations par plusieurs sociétés de distribution locale. Les augmentations postérieures tiennent surtout compte des acquisitions de sociétés de distribution locale.

[14] Le 1er mars 2002, environ 770 employés réguliers ont été transférés à Inergi LP (voir la note 19).

***Glen Wright***
*Président du conseil d'administration de la société*

***W. Geoffrey Beattie***
*Président,*
*The Woodbridge Company Limited*

***Rita Burak***
*Présidente et chef de la direction,*
*Network Executive Team, Management Consultants Inc.*

***Murray J. Elston***
*Président,*
*Les compagnies de recherche pharmaceutique du Canada*

***Murray B. Frum***
*Président et chef de la direction,*
*Frum Development Group*

***Don MacKinnon***
*Président, Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique*

***Eileen A. Mercier***
*Présidente,*
*Finvoy Management Inc.*

***Bob Rae***
*Associé,*
*Goodmans LLP*

***Kenneth D. Taylor***
*Président,*
*Taylor and Ryan Inc.*

***Blake Wallace, Q.C.***
*Chef du contentieux,*
*Murray & Company*

***Adam Zimmerman***
*Directeur d'entreprise*

## Comité de vérification et des finances

Le comité de vérification et des finances a la responsabilité d'examiner les plans et objectifs de financement de la société et de faire des recommandations à ce sujet au conseil d'administration. Il examine les états financiers consolidés intermédiaires et annuels et le rapport de gestion s'y rapportant, ainsi que tous les états financiers préparés dans le cadre de tout placement de nos titres selon les exigences des organismes de réglementation. Le comité examine également les procédés de vérification interne de la société et conseille le conseil d'administration sur ses méthodes et ses procédés de vérification. Le comité s'est réuni cinq fois en 2002.

***Membres :***
*Eileen Mercier, présidente*
*W. Geoffrey Beattie*
*Murray Elston*
*Murray Frum*
*Adam Zimmerman*

## Comité de gouvernance d'entreprise

Le comité de gouvernance d'entreprise 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, supervise 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 trois fois en 2002.

***Membres :***
*Adam Zimmerman, président*
*Eileen Mercier*
*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 notre haute direction, avec le droit notamment de faire une recommandation au conseil quant à la rémunération du président et chef de la direction. Enfin il identifie et évalue les questions d'affaires publiques ayant des répercussions importantes sur notre société et fait des recommandations au conseil d'administration à cet effet. Le comité s'est réuni cinq fois en 2002.

***Membres :***
*Rita Burak, présidente*
*W. Geoffrey Beattie*
*Murray Frum*
*Bob Rae*
*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 les lois applicables en matière d'environnement. Le comité établit les programmes, politiques, normes et procédés en matière de conformité, examine les offres de tarif de transport et de distribution, dresse de plans d'urgence et passe en revue les mesures et les rapports de conformité. Le comité s'est réuni cinq fois en 2002.

***Membres :***
*Murray Elston, président*
*Rita Burak*
*Don MacKinnon*
*Kenneth Taylor*

## Comité de la santé et de la sécurité

Le comité de la santé et de la sécurité est responsable des politiques, normes et programmes en matière de santé et de sécurité au travail, s'assure que la société se conforme aux lois, politiques et 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 2002.

***Membres :***
*Don MacKinnon, président*
*Rita Burak*
*Kenneth Taylor*
*Blake Wallace*

## 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

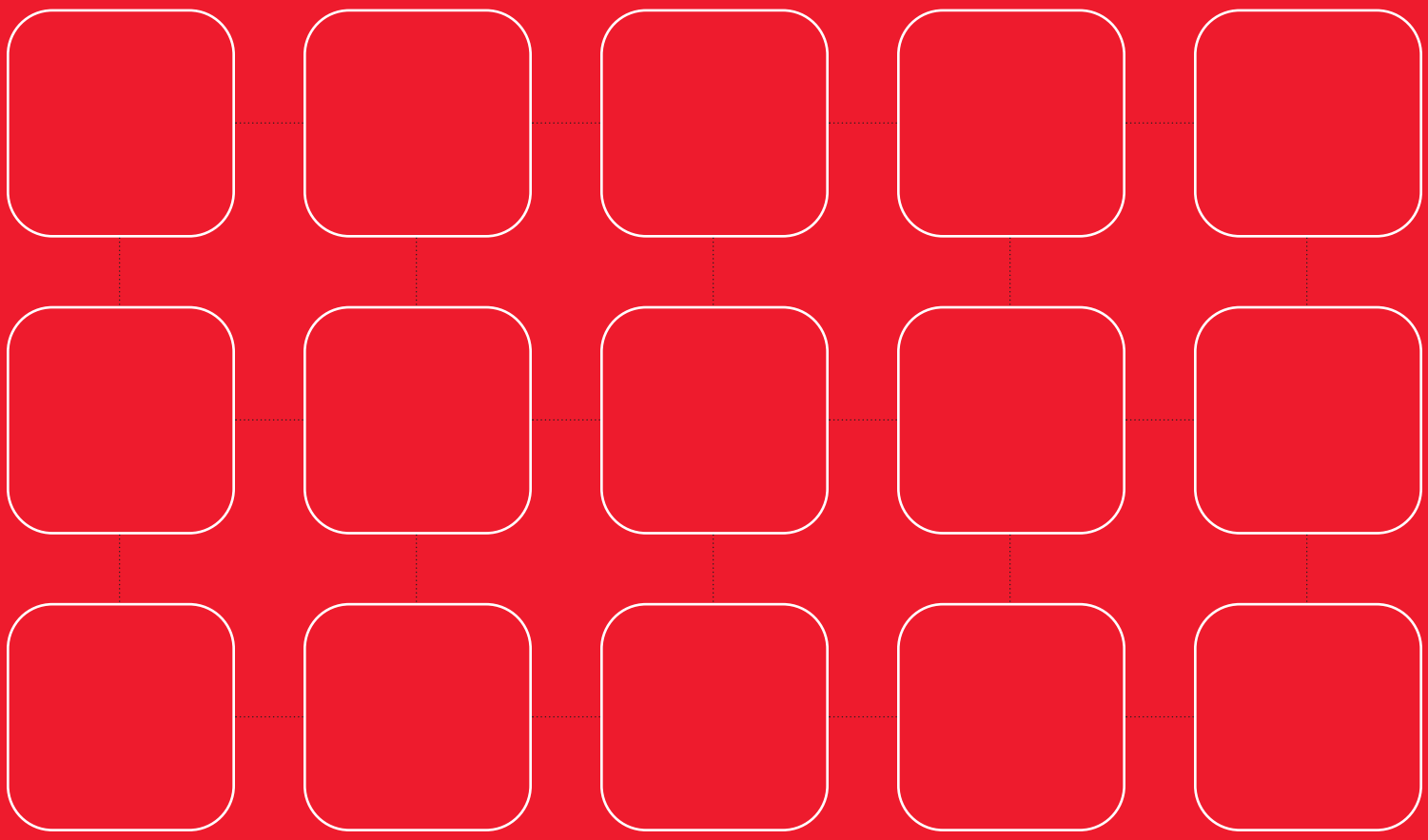
Pannes d'électricité et situations d'urgence : 1 800 434-1235
Résidences, fermes et petites entreprises : 1 888 664-9376
Clients saisonniers : 1 877 534-3797
Grandes entreprises : 1 877 447-4412

## Vérificateurs

Ernst & Young s.r.l.

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

Conçu par :
Fraiman Design Inc. www.fraimandesign.com



**Hydro One Inc.**
483 Bay Street
Toronto (Ontario)  M5G 2P5

**www.HydroOne.com**

hydro One