



NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1999

27 décembre 2000

HYDRO ONE INC.
NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 1999

TABLE DES MATIÈRES

Rubrique 1	Constitution	3
Rubrique 2	Développement général de l'entreprise	4
Rubrique 3	Description narrative des activités	5
Rubrique 4	Principales informations financières consolidées	57
Rubrique 5	Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation	59
Rubrique 6	Marché pour la négociation des titres	59
Rubrique 7	Dirigeants	59
Rubrique 8	Renseignements supplémentaires	63

RUBRIQUE 1 CONSTITUTION

Hydro One Inc. a été constituée par statuts constitutifs datés du 1^{er} décembre 1998 conformément à la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) sous la dénomination Société des services d'électricité de l'Ontario Inc. La nouvelle dénomination, Hydro One Inc., a été adoptée le 1^{er} mai 2000.

Notre bureau enregistré est situé au 483 Bay Street, 10^e étage, Toronto (Ontario) M5G 2P5.

Voici les principales filiales de Hydro One Inc, dont chacune nous appartient en propriété exclusive et a été constituée en vertu des lois de l'Ontario :

- Hydro One Networks Inc. — exerce toutes les activités concernant notre propriété, exploitation, entretien et construction des réseaux et des installations de transport et de distribution d'électricité;
- Ontario Hydro Energy Inc. — exerce toutes les activités concernant notre vente au détail d'énergie;
- Hydro One Remote Communities Inc. — exerce toutes les activités concernant notre propriété, exploitation, entretien et construction des éléments d'actif de production et de distribution servant à la fourniture d'électricité aux localités éloignées à travers l'Ontario;
- Hydro One Telecom Inc. — a été créée pour exercer toutes nos activités concernant les systèmes et installations de télécommunications;
- Ontario Hydro Delivery Services Company Inc. — a été créée pour exercer toutes nos activités concernant les appels à la concurrence pour la construction de l'infrastructure de transport, d'interconnexions et de distribution, ainsi que les opérations connexes;
- Hydro One Markets Inc. — fournit à Hydro One Networks Inc. des services de règlement au cours du marché de gros d'électricité pour alimenter en énergie les clients auxquels elle fournit des services d'approvisionnement uniforme ainsi que les détaillants concurrents, et pour rapprocher les produits tirés du transport de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité de la province d'Ontario;
- Ontario Hydro International Inc. — exerce toutes les activités reliées à notre administration des contrats de consultation des services d'électricité à l'extérieur du Canada et, par l'entremise d'une filiale, elle possédait une participation dans une société de services de construction et d'ingénierie au Pérou. Ontario Hydro International Inc. est en voie de dissolution; et

- Hydro One Network Services Inc. — créée pour fournir des services d'ingénierie, d'approvisionnement et de conseil relativement aux biens de transport et de distribution d'électricité, ainsi que d'autres services connexes.

RUBRIQUE 2 DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE

L'Ontario est la plus grande province canadienne, comptant 11,5 millions de résidents qui représentaient environ 37,8 % de la population totale du Canada en 1999. Au cours des cinq dernières années, la consommation d'électricité en Ontario a augmenté en moyenne de 1,1 % par année, après corrections en fonction des conditions météorologiques inhabituelles. En harmonie avec la tendance du secteur de l'électricité en Amérique du Nord, la province est en voie de restructurer son secteur de l'électricité.

Avant le 1^{er} avril 1999, Ontario Hydro fournissait presque toute l'électricité dont l'Ontario avait besoin. En 1998, Ontario Hydro a produit environ 86 % de toute l'électricité vendue dans cette province et a contrôlé une tranche additionnelle de 7 % d'électricité produite dans le cadre de contrats à long terme avec des producteurs autres que des services publics. Ontario Hydro était propriétaire de la plus grande partie du système de transport en Ontario et distribuait et vendait de l'énergie électrique directement aux grands acheteurs industriels, ainsi qu'aux abonnés ruraux commerciaux et de détail. La division centrale de l'exploitation des marchés de Ontario Hydro gérât l'exploitation intégrée du réseau d'électricité en Ontario et avait la responsabilité de la planification des activités, de l'évaluation de la sécurité, de l'établissement des horaires et de la coordination en temps réel, c'est-à-dire instantanée, du réseau d'électricité.

Conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Ontario Hydro a été réorganisée en cinq sociétés distinctes de la manière suivante :

- i) la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., en tant que remplaçante de l'entreprise de production;
- ii) Hydro One Inc., en tant que remplaçante des entreprises de transport et de distribution d'électricité et de services énergétiques;
- iii) la Société financière Ontario Hydro, en tant qu'entité prorogée de Ontario Hydro responsable de la gestion et du remboursement de sa dette en cours et de son passif restant;
- iv) la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité, société sans but lucratif et sans capital-actions remplaçant notamment la division centrale d'exploitation des marchés; et
- v) l'Office de la sécurité des installations électriques, société sans but lucratif et sans capital-actions qui exécute la fonction d'inspection des installations électriques relevant auparavant de Ontario Hydro.

RUBRIQUE 3 DESCRIPTION NARRATIVE DES ACTIVITÉS

Survol

Notre entreprise est une société de transport et de distribution d'électricité et de services énergétiques. Nous transportons principalement l'électricité produite par d'autres intervenants de notre secteur. Par l'entremise de nos filiales, nous possédons et exploitons le système de transport d'électricité à haute tension de l'Ontario et un système de distribution à basse tension surtout rural, exploité à l'échelle de cette province. Notre système de distribution sert quelque 934 000 abonnés de détail de l'électricité, regroupant des résidences, des commerces, des industries et des exploitations agricoles consommant de l'électricité. D'après la valeur de la totalité de l'actif excédant 10 milliards de dollars en date du 31 décembre 1999, notre société possède et exploite l'un des dix plus grands réseaux de transport et de distribution d'électricité d'Amérique du Nord.

Notre entreprise de transport possède et exploite un actif de quelque 6,7 milliards de dollars, surtout constitué d'un système à haute tension qui fonctionne à 500 kV, à 230 kV et à 115 kV et qui transporte l'électricité sur un réseau d'environ 28 900 kilomètres jusqu'à des distributeurs d'électricité et à de grandes sociétés industrielles. En plus de nos propres activités de distribution, environ 66 services municipaux d'électricité sont au nombre des distributeurs d'électricité raccordés à notre système de transport. Nous possédons et exploitons en outre 17 installations d'interconnexion qui relient notre réseau aux systèmes de transport des provinces et des États américains avoisinants et qui permettent le débit de l'électricité à destination et en provenance de l'Ontario.

Notre entreprise de distribution possède et exploite pour environ 3,4 milliards de dollars d'actif, principalement constitué d'un réseau de distribution à faible tension d'environ 113 400 kilomètres qui transporte l'électricité entre le système de transport ou les producteurs et les abonnés dans quelque 500 petites et moyennes municipalités et dans les régions rurales. Nos abonnés de la distribution comportent 189 petits services municipaux d'électricité, 39 gros abonnés industriels et à peu près 934 000 abonnés de détail.

Nos entreprises de transport et de distribution sont réglementées par la CÉO. Pour chaque année, la CÉO délivre à ces entreprises réglementées des ordonnances tarifaires établissant leurs revenus nécessaires, c'est-à-dire les revenus requis pour recouvrer leurs coûts permis ou autorisés, plus un taux de rendement prescrit. La CÉO a autorisé des revenus nécessaires pour nos entreprises de transport et de distribution pour 1999 et 2000 qui étaient censés permettre à nos entreprises réglementées de recouvrer leurs coûts autorisés et de gagner en 1999 et en 2000 un taux de rendement annuel prévisionnel de 9,35 % et de 9,88 %, respectivement, de l'avoir moyen des porteurs d'actions ordinaires d'un montant approximatif de 2,9 milliards de dollars durant l'année, réputé attribué à nos entreprises réglementées, aux fins de la réglementation.

Dans les territoires de nos services de distribution, nous vendons également l'électricité au détail, que nous achetons pour la livrer aux abonnés, et nous sommes responsables des services d'installation et de réparation, de la lecture des compteurs, de la facturation et de la perception. Les revenus que dégagne notre commerce de détail ne sont pas assujettis à la réglementation

tarifaire. Cependant, conformément à notre ordonnance tarifaire transitoire de distribution, nous vendrons l'électricité aux tarifs de détail antérieurs jusqu'au premier des événements suivants : le 31 mars 2001 ou une date ultérieure déterminée par la CÉO, ou le commencement du libre accès, soit la première date à laquelle les transporteurs et les distributeurs doivent permettre aux producteurs, aux détaillants et aux consommateurs d'accéder sans discrimination à leurs réseaux de transport et de distribution en Ontario, conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Après le commencement du libre accès, les revenus du détail proviendront de notre obligation d'approvisionnement statutaire, aux termes de laquelle nous sommes tenus de vendre l'électricité aux abonnés qui n'ont pas choisi un autre fournisseur au détail, et proviendront également de notre entreprise de détail concurrentielle potentielle non réglementée.

Nous exploitons également des réseaux réglementés de production et de distribution dans 21 localités éloignées à travers le nord de l'Ontario qui ne sont pas reliées au réseau d'électricité de cette province, et dont les installations appartiennent à notre société ou à la Société financière Ontario Hydro, qui est l'une des sociétés remplaçant Ontario Hydro. De plus, nous administrons des ententes conclues avec des producteurs autres que des services publics, pour le compte de la Société financière Ontario Hydro.

Développement récents

Nous avons accepté d'acheter à The Corporation of the City of Brampton la totalité des actions émises et en circulation de Brampton Hydro Corporation, moyennant une contrepartie au comptant s'établissant à environ 260 millions de dollars. Brampton Hydro et ses deux filiales en propriété exclusive emploient environ 190 personnes et servent quelque 84 000 abonnés. Leurs produits pour 1999 se sont établis à plus de 220 millions de dollars. L'opération, qui devrait être conclue avant le 31 mars 2001, est soumise à l'approbation des autorités de réglementation.

Nous avons également convenu d'acheter, par transfert d'actif ou par achat d'actions, des services municipaux d'électricité de moindre envergure, la contrepartie globale au comptant s'établissant à environ 275 millions de dollars. Les produits combinés de ces services municipaux d'électricité qui comptent à peu près 250 travailleurs et 160 000 abonnés, se sont établis à environ 300 millions de dollars en 1999. Ces achats additionnels, qui devraient être conclus avant le 30 avril 2001, sont soumis à l'approbation des autorités de réglementation.

Transport

Survol

Dans le secteur restructuré de l'électricité en Ontario, notre entreprise de transport fournit la capacité de transport à la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (la *SIGMÉ*), laquelle met à son tour cette capacité à la disposition de ceux qui sont directement raccordés au réseau de transport d'électricité de l'Ontario et peut-être à d'autres participants, comme les regroupements, les courtiers et les agents de commercialisation d'énergie, après le commencement du libre accès. La SIGMÉ est le coordonnateur centralisé dirigeant l'exploitation du système d'électricité en Ontario, y compris presque tout notre réseau de transport, et maintenant la sécurité et le caractère adéquat de l'approvisionnement en électricité.

Le système de transport est un système à haute tension qui fonctionne à 500 kV, à 230 kV et à 115 kV et qui transporte l'électricité jusqu'aux abonnés directement raccordés au réseau de transport. Ces abonnés sont constitués de 66 services municipaux d'électricité, de notre propre entreprise de distribution, de 67 grosses sociétés industrielles dont les charges excèdent 5 MW et, par des interconnexions, des services publics dans d'autres territoires. L'électricité est fournie par des génératrices tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'Ontario, dont 69 se trouvant en Ontario sont directement raccordées au réseau de transport. Notre système de transport est l'un des plus gros en Amérique du Nord, servant directement ou indirectement plus de 3,8 millions d'abonnés et transportant 143 TWh d'électricité à la grandeur de l'Ontario en 1998.

Notre système de transport forme un réseau intégré de transport d'énergie électrique pouvant être divisé en deux composantes reposant sur les fonctions. Le réseau intégré, ou le système en bloc, fonctionne principalement à 500 kV ou à 230 kV sur des distances relativement longues, et relie les sources de courant aux postes de transmission. Le système de connexion fonctionne à 230 kV ou à 115 kV et relie le système en bloc aux producteurs locaux et aux centres d'alimentation, comme les services municipaux d'électricité, les abonnés industriels et nos propres activités de distribution. Les postes de transformation situés à proximité des centres d'alimentation réduisent graduellement la haute tension au niveau requis pour les systèmes de distribution de détail ou les consommateurs ultimes raccordés directement à notre système de transport.

Notre système de transport est hautement intégré et a un fonctionnement synchrone avec le système interconnecté de l'est de l'Amérique du Nord, lequel est constitué de presque toutes les entreprises de services publics d'électricité à l'est de la ligne continentale de partage des eaux. Notre entreprise de transport possède et exploite 17 interconnexions respectivement aux niveaux de 345, de 230, de 115 et de 69 kV à New York (9), au Michigan (4), au Manitoba (3) et au Minnesota (1), avec une capacité d'importation nominale combinée de 2 900 MW, en été, à 3 700 MW, en hiver, et une capacité d'exportation nominale combinée d'environ 3 900 MW, en été, à 5 000 MW, en hiver. Ces capacités sont fondées sur les puissances installées des interconnexions. En application, les capacités réelles d'importation et d'exportation peuvent être considérablement limitées par les restrictions dans notre réseau de transport ou ceux d'un autre territoire, les débits de courant imprévus entre les systèmes interconnectés et la charge locale, et les tendances de production.

Notre entreprise de transport possède et exploite aussi des interconnexions asynchrones avec le Québec. Une interconnexion asynchrone est une interconnexion reliant deux systèmes de transport d'électricité qui ne fonctionnent pas sur la même phase ni sur la même fréquence. Nos interconnexions avec le Québec ont une capacité d'importation totale d'environ 1 300 MW et une capacité d'exportation de quelque 500 MW. Nous sommes membres du *Northeast Power Co-ordinating Council*, avec des entreprises de services publics de New York, de la Nouvelle-Angleterre, du Québec et des provinces de l'Atlantique autres que Terre-Neuve.

La capacité de notre système de transport de fournir de l'électricité aux grands centres d'alimentation à partir de sources de production à l'échelle de l'Ontario est relativement peu entravée. Un système de 500 kV sert de « pivot » de transport aux alentours de la région du Grand Toronto avec des connexions de 500 kV jusqu'au nord de l'Ontario, à Ottawa, à London et aux principaux centres de production à Bruce, à Darlington, à Nanticoke et à Lennox. Les

principaux points d'engorgement sur le système de transport sont reliés aux transferts d'électricité par les interconnexions et comprennent le raccordement East-West Tie qui relie le nord-est et le nord-ouest de l'Ontario et limite les transactions avec le Manitoba et le Minnesota, la route de transport de 230 kV traversant la région du Niagara qui limite les importations en provenance des États-Unis et le système de transport de 230 kV à l'ouest de London qui limite les exportations à destination des États-Unis. Nous avons soumis et prévoyons continuer de proposer des plans à la CÉO, destinés à réduire ces restrictions en prévision du libre accès. Outre le potentiel d'augmentation des importations et des exportations, il existe un potentiel d'accroissement de l'utilisation du système de transport pour l'électricité qu'un fournisseur hors de l'Ontario achemine vers un abonné également à l'extérieur de cette province en utilisant notre système de transport. Nous sommes à installer des transformateurs triphasés et un autotransformateur à notre interconnexion avec l'État du Michigan. Cet équipement est censé nous permettre de mieux superviser l'utilisation de nos interconnexions avec le Michigan, de manière à contrôler encore plus les opérations transfrontalières directement entre l'Ontario et le Michigan et indirectement entre l'Ontario et l'État de New York. Ce projet devrait également augmenter notre capacité d'exportation de 1 000 MW et notre capacité d'importation de 500 MW.

Nos biens de transport peuvent se diviser en cinq catégories fonctionnelles : les postes de transmission, les lignes de transport, les activités de transport, les installations de télécommunications et les autres biens. Les produits tirés du transport d'électricité représentent près de 40 % de nos produits totaux, et l'entreprise de transport contribue au bénéfice net dans une proportion d'environ 60 %.

Postes de transmission

Les postes de transmission servent à intégrer les lignes de transport dans un réseau et à transformer la tension de l'électricité transportée, en fonction la tension requise par l'utilisateur ultime. Ces postes sont souvent situés à des points où l'énergie en provenance de deux ou plusieurs lignes de transport peut être combinée et réacheminée dans des directions différentes.

Les postes de transmission peuvent être classés d'une manière large en deux catégories. La première est constituée des postes d'arrivée, qui comprennent les cours de triage situées dans les installations de production de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., qui sont principalement utilisées pour la commutation et la transformation de cette tension. La deuxième regroupe les postes d'approvisionnement des abonnés, qui sont des postes de transformation livrant l'énergie entre le système de transport et les abonnés de gros. La plupart des postes de transmission sont actuellement constitués de circuits jumelés et de transformateurs réducteurs destinés à assurer que la panne d'un élément ne causera pas une perte permanente d'approvisionnement. Pour les charges petites ou éloignées, un poste de conception plus simple, doté d'un transformateur unique ou d'un seul circuit, est utilisé.

Notre système de transport regroupe 256 postes de transmission dont les composantes comportent des transformateurs d'alimentation à haute tension, des disjoncteurs de puissance, des commutateurs à haute tension, des batteries de condensateurs et de réacteurs, des systèmes de protection et de contrôle, des systèmes de comptage et de surveillance, ainsi que les infrastructures des emplacements comme les immeubles et les systèmes de sécurité.

Lignes de transport

Nos lignes de transport sont classées en deux catégories, les lignes d'énergie en bloc et les lignes d'approvisionnement local. Les lignes de transport d'énergie en bloc sont les lignes principales qui livrent l'énergie entre les postes de production ou les interconnexions et les postes récepteurs d'arrivée. Les lignes de transport d'énergie en bloc font partie du réseau de transport intégré et fonctionnent habituellement à 500 kV ou à 230 kV, et quelques-unes à 115 kV. Les lignes d'approvisionnement local tirent leur énergie du réseau de transport aux postes récepteurs d'arrivée et la livrent aux postes de transformation d'approvisionnement des abonnés, aux centres d'alimentation des abonnés. Les tensions habituelles des lignes d'approvisionnement local sont de 230 kV ou de 115 kV. Toutes ces lignes sont suspendues, sauf pour environ 263 kilomètres de câbles souterrains dans les régions urbaines.

Le système de transport comporte environ 28 900 kilomètres de lignes à haute tension dont les principales composantes sont constituées de conducteurs (câbles), de structures porteuses en bois ou en acier, de fondations, d'isolants, de matériel de connexion et d'installations de mise à la terre.

Installations de télécommunications

Nos besoins de télécommunications comprennent la protection et l'exploitation administratives des systèmes de données, des circuits de transmission de la voix et des réseaux électriques. Ces besoins sont comblés par l'utilisation d'une vaste gamme de nos propres installations et services acquis auprès de prestataires de services de télécommunications. La fiabilité et la disponibilité des services de télécommunications utilisés dans la protection et l'exploitation de notre système de transport sont cruciales au respect de nos obligations d'interconnexion et des attentes de fiabilité de nos abonnés. Lorsque les prestataires de services de télécommunications n'ont pas pu ou n'ont pas voulu nous fournir les services requis à un coût approprié, nous avons installé nos propres installations de télécommunications. Ces installations détenues en propriété comprennent les systèmes de radio à micro-ondes, de câbles à fibres optiques et à courants porteurs sur lignes industrielles, et les systèmes radio mobiles. Comme le système radio à micro-ondes approche la fin de sa durée de vie utile, des installations de télécommunications substituts, comme un système à fibres optiques, sont en voie d'être acquises.

Activités de transport

Nous assurons la supervision, le contrôle et la gestion en temps réel, c'est-à-dire instantanée, de notre système de transport à l'aide de notre centre de gestion des activités de transport à Toronto (Ontario) et de 16 centres d'exploitation de transport répartis dans toute la province.

Le centre de gestion des activités de transport est notre lien avec la SIGMÉ pour l'exploitation de nos biens de transport. La SIGMÉ gère le marché de l'électricité et dirige l'exploitation du réseau de transport intégré en Ontario. Selon les directives reçues de la SIGMÉ, le centre de gestion des activités de transport supervise 12 centres d'exploitation de transport qui assurent la commutation ou le contrôle matériel de l'équipement de transport. La commutation est effectuée pour assurer un service de transport fiable et une qualité d'énergie acceptable à nos abonnés, protéger nos biens de

transport, isoler l'équipement pour la sécurité du personnel d'entretien et remettre l'équipement en service.

Autres biens

Les autres biens comprennent ceux qui soutiennent l'exploitation et l'entretien permanents du système de transport, comme les immeubles de bureaux et les bâtiments de service, les engins de manutention et le matériel de travaux, ainsi que les autres biens liés aux bureaux et à la technologie de l'information.

Tarifs attribuables au transport

Les abonnés de l'électricité ont toujours payé un seul tarif groupé pour la production, le transport et la distribution, au besoin, de l'électricité. Ontario Hydro répartissait les revenus attribuables à ces tarifs groupés entre ses unités fonctionnelles à l'aide de divers procédés internes de tarification de transfert/d'attribution des revenus. Avant le libre accès, les tarifs facturés aux abonnés ne seront pas dégroupés. Les revenus perçus seront attribués à notre société et aux autres sociétés remplaçant Ontario Hydro, conformément à un projet de convention de répartition de revenus intervenu entre nous, la Société financière Ontario Hydro, la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., l'Office de la sécurité des installations électriques et la SIGMÉ. L'ordonnance tarifaire transitoire de transport de la CÉO a déterminé les revenus devant être attribués à notre entreprise de transport réglementée pour 1999 et 2000. Cette ordonnance tarifaire prévoit des revenus nécessaires annuels d'environ 1,2 milliard de dollars pour chacune des années 1999 et 2000.

Concurrence

Ontario Hydro a toujours été responsable de la presque totalité du système de transport d'électricité en Ontario, y compris les installations et les services de réseau, ainsi que les installations et les services de connexion.

Après le début du libre accès, l'obtention et le paiement de nouvelles installations de connexion et des services de connexion associés existants devraient constituer la responsabilité directe de l'abonné ou des abonnés particuliers bénéficiant de ces installations et services. En conséquence, les abonnés pourront choisir notre société ou un autre fournisseur concurrentiel d'installations et de services de connexion, à condition que ce fournisseur concurrentiel respecte les règles, codes et permis pertinents du marché. Par le passé, ce choix n'était offert qu'aux gros abonnés industriels de l'électricité qui tirent leur approvisionnement directement du réseau de transport, bien que certains services municipaux d'électricité aient construit leurs propres installations de transport.

En date du 31 décembre 1999, notre entreprise de connexion de transport représentait environ le tiers de nos biens de transport. Nous nous préparons à relever la concurrence pour les nouvelles activités de connexion en recourant à des initiatives destinées à rehausser le service à la clientèle et à réduire nos coûts. De telles initiatives incluront la réduction de nos frais d'études techniques par la mise en œuvre de conceptions courantes, notre emploi accru de prestataires externes de

services et une meilleure utilisation de notre personnel. Nous nous attendons à ce que nos concurrents pour les nouvelles affaires de connexion soient les grandes entreprises de construction et les grandes sociétés d'ingénierie dotées d'une expertise dans le secteur de l'électricité, d'autres services publics d'électricité, y compris les sociétés de distribution locales et les gros fournisseurs d'équipement d'électricité.

Nous pourrions connaître une certaine concurrence relative à nos activités de fournisseur d'installations et de services de réseau de transport. Cependant, les paramètres et la probabilité de cette concurrence ne sont pas actuellement clairs. En raison du besoin limité d'investissements importants dans de nouveaux réseaux à court et à moyen termes, la concurrence devrait présenter un risque limité pour nous. Une exception possible à court terme au besoin limité d'investissement dans de nouveaux réseaux vise les interconnexions avec les services publics avoisinants. Sur réception de l'approbation des autorités de réglementation, nous prévoyons augmenter nos capacités d'interconnexion de transport. Tout concurrent à notre entreprise de réseau de transport devrait obtenir le permis et l'ordonnance tarifaire nécessaires de la CÉO avant de commencer ses activités.

Distribution

Survol

Dans le secteur restructuré de l'électricité en Ontario, notre système de distribution continuera à fournir aux abonnés des services de distribution d'électricité à l'aide d'un réseau de distribution à basse tension. Le système de distribution sert environ 934 000 abonnés de détail répartis dans quelque 500 localités et en régions rurales, 189 services municipaux d'électricité qui ne sont pas directement raccordés à notre système de transport et 39 gros abonnés industriels dont la charge excède 5 MW, représentant 21,7 % du total des revenus de distribution en Ontario. Le système de distribution est constitué de lignes sur environ 113 400 kilomètres fonctionnant surtout à des tensions de 50 kV ou moins, et de 928 postes de distribution et de régulation. Le système raccorde en outre 34 centrales. À la différence des systèmes de distribution à mailles qui sont conçus pour inclure des systèmes de recharge incorporés et que l'on retrouve dans les régions à forte densité de population, notre système de distribution est configuré en tant que système en grande partie radial, c'est-à-dire qu'il est configuré en lignes droites, de sorte qu'une panne à n'importe quel point le long de la ligne entraîne une panne de courant pour tous les abonnés en aval de la ligne. En conséquence, les pannes des composantes doivent être immédiatement réparées ou celles-ci doivent être remplacées avant la reprise du service.

Les biens utilisés par le réseau du système comprennent l'équipement de distribution, de transformation et de réserve, les édifices d'administration et de services et les biens divers comme l'équipement de transport, de calcul, de services et de construction.

Le système de distribution d'électricité regroupe trois composantes, les lignes à basse tension et l'équipement connexe, les postes de distribution et les lignes rurales, ainsi que les transformateurs et l'équipement connexe.

Postes de distribution et de régulation

Nous avons 928 postes de distribution et de régulation. Ces postes comprennent 854 postes de distribution qui reçoivent l'énergie du réseau de transport intégré à 115 kV ou à 230 kV ou du système d'alimentation à basse tension à 44 kV, à 27,6 kV ou à 25 kV, et qui la diminuent à des tensions de 4,16 kV à 27,6 kV. Les postes de distribution sont constitués de commutateurs à haute tension et des appareils connexes de protection, d'environ 2 050 transformateurs d'alimentation, d'appareils de protection à basse tension et de systèmes de comptage. Les 74 postes de régulation règlent et maintiennent en outre la tension de l'approvisionnement aux abonnés.

Lignes à basse tension

Le système de distribution reçoit l'énergie de notre système de transport intégré ou directement des producteurs raccordés au système de distribution, et le distribue ensuite à 44 kV ou à 27,6 kV aux gros abonnés de la distribution comme les services municipaux d'électricité et quelques gros abonnés, à l'aide d'un système de quelque 612 artères d'alimentation à basse tension. Ce système d'artères d'alimentation à basse tension est constitué d'environ 235 000 poteaux en bois et autres structures porteuses de conducteurs sur 15 900 kilomètres et de 1 450 commutateurs.

Artères d'alimentation et transformateurs ruraux

Le système de distribution rurale est constitué d'environ 2 230 artères d'alimentation dotées de conducteurs suspendus, souterrains et sous-marins sur à peu près 97 500 kilomètres, et de quelque 423 000 transformateurs de service. Les composantes constituant ces artères d'alimentation comprennent approximativement 1 293 000 structures porteuses, 1 830 condensateurs pour la correction du facteur de puissance, 16 600 appareils de protection automatique et 3 000 régulateurs de lignes. Le service du système de distribution rurale est habituellement fourni aux niveaux courants de tension pour les foyers et les industries. Nous avons conclu des ententes d'utilisation conjointe avec certaines compagnies de téléphone et certains services municipaux d'électricité et sociétés de câblodistribution, aux termes desquelles les parties partagent les frais d'utilisation et d'entretien des structures porteuses qu'elles possèdent et utilisent conjointement. Environ 700 000 structures porteuses servant à notre système de distribution sont régies par de telles ententes.

Tarifs attribuables à la distribution

Les abonnés de l'électricité ont toujours payé un seul tarif groupé pour la production, le transport et, au besoin, la distribution de l'électricité. Ontario Hydro répartissait les revenus attribuables à ces tarifs groupés entre ses unités fonctionnelles par divers processus internes de tarification de transfert et de répartition des revenus. Avant le libre accès, les tarifs demandés aux abonnés ne seront pas dégroupés. Les revenus perçus seront attribués à notre société et aux autres sociétés remplaçant Ontario Hydro, conformément à une convention de répartition des revenus intervenue entre ces parties. Les revenus attribués à notre entreprise de distribution sont déterminés par l'ordonnance tarifaire transitoire de distribution de la CÉO. L'ordonnance tarifaire transitoire de la CÉO s'appliquant à notre entreprise de distribution a approuvé des revenus nécessaires pour

nos entreprises de distribution aux montants de 657 millions de dollars pour 1999 et de 611 millions de dollars pour 2000, et des revenus nécessaires additionnels autorisés de 27 millions de dollars pour 1999 et de 30 millions de dollars pour 2000, pour la distribution aux localités éloignées. Les abonnés de notre entreprise de distribution continueront de payer les tarifs de détail existants.

La méthodologie de réglementation pour l'établissement des tarifs des services de distribution après le commencement du libre accès jusqu'en 2003 est présentée dans le manuel de tarification de distribution d'électricité de la CÉO. Nous avons pris une part active et apportons notre appui à l'initiative de réglementation axée sur le rendement de la CÉO pour le secteur de la distribution.

Concurrence

Il n'y a toujours eu qu'un seul distributeur d'électricité dans une région particulière à l'échelle de l'Ontario, et ce distributeur assurait également la vente au détail de l'électricité à chaque abonné raccordé au système de distribution. Ontario Hydro avait le droit exclusif de distribuer l'électricité et de la vendre au détail dans toutes les régions où elle n'était pas distribuée par une municipalité ou des services publics à capitaux privés. Aux termes du nouveau régime réglementaire, une personne doit obtenir un permis de la CÉO afin de posséder et d'exploiter un réseau de distribution. Bien que le permis de distribution doit préciser un territoire dans lequel le distributeur est autorisé à distribuer l'électricité, à moins d'une indication contraire, le permis ne conférera pas au distributeur un droit de distribution exclusif dans ce territoire. En vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, deux permis ou plus pourraient être émis à l'égard d'un même territoire. Selon nous, les complexités et le potentiel d'inefficacité que pourrait créer la présence de distributeurs multiples dans un même territoire de desserte devraient assurer le maintien de la pratique d'un distributeur unique autorisé à servir un seul territoire de desserte pour la distribution, même si une certaine concurrence pour la construction d'installations est autorisée aux limites territoriales entre les services publics.

Après le début du libre accès, chaque distributeur, y compris notre société, continuera d'avoir l'obligation de raccorder et d'approvisionner les abonnés conformément à son permis de distribution et à son ordonnance tarifaire.

Détail

À l'intérieur de nos territoires de desserte pour la distribution, nous assurons la vente au détail de l'électricité. Les principales activités de notre entreprise de détail comprennent l'achat d'électricité et sa vente à 934 000 abonnés de détail, ainsi que la prestation de services connexes à ceux-ci, comme la lecture des compteurs, la facturation et la perception. Toutefois, nous ne participons pas actuellement au commerce de l'énergie. En 1999, notre entreprise de détail a exécuté environ 3,6 millions de lectures de compteurs, a envoyé quelque 10,5 millions de notes d'électricité, a perçu à peu près 1,5 milliard de dollars au titre des services énergétiques et connexes, a répondu à environ 1,8 millions d'appels téléphoniques à ses deux centres d'appels, a répondu à toutes les demandes de service des abonnés de détail et a distribué des ordres de travail à nos entreprises de transport et de distribution dans le cadre de ces demandes. Les biens utilisés à l'égard de l'entreprise de détail sont principalement reliés aux centres d'appels et au système de facturation.

Nous sommes tenus de respecter la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* qui interdit à une société de transport ou de distribution d'exercer une autre activité commerciale, autre que le transport et la distribution d'électricité, sauf par l'entremise de membres de son groupe. Des principes directeurs pour l'interprétation des activités de distribution de l'électricité en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* sont présentés dans le manuel de tarification de distribution de l'électricité de la CÉO. Selon ces principes directeurs, les activités suivantes peuvent généralement être considérées comme des activités ou des services de distribution :

- l'exploitation et la gestion d'un système de distribution;
- les services de lecture des compteurs;
- les services de facturation et de perception;
- la réparation et l'entretien des lignes et des installations de distribution;
- la planification, la conception et la construction de lignes et d'installations de distribution;
- les services de télécommunications pour la distribution d'électricité;
- le service à la clientèle;
- les services approuvés d'efficacité énergétique;
- les services de formation en matière d'utilisation de l'énergie; et
- les services généraux de soutien administratif.

Les activités qui ne sont pas considérées comme des activités de distribution ne doivent être exercées que par l'entremise d'un membre du groupe ou d'un tiers moyennant l'observation du code des relations avec les membres du groupe préparé par la CÉO pour les distributeurs et les transporteurs d'électricité. Ce code, dont l'observation est une condition de chaque permis de distribution et de transport d'électricité, établit les normes de conduite régissant l'interaction des distributeurs et des transporteurs et la conclusion d'opérations entre eux et les membres de leur groupe.

Après le commencement du libre accès, notre société et tous les autres distributeurs auront l'obligation légale de vendre l'électricité à chaque personne raccordée au système de distribution du distributeur, sauf les personnes ayant choisi un fournisseur substitut. La CÉO a développé un code régissant cette obligation d'approvisionnement statutaire. Ce code fixe les conditions minimums qu'un distributeur, dont notre société, doit respecter pour s'acquitter de son obligation de vendre l'électricité aux abonnés raccordés à son système. L'obligation d'approvisionnement statutaire et le code entreront en vigueur au début du libre accès.

Avant le libre accès, une des plus importantes fonctions de notre entreprise de détail sera la préparation et l'information de nos abonnés concernant la concurrence au détail et toutes les répercussions connexes pour eux, comme le choix fait par l'abonné et notre obligation d'approvisionnement statutaire.

Durant la période transitoire, nous continuerons de vendre l'énergie à nos abonnés de détail à nos tarifs de détail antérieurs jusqu'au commencement du libre accès ou jusqu'au 31 mars 2001, selon le premier événement, ou encore jusqu'à une date ultérieure déterminée par la CÉO. Nous achèterons la presque totalité de cette énergie à la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. Comme les abonnés continuent de payer des tarifs groupés pour l'électricité durant la période transitoire, la répartition des revenus à notre société relativement à notre entreprise de détail sera déterminée conformément au projet de convention de répartition de revenus intervenu entre les sociétés remplaçant Ontario Hydro, dont notre société.

Après le commencement du libre accès, nous respecterons notre obligation d'approvisionnement statutaire et prévoyons continuer à fournir tous les services précités. Pour nous acquitter de notre obligation d'approvisionnement uniforme, nous obtiendrons et réglerons les achats d'électricité sur le marché du comptant administré par la SIGMÉ. La CÉO approuvera nos tarifs pour les services d'approvisionnement uniforme, lesquels seront constitués du prix de l'énergie électrique et de frais administratifs nous permettant de récupérer les coûts de la prestation du service.

À la différence de toute autre société de distribution locale, notre système de distribution couvre toutes les zones de transport provincial, car il dessert tous les territoires où le service n'est pas assuré par d'autres sociétés de distribution locale. En conséquence, nos systèmes de facturation doivent pouvoir supporter des prix multiples pour accommoder et prévoir des changements futurs en vue d'une tarification axée sur l'emplacement.

Après le commencement du libre accès, nous verserons également des règlements aux détaillants concurrents de l'électricité offrant des services aux abonnés raccordés à notre système de distribution qui ont choisi de ne pas poursuivre leur achat d'électricité par notre entremise. Le code de services d'approvisionnement oblige les distributeurs à prévoir le calcul et la production d'une note d'électricité pour chaque abonné de détail raccordé à son système de distribution et à lui envoyer cette note, comme c'est le cas avant le libre accès, ou à la faire parvenir au détaillant d'électricité choisi par l'abonné de détail. Selon nous, le calcul et la préparation des notes seront compliqués et exigeront un système de facturation élaboré, comme celui que nous utilisons actuellement. En conséquence, nous prévoyons maintenir la facturation des services reliés à l'énergie, même lorsque ces services sont fournis par un détaillant concurrent d'électricité.

Après le commencement du libre accès, les abonnés qui choisissent un détaillant concurrent d'électricité auront encore besoin de nos services de transport et de distribution. Ils auront également besoin des services connexes de traitement des appels et de répartition des ordres de services actuellement offerts par notre entreprise de détail.

Concurrence

Après le commencement du libre accès, en plus de respecter notre obligation d'approvisionnement statutoire, nous offrirons les services d'un détaillant concurrent d'électricité si cette entreprise nous apparaît économique. Dans le cadre de nos services concurrentiels au détail, nous prévoyons vendre l'électricité et le gaz naturel aux abonnés tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de notre territoire de desserte actuel, et leur offrir un ensemble de biens et services reliés à l'énergie, comme la consultation stratégique en matière d'énergie, l'établissement du profil de la charge, la gestion des services publics, ainsi que la location de chauffe-eau.

Selon nos prévisions, les clients cibles de notre entreprise de détail concurrentielle proviendront des secteurs résidentiel, commercial et industriel. La fourniture de biens et services aux résidences abonnées ciblées viserait le confort au foyer, tandis que l'attention de l'entreprise de détail concurrentielle accordée aux commerces et aux industries abonnées porterait sur l'efficacité commerciale.

Autres activités

Outre nos principales entreprises, nous exploitons des systèmes réglementés de production et de distribution dans 21 localités éloignées à travers le nord de l'Ontario non raccordées au réseau de transport de l'Ontario, dont les installations connexes appartiennent à notre société ou à la Société de production d'électricité de l'Ontario. Ces localités éloignées comportent au total quelque 3 908 abonnés. L'électricité destinée à être utilisée par ces localités éloignées est produite par 67 génératrices fonctionnant au diesel qui nous appartiennent et auxquelles viennent s'ajouter de petites quantités de production éolienne ou hydroélectrique.

Nous avons également la responsabilité d'administrer les ententes signées par Ontario Hydro aux termes desquelles celle-ci a convenu d'acheter environ 1 725 MW d'électricité à des producteurs autres que des services publics à la grandeur de l'Ontario. Ces contrats prennent fin à divers moments se terminant en 2048 et demeurent une obligation pour la Société financière Ontario Hydro. Nous administrons ces contrats selon les directives et sous la supervision de la Société financière Ontario Hydro, aux termes d'une lettre d'autorisation provisoire. Nous sommes responsables de l'administration des contrats, comme la supervision de leur rendement, la négociation des modifications et des cessions aux fins de sécurité, ainsi que le règlement et le paiement de l'énergie livrée en vertu de ceux-ci. La Société financière Ontario Hydro a demandé des soumissions dans le but de trouver un nouveau gestionnaire pour ces contrats et a amené à terme la sélection de ce nouveau gestionnaire. Des discussions sont en cours entre la Société financière Ontario Hydro et nous-mêmes au sujet des modalités du transfert des fonctions au nouveau gestionnaire. Entre-temps, nous allons continuer de fournir des services de gestion de contrat à la Société financière Ontario Hydro sur une base mensuelle. Selon les prévisions, toutes les fonctions devraient être transférées au nouveau gestionnaire avant le commencement du libre accès. La Société financière Ontario Hydro a indemnisé notre société et les membres de notre direction, nos administrateurs, nos conseillers, nos mandataires et notre personnel quant à toute responsabilité se rapportant à l'exécution de tels contrats, à l'exception des cas de négligence grave, d'insouciance ou d'acte délictueux de notre part, contre lesquels nous avons indemnisé la Société financière Ontario Hydro. Celle-ci nous a également indemnisés contre les pertes résultant de

l'exécution de ses directives, à condition que de telles directives aient été mises en application sans négligence grave, insouciance ou acte délictueux. Nous avons également signé des conventions d'exploitation avec divers producteurs autres que des services publics qui régissent les procédures et aspects techniques concernant l'exploitation sûre et fiable de la connexion électrique entre les installations des producteurs autres que des services publics et notre système de transport et de distribution. Nous prévoyons que ces conventions d'exploitation seront remplacées par des conventions de connexion avec les producteurs autres que des services publics, comme condition des permis de ces producteurs de continuer à produire de l'électricité en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

Personnel

Notre personnel comptait 5 632 travailleurs à temps plein et 1 223 travailleurs à temps partiel, temporaires et contractuels, en date du 29 décembre 1999. La majorité de nos travailleurs à temps plein et certains de nos travailleurs à temps partiel sont représentés par deux syndicats, 4 242 travailleurs étant représentés par le syndicat *Power Worker's Union* et 1 343 travailleurs étant représentés par la Société des professionnels de l'énergie. Nos travailleurs à temps partiel, temporaires et contractuels, sont principalement représentés par un syndicat ouvrier en électricité et par 16 syndicats ouvriers de la construction qui possèdent des conventions collectives avec notre société, par l'entremise du syndicat *Electrical Power System Construction Association*. Environ 556 cadres et directeurs ne sont représentés par aucun syndicat.

En novembre 1999, notre conseil d'administration a adopté un régime de compression de l'effectif. Nous avons réalisé ces objectifs de compression au moyen d'un programme de retraite volontaire suppléé par des rachats ciblés volontaires. À compter du 31 mars 2000, 1 400 employés à plein temps, soit 76 % du nombre global des employés admissibles, ont choisi de participer au programme de retraite volontaire. On prévoit faire appel à des bureaux d'embauchage syndical, engager de nouveaux travailleurs ou des travailleurs à forfait pour combler toute pénurie de personnel à cause de notre programme de retraite volontaire et, par conséquent, nous ne prévoyons pas que la retraite volontaire de ces travailleurs aura un impact défavorable important sur notre société.

Assurance

Nous avons une garantie d'assurance qui comporte une assurance de la responsabilité, une assurance des biens multirisque, une assurance des pertes d'exploitation et une assurance contre le bris des machines. La garantie d'assurance sur les dommages aux tours, poteaux et câbles de transport et de distribution résultant des dégâts causés par les intempéries et autres catastrophes naturelles est toutefois limitée à 10 millions de dollars, après une franchise de 10 millions de dollars. Nous avons également une autre garantie d'assurance exigée par la législation provinciale, qui couvre la responsabilité civile automobile, la responsabilité découlant de l'utilisation de pesticides et la responsabilité relative aux aéronefs.

Immeubles

Le tableau suivant présente des renseignements sommaires sur les principaux immeubles utilisés dans notre exploitation commerciale :

<u>Installation</u>	<u>Total</u>	<u>Détenue en propriété</u>	<u>Louée</u>	<u>Autres¹⁾</u>
Corridors de transport	221 530 acres	49 673	-	171 857
Postes de transmission ²⁾	263 sites	234	14	15
Centres d'exploitation de transport	30 sites	12	1	17
Postes de distribution	853 sites	826	17	10
Postes régulateurs	65 sites	62	3	—
Centres administratifs ³⁾	173 sites	136	32	5

-
- 1) Les 171 857 acres des autres corridors de transport sont constitués de terrains sur lesquels on nous a accordé une servitude d'accès pour l'établissement, l'entretien et le remplacement des lignes et installations de transport. Les autres postes de transmission, centres d'exploitation de transport, postes de distribution, postes régulateurs et centres administratifs sont situés sur des terrains appartenant à la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. et auxquels nous sommes autorisés à accéder pour l'exploitation de notre entreprise. Notre entreprise et la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. prévoient officialiser les droits d'accès à de ces terrains au moyen de baux ou de servitudes.
 - 2) Y compris les cours de triage situées sur le terrain appartenant à la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc.
 - 3) Les centres administratifs sont constitués des centres de service, des centres d'entretien, des centres d'exploitation pour les abonnés, des bureaux de district/régionaux, des bureaux de construction, des garages, des centres de formation et des centres d'appels. Les centres administratifs logent le personnel de bureau, les équipes de travail, les véhicules, l'équipement et le matériel nécessaires à l'exploitation, à l'administration et à l'entretien quotidiens de nos entreprises.

Questions environnementales

Bien que l'environnement soit principalement réglementé au niveau provincial, les gouvernements fédéral canadien et provinciaux et les administrations locales s'en partagent la compétence. En conséquence, nous sommes assujettis à une réglementation fédérale, provinciale et locale élaborée concernant la protection de l'environnement, y compris les émissions atmosphériques, les évacuations d'eau et la production, le stockage, le transport, l'élimination et le rejet de diverses substances dangereuses.

La principale législation fédérale est la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 1999* qui réglemente l'utilisation, l'importation, l'exportation et le stockage de substances toxiques, dont les PCB et les substances appauvrissant la couche d'ozone, et la *Loi sur les pêches*, qui interdit le dépôt de substances nuisibles dans des eaux servant d'habitat aux poissons et la destruction de cet habitat. La principale législation provinciale comprend les lois suivantes : la *Loi sur la protection de l'environnement*, qui prévoit un régime global régissant les rejets et les déversements de contaminants, y compris les PCB et les substances appauvrissant la couche d'ozone, et la gestion des déchets; la *Loi sur les ressources en eau de l'Ontario*, qui réglemente les évacuations dans l'eau

en Ontario et l'utilisation de l'eau; et la *Loi sur les pesticides*, qui régit l'utilisation des pesticides. La réglementation municipale est principalement pertinente dans le contexte des évacuations des eaux industrielles et des ruissellements de pluie dans les égouts municipaux. De plus, les gouvernements provincial et fédéral ont chacun une législation d'évaluation environnementale conçue pour encourager une meilleure planification, ainsi que l'identification et l'atténuation des répercussions environnementales possibles des projets ou entreprises avant leur début.

Système de gestion environnementale

Nous avons un système de gestion environnementale destiné à repérer les répercussions environnementales et à contribuer à l'amélioration continue de notre performance environnementale. Nous sommes à mettre à jour notre système de gestion environnementale pour refléter les changements organisationnels et le progrès réalisé dans l'atteinte de certains de nos objectifs environnementaux. Ce système de gestion environnementale comprend une politique environnementale, un résumé des principaux aspects environnementaux touchant notre entreprise, ainsi qu'un résumé de la législation environnementale pertinente et un système d'information interne qui englobe notre conseil d'administration. Les objectifs, les mesures et les cibles ont été identifiés et, tel qu'il a été indiqué, ils sont en voie d'être mis à jour dans certains domaines. Les programmes de gestion environnementale conçus pour l'atteinte de ces objectifs, mesures et cibles en sont à diverses étapes de leur mise en application. Les procédures d'information et un système de gestion de l'information environnementale sont en voie d'être mis au point, testés et instaurés. Nous avons conçu un système de gestion environnementale qui est compatible avec la norme ISO 14001, qui est une norme internationale pour les systèmes de gestion environnementale. Nous procédons actuellement à la mise en application de ce système.

Permis, licences et approbations

Diverses lois fédérales et provinciales, y compris la *Loi sur la protection de l'environnement* (Ontario), la *Loi sur les ressources en eau de l'Ontario* et la *Loi sur les pêches* (Canada), nous obligent à obtenir et conserver certains permis, licences et approbations spécifiés, lesquels visent, notamment, l'élimination des déchets, les émissions atmosphériques, les évacuations dans l'eau et les répercussions sur l'habitat aquatique et les passages de cours d'eau.

Divers projets que nous avons entrepris ou que nous nous proposons d'entreprendre et qui exigent des approbations ou permis environnementaux du gouvernement fédéral ou l'utilisation de terres fédérales, y compris les réserves et autres terres au bénéfice d'une bande et assujetties à la *Loi sur les Indiens* (Canada), feront l'objet d'une évaluation environnementale fédérale. Les installations d'interconnexion additionnelles avec les services publics avoisinants des provinces canadiennes et des États américains exigent des approbations et seront assujetties à l'examen des autorités fédérales de réglementation, ce qui peut inclure une évaluation environnementale. Certains projets seront soumis à une évaluation environnementale provinciale par suite de notre désignation aux termes de la réglementation provinciale à titre d'entité assujettie à une évaluation. L'étendue, le moment et le coût des évaluations environnementales au niveau fédéral ou provincial dépendront du type de projet et de ses répercussions possibles sur l'environnement. Les évaluations environnementales sont destinées à améliorer le processus décisionnel par l'identification des impacts environnementaux potentiels et la proposition des mesures substituts d'atténuation avant que le

projet ne soit entrepris. Certaines activités reliées aux lignes de transport et aux postes de transmission, particulièrement les nouvelles constructions, sont actuellement assujetties à des évaluations environnementales individuelles en vertu de la *Loi sur les évaluations environnementales* de l'Ontario, tandis que d'autres, comme la modernisation ou la remise en état de lignes ou de postes existants et la construction de nouvelles installations secondaires, sont soumises à un processus plus rationalisé, appelé évaluation environnementale de portée générale. Les projets d'évaluation environnementale de portée générale peuvent être modifiés pour être traités comme des évaluations environnementales individuelles si les répercussions sont jugées importantes ou si l'intérêt public justifie un examen plus détaillé et des audiences publiques.

Rejets

La législation environnementale fédérale, provinciale et municipale réglemente le rejet des substances dans l'environnement par l'interdiction des évacuations ayant des répercussions qui sont défavorables sur l'environnement, ou qui pourraient l'être. Des déversements et des fuites de substances se produisent dans le cours de nos activités normales, et nous pourrions à cet égard être soumis à des pénalités ou à des coûts de nettoyage. En conséquence, nous avons instauré un programme de prévention des déversements et des fuites comportant l'essai, le remplacement, la réparation et l'installation des systèmes de confinement et le regarnissage des transformateurs. En outre, nous avons instauré des mesures d'urgence destinées à nous permettre de réagir à temps aux déversements que nous croyons suffisantes pour minimiser les répercussions environnementales des déversements et pour respecter nos obligations légales.

Substances dangereuses

Nous gérons diverses substances dangereuses dont les PCB, les herbicides et les produits de préservation du bois. De plus, certaines installations ont des substances présentes destinées à être traitées spécialement en vertu de la législation sur la santé et la sécurité professionnelles, comme l'amiante, le plomb et le mercure. Nous avons des programmes de gestion environnementale en place pour traiter les substances suivantes :

- *PCB* — Nous avons envoyé pour destruction 492 000 kilogrammes de nos déchets de PCB stockés en 1999. Environ 329 000 kilogrammes de déchets à faible concentration de PCB et environ 3 000 kilogrammes de déchets dont la concentration de PCB est supérieure à 10 000 milligrammes par million demeurent stockés. Nous avons ciblé la fin de l'an 2001 pour la destruction de la plupart du reste des déchets de PCB stockés. En outre, certains équipements contenant des PCB demeurent en service, y compris 5 batteries de condensateurs comportant de hautes concentrations de PCB aux postes de transmission et quelque 13 000 transformateurs de distribution à travers l'Ontario ayant des quantités nettement inférieures de PCB. Nous entendons désaffecter les condensateurs de PCB en 2001 et les détruire en 2001. Les transformateurs de distribution qui contiennent des PCB seront repérés d'une manière proactive à compter de 2001 et seront remplacés sur une période maximum de 20 ans.

- *Herbicides* — Nous utilisons des herbicides principalement pour la lutte contre la végétation incompatible sur les droits de passage, le long des lignes de distribution et sur les emplacements des postes. Nous recourons actuellement à une approche intégrée en vue d'une gestion de la végétation utilisant la coupe manuelle et mécanique et l'emploi sélectif d'herbicides. Les herbicides sont appliqués conformément à une législation provinciale stricte régissant l'application, les avis et l'information. Tel qu'il est indiqué ci-dessous, l'utilisation historique d'herbicides a contaminé certaines de nos propriétés et quelques propriétés avoisinantes.
- *Pentachlorophénol* — Dans le passé, Ontario Hydro a utilisé des poteaux imprégnés de pentachlorophénol, ou penta, comme produit de préservation du bois. Nous réglons les problèmes de contamination liés à la migration du penta à mesure qu'ils surgissent.

Évaluation et remise en état des terrains

Après la découverte de la contamination dans une des centrales nucléaires de Ontario Hydro, le ministère ontarien de l'Environnement a prononcé, le 2 septembre 1997, un décret administratif contre Ontario Hydro qui nous lie aux endroits où nous possédons des centrales dans des régions reculées de cette province. Cette ordonnance obligeait Ontario Hydro d'entreprendre des évaluations environnementales des sites à toutes ses installations de production d'énergie, ainsi que de déterminer l'étendue de toute contamination de telles installations, ses répercussions sur l'environnement, les causes de la contamination et les mesures correctives exigées.

Nous sommes à entreprendre des évaluations environnementales conformément à l'ordonnance du ministère de l'Environnement à nos centrales situées dans les régions reculées de l'Ontario. Nous avons terminé les évaluations environnementales de la phase I des emplacements à ces installations. Les évaluations de la phase I sont des études environnementales non intrusives constituées d'un examen des registres et d'inspections des emplacements. Elles visent à identifier les questions potentielles qui devraient être analysées plus à fond. D'autres études supplémentaires, appelées en général des évaluations environnementales de la phase II des emplacements, supposent l'échantillonnage des sols ou des eaux souterraines, ou des deux. Les résultats des évaluations de la phase I indiquent que les déversements de carburant, y compris la présence de sols contaminés par les carburants, sont les principales sources d'inquiétude environnementale dans nos installations éloignées de production d'électricité. Un programme d'évaluation de la phase II a été entrepris à ces centrales éloignées, en fonction d'un ordre de priorité établi d'après les résultats des évaluations de la phase I. Les niveaux de contamination constatés seront évalués selon les directives que contient le guide d'utilisation des sites contaminés en Ontario du ministère de l'Environnement. Les critères de ces directives n'ont pas force de loi, mais conviennent au ministère de l'Environnement tant comme seuil pour les activités de remise en état que comme guide de remise en état pour la contamination des sites et souvent pour la contamination hors-chantier. Les résultats des évaluations de la phase II terminées confirment que la contamination excède les critères applicables des directives. Certains essais sur les sols et l'eau souterraine ont révélé une contamination reliée à la présence de l'essence, du carburant diesel et d'autres hydrocarbures. Nos efforts de remise en état d'un certain

nombre de centrales éloignées sont conditionnels à des pourparlers que nous aurons avec les bandes autochtones. Les délais qu'occasionneront ces pourparlers pourraient retarder nos efforts. Nos estimations actuelles indiquent que le coût total des travaux d'évaluation et de remise en état aux emplacements des centrales éloignées atteindra quelque 19 millions de dollars sur une période de quatre à six ans.

L'ordonnance du ministère ontarien de l'Environnement s'applique également aux cours de triage des centrales qui sont situées aux installations de production de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. dans lesquelles nous avons de l'équipement et des installations. La Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. a entrepris certaines évaluations environnementales préliminaires à ces cours de triage. Toutes les 13 cours de triage évalués présentent des niveaux de contamination supérieurs aux critères des directives. Selon l'information dont nous disposons, nous estimons actuellement que six sites pourraient être classés en haute priorité pour essais hors-chantier et des travaux possibles de remise en état. L'évaluation actuelle de nos coûts de remise en état et d'évaluation associés à ces cours de triage est d'environ 3 millions de dollars, mais ces coûts pourraient être plus élevés et s'avérer importants pour nous.

De plus, nous avons instauré un programme volontaire d'évaluation et de remise en état pour identifier et, au besoin, corriger toute contamination reliée à nos postes de transmission, à nos postes de distribution et à nos centres d'exploitation. Ce programme comporte l'identification systématique de toute contamination à ces installations ou en provenance de celles-ci et, au besoin, l'élaboration de plans de remise en état/d'atténuation. Les contaminants potentiels comprennent les huiles isolantes, les PCB, le mazout, les produits de préservation du bois comme le pentachlorophénol, et les substances utilisées pour la lutte contre la végétation, comme l'anhydride arsénieux. Les évaluations de la phase I sont terminées pour la plupart des postes de transmission et des centres d'exploitation. Des évaluations limitées de la phase I ont été entreprises aux postes de distribution en raison de leur nombre élevé et de leur historique d'exploitation similaire. Des examens des emplacements comportant un échantillonnage du sol sur place, aux endroits où le potentiel de contamination est le plus élevé, ont été entrepris à la plus grande partie des postes de transmission, des postes de distribution et des centres d'exploitation. D'après les résultats des examens de ces emplacements, les priorités seront fixées pour le déroulement des évaluations plus détaillées de la phase II, destinées à déterminer l'étendue de la contamination et si des mesures correctives sont ou non requises. Certaines des évaluations de la phase II ont déjà été entreprises. Les résultats des évaluations de la phase II et la présélection des sites effectuée à nos postes de transmission, à nos postes de distribution et à nos centres d'exploitation révèlent que les contaminants les plus souvent observés sont l'anhydride arsénieux, les PCB et les huiles isolantes. Des 905 sites de distribution que nous avons évalués, 446 présentaient une contamination supérieure aux critères des directives. Selon nos prévisions actuelles, 78 sites pourraient être classés en haute priorité pour des essais hors-chantier et des travaux possibles de remise en état à un coût actuellement prévu de quelque 31 millions de dollars sur une période de sept à dix ans. Des 223 postes de transmission et propriétés connexes évalués, 154 présentent une contamination supérieure aux critères des directives, et selon nos prévisions actuelles, 26 pourraient être classés en haute priorité pour des essais hors-chantier et des travaux possibles de remise en état pour un coût actuellement prévu de quelque 16 millions de dollars sur une période de quatre à six ans. Tous les 101 centres d'exploitation ont été évalués

et 60 présentent une contamination supérieure aux critères des directives, et, selon nos prévisions actuelles, 13 pourraient être classés en haute priorité pour des essais hors-chantier et des travaux possibles de remise en état. Les coûts actuellement prévus de l'achèvement des essais hors-chantier et des travaux possibles de remise en état sont de quelque 14 millions de dollars sur une période de quatre à six ans.

Les évaluations de la phase II qui se déroulent aux termes de l'ordonnance ou dans le cadre du programme volontaire peuvent révéler que des mesures correctives sont nécessaires pour une contamination existante, particulièrement lorsqu'il existe des répercussions importantes à l'extérieur des emplacements. Les études hors-chantier, si nécessaires, sont effectuées dans le cadre de notre programme d'essais.

Nos ordonnances tarifaires transitoires pour 1999 et 2000 se fondent sur une estimation des coûts associés à l'évaluation projetée, aux essais hors-chantier et aux travaux de remise en état dans le cadre des coûts d'exploitation, de gestion et d'administration approuvés. Les ordonnances tarifaires pour les années subséquentes pourraient ne pas inclure de provisions suffisantes pour financier des dépenses prévues et nous pourrions être tenus de réévaluer ces activités.

Toutes les estimations de coûts environnementaux présentées dans la présente notice annuelle sont fondées sur les renseignements disponibles au 31 décembre 1999, et pourraient varier des coûts réels d'évaluation, d'essai et de remise en état.

Champs électriques et magnétiques

Des champs électriques et magnétiques existent chaque fois que de l'électricité est utilisée ou transmise, y compris aux installations d'énergie électrique comme les lignes de transport et de distribution et les sous-stations, et dans chaque immeuble doté du service électrique en Ontario. D'après les recherches actuelles, les scientifiques s'accordent à dire que le risque pour la santé publique découlant d'une exposition aux champs électriques et magnétiques n'a pas été établi. De plus, les milieux scientifiques sont d'accord depuis un bon moment sur le fait que, si un risque devait être établi, il serait faible. Nous avons commandité des recherches dans le passé et nous nous affairons maintenant à surveiller les développements nationaux et internationaux. Nous entretenons aussi un dialogue permanent avec le ministère de la Santé de la province sur cette question. Des associations avec des organismes provinciaux et municipaux ont été créées pour le développement des mesures appropriées et la communication avec le public. Les champs électriques et magnétiques ne sont pas actuellement réglementés par les gouvernements fédéral ou provinciaux, et nous ne connaissons aucun projet actuel visant à les réglementer.

Litiges en cours

Dans le cadre de la réorganisation de Ontario Hydro, nous avons remplacé celle-ci en tant que partie à diverses poursuites judiciaires en cours concernant les entreprises, l'actif, les immeubles et le personnel que nous avons acquis. Nous assumerons également la responsabilité des réclamations futures relatives aux entreprises, à l'actif, aux immeubles et au personnel que nous avons acquis, découlant d'événements survenus tant avant qu'après l'acquisition. Outre les réclamations qui nous assumons, nous sommes de temps à autre nommés en tant que partie

défenderesse dans des poursuites judiciaires découlant du cours normal des affaires. Les litiges en cours contenant des réclamations importantes dans lesquelles nous sommes actuellement nommés comme partie défenderesse sont commentés ci-dessous.

Le 1^{er} septembre 1995, Torcom Communications Inc. a nommé Ontario Hydro parmi plusieurs défendeurs dans le cadre d'une poursuite auprès de la Cour de l'Ontario (division générale) demandant des dommages de 150 millions de dollars, ainsi que l'exécution en nature de certaines ententes et un redressement par injonction provisoire. Torcom Communications avait tenté d'acheter certains appareils de télécommunications, appartenant à une société en faillite, à un séquestre nommé par la Cour. Les appareils avaient été installés sur une propriété de Ontario Hydro en vertu d'un permis délivré au propriétaire initial. Torcom Communications prétend avoir conclu une entente avec Ontario Hydro pour l'installation permanente des appareils sur la propriété de celle-ci. Torcom Communications allègue que Ontario Hydro a violé ce contrat et a entravé ses efforts en vue de l'achat des appareils au séquestre. Il y a eu très peu d'activité sur la cause depuis 1995, lorsque Ontario Hydro a signifié une requête en obtention de détails sur les allégations prononcées contre elle. Ontario Hydro n'a pas reçu de réponse à sa requête en obtention de détails et aucune défense ne lui a été signifiée. Nous sommes d'avis qu'il existe de solides défenses aux réclamations de la demanderesse contre Ontario Hydro et croyons peu probable que l'issue du litige ait des répercussions défavorables importantes sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos perspectives.

Ontario Hydro est l'un des nombreux défendeurs dans le cadre d'une poursuite auprès de la Cour de l'Ontario (division générale) intentée le 18 octobre 1995 qui revendique un titre autochtone sur un terrain dans la ville de Sarnia. Le demandeur allègue que le terrain n'a pas été abandonné convenablement avant qu'une patente de la Couronne ne soit délivrée en 1853, et qu'en conséquence, les propriétaires subséquents qui en ont pris possession aux termes de la patente de la Couronne ne possédaient pas un titre valide. Nous maintenons des lignes de transport sur certaines parties du terrain en litige. Il nous est impossible d'évaluer les coûts pouvant résulter d'une décision défavorable. Le 30 avril 1999, un jugement sommaire a été prononcé, rejetant l'action contre Ontario Hydro et certains des autres défendeurs. Le 27 mai 1999, le demandeur a interjeté appel de l'ordonnance de jugement sommaire rendue par la Cour d'appel d'Ontario. Plusieurs défendeurs en ont également appelé de l'ordonnance de jugement sommaire et d'autres, y compris notre société, ont déposé des appels incidents. Les pourvois en appel ont été entendus en juin 2000, et la décision a été mise en délibéré. Nous croyons peu probable que l'issue de ce litige ait des répercussions défavorables importantes sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos perspectives.

Le 29 mars 1999, la bande de la première nation Whitesand a intenté des poursuites auprès de la Cour de l'Ontario (division générale) citant, à titre de défendeurs, la province, le procureur général du Canada, Ontario Hydro, la Société financière Ontario Hydro, la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. et notre société. La poursuite exige une mesure de redressement déclaratoire, un redressement par injonction et des dommages-intérêts pour une somme indéterminée. La bande Whitesand allègue que, depuis au moins la première moitié du vingtième siècle, Ontario Hydro a érigé des barrages, des centrales et d'autres installations se trouvant sur les terrains traditionnels de la bande ou causant des répercussions à ceux-ci, ainsi que des dommages aux membres de la bande et aux terrains, dont des inondations considérables et une

érosion marquée. La bande Whitesand revendique également des droits issus de traités relatifs à un partage des profits découlant des activités de ces installations de Ontario Hydro, une admissibilité aux augmentations des annuités de traités et le remboursement des coûts engagés lors des négociations antérieures relatives aux griefs de la bande avec Ontario Hydro. La bande Whitesand invoque des causes multiples d'action, y compris la violation du droit de propriété, le manquement aux obligations de fiduciaire, la nuisance et la négligence. Jusqu'à maintenant, nous n'avons pas eu l'obligation de produire une défense. Nous sommes d'avis qu'il est peu probable que l'issue de ce litige ait un impact défavorable important sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos perspectives d'avenir.

Régime de réglementation

Généralités

La *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* a été proclamée en vigueur le 7 novembre 1998. Par ces cinq annexes, principalement la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la nouvelle *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, elle établit le vaste cadre législatif du nouveau marché concurrentiel de l'électricité en Ontario.

La *Loi de 1998 sur l'électricité* met en œuvre les principes fondamentaux de la restructuration du secteur de l'électricité en Ontario, notamment la séparation des composantes concurrentielles du secteur, comme la production et le détail, de ses composantes plus monopolistiques, comme le transport et la distribution; l'établissement de la SIGMÉ; et la création d'un libre accès non discriminatoire aux installations de transport et de distribution.

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* élargit la compétence et le mandat de la CÉO dans la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Dans son nouveau rôle d'organisme de réglementation du marché de l'électricité en Ontario, la CÉO jouit de vastes pouvoirs relativement à l'octroi des permis, à la réglementation tarifaire et à la supervision du marché. La CÉO a l'obligation de mettre en œuvre les directives de la province concernant les questions de politique générale et les objectifs que doit poursuivre la CÉO et ceux destinés à prévenir les abus réels ou potentiels de pouvoir sur le marché au sein du marché de l'électricité. En outre, à la demande de toute partie intéressée, la province pourra demander à la CÉO d'examiner l'ensemble ou une partie d'un décret qu'elle a prononcé.

La *Loi de 1998 sur l'électricité* comporte les buts suivants, et la CÉO a les objectifs suivants, conformément à la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* :

- faciliter la concurrence dans la production et la vente d'électricité et faciliter une transition ordonnée vers la concurrence;
- permettre aux producteurs, aux détaillants et aux consommateurs d'accéder sans discrimination aux systèmes de transport et de distribution en Ontario;
- protéger les intérêts des consommateurs relativement aux prix, à la fiabilité et à la qualité du service d'électricité;

- promouvoir l'efficacité économique dans la production, le transport et la distribution d'électricité;
- faciliter le maintien d'un secteur viable de l'électricité, sur le plan financier; et
- faciliter l'efficacité énergétique et l'utilisation de sources d'énergie plus propres et plus respectueuses de l'environnement, d'une manière compatible avec les politiques de la province.

Un autre objectif de la *Loi de 1998 sur l'électricité* est d'assurer que la dette de Ontario Hydro soit remboursée d'une manière prudente, et que le fardeau de cette dette soit réparti équitablement.

Les éléments clés de la réglementation qu'autorisent la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, lesquelles réglementent les entreprises de notre société, comprennent les suivants :

- les décrets de transfert prononcés par la province;
- les règles du marché publiées par la SIGMÉ;
- nos permis de transport et de distribution et les codes d'activité économique connexes délivrés par la CÉO;
- nos ordonnances tarifaires de transport et de distribution rendues par la CÉO; et
- la convention d'exploitation intervenue entre notre entreprise et la SIGMÉ.

Période de transition

Le plan de restructuration de l'électricité de la province devrait être mis en place en deux temps, c'est-à-dire qu'il y aura une période de transition qui sera suivie du libre accès. La période de transition s'entend de la période qui a commencé le 1^{er} avril 1999 et qui se terminera au moment où débutera le libre accès. Le libre accès est la période qui commence à la date à laquelle les transporteurs et les distributeurs sont tenus, aux termes de leurs permis, de donner aux producteurs, aux détaillants et aux consommateurs un accès sans discrimination à leurs réseaux de transport et de distribution en Ontario, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Cette date, qui sera déterminée par la province, devrait se situer en 2001.

D'ici le libre accès, les abonnés continueront de payer des tarifs groupés pour l'électricité. Durant la période de transition précédant le libre accès, les produits groupés sont recouvrés et attribués aux sociétés remplaçantes de Ontario Hydro conformément à un projet de convention de répartition des produits devant intervenir entre notre société, la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., la SIGMÉ, l'Office de la sécurité des installations électriques et la Société financière Ontario Hydro. Les produits attribués à nos entreprises de transport et de distribution réglementées ont été calculés selon les ordonnances tarifaires transitoires de la CÉO, comme il a été mentionné précédemment.

Jusqu'au libre accès, le gel des tarifs qui a été instauré par la province en 1996 continue d'être appliqué aux tarifs groupés pour l'électricité. Ce gel n'entraîne toutefois pas un gel correspondant de nos produits tirés du transport et de la distribution. En effet, conformément au projet de convention de répartition des produits, nos produits tirés du transport et de la distribution, établis d'après les ordonnances tarifaires transitoires de la CÉO, représenteront une proportion plus élevée du tarif groupé gelé que celle de 1996 à 1998. L'une des principales raisons de cette modification est que le prix de base servant à déterminer les produits tirés du transport et de la distribution a augmenté par suite de l'inclusion d'éléments tels que les paiements en remplacement des impôts des sociétés ainsi que l'amortissement d'un actif représentant des obligations au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi et des avantages complémentaires de retraite, communément appelées les obligations au titre des « AAPE », dont le recouvrement sur les tarifs a été approuvé.

Après le libre accès, les notes d'électricité seront dégroupées, le prix de l'électricité pourra fluctuer, et les abonnés pourront choisir leur fournisseur d'électricité. Simultanément, notre entreprise, à l'instar d'autres distributeurs, devra fournir un accès non discriminatoire à son réseau de transport et de distribution.

Au cours de la période postérieure au libre accès, la SIGMÉ facturera les tarifs de transport réglementés pour le compte de notre entreprise, tandis que nous continuerons de percevoir ses tarifs de distribution réglementés auprès de ses abonnés de la distribution. Nous achèterons l'électricité requise pour l'approvisionnement uniforme sur le marché contrôlé par la SIGMÉ, et nous en transmettrons le coût à ses clients, aux tarifs approuvés par la CÉO (plus une majoration pour couvrir les frais d'administration).

Séparation structurelle verticale

La *Loi de 1998 sur l'électricité* exige la séparation structurelle de l'entreprise de production d'électricité de Ontario Hydro de ses entreprises de transport et de distribution d'électricité et de services énergétiques. Elle nous force également à séparer nos entreprises réglementées de transport et de distribution de nos autres activités commerciales en constituant des membres du groupe pour exercer ces autres activités commerciales. Le code des relations avec les membres du groupe pour les distributeurs et les transporteurs d'électricité établit les normes de conduite régissant l'interaction des distributeurs et des transporteurs et la conclusion de leurs opérations avec les membres de leurs groupes.

Libre accès non discriminatoire

La *Loi de 1998 sur l'électricité* prévoit qu'après le début du libre accès, chaque transporteur ou distributeur doit permettre aux producteurs, aux détaillants et aux consommateurs d'accéder sans discrimination à ses systèmes de transport ou de distribution en Ontario, conformément à son permis. En termes généraux, le réseau de transport et les câbles de distribution deviennent des transporteurs publics réglementés par la CÉO avec des tarifs distincts. En outre, un distributeur doit vendre de l'électricité à chaque personne raccordée à son système de distribution et n'ayant pas choisi un fournisseur d'électricité substitut, et doit raccorder un immeuble à son système de distribution si celui-ci est situé le long des lignes du système. Ces obligations de permettre

l'accès, de fournir l'électricité et d'effectuer les raccordements sont soumises à certaines exceptions et dispenses statutaires, ainsi qu'aux conditions de permis et aux codes d'activité économique.

Société indépendante de gestion du marché de l'électricité

La SIGMÉ est le coordonnateur centralisé et impartial du système d'électricité pour la direction des activités du réseau que cette dernière contrôle, ainsi que du maintien de la sécurité et de la fiabilité de l'approvisionnement en électricité. Après le début du libre accès, les prix de l'électricité seront déterminés par les forces du marché de gros de l'électricité, administré par la SIGMÉ.

Le 1^{er} avril 1999, l'actif et les activités constituant auparavant la division centrale de l'exploitation du marché de Ontario Hydro ont été transférés à la SIGMÉ. La division centrale de l'exploitation du marché de Ontario Hydro avait la responsabilité de coordonner le système d'électricité en Ontario et sert désormais de noyau pour les activités de la SIGMÉ.

La SIGMÉ dirige les activités et examine la fiabilité du réseau qu'elle contrôle (lequel englobe presque toutes nos installations de transport) et, par l'entremise de son comité indépendant de surveillance du marché, elle repère et signale toute conduite inappropriée reliée au marché, ainsi que toute inefficience du marché. La SIGMÉ recueille des renseignements auprès des intervenants du marché et leur fournit de l'information sur les besoins actuels et futurs d'électricité en Ontario, de même que sur la capacité du réseau électrique intégré de répondre à ces besoins.

La SIGMÉ possède à tout moment l'autorité entière sur l'exploitation du réseau qu'elle contrôle. En conséquence, elle décide quelles installations de production et de transport sont sollicitées et fait office de répartiteur du réseau de transport provincial. À moins d'une dispense prévue dans la réglementation, une autorisation de la SIGMÉ est nécessaire pour une participation aux marchés de l'électricité et au réseau contrôlé par cette dernière, ou encore pour le transport d'électricité sur ceux-ci ou hors de ceux-ci ou pour la permission d'un tel transport. En outre, la SIGMÉ et tous les producteurs, transporteurs, distributeurs, courtiers, agents de commercialisation, acheteurs en gros et détaillants doivent obtenir un permis de la CÉO pour participer au marché de l'électricité en Ontario.

Après le début du libre accès, les charges d'exploitation de la SIGMÉ seront recouvrées grâce aux frais, approuvés par la CÉO, que la SIGMÉ exigera des intervenants du marché.

Le 1^{er} avril 1999, le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie a émis et transmis à la SIGMÉ, à des fins de publication, un ensemble initial de règles régissant le réseau contrôlé par cette dernière, et établissant et régissant les marchés de l'électricité et des services accessoires devant être contrôlés par celle-ci (les *règles du marché*). Le même jour, le ministre a demandé à la SIGMÉ de développer et de préciser son premier volet de règles du marché à la lumière de ses objectifs, des buts de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, des préoccupations relatives au pouvoir sur le marché, des entretiens et directives de la CÉO concernant la structure tarifaire de transport, tel qu'il est indiqué dans l'ordonnance tarifaire transitoire de transport de notre entreprise de transport, et de certaines

des recommandations du Comité d'établissement des règles du marché. Nous sommes représentés au sein du conseil d'administration de la SIGMÉ et de son comité technique responsable d'élaborer plus à fond ces règles du marché. Le ministre a également proposé qu'un règlement adopté en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité* transférant le pouvoir décisionnel relatif à la réglementation du marché, du ministre à la SIGMÉ, soit édicté avant le début du libre accès. Avant cette date, la SIGMÉ a la directive d'élaborer un plan de mise en œuvre pour les règles du marché, prévoyant des rapports périodiques au ministre et des processus permettant à celui-ci d'examiner les règles et d'y apporter des changements subséquents.

Permis de transport

La CÉO a délivré, et le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie a approuvé, notre permis de transport transitoire pour valoir à compter du 1^{er} avril 1999. Ce permis nous permet de posséder et d'exploiter notre système de transport, sous réserve des conditions du permis, dont les principales sont présentées ci-dessous :

- *Durée, modifications, suspension ou révocation* — Le permis vaut à compter du 1^{er} avril 1999 et prend fin le 31 mars 2001, bien que la Commission de l'énergie de l'Ontario puisse prolonger cette durée d'une façon unilatérale. Le permis pourra être modifié par la CÉO à la demande de toute personne, ou par la CÉO d'une manière unilatérale, si celle-ci juge la modification nécessaire pour mettre en œuvre une directive ministérielle, ou parce qu'une telle mesure est dans l'intérêt public à la lumière des objectifs de la CÉO et des buts de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Le permis pourra être suspendu ou révoqué conformément à cette loi si la CÉO est d'avis que nous contrevenons à une loi applicable ou à notre permis, ou encore si nous avons été négligents ou avons fait des déclarations frauduleuses dans l'exercice de notre entreprise de transport.
- *Communication de l'information* — Nous devons fournir à la CÉO certains renseignements concernant notre entreprise de transport et les autres renseignements que celle-ci peut exiger pour superviser l'observation des conditions du permis, des codes d'activité économique ou de toute autre exigence de la législation ou de la réglementation.
- *Obligation de conclure une convention avec la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité* — Nous devons conclure une convention d'exploitation avec la SIGMÉ prévoyant la direction, par celle-ci, de l'exploitation de notre système de transport.
- *Accès non discriminatoire* — Si un producteur, un distributeur, un détaillant, un fournisseur de gros, un acheteur de gros ou un abonné nous demande de transporter de l'électricité sur notre système de transport, nous devons, sous réserve des contraintes de la capacité, offrir de transporter l'électricité pour le compte du demandeur, d'une manière compatible avec les règles du marché et le code du système de transport.

- *Obligation de raccordement* — Nous ne pourrions refuser une offre de raccordement à notre système de transport qui a été faite conformément aux modalités de notre ordonnance tarifaire de transport, aux règles du marché et au code du système de transport, à moins d'y être autorisés par la CÉO, la législation ou les codes, normes ou règles que nous devons respecter à titre de condition de notre permis.
- *Obligation de respecter les codes et règles* — Nous devons respecter les règles du marché, le code du système de transport et le code des relations avec les membres du groupe pour les distributeurs et les transporteurs d'électricité, et devons maintenir notre système de transport en fonction des normes établies dans notre convention avec la SIGMÉ, les règles du marché et toute autre norme d'exploitation ou de planification reconnue du secteur que la CÉO a précisée.
- *Séparation de l'activité commerciale* — Notre filiale qui détient notre permis de transport et exploite notre entreprise de transport devra assurer la séparation organisationnelle, structurelle et financière de ses entreprises de transport et de distribution de toutes ses autres entreprises, tel que l'exige la CÉO, ou tel que le prévoit le code des relations avec les membres du groupe pour les distributeurs et les transporteurs d'électricité.
- *Tarifs de transport* — Nous ne pourrions exiger des frais de transport d'électricité ou de raccordement à notre système de transport, sauf conformément à notre ordonnance tarifaire de transport.
- *Expansion du système de transport* — Nous ne pourrions élargir ou renforcer notre système de transport, sauf conformément aux normes établies dans le code des systèmes de transport, et toute expansion sera assujettie à l'approbation de la CÉO. Celle-ci pourra nous demander d'élargir ou de renforcer notre système de transport si elle détermine que la sécurité, la fiabilité ou l'intégrité du système est menacée.
- *Expansion d'interconnexion* — Sous réserve de l'obtention de toutes les approbations nécessaires des autorités de réglementation, nous devons nous efforcer d'augmenter de quelque 2 000 MW notre capacité d'interconnexion avec les territoires avoisinants dans les 36 mois suivant le commencement du libre accès.
- *Disposition d'actif* — Nous ne pouvons vendre, louer ou aliéner autrement notre système de transport, ni dans son ensemble, ni en partie, sans obtenir auparavant l'approbation de la CÉO.

Permis de distribution

La CÉO nous a délivré et, le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie a approuvé, des permis de distribution transitoires d'une durée initiale de deux ans se terminant le 31 mars 2001.

Ces permis de distribution transitoires ont été délivrés à deux de nos filiales et contiennent les mêmes conditions et modalités, bien que sur des aires de service différentes. Ces permis nous autorisent à posséder et à exploiter notre système de distribution dans le territoire antérieur de desserte au détail de Ontario Hydro, sous réserve des conditions des permis. Les modalités et conditions de nos permis de distribution transitoires sont similaires à celles de notre permis de transport transitoires décrites ci-dessus, sauf que les permis de distribution :

- visent l'entreprise de distribution, plutôt que l'entreprise de transport, l'ordonnance tarifaire de distribution, plutôt que l'ordonnance tarifaire de transport, et le code de distribution, plutôt que le code du système de transport;
- obligent l'entreprise de distribution à tenir des registres financiers distincts de ceux de l'entreprise de transport;
- créent une obligation d'exiger des tarifs qui respectent une ordonnance de la CÉO et qui sont conformes aux méthodes et techniques imposées par le manuel des tarifs de distribution, le code du réseau de distribution, le code du service d'approvisionnement uniforme, le code de mesure au détail, le code des règlements au détail, et le code des relations entre les membres du groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité;
- prescrivent la façon dont nous devons transmettre les rabais aux abonnés; et
- imposent l'obligation, à notre entreprise de distribution, de raccorder un immeuble à son système de distribution dans les circonstances prescrites, et de vendre l'électricité ou d'assurer son approvisionnement à chaque personne raccordée au système de distribution, conformément à son ordonnance tarifaire de distribution et au code du service d'approvisionnement uniforme, de même que de vendre l'électricité aux consommateurs d'une manière compatible avec les modalités et conditions de ces effets.

Permis de vente au détail

La CÉO a délivré un permis de détaillant d'électricité à notre filiale de détail concurrentielle, soit Ontario Hydro Energy Inc. Ce permis, qui vaut à compter du 10 mai 2000, nous permet de vendre de l'électricité au détail aux petits et aux gros consommateurs en Ontario, selon la définition donnée par la CÉO, sous réserve des conditions du permis, dont les principales sont présentées ci-dessous :

- *Durée, modifications, suspension ou révocation* - Le permis vaut à compter 10 mai 2000 et prend fin le 9 mai 2005, bien que la CÉO puisse prolonger cette durée de façon unilatérale. Le permis peut être modifié, suspendu ou révoqué dans les mêmes circonstances que nos permis de transport et de distributions.
- *Communication de l'information* - Nous devons fournir à la CÉO certains renseignements concernant notre entreprise de détail et les autres renseignements que CÉO peut exiger

pour superviser l'observation des conditions du permis, des codes d'activité économique ou de toute autre exigence de la législation ou de la réglementation.

- *Obligation de respecter les codes et règles* — Nous devons respecter les dispositions du code de conduite des détaillants d'électricité, du code des règlements au détail, du code de mesure au détail, ainsi que les règles du marché et les directives de la CÉO en matière de communication de l'information.

Codes de l'industrie

La CÉO a approuvé le code des relations avec les membres du groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité, le code du service d'approvisionnement uniforme, le code du système de distribution, le code du système de transport, le code des règlements au détail et le code de conduite des détaillants d'électricité. Ces codes prescriront les normes de conduite et les normes de service minimums pour les transporteurs, les distributeurs et les détaillants sur le marché concurrentiel de l'électricité. L'observation de ces codes constituera une condition de chaque permis.

Le code des relations avec les membres du groupe pour les transporteurs et distributeurs d'électricité a été publié le 1^{er} avril 1999 et a pris effet le 1^{er} octobre 1999. Ce code établit les normes et conditions d'interaction entre les distributeurs ou transporteurs d'électricité et les sociétés membres de leur groupe. Dans ce code, un transporteur ou distributeur d'électricité est appelé un *service public*. La société par l'intermédiaire de laquelle nous transportons et distribuons l'électricité est un des services publics assujettis à ce code. Parmi ses principaux objectifs, le code vise à minimiser la possibilité, pour un service public, de contre-subventionner des activités concurrentielles ou non monopolistiques.

Le code prescrit les normes de conduite suivantes pour un service public :

- *Degré de séparation* — Le service public doit assurer la séparation des opérations comptables et financières de celles de toutes les sociétés membres de son groupe et doit tenir des livres et registres comptables et financiers distincts. Le service public doit faire l'objet d'une distinction matérielle de toute société de son groupe qui fournit de l'électricité et exerce des activités reliées au gaz. Le service public doit garantir qu'au moins un tiers de son conseil d'administration est indépendant de toute société membre de son groupe.
- *Partage des services et des ressources* — Lorsqu'un service public partage des services ou des ressources avec un membre de son groupe, il doit le faire conformément à une convention de services approuvée par le CÉO. Lorsqu'un service public partage des services d'information avec une société membre de son groupe, tous les renseignements confidentiels du service public doivent être protégés pour que la société membre du groupe n'y ait pas accès. Certaines règles régissent également le partage des membres de son personnel avec une société membre de son groupe.

- *Prix de transfert* — Lorsqu'un service public fournit un service ou un produit à un membre de son groupe, le service public doit le fournir à un prix égal à la juste valeur marchande de ce service ou produit ou, lorsque la juste valeur marchande n'est pas disponible, alors à un prix relié au coût qui reflète les coûts de la production du service ou du produit, y compris un rendement du capital investi. Lorsqu'un service public vend un bien à un membre de son groupe, il doit le faire à un prix qui ne peut être inférieur à la valeur comptable nette de ce bien.
- *Opérations financières avec un membre du groupe* — Un service public peut consentir des prêts à un membre de son groupe, garantir sa dette ou investir dans ses titres selon des modalités qui ne sont pas plus favorables que celles du marché, pourvu que le montant du support ou du placement pour l'ensemble des opérations avec les membres du groupe ne soit pas supérieur à 25 % du total des capitaux propres du service public.
- *Accès égal aux services* — Le service public ne peut fournir un accès préférentiel aux membres de son groupe, endosser ou soutenir des activités de commercialisation d'un membre de son groupe, ni transférer un abonné à un membre de son groupe, sans obtenir le consentement écrit de l'abonné. Un service public doit prendre toutes les mesures raisonnables pour s'assurer qu'un membre de son groupe n'utilise pas la dénomination du service public, ni son logo ou toute autre caractéristique qui le distingue, de façon à induire les abonnés en erreur quant à l'identité du service public et du membre de son groupe.
- *Confidentialité des renseignements* — Sous réserve de certaines exceptions limitées, un service public ne peut divulguer à un membre de son groupe des renseignements confidentiels relatifs à un abonné, à un détaillant ou à un producteur sans le consentement de cette personne.

Nous avons entrepris les mesures nécessaires pour respecter les exigences de ce code. Nous ne pouvions, toutefois, respecter intégralement le code pour le 1^{er} octobre 1999 en raison des problèmes logistiques de séparer les sociétés remplaçant Ontario Hydro. En conséquence, nous avons donc demandé les dispenses temporaires nécessaires de l'application du code, que la CÉO a accordées. Nous prévoyons respecter intégralement ce code dans les délais impartis par les dispenses.

Le code du service d'approvisionnement uniforme a été finalisé et approuvé par la CÉO le 13 décembre 1999 pour valoir au début du libre accès. Ce code régit la conduite des distributeurs dans leur prestation du service d'approvisionnement uniforme conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité*, ainsi que les modalités du permis de distribution délivré en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

Aux termes du code de service d'approvisionnement uniforme, les tarifs du distributeur pour le service d'approvisionnement uniforme seront autorisés et fixés par la CÉO et seront constitués du prix de l'électricité et de frais administratifs qui permettront au distributeur de recouvrer ses coûts de prestation du service. En ce qui a trait à la tarification de l'énergie électrique, le code prévoit

une distinction entre les abonnés à faible volume et les résidences abonnées dont la demande de pointe est de 50 kW ou moins, et les gros abonnés dont la demande de pointe excède 50 kW. Le prix de l'énergie électrique fournie aux abonnés à faible volume et aux résidences abonnées dans le cadre du service d'approvisionnement uniforme sera un prix fixe établi selon les modalités prescrites par la CÉO. Le prix de l'énergie électrique fournie aux consommateurs à grand volume dans le cadre du service d'approvisionnement uniforme correspondra au prix horaire moyen pondéré du marché au comptant pour l'électricité pendant la période au cours de laquelle le consommateur est facturé, après une pondération tenant compte de la consommation horaire du service d'approvisionnement uniforme, calculée à l'aide d'un compteur ou d'une méthodologie de profils de charge approuvée par la CÉO.

En ce qui concerne l'achat d'électricité pour le service d'approvisionnement uniforme, le code prévoit qu'un distributeur choisissant de s'acquitter directement de son obligation au titre du service d'approvisionnement uniforme achètera directement l'électricité sur le marché au comptant géré par la SIGMÉ. Les distributeurs qui choisissent de s'acquitter de leur obligation au titre de l'approvisionnement uniforme par l'entremise d'un tiers devront s'assurer que leurs contrats avec ces fournisseurs respectent toutes les conditions établies par la CÉO. Les distributeurs doivent également prendre toutes les mesures raisonnables pour s'assurer que le tiers prestataire est en mesure de répondre à ses obligations de distributeur de fournir un service d'approvisionnement uniforme ainsi qu'aux obligations de prudence et autres conditions spécifiées par la CÉO et le distributeur. Le code du service d'approvisionnement uniforme impose également des restrictions sur l'aptitude des tiers prestataires du service d'approvisionnement uniforme à vendre au détail de l'électricité aux abonnés et à la commercialiser auprès de ceux-ci dans le territoire accordé à un distributeur.

Le code du système de distribution définit les conditions minimales qu'un distributeur doit remplir pour s'acquitter de ses obligations de distribution d'électricité conformément aux dispositions de son permis et de la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie*. Exception faite des dispositions relatives aux connexions et aux expansions et des responsabilités imposées aux producteurs, le code du système de distribution entre en vigueur après le début du libre accès.

Le code du système de transport définit :

- les conditions minimales qu'un transporteur doit respecter en ce qui a trait à la conception, à la construction, à la gestion et à l'exploitation de son système de transport;
- les exigences, les normes et les modalités relatives à l'obligation incombant au transporteur d'offrir de raccorder les clients au système de transport et de continuer d'exercer ses activités conformément à son permis de transport;
- les exigences, les normes et les modalités relatives à l'obligation du client d'être raccordé au système de transport et de le demeurer;
- l'étendue, les principes et les critères de l'évaluation économique de nouvelles connexions et de nouvelles expansions de transport;

- les normes minimales pour tout le matériel raccordé au système de transport;
- les normes minimales en matière de contrôle, d'exploitation et d'entretien; et
- les modalités standard de la convention de connexion.

Les conditions du code du système de transport s'appliquent à toutes les opérations et interactions entre un transporteur et la totalité des distributeurs, des producteurs et des consommateurs d'électricité raccordés au système de transport. Le code entre en vigueur après le début du libre accès.

Le code des règlements au détail prévoit les obligations d'un distributeur quant à ses liens avec les autres participants du marché au détail ainsi que son rôle en tant qu'administrateur des règlements sur le marché au détail. Le code vise à assurer que les distributeurs ne réaliseront pas de profit et ne subiront pas de perte à l'occasion de leurs activités d'administrateurs des règlements sur le marché au détail. En particulier, les quelque 221 services municipaux d'électricité desservis par notre réseau de distribution pourraient devenir nos clients, plutôt que ceux des participants du marché au gros, dont les opérations sont réglées par la SIGMÉ. Si c'est le cas, nous devons majorer notre fonds de roulement pour pallier aux comptes débiteurs, à l'augmentation des frais de préparation relatifs à l'accès au marché et à l'augmentation des coûts permanents. Dans ces circonstances, nous nous attendons à récupérer ces coûts au moyen de notre ordonnance tarifaire de distribution. Nous collaborons étroitement avec la province et la CÉO pour assurer le respect du code lors du libre accès.

Ordonnances tarifaires de la Commission de l'énergie de l'Ontario

La CÉO est autorisée à approuver ou à fixer des tarifs justes et raisonnables pour le transport et la distribution d'électricité et pour la vente au détail d'électricité, destinés à respecter l'obligation d'approvisionnement statuaire d'un distributeur.

La CÉO a approuvé les revenus nécessaires pour nos entreprises de transport et de distribution pour 1999 et 2000, et ces revenus nécessaires sont conçus pour permettre à ces entreprises de recouvrer leurs coûts d'exploitation permis ou autorisés et de gagner en 1999 et en 2000 un taux de rendement annuel de 9,35 % et de 9,88 %, respectivement, de l'avoir moyen des porteurs d'actions ordinaires au montant approximatif de 2,9 milliards de dollars durant l'année, réputé attribué à ces entreprises réglementées aux fins de la réglementation. Aux fins de la détermination des revenus nécessaires, la CÉO a approuvé pour nos entreprises réglementées une structure du capital constituée de titres de créance à 60 %, d'actions privilégiées à 4 % et d'actions ordinaires à 36 %, ainsi qu'un taux de dividende de 5,5 % sur les actions privilégiées.

L'ordonnance tarifaire transitoire pour notre entreprise de transport approuve des revenus nécessaires annuels de 1,2 milliard de dollars pour chacune des années 1999 et 2000. En déterminant ces revenus nécessaires, la CÉO a approuvé une base tarifaire de services publics de 5,6 milliards de dollars pour 1999 et de 5,7 milliards de dollars pour 2000, des coûts et charges nets de 560 millions de dollars pour 1999 et de 549 millions de dollars pour 2000 et des impôts

admissibles à payer sur le revenu au montant de 137 millions de dollars pour 1999 et de 139 millions de dollars pour 2000.

L'expression *base tarifaire de services publics* vise un placement dans des activités réglementées (constituées de l'actif brut immobilisé en service, moins l'amortissement cumulé, plus le fonds de roulement nécessaire, et à l'exclusion des travaux de construction en cours). La CÉO utilise la base tarifaire de services publics pour déterminer la structure du capital approuvée pour nos entreprises réglementées afin d'établir nos frais financiers et notre rendement de l'avoir en actions ordinaires, autorisés pour ces entreprises.

Nous avons proposé qu'une forme de réglementation axée sur le rendement s'applique pour l'an 2000. Nous croyons qu'un tel mécanisme constituerait une forme de réglementation plus efficace et nous aiderait à réaliser des efficiences supérieures à mesure que nous établissons notre identité de société indépendante. Toutefois, la CÉO a déterminé que la mise en œuvre d'une réglementation axée sur le rendement en 2000 était prématurée. Elle nous a néanmoins demandé de continuer à développer un plan de réglementation axée sur le rendement en vue de la mise en vigueur de ce type de plan à compter de 2001 ou de 2002.

Notre ordonnance tarifaire transitoire de distribution approuve des revenus nécessaires annuels pour notre entreprise de distribution, à l'exclusion des revenus nécessaires pour la distribution dans les localités éloignées, de 657 millions de dollars en 1999 et de 611 millions de dollars en 2000. Les revenus annuels nécessaires additionnels qui ont été approuvés aux fins de la distribution dans les localités éloignées sont de 27 millions de dollars en 1999 et de 30 millions de dollars en 2000. En établissant ces revenus nécessaires, la CÉO a approuvé une base tarifaire de services publics d'environ 2,5 milliards de dollars pour 1999 et de quelque 2,4 milliards de dollars pour 2000, des coûts et charges nets de 368 millions de dollars pour 1999 et de 324 millions de dollars pour 2000 et des impôts admissibles à payer sur les services publics au montant de 85 millions de dollars pour 1999 et de 78 millions de dollars pour 2000. Cette ordonnance tarifaire transitoire approuve en outre nos tarifs de distribution inclus dans nos tarifs groupés antérieurs.

Du commencement du libre accès jusqu'à la fin de 2003, la CÉO a mis en place une réglementation axée sur le rendement pour le secteur de distribution d'électricité qui fait partie du manuel de tarification de la distribution d'électricité dont il est question plus loin. Le respect du manuel est une condition inhérente au permis de distribution.

Structure tarifaire et répartition des coûts de transport

Dans son ordonnance tarifaire, la CÉO nous a demandé de déposer une proposition globale de répartition des coûts et de structure tarifaire de transport devant entrer en vigueur après le début du libre accès. Nous avons déposé notre proposition de répartition des coûts et de structure tarifaire de transport auprès de la CÉO le 1^{er} octobre 1999. Cette dernière a tenu une audience publique sur notre proposition au cours du premier trimestre de 2000 et rendu une décision le 26 mai 2000.

Dans sa décision, la CÉO approuve la nouvelle structure de tarifs dégroupés en vertu de laquelle notre entreprise devrait être en mesure de recouvrer, après l'ouverture du marché de l'électricité en Ontario, les revenus nécessaires déjà approuvés en matière de transport. Jusqu'au libre accès, nos revenus nécessaires en matière de transport seront obtenus au moyen de nos tarifs groupés existants. Les nouveaux tarifs pourront être appliqués une fois que la CÉO aura approuvé l'ordonnance tarifaire de transport que nous avons déposée auprès de cet organisme le 15 août 2000.

L'audience publique tenue par la CÉO sur notre proposition de répartition des coûts et de structure tarifaire de transport a porté sur les questions suivantes : la méthodologie de répartition des coûts; la définition d'un groupement de raccordement des lignes; le rachat de connexions existantes par des clients; la définition d'un abonné du transport; la mise en application d'une facturation en fonction de la charge nette ou en fonction de la charge brute pour l'utilisation du réseau, le raccordement des lignes et le raccordement de transformation, ainsi que les exceptions relatives à la mise en application d'une facturation en fonction de la charge brute et aux services de raccordement; les éléments déterminant de la charge; le traitement des producteurs intégrés existants; le traitement des nouvelles bornes côté charge; le coût des connexions et des réseaux pour les producteurs; les demandes de traitement spécial et les opérations d'exportation et de transit. La façon dont certaines de ces questions ont été traitées dans la décision de CÉO est examinée ci-après.

Sur la question de la méthodologie de répartition des coûts, la CÉO a approuvé notre proposition de méthodologie de répartition des coûts axée sur le groupement aux termes de laquelle nos éléments d'actif de transport et les coûts qui y rapportent seraient cédés à trois groupements d'éléments d'actif et les produits d'exploitation associés à chaque groupement seraient perçus auprès des abonnés sur le fondement de taux uniformes élaborés pour chaque groupement. Plus particulièrement, nous proposons que la répartition et le recouvrement des coûts associés à la prestation des services de transport soient effectués à l'aide des trois groupements suivants d'éléments d'actif, qui sont distingués selon leurs fonctions :

- *Réseau* — le réseau de transport fait partie intégrante de notre système de transport à haute tension que partagent tous les utilisateurs et qui comprend toutes les installations à 500 kV, ainsi que les installations à 230 kV et à 115 kV qui peuvent être classées comme des biens d'usage commun;
- *Raccordement des lignes* — les installations de raccordement sont les pièces périphériques de notre système de transport à haute tension qui sont particulièrement utilisées pour le service d'un abonné ou d'un producteur unique ou encore d'un groupe d'abonnés ou de producteurs. Les installations de raccordement des lignes de transport sont les lignes périphériques de transport à haute tension raccordant le transformateur au réseau; et
- *Raccordement de transformation* — le groupement des raccordement de transformation est constitué des installations de transformation à haute tension qui diminuent les tensions des niveaux de transport aux niveaux de distribution pour les abonnés à l'approvisionnement.

Sur la question de la facturation en fonction de la charge nette ou en fonction de la charge brute, communément appelée la question de la dérivation, la CÉO a tranché en faveur de la facturation en fonction de la charge nette pour les services de réseau, et en faveur de la facturation en fonction de la charge brute pour les services de raccordement des lignes et pour les services de raccordement de transformation.

Sur la question des éléments déterminants de la charge, la CÉO a décidé que les services de raccordement seraient facturés au \$/kW de la demande de pointe mensuelle non simultanée par point de livraison. La demande de pointe non simultanée s'entend de la demande de pointe au point de livraison de l'abonné du transport, peu importe le moment où elle se produit, et elle n'est pas reliée au moment de la pointe du système ni au moment de la journée. Les services du réseau seraient facturés au \$/kW pour la demande de l'abonné correspondant au montant le plus élevé entre la demande de pointe mensuelle simultanée de ce dernier et 85 % de la demande de pointe de l'abonné durant la période de pointe, soit de 7 h à 19 h les jours ouvrables de semaine. Le point de facturation du service de transport serait :

- les sociétés de distribution raccordées au réseau de transmission;
- la limite lorsqu'une société de distribution intègre une autre société de distribution; et
- l'emplacement du compteur tel qu'il est utilisé aux termes de notre structure tarifaire actuelle pour les abonnés directs.

La CÉO a également décidé que les frais de transport pour chaque abonné de ce service seraient déterminés en fonction du point de livraison, c'est-à-dire le point de raccordement de l'abonné au réseau de transport. Pour les abonnés du transport qui sont intégrés dans les sociétés de distribution, le calcul des frais de transport comporterait des rajustements pour les pertes de distribution, ainsi que des rajustements pour le calcul des frais de transport applicables à ces abonnés.

Un abonné qui fournit lui-même toutes ses installations de raccordement de lignes ou de transformation ne contribuerait pas au(x) groupement(s) de raccordement correspondant(s). À plus long terme, les investissements dans les nouveaux raccordements devraient être effectués sur une base concurrentielle et commerciale devant être déterminées en fonction des besoins des bénéficiaires.

La CÉO a accepté notre proposition d'assortir les opérations d'exportation et de transit de frais fixes de 1\$/MWh, pour le réseau de transport, qui seront inclus dans le processus de règlement de la SIGMÉ.

Manuel de tarification de la distribution

La CÉO a publié un manuel de tarification de la distribution de l'électricité élaborant le cadre de réglementation que cet organisme utilisera pour administrer les tarifs de distribution d'électricité en Ontario. Le manuel renferme des principes, des politiques et des procédures en matière de

tarification qui doivent servir à l'établissement des tarifs non dégroupés initiaux avant le libre accès et au rajustement subséquent des tarifs pour 2002 et 2003 dans un cadre de réglementation axé sur le rendement.

En raison de l'ouverture du marché, les frais de distribution actuels doivent être séparés des frais de marchandise (comme, par exemple, le coût de l'énergie) et des autres frais d'électricité non concurrentiels (comme, par exemple, les frais de transport). Le manuel fixe la procédure pour l'établissement des tarifs dégroupés de distribution pour 2001 en fonction des tarifs réels pour 1999 et des résultats d'exploitation du distributeur pour cette même année. Le manuel détaille également une procédure pour déterminer les redressements des niveaux tarifaires qui seront autorisés pour les distributeurs qui choisissent d'augmenter leurs rendements de l'avoir en actions ordinaires jusqu'à un taux de rendement axé sur le marché.

Le manuel prévoit la méthode par laquelle chaque distributeur :

- établira la base tarifaire en fonction de l'actif corporel net à la fin de l'exercice 1999 pour les immobilisations concernant le « filage uniquement » et une allocation pour le fonds de roulement;
- établira une structure du capital et coût de la dette réputés exister pour les services publics de distribution en fonction de l'importance de la base tarifaire;
- calculera les besoins en revenus rajustés en fonction du marché pour 2001.

Le manuel reconnaît que ces rajustements ont des répercussions importantes sur les tarifs et oblige le distributeur à expliquer aux abonnés le changement tarifaire proposé. Le manuel permet également au distributeur d'établir des comptes de report pour mitiger les répercussions sur les tarifs.

Pour la période postérieure à 2001, le manuel précise un mécanisme de réglementation axée sur le rendement pour le rajustement annuel des tarifs du distributeur pour refléter l'effet combiné :

- des changements annuels dans les coûts, déterminés par la CÉO d'après les changements dans les coûts du capital, de la main-d'œuvre et des matériaux par rapport à l'année précédente;
- une amélioration de la productivité annuelle de 1,5 %; et
- les rajustements nécessaires destinés à tenir compte des événements extraordinaires ou à permettre le recouvrement des coûts de transition reportés et/ou des rendements reportés.

Afin que la qualité du service ne régresse pas, la réglementation prévoit des cibles de qualité et de fiabilité du service pour les distributeurs. Dans le cadre du processus d'établissement des tarifs, les distributeurs devront attester à la CÉO qu'ils ont atteint les cibles prescrites.

Le 1^{er} mai 2000, nous avons soumis à la CÉO une demande de tarification de distribution d'électricité pour la période à compter du libre accès jusqu'à la fin de 2002. Pour la période du 31 décembre 2000 jusqu'au 31 décembre 2002, ces tarifs seraient rajustés en fonction des formules de réglementation axée sur le rendement prescrites par le manuel. Notre demande est conforme au manuel, sauf qu'il a été tenu compte du coût réel de notre dette et de notre ratio d'endettement, plutôt que des valeurs réputées exister que prescrit le manuel, ainsi que de l'impact du taux de l'impôt des grandes sociétés sur le calcul du prix de base. Dans notre demande, nous avons proposé de reporter jusqu'à la fin de 2002 toute majoration des tarifs moyens de distribution pour les clients au détail que la CÉO pourrait autoriser.

Le 7 juin 2000, par voie d'une directive donnée en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie a demandé à la CÉO de donner la primauté à son objectif de protection des intérêts des consommateurs en ce qui a trait aux prix ainsi qu'à la fiabilité et à la qualité des services lorsqu'elle approuve des tarifs de distribution d'électricité soumis par les entreprises de services publics d'électricité de l'Ontario. La CÉO a tenu une audience sur la directive du ministre et a rendu une décision à l'égard de cette directive le 29 septembre 2000. En vertu de cette décision, les distributeurs pourront obtenir des rendements fondés sur le marché, mais leurs revenus nécessaires devront être répartis uniformément sur une période de trois ans afin d'atténuer les répercussions pour les consommateurs. Les distributeurs ne pourront recouvrer ni manque à gagner ni bénéfice imputable à l'obtention graduelle de rendements fondés sur le marché. Toutefois, durant la période de transition, les distributeurs seront autorisés à conserver les bénéfices additionnels attribuables à des hausses de productivité. Dans sa décision, la CÉO mentionne qu'elle entreprendra une étude visant à déterminer les échéances et les mécanismes appropriés pour le recouvrement des frais de reconception, mais que, pour le moment, elle ne permettait pas qu'il soit tenu compte du recouvrement de ces frais dans l'établissement des tarifs initiaux. Tous les distributeurs d'électricité sont tenus de déposer ou de redéposer leurs demandes de tarifs dégroupés. Nous avons l'intention de redéposer une demande de tarifs de distribution en janvier 2001.

Protection de la tarification en régions rurales et éloignées

La province a adopté en 1982 le programme d'assistance à la tarification en régions rurales pour assurer que la note d'électricité des abonnés résidentiels de Ontario Hydro à longueur d'année ne dépasse pas de plus de 15 % la note moyenne des abonnés d'électricité des services municipaux d'électricité pour un abonné résidentiel qui utilise chaque mois 1 000 kWh. Le coût de ce programme était couvert par une subvention exigée de tous les abonnés de Ontario Hydro, constitués de services municipaux d'électricité, ainsi que des abonnés industriels et ruraux directs. Cette subvention compensait le coût plus élevé du service aux abonnés ruraux en comparaison des abonnés des services municipaux d'électricité. Le programme d'assistance à la tarification en régions rurales a été abrogé le 1^{er} avril 1999 et remplacé par le régime décrit ci-dessous, autorisé en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

En approuvant les tarifs d'électricité pour un distributeur livrant l'électricité à des abonnés ruraux ou éloignés, la CÉO doit prévoir une protection des tarifs, conformément aux règles prescrites par la réglementation, pour des catégories prescrites d'abonnés, y compris ceux qui recevaient une assistance à la tarification en régions rurales avant le 1^{er} avril 1999, en réduisant les tarifs qui

s'appliqueraient autrement. La CÉO doit calculer le montant de la réduction tarifaire pour de tels abonnés qui occupent des locaux résidentiels en régions rurales, pour que ses prévisions soient telles que la note rurale moyenne pondérée ne dépasse pas de plus de 15 % la note moyenne municipale pondérée. Nos abonnés éloignés reçoivent aussi une protection, de sorte que les tarifs qui leur sont facturés ne sont pas plus élevés que ceux demandés à la catégorie comparable de la plus faible densité de nos abonnés ruraux. Conformément à la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, un distributeur a le droit d'être dédommagé pour la perte de revenus résultant du régime de protection tarifaire, et tous les abonnés doivent contribuer au montant du dédommagement des distributeurs, comme notre société, pour la protection tarifaire. Notre ordonnance tarifaire transitoire de distribution approuve le maintien des tarifs subventionnés existants pour les abonnés en régions éloignées et rurales.

Établissement des règles du marché de gros

Les règles du marché de gros aborderont, notamment, les questions suivantes :

- qui est autorisé à participer au marché et à quelles conditions;
- qu'est-ce que les intervenants sont autorisés à faire et qu'est-ce qui leur est interdit; et comment ils font leurs soumissions et leurs offres;
- quels sont les types de produits qui existent;
- comment les prix sont-ils déterminés;
- comment les notes d'électricité sont-elles calculées et réglées; et
- comment les renseignements sont-ils communiqués et utilisés.

Le commentaire suivant de la conception du marché de gros repose sur les recommandations du Comité d'établissement des règles du marché et les règles du marché au 25 mai 2000.

Aux termes des règles du marché, les catégories de personnes suivantes pourront demander l'autorisation de participer au marché de gros :

- les producteurs;
- les distributeurs;
- les vendeurs de gros;
- les consommateurs de gros;
- les détaillants; et
- les transporteurs.

Les intervenants devront respecter et maintenir des exigences en matière de prudence et des exigences techniques pour participer au marché de gros.

D'après les règles du marché, le marché de l'électricité de gros en Ontario aura une structure hybride. Les intervenants du marché pourront acheter et vendre de l'électricité sur la bourse de

l'électricité ou le marché du comptant exploité par la SIGMÉ. Par ailleurs, ils pourront conclure des contrats les uns avec les autres pour l'achat et la vente d'électricité, au moyen de contrats appelés *contrats matériels bilatéraux*.

Les règles du marché visent à assurer le traitement équivalent des soumissions et des offres du marché du comptant et des contrats matériels bilatéraux. Les intervenants indiqueront les prix auxquels ils seraient prêts à offrir plus ou moins d'énergie à la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité ou à consommer plus ou moins d'énergie. Les intervenants qui choisissent de conclure des contrats matériels bilatéraux pourront soumettre leurs barèmes de prix, ainsi que les quantités et le moment de la livraison d'énergie proposés à la SIGMÉ. Ces intervenants devront également soumettre des soumissions et des offres indiquant les prix auxquels, par exemple, le producteur serait prêt à produire plus d'énergie que sa quantité prévue aux termes des contrats matériels bilatéraux, et à recevoir le prix du comptant pour cette quantité additionnelle, ou à produire moins que cette quantité et à acheter de l'énergie au comptant pour respecter son obligation contractuelle et à payer le prix du comptant pour cette énergie. Les producteurs devront couvrir le montant intégral prévu aux termes des contrats matériels bilatéraux, mais ils pourront offrir toute quantité qu'ils choisissent sur les soumissions du marché au comptant.

Les offres d'énergie de la part des producteurs en Ontario et ailleurs et les soumissions d'énergie de la part des utilisateurs seront fournies par la SIGMÉ au moins quatre heures d'avance. Ce délai permettra à cette dernière de classer les producteurs par ordre de priorité, depuis les moins chers jusqu'aux plus coûteux pour chaque période de cinq minutes de l'heure de répartition, et de déterminer le prix d'équilibre du marché ou le prix du marché du comptant pour cette période. Avec certaines restrictions, les offres peuvent être révisées jusqu'à deux heures avant l'heure de répartition. Ce prix reflétera en grande partie l'offre du dernier producteur acceptée par la SIGMÉ pour répondre à la demande pour cette demi-heure.

Lorsque les opérations que les intervenants du marché veulent effectuer excèdent les limites du réseau de transport, un engorgement se produit. Un tel engorgement obligera la SIGMÉ à rajuster le débit des producteurs en le diminuant dans une région pour libérer les contraintes, et en l'augmentant dans une autre région pour continuer de répondre à la demande des abonnés. Lorsque l'engorgement survient sur une section du réseau de transport, une production à coût souvent plus élevé doit remplacer une production à coût plus faible qui serait autrement utilisée. Pour les 18 premiers mois du libre accès, le coût de cette *prérépartition* sera réparti entre tous les abonnés, et un prix uniforme sera maintenu. Aux termes de la tarification d'engorgement, les prix de l'énergie seraient différents d'un endroit à l'autre où existe l'engorgement, reflétant un coût marginal en temps réel de l'approvisionnement en énergie à chaque point du réseau. Le Comité d'établissement des règles du marché a fortement appuyé le principe de la tarification d'engorgement, car cette mesure assure des signaux plus précis de prix axés sur le marché. Les abonnés dans un territoire connaissant un engorgement persistant disposeraient d'un encouragement économique pour modifier leur niveau et leur tendance de consommation; les producteurs seraient informés des endroits où se trouve la demande pour la construction de nouvelles installations; et les propriétaires d'installations de transport et l'organisme de réglementation seraient avertis des endroits où les améliorations ou les expansions des lignes sont les plus urgentes.

Le Comité d'établissement des règles du marché a recommandé qu'il y ait un prix de gros uniforme pour l'électricité à tous les endroits pour les 18 premiers mois du libre accès, mais que, par la suite, la tarification d'engorgement pourrait alors être introduite initialement pour les intervenants du marché de gros et, plus tard, avec l'approbation de la CÉO, pour tous les derniers abonnés de détail.

Transport et distribution

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la SIGMÉ doit conclure des ententes avec les transporteurs lui donnant l'autorisation de diriger l'exploitation de leurs systèmes de transport. Par contraste, la portion du réseau affecté à la distribution demeurera assujettie au contrôle opérationnel des sociétés de distribution locale. Conformément aux définitions de transport et de distribution contenues dans la *Loi de 1998 sur l'électricité*, à moins que la CÉO n'en décide autrement la portion du réseau affectée au transport comprend les lignes de plus de 50 kV, tandis que la distribution englobe les lignes dont la tension est 50 kV ou moins. Cependant, la SIGMÉ devrait avoir la souplesse lui permettant d'identifier les lignes et installations spécifiques comme étant du transport ou de la distribution, et à l'intérieur ou à l'extérieur du réseau contrôlé par cette dernière, selon l'importance fonctionnelle de la ligne ou des installations particulières pour l'exploitation, la sécurité ou la fiabilité régionales. La SIGMÉ contrôlera également les lignes et les installations qui peuvent avoir des répercussions importantes sur l'exploitation du marché au niveau du gros, comme les lignes qui soutiennent d'importantes usines assujetties au processus d'établissement d'horaires et de répartition de la SIGMÉ.

Même avec cette approche souple, certains intervenants du marché, comme les producteurs et les grosses charges intégrés dans les systèmes de distribution, seront raccordés par des lignes et installations définies comme de la « distribution » et appartenant à des sociétés de distribution locales. La participation de ces entités au marché exigera la collaboration continue des sociétés de distribution locales et la coordination de leurs installations de distribution avec les activités centralisées de répartition et d'établissement d'horaires de la SIGMÉ. En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, les procédures des sociétés de distribution locales devront permettre aux producteurs et aux abonnés admissibles d'accéder sans discrimination aux marchés de gros coordonnés par la SIGMÉ. Des procédures assureront également que les sociétés de distribution locales informent la SIGMÉ de toute situation dans leur système de distribution pouvant influencer sur la capacité des producteurs et des charges intégrés de participer au marché élargi de la SIGMÉ.

Les producteurs existants, les sociétés de distribution locales et les charges raccordées directement ont déjà une certaine forme d'arrangements de connexion avec le système de transport qui les dessert. En règle générale, le Comité d'établissement des règles du marché a recommandé le maintien, par droits acquis, des arrangements de connexion existants, au moins à court terme, sous réserve de l'examen de la SIGMÉ et d'une mise à niveau possible pour la conformité avec le code de connexion au réseau de l'Ontario. La SIGMÉ effectuera des études d'impact des nouvelles connexions proposées sur le système. Nous concluons une nouvelle convention avec chaque producteur, société de distribution locale ou charge directement raccordée pour lui donner un service de connexion fiable, conformément au code de connexion au réseau.

La SIGMÉ, qui administrera le code de connexion adopté par la CÉO au réseau, est responsable de la négociation des éléments opérationnels, comme la sécurité et la fiabilité de toute entente d'interconnexion avec les régions avoisinantes. Cependant, le fournisseur de transport pertinent est responsable de négocier la façon dont l'interconnexion est réellement effectuée. Ces deux aspects de l'entente d'interconnexion seront négociés ensemble d'une manière coordonnée.

Le marché du gros et les règles proposées aux termes desquels tous les intervenants peuvent ou doivent soumettre des offres ou des soumissions à la SIGMÉ visent à refléter la valeur de leur utilisation proposée du système de transport. La SIGMÉ utilisera ces soumissions et offres pour décider quel sera le producteur dont l'électricité sera répartie, et dans quel ordre elle le sera. Grâce à cette approche axée sur le marché, ceux qui accordent la plus haute valeur à l'utilisation du réseau seront acceptés, prévus ou répartis par la SIGMÉ. Les intervenants dont la SIGMÉ accepte les soumissions ou les offres d'injecter ou de retirer de l'énergie obtiendront un accès automatique au réseau, et pourront ainsi réaliser leurs opérations. Aucune importance ne sera accordée au fait que les opérations soient structurées comme des achats ou des ventes d'énergie sur le marché du comptant, comme des opérations bilatérales entre des paires d'acheteurs et de vendeurs ou comme une certaine combinaison d'opérations bilatérales et sur le marché du comptant. L'accès au réseau dépendra donc des valeurs que les intervenants du marché accordent à leurs opérations énergétiques, tel que l'indiquent les prix des soumissions et des offres qu'ils soumettent à la SIGMÉ.

Pour les nouveaux investissements dans les installations de transport, le Comité d'établissement des règles du marché a recommandé que les processus et décisions en matière d'investissement dans le transport soient, à long terme, axés sur le marché dans toute la mesure du possible. Lorsqu'elle sera instaurée, la tarification d'engorgement devrait fournir d'importants renseignements aux intervenants du marché, à savoir si les investissements dans le transport ou d'autres investissements dans de la production ou des charges nouvelles apporteraient ou non un avantage net et, dans l'affirmative, à quels endroits. Les coûts des nouveaux investissements dans le transport seront, autant que faire se peut, à la charge de ceux qui prévoient bénéficier de tels investissements, plutôt que d'être retransmis dans les tarifs et recouverts auprès de tous les intervenants ou charges.

Jusqu'à l'introduction de la tarification d'engorgement, l'Ontario se fiera à des moyens plus classiques pour la planification, les investissements et le recouvrement des coûts concernant le transport pour les nouvelles installations de réseaux. Selon le processus de planification proposé, la SIGMÉ effectuera des évaluations périodiques à long terme du caractère adéquat à la fin de chaque période d'évaluation et préparera et publiera un rapport sur le caractère adéquat des installations de production et de transport pour maintenir une exploitation fiable du système. Ces rapports seront ensuite mis à la disposition de la province et envoyés à la CÉO pour que celle-ci les examine et s'en serve pour établir le bien-fondé des améliorations et expansions de transport proposées. Les rapports seront également mis à la disposition des intervenants du marché pour les aider à prendre des décisions de placement.

Conventions d'exploitation

La SIGMÉ conclura des conventions d'exploitation avec tous les propriétaires d'installations de transport en Ontario. Notre convention avec la SIGMÉ, qui fait actuellement l'objet de négociations, établira les responsabilités spécifiques de notre société et de la SIGMÉ concernant la prestation du service de transport. Nous prévoyons que la convention comportera, notamment, les éléments suivants :

- elle aura une durée initiale de 20 ans commençant lors du libre accès et comportera des dispositions prévoyant sa résiliation ou sa modification dans l'éventualité d'un changement législatif ou de réglementation ou sur entente réciproque;
- elle identifiera nos installations qui seront incluses dans le réseau contrôlé par la SIGMÉ, lequel comprend en général toutes nos installations de transport fonctionnant à plus de 50 kV;
- elle prévoira que la SIGMÉ dirigera l'exploitation de nos installations désignées comme faisant partie du réseau contrôlé par cette dernière;
- elle définira les obligations de notre société et celles de la SIGMÉ l'exploitation de ces installations;
- elle fixera les modalités et conditions aux termes desquelles la SIGMÉ calculera et réglera les frais de transport et les autres services fournis par notre société, facturera et percevra ces frais et nous transférera les revenus provenant de la prestation des services, notamment de transport, fournis par notre société, et auxquels nous avons droit conformément aux ordonnances tarifaires transitoires applicables de la CÉO;
- elle nous autorisera à structurer les tarifs des services de transport assujettis à l'approbation de la CÉO;
- elle prévoira la coordination des nouveaux investissements dans les installations de transport entre notre entreprise et la SIGMÉ;
- elle fixera les modalités et conditions concernant le partage des renseignements et le caractère confidentiel, la supervision et les installations de télécommunications, ainsi que la délimitation des responsabilités pour les relais de protection et les systèmes de protection spéciale;
- elle fixera nos obligations relatives à l'inspection et à l'entretien, à la demande des approbations gouvernementales, aux connexions et aux interconnexions, aux évaluations des installations de transport et à l'accès aux installations;

- elle précisera les obligations de la SIGMÉ portant sur les soins appropriés, les situations d'urgence et la reprise du service, le fonctionnement du système, l'interconnexion et l'entretien; et
- elle traitera des questions de responsabilité et d'indemnisation touchant les dispositions de la convention.

La SIGMÉ et notre société ont conclu une convention d'exploitation provisoire indiquant les modalités et conditions aux termes desquelles la SIGMÉ dirigera l'exploitation de nos biens de transport durant la période comprise entre le 1^{er} avril 1999 et le début du libre accès. La convention d'exploitation provisoire aborde bon nombre des questions précitées et maintient en général les responsabilités et obligations des parties de rendre des comptes qui étaient antérieures au 1^{er} avril 1999 quant aux arrangements de répartition des revenus entre les parties et les autres remplaçants de Ontario Hydro.

La procédure de règlement des conflits indiquée dans notre convention d'exploitation provisoire avec la SIGMÉ constitue le principal moyen permettant à notre entreprise et à la SIGMÉ d'obtenir l'exécution d'obligations l'une contre l'autre. La SIGMÉ est tenue de maintenir des polices d'assurance couvrant une partie ou la totalité de sa responsabilité potentielle en vertu de la convention d'exploitation provisoire auprès des sociétés d'assurance et contenant les montants de garantie et les franchises qu'elle détermine conformément aux règles du marché. De plus, la SIGMÉ doit prendre toutes les mesures nécessaires pour s'assurer que notre société soit désignée en tant que bénéficiaire en vertu de ces polices ou que nous ayons autrement le droit légal de recevoir tout produit découlant desdites polices dans la mesure de notre intérêt légal s'y rapportant.

Établissement des règles du marché du détail

La CÉO a la responsabilité d'accorder les permis aux distributeurs et aux détaillants. Le commentaire suivant est fondé sur le code du service d'approvisionnement uniforme et le code des règlements au détail, de même qu'aux plus récents projets des autres codes pertinents de la CÉO. La CÉO régit la conduite des intervenants du marché du détail par la délivrance de permis et l'élaboration de codes de conduite que les titulaires de permis doivent respecter. Au 1^{er} mars 2000, les détaillants autorisés pourront approvisionner en électricité les consommateurs de l'Ontario.

Les règles régissant le marché du détail traitent de l'obligation d'un distributeur, y compris notre société, après le commencement du libre accès, de vendre de l'électricité à chaque personne raccordée au système de distribution du distributeur, autres que les personnes ayant choisi un fournisseur substitut. La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* prévoit qu'un distributeur, sous réserve des règlements et des exigences de délivrance de permis de la CÉO, peut respecter cette obligation directement ou par l'entremise d'un membre du groupe, d'une autre personne avec qui le distributeur ou le membre de son groupe a un contrat, ou encore par une combinaison des méthodes précitées. Le code du service d'approvisionnement uniforme précise les modalités et conditions auxquelles un distributeur pourra satisfaire son obligation statutaire d'approvisionnement par l'entremise d'un membre du groupe ou d'un tiers qui exerce des activités concurrentielles de vente au détail d'électricité. Ce code a pour objectif d'assurer l'absence

d'interfinancement des activités concurrentielles par les activités d'approvisionnement uniforme, l'absence d'accès privilégié aux données des abonnés, y compris la liste des abonnés, par toute personne dans la portion concurrentielle de l'entité fournissant l'approvisionnement uniforme, et que les abonnés de l'approvisionnement uniforme conservent réellement le droit de contestation lorsque leurs noms sont mis à la disposition de tiers aux fins de sollicitation.

Après le commencement du libre accès, chaque distributeur devra acheminer, à la requête de tout abonné, sa note d'électricité à son détaillant. Cette exigence distinguera réellement la fonction de règlement de détail de la fonction de règlement de gros, car les détaillants régleront avec les sociétés de distribution locales l'électricité consommée par les abonnés dans le territoire de desserte de chaque distributeur. Les abonnés qui ne choisissent pas d'acheter l'électricité à un détaillant concurrent se verront retransmettre par défaut le prix horaire de gros du distributeur.

Les distributeurs devront fournir des notes d'électricité regroupant les frais d'énergie, y compris les frais de câblage. La section se rapportant à l'électricité sur les notes des abonnés doit être calculée en fonction des quantités consommées à l'heure pour chaque abonné, lesquelles sont établies par l'utilisation d'un compteur de données d'intervalle ou par l'estimation d'une utilisation horaire fondée sur un profil de charge hypothétique. Si les abonnés en font la demande, les distributeurs devront envoyer leurs notes d'électricité établies au prix du comptant à un détaillant autorisé désigné qui aurait la responsabilité de régler aux distributeurs le montant de la note. Le détaillant et l'abonné seraient ensuite responsables du règlement de leur contrat bilatéral, d'une manière totalement indépendante du distributeur. Il n'est pas nécessaire que le système de règlement de détail traite les contrats matériels bilatéraux, mais les distributeurs doivent entamer des pourparlers de bonne foi avec les détaillants et les abonnés qui désirent ce service de règlement et sont prêts à en supporter les coûts.

Les règles sur la concurrence au détail comprennent également la procédure de transfert des abonnés du service d'approvisionnement par défaut des distributeurs à un détaillant, d'un détaillant à l'autre et d'un détaillant de retour à l'approvisionnement uniforme.

Les services de mesure au détail englobent l'obtention, l'installation, l'entretien et la vérification des compteurs et les services relatifs à la lecture des compteurs, la manipulation des données et leur communication aux intervenants du marché. Les distributeurs conservent la responsabilité de ces services de mesure relativement aux abonnés et les uns par rapport aux autres. Nous croyons en outre que la CÉO pourra à l'avenir envisager un regroupement des services de mesure.

Facteurs de risque

Notre entreprise et notre secteur sont exposés aux risques décrits ci-après.

Nous ne pouvons prévoir les répercussions de la restructuration en cours de notre secteur sur notre société

La province est en voie d'instaurer une importante restructuration du secteur de l'électricité en Ontario. Cette restructuration de notre secteur est censée ouvrir la concurrence des marchés de gros et de détail de l'électricité en 2001. Dans le cadre de ce processus de

restructuration, le 1^{er} avril 1999, les entreprises de Ontario Hydro ont été réorganisées en cinq sociétés distinctes. Notre société remplace les entreprises de transport et de distribution d'électricité et de services énergétiques de Ontario Hydro. Les autres sociétés remplaçantes sont la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., la SIGMÉ et l'Office de la sécurité des installations électriques, tandis que Ontario Hydro a elle-même été prorogée en tant que la Société financière Ontario Hydro et est un mandataire de la province. Dans le cadre de Ontario Hydro, nos entreprises faisaient auparavant partie d'un monopole d'électricité. En conséquence, nous avons une expérience d'exploitation limitée en tant qu'entreprise individuelle, ainsi que dans le nouveau cadre d'exploitation. Nous ne pouvons faire de prévision sur le rendement financier à long terme de notre société dans ce nouveau cadre.

Par suite de la restructuration, le secteur de l'électricité en Ontario est en pleine transition. La province est à développer la réglementation et les règles qui régiront les marchés concurrentiels de gros et de détail de l'électricité. Nous ne pouvons prévoir l'effet que les règles définitives du marché, telles qu'elles seront publiées par la SIGMÉ, auront sur notre société.

La CÉO nous a délivré des ordonnances tarifaires et des permis de transport et de distribution transitoires, et elle est à élaborer des ordonnances tarifaires et des permis d'exploitation pour d'autres intervenants du marché, et des codes d'activité économique s'appliquant à ces derniers, dont notre société. Nous n'avons aucune expérience d'exploitation passée dans ce nouveau cadre de réglementation. De plus, la CÉO, qui réglemente le secteur du gaz naturel de l'Ontario depuis de nombreuses années, n'a aucune expérience passée dans la réglementation d'une société de transport et de distribution d'électricité et de services énergétiques. En conséquence, la restructuration continue du secteur de l'électricité en Ontario, y compris le nouveau cadre de réglementation, pourrait avoir des répercussions défavorables importantes sur notre rendement financier.

Notre rendement financier dépend de l'obtention d'ordonnances tarifaires satisfaisantes et de notre aptitude à maintenir nos coûts conformément à nos ordonnances tarifaires

Nos entreprises de transport et de distribution de l'électricité sont assujetties à la réglementation. Nous dépendrons lourdement des ordonnances tarifaires qui approuvent les revenus nécessaires, ainsi que les tarifs de nos abonnés pour nos entreprises principales de transport et de distribution.

Dans le nouveau cadre statutaire du secteur de l'électricité en Ontario, la CÉO a rendu des ordonnances tarifaires transitoires établissant les revenus nécessaires autorisés pour nos entreprises de transport et de distribution pour 1999 et 2000. Ces ordonnances tarifaires visent à permettre à nos entreprises réglementées de recouvrer leurs coûts autorisés et de gagner un taux de rendement annuel spécifié. Si nos coûts réels excèdent les coûts autorisés pour quelque raison que ce soit, le taux de rendement de notre avoir en actions ordinaires et notre bénéfice net résultant en subiront vraisemblablement les contrecoups. Les coûts réels pourraient excéder les coûts autorisés si, par exemple, nous engageons des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration supérieurs aux coûts prévus au budget, des dépenses plus élevées en raison de dépenses en immobilisations à des niveaux au-dessus de ceux prévus dans les ordonnances

tarifaires ou des frais de financement additionnels par suite d'un accroissement des soldes débiteurs. Les ordonnances tarifaires transitoires ont également autorisé les larges paramètres de nos budgets d'immobilisations pour 1999 et 2000, bien que notre direction conserve une certaine discrétion concernant les dépenses en immobilisations réellement effectuées.

Jusqu'au libre accès, les consommateurs d'électricité continueront de payer des tarifs groupés pour l'électricité. Au cours de la période transitoire avant le libre accès, les revenus groupés sont recueillis et sont répartis aux sociétés remplaçantes de Ontario Hydro conformément au projet de convention de répartition de revenus devant être conclu entre notre société, la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc., la SIGMÉ, l'Office de la sécurité des installations électriques et la Société financière Ontario Hydro. Nous croyons que toutes les dispositions importantes de la convention de répartition de revenus qui touchent notre société ont fait l'objet d'un accord de toutes les parties, bien que la convention n'ait pas encore été signée ni remise. Les revenus qui seront attribués à nos activités réglementées de transport et de distribution ont été établis par la CÉO dans ses ordonnances tarifaires provisoires. Toute incapacité ou manquement de notre part à recevoir les revenus auxquels nous avons droit pourrait avoir des répercussions défavorables importantes sur notre rendement financier.

Les ordonnances tarifaires accordées par la CÉO pour les années postérieures à 2000 pourraient reposer sur des conditions sensiblement différentes des ordonnances tarifaires transitoires pour 1999 et 2000. En mars 2000, la CÉO a publié le manuel de tarification de la distribution d'électricité qui régleme le processus d'établissement des tarifs de distribution dégroupés pour 2000 à la suite du commencement du libre accès et qui établit un mécanisme de réglementation axé sur le rendement pour les services de distribution, qui lie les revenus d'un distributeur à son rendement. Nous prévoyons également que les méthodologies de réglementation axée sur le rendement deviendront une composante de plus en plus importante dans le processus du calcul de la tarification de transport. Tout changement futur apporté aux revenus nécessaires autorisés pour nos entreprises de transport et de distribution réglementées pourrait avoir des répercussions défavorables importantes sur notre rendement financier.

Nous pourrions connaître des interruptions de service et une hausse des coûts si nous ne parvenons pas à entretenir et à améliorer notre actif de base vieillissant

Notre actif nécessite des travaux considérables d'entretien, d'amélioration et d'expansion. De récentes études de référence portant sur plus de 20 entreprises de services publics de transport d'électricité à l'échelle mondiale ont indiqué qu'en comparaison de ces entreprises de services publics, certains de nos biens de transport sont relativement anciens et se révèlent moins fiables. En 1997, Ontario Hydro a entrepris un examen de l'état de son actif. Nous poursuivons cet examen à mesure que d'autres renseignements sont recueillis et nous prévoyons le terminer d'ici la fin de l'an 2000. Jusqu'à maintenant, on a constaté que les programmes d'entretien préventif de Ontario Hydro étaient en régression et s'avéraient insuffisants. Les dépenses de Ontario Hydro consacrées à l'entretien de notre actif ont été reportées au cours des dernières années pour que les fonds disponibles soient affectés aux autres unités fonctionnelles de cette dernière. En conséquence, pour préserver la fiabilité à long terme de notre actif, nous avons déterminé que d'importantes dépenses en immobilisations devaient être engagées pour entretenir, améliorer ou agrandir bon nombre de nos biens et rehausser nos processus de gestion et de supervision de

l'actif. Les dépenses en immobilisations autorisées par notre conseil d'administration pour l'entretien, l'amélioration ou l'expansion de nos biens de transport et de distribution sont élevées et ont été évaluées à un total approximatif de 767 millions de dollars en 1999 et en 2000, y compris les 456 millions de dollars engagés en 1999. Environ 58 % de cette somme totale seront consacrés à l'entretien, y compris une importante partie nécessitée par l'entretien déjà reporté. Si nous n'effectuons pas les travaux dans le cadre de ces programmes qui visent à entretenir, à améliorer ou à élargir notre actif, des répercussions défavorables importantes pourraient s'ensuivre sur notre société.

Notre situation financière pourrait être touchée défavorablement si nous ne parvenons pas à obtenir à des conditions rentables un financement par emprunt élevé pour rembourser la dette venant à échéance et financer les dépenses en immobilisations

Des montants considérables de notre dette existante viennent à échéance au cours des prochaines années, y compris 474 millions de dollars en 2001 et 443 millions de dollars en 2002. Nous prévoyons engager des dépenses en immobilisations globales d'environ 500 millions de dollars en 2000. Nous préparons notre programme de dépenses en immobilisations pour les exercices postérieurs à 2000. Nous prévoyons que ces dépenses seront élevées. Par surcroît, nos actions privilégiées à dividende cumulatif de 5,5 %, lesquelles appartiennent toutes à la province, sont assorties de dividendes cumulatifs annuels de 18 millions de dollars. Nous avons versé des dividendes sur nos actions ordinaires qui se sont établis à 158 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 31 décembre 1999, à 79 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2000, à 71 millions de dollars pour le trimestre terminé le 30 juin 2000 et à 63 millions de dollars pour le trimestre terminé le 30 septembre 2000. La déclaration et le paiement de dividendes sur nos actions ordinaires sont à la discrétion de notre conseil d'administration, de concert avec la province, et dépendront de nos résultats d'exploitation, de notre situation financière, de nos besoins en liquidités et d'autres facteurs pertinents.

Les fonds provenant de l'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne suffiront pas à financer le remboursement de l'ensemble de notre dette et de nos dépenses en immobilisations existantes. Nous ne croyons pas que les contributions en actions de la province, en qualité d'actionnaire unique, constitueront une source de capital dans un avenir prévisible. De plus, la province n'a annoncé aucun plan ni décision nous permettant de vendre des actions au public ou à d'autres investisseurs. Nous prévoyons engager des montants élevés de dette, principalement pour rembourser la dette existante à l'échéance. Notre aptitude à obtenir un financement par emprunt suffisant et rentable est tributaire de nombreux facteurs, dont le cadre de réglementation en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, la situation des marchés des capitaux et du crédit bancaire, les cotes attribuées à nos titres de créance par les agences d'évaluation du crédit et la conjoncture économique générale. Si nous n'engageons pas des montants élevés de dette ou ne parvenons pas à le faire à des conditions satisfaisantes, notre aptitude à rembourser la dette venant à échéance, à financer les dépenses en immobilisations et à respecter d'autres obligations pourrait en subir des contrecoups et, par ricochet, avoir une incidence défavorable importante sur notre rendement financier.

Nous sommes contrôlés par la province et pouvons avoir des conflits d'intérêts avec elle et des parties reliées

La province est propriétaire de toutes nos actions en circulation. En conséquence, elle a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration et influencer ainsi les décisions commerciales et internes importantes, y compris, par exemple, les programmes de financement et la politique en matière de dividendes. Nous avons conclu avec la province une convention des actionnaires qui nous oblige à consulter cette dernière relativement à nos plans d'entreprise pour assurer qu'ils soient compatibles avec les buts de la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les objectifs de la CÉO conformément à la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Ces buts et objectifs, qui sont spécifiquement indiqués dans la *Loi de 1998 sur l'électricité* et dans la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, concernent le développement de marchés concurrentiels de l'électricité dans cette province, ainsi que la protection des intérêts des consommateurs d'électricité en Ontario. La convention des actionnaires exige également que nous consultations la province quant à toute question relative à notre politique de dividendes et obtenions son approbation préalable quant à toute proposition d'émission ou de transfert d'actions de notre société ou de nos filiales, toute opération importante, y compris la vente d'éléments d'actif, qui pourrait avoir un effet important sur la participation financière de la province, sur notre capacité d'effectuer des paiements à la Société financière Ontario Hydro ou sur nos contributions au titre des impôts aux termes de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Enfin, la province conserve le pouvoir de réglementer le secteur de l'électricité en Ontario.

Des conflits d'intérêts peuvent surgir entre nous et la province par suite de son obligation d'agir dans l'intérêt fondamental de ses résidents au sujet de questions très variées, dont la réglementation du secteur de l'électricité en Ontario, la réglementation des questions environnementales, toute vente future, par la province, de la totalité ou d'une partie de nos actions ordinaires ou privilégiées, et la détermination du montant des paiements que nous devons verser à la province au moyen de dividendes ou à la Société financière Ontario Hydro pour tenir lieu de taxes. Des conflits d'intérêts peuvent également surgir parce que la province est propriétaire à 100 % de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. Nous ne serons peut-être pas en mesure de régler tout conflit potentiel avec la province à des conditions nous convenant.

Notre dette a été contractée dans le cadre de l'acquisition de la presque totalité des éléments d'actif et de passif et de certains droits et obligations des entreprises de transport, de distribution et de services énergétiques de Ontario Hydro. Cette dette est intégralement payable à la Société financière Ontario Hydro. Les modalités de cette dette ont été négociées dans le contexte de cette acquisition d'éléments d'actif et de passif et de droits et obligations de Ontario Hydro. En conséquence, pour correspondre largement aux modalités de la dette antérieure de Ontario Hydro, cette dette a des durées relativement courtes jusqu'à l'échéance. Notre marge brute d'autofinancement et, par conséquent, notre aptitude à rembourser cette dette à la Société financière Ontario Hydro, peut subir l'influence de la province sur nos paiements tenant lieu de taxes ou sur notre politique en matière de dividendes.

Notre rentabilité et notre marge brute d'autofinancement pourraient diminuer si nous ne parvenons pas à améliorer nos relations de travail

La plus grande partie de notre personnel est représentée par le syndicat *Power Worker's Union* ou la Société des professionnels de l'énergie. Les négociations entre Ontario Hydro et ces syndicats concernant les conventions collectives ont toujours été difficiles. Ces ententes n'ont pas, en général, accordé à Ontario Hydro une souplesse suffisante pour lui permettre d'exploiter ses entreprises d'une manière rentable. Nous sommes d'avis que nos relations, qui se sont récemment améliorées, et que nos conventions collectives actuelles avec ces syndicats nous permettront d'accroître la productivité de la main-d'œuvre et de réduire les coûts y étant associés. Nos ordonnances tarifaires transitoires comprennent des exigences de revenus qui supposent que ces réductions de coûts se réaliseront. Si nous ne pouvons continuer d'augmenter la productivité de la main-d'œuvre et de réduire les coûts y étant associés ou encore de renouveler à des conditions satisfaisantes notre convention collective avec la *Power Worker's Union*, laquelle prend fin le 31 mars 2001, il pourrait s'ensuivre une augmentation des coûts de la main-d'œuvre qui n'est pas prévue dans nos ordonnances tarifaires, et une telle hausse pourrait avoir des répercussions défavorables sur notre marge brute d'autofinancement et notre bénéfice net. Dans la mesure où la Commission de l'énergie de l'Ontario adopte une réglementation axée sur le rendement dans les ordonnances tarifaires subséquentes, notre incapacité de réduire les coûts pourrait avoir des répercussions encore plus défavorables sur notre rendement financier.

Nos installations peuvent être endommagées par les intempéries et d'autres catastrophes naturelles

Nos installations sont exposées aux effets des conditions météorologiques rigoureuses. Bien qu'elles aient été construites, exploitées et entretenues pour endurer le mauvais temps, nous ne pouvons vous assurer qu'elles pourront y résister en toutes circonstances. Par exemple, une tempête de verglas a causé en janvier 1998 des dommages considérables aux installations de transport et de distribution en Ontario, au Québec et dans le nord-est des États-Unis. De plus, bon nombre de nos installations sont situées dans des endroits reculés qui rendent l'accès difficile pour les réparations des dommages causés par le mauvais temps. Nous avons une assurance limitée contre les dommages causés par les tempêtes et autres catastrophes naturelles. En cas de perte élevée non assurée causée par le temps rigoureux ou d'autres catastrophes naturelles, nous avons l'intention de demander à la CÉO le recouvrement des coûts accrus pour compenser toute perte. Cependant, nous ne pouvons vous garantir que la CÉO approuvera toute demande que nous formulerons en totalité, ni même en partie. Les pertes résultant du coût des réparations et des pertes de revenus pourraient excéder sensiblement la garantie d'assurance, et nos abonnés pourraient faire des réclamations contre nous pour les dommages causés par une panne de transport ou de distribution de l'électricité à ces derniers conformément à nos obligations contractuelles. Tout dommage important causé à nos installations pourrait donc entraîner des pertes de revenu, des frais de réparation et des réclamations de la part des clients dont le montant pourrait être élevé.

Notre rentabilité et notre marge brute d'autofinancement pourraient subir les contrecoups des coûts peut-être élevés de la conclusion du transfert à notre entreprise des éléments d'actif de transport et de distribution et d'autres éléments d'actif situés sur les terres indiennes

Les décrets de transfert qui ont donné effet à notre acquisition de la presque totalité des éléments d'actif et de passif et des droits et obligations des entreprises de transport et de distribution d'électricité et de services énergétiques de Ontario Hydro en date du 1^{er} avril 1999 n'ont pas transféré les titres relatifs à certains éléments d'actif de transport, de distribution et autres éléments d'actif situés sur des terrains détenus pour des bandes ou des organismes indiens en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Le transfert des titres relatifs à ces éléments d'actif n'a pas eu lieu parce que les autorisations initialement accordées par le ministre canadien des Affaires indiennes et du Nord canadien pour la construction et l'exploitation de ces éléments d'actif ne pouvaient être transférées sans le consentement du ministre et des bandes ou organismes indiens concernés ou, dans plusieurs cas, parce que les autorisations avaient expiré ou n'avaient pas été convenablement délivrées. Ces éléments d'actif, qui représentaient environ 0,4 % de notre actif global au 1^{er} avril 1999, sont constitués principalement de lignes de transport sur environ 123 km, de lignes de distribution sur environ 1 500 km (dont 14 km de lignes servent exclusivement au service des abonnés hors des réserves) et d'à peu près neuf petits groupes générateurs diesel. Ces lignes de transport englobent approximativement 20 km de lignes à haute tension de 500 kV qui servent de lien clé dans notre réseau. La Société financière Ontario Hydro, en sa qualité de société remplaçant Ontario Hydro, détient ces éléments d'actif de transport et de distribution et autres éléments d'actif. Selon les termes des décrets de transfert, nous gérons ces éléments d'actif jusqu'au moment où nous aurons obtenu l'ensemble des autorisations et consentements nécessaires à la conclusion du transfert des titres relatifs à ces éléments d'actif à notre entreprise. Cependant, l'indemnité que nous remet la Société financière Ontario Hydro couvrant les vices de titres et certains autres éléments de passif découlant de l'acquisition du 1^{er} avril 1999 ou s'y rapportant ne couvrent pas les coûts concernant le transfert des titres relatifs à ces éléments d'actif à notre entreprise. Par conséquent, nous devons assumer ces coûts.

Nous sommes en voie de négocier avec les bandes et organismes indiens concernés pour obtenir les autorisations et consentements nécessaires à la conclusion du transfert des titres relatifs à ces éléments d'actif de transport et de distribution et autres éléments d'actif. Nous ne pouvons toutefois prévoir le montant global que nous pourrions avoir l'obligation de payer, qu'il s'agisse d'une somme annuelle ou unique, pour obtenir les autorisations et consentements exigés. Nous prévoyons devoir payer un montant excédant la somme annuelle de 850 000 \$ que Ontario Hydro a déjà versée à ces bandes et organismes indiens et qui correspond au montant total de nos coûts autorisés pour cette affaire dans nos ordonnances tarifaires transitoires. Si, après avoir pris toutes les mesures raisonnables, nous ne pouvons autrement obtenir les autorisations et consentements des bandes et organismes indiens, la Société financière Ontario Hydro continuera de détenir ces éléments d'actif pour une durée indéfinie. Si nous ne pouvons en arriver à un règlement négocié, nous devons peut-être déplacer ces éléments d'actif des terres autochtones à d'autres endroits à un coût qui pourrait être élevé ou, dans certains cas limités, abandonner une ligne et la remplacer par des groupes générateurs diesel. Nous demanderons un remboursement à la Commission de l'énergie de l'Ontario à l'égard de ces paiements ou coûts dans les ordonnances tarifaires futures et la CEO devra décider si notre société peut récupérer ces coûts. En conséquence, les coûts reliés à ces

éléments d'actif pourraient avoir des conséquences défavorables importantes sur notre rentabilité et notre marge brute d'autofinancement futures.

Notre exploitation pourrait nous exposer à des responsabilités et à des coûts environnementaux élevés qui ne sont pas actuellement déterminés

Nous sommes assujettis à une réglementation environnementale fédérale, provinciale et municipale élaborée au Canada. L'omission de respecter cette réglementation environnementale pourrait nous soumettre à des amendes et à d'autres pénalités. Par surcroît, le rejet actuel ou passé de substances dangereuses sur les propriétés possédées, louées, occupées ou utilisées par nous ou par Ontario Hydro, ou un tel rejet en provenance de ces propriétés, ou encore un tel rejet résultant de nos activités ou de celles de Ontario Hydro, pourrait susciter des ordonnances gouvernementales exigeant une enquête, la maîtrise ou des mesures correctives de rejets. La présence ou le rejet de substances dangereuses pourrait également donner lieu à des réclamations de tiers pour des dommages résultant de l'existence de telles substances.

Tout changement apporté à la réglementation environnementale applicable ou à sa mise en application pourrait nous imposer des coûts additionnels élevés. En outre, les nouveaux permis ou approbations ou le renouvellement de permis et approbations en existence peuvent exiger une évaluation environnementale ou entraîner l'imposition de conditions s'avérant coûteuses. Le processus d'obtention des approbations et permis environnementaux, y compris les évaluations environnementales requises, peut être long, litigieux et coûteux.

Nous sommes actuellement en voie d'entreprendre, principalement sur une base volontaire, un programme d'évaluation des terrains et de mesures correctives portant sur la plupart de nos installations, notamment de transport et de distribution. Les principaux contaminants soulevant des préoccupations sont les huiles isolantes, les PCB, le mazout, les produits de préservation du bois comme le pentachlorophénol, et les substances utilisées auparavant pour la lutte contre la végétation, comme l'anhydride arsénieux. La phase d'évaluation dans le cadre de ce programme n'a pas été complétée, et les mesures correctives ont été entreprises à quelques endroits seulement. Nos ordonnances tarifaires transitoires pour 1999 et 2000 sont fondées sur une estimation des frais relatifs à l'évaluation prévue, aux essais hors chantier et aux travaux de remise en état dans le cadre des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration approuvés. Cependant, les coûts estimatifs pourraient être dépassés, et les ordonnances tarifaires futures ne couvriront peut-être pas les coûts environnementaux engagés par nos entreprises réglementées. Nous exploitons de l'équipement dans des « cours de triage » situées dans 34 installations de production de la Société de production d'électricité de l'Ontario Inc. En vertu d'une ordonnance du ministère de l'Environnement de l'Ontario, nous avons la responsabilité d'enquêter sur la contamination de nos cours de triage et centrales de production éloignées et d'y remédier au besoin. Nos obligations environnementales associées à nos terrains et installations pourraient être importantes pour nous. De plus, toute contamination liée à nos terrains et installations pourrait limiter notre aptitude à vendre ces éléments d'actif à l'avenir, ou nous soumettre à des ordonnances gouvernementales ou à des réclamations de tiers.

Les scientifiques et les experts de la santé publique au Canada, aux États-Unis et dans d'autres pays sont à étudier la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques

émanant des lignes de transport, des appareils ménagers et des autres sources de courant électrique peut causer des problèmes de santé. D'après les recherches actuelles, les milieux scientifiques s'accordent à dire que les risques pour la santé publique résultant d'une exposition aux champs électriques et magnétiques n'ont pas été établis. Cependant, s'il devait être conclu que les champs électriques et magnétiques présentent un risque pour la santé, des litiges pourraient s'ensuivre, et nous pourrions être appelés à prendre des mesures d'atténuation à nos installations. Les coûts de litige et mesures d'atténuation pourraient être élevés, particulièrement si nous devons en dernier lieu relocaliser les installations existantes de transport et de distribution et les autres installations liées aux champs électriques et magnétiques.

Nos états financiers peuvent ne pas refléter entièrement notre situation d'entreprise autonome

La situation financière, les résultats d'exploitation et la marge brute d'autofinancement présentés dans nos états financiers à des dates et pour des périodes antérieures au 1^{er} avril 1999 représentent la totalité de l'actif, du passif, des droits et des obligations de Ontario Hydro concernant les entreprises que nous exploitons désormais. Les états financiers ont été préparés principalement par l'identification spécifique de l'actif, du passif, des produits et des charges reliés à ces entreprises, mais également par une répartition de certains comptes et postes communs des états financiers de Ontario Hydro entre ses sociétés remplaçantes. Plus particulièrement, une partie des revenus et de la dette de Ontario Hydro, ainsi qu'une partie correspondante de l'intérêt s'y rapportant et des autres frais financiers, nous ont été attribuées en théorie aux fins de la préparation de nos états financiers. La dette de Ontario Hydro a été attribuée en théorie à notre société en fonction d'une formule : la dette attribuée en théorie est égale à l'actif total de chacune de nos entreprises, après déduction de la somme du passif, autre que la dette, et de l'actif excédentaire sur le passif de ces entreprises, c'est-à-dire les bénéfices non répartis accumulés. L'expression *attribuée en théorie* signifie que les produits d'exploitation, la dette et les autres postes pertinents ont été attribués d'une manière hypothétique à notre société aux fins de la préparation de ses états financiers, mais qu'ils ne lui ont pas été légalement transférés ni n'ont été pris en charge par elle. Nous croyons que nos résultats d'exploitation et notre situation financière cumulés historiques, paraissant dans les états financiers, auraient pu être différents si notre société avait réellement été une entreprise autonome avec sa direction et sa structure du capital propres, plutôt qu'une unité commerciale de Ontario Hydro, aux dates et pour les périodes présentées avant le 1^{er} avril 1999. Nous sommes en outre d'avis que les états financiers pourraient ne pas refléter notre rendement financier futur.

Nous devons recevoir des dividendes et d'autres paiements de nos filiales pour verser des paiements aux porteurs de débentures

Nous sommes une société de portefeuille n'ayant aucun actif ni aucune activité d'importance, autre que la dette et les capitaux propres de nos filiales. Notre plus importante filiale est Hydro One Networks Inc., une filiale en propriété exclusive réglementée qui possède et exploite nos biens de transport et de distribution. Nous dépendons des dividendes, de l'intérêt, des prêts et des autres paiements de cette dernière et des autres filiales pour respecter nos obligations, notamment le service de la dette.

Nos filiales sont des personnes morales distinctes, n'ont aucune obligation de payer quelque montant exigible en vertu des débentures et, sauf pour leurs obligations respectives aux termes d'obligations au titre de dettes intersociétés qui nous sont dues, elles ne sont aucunement tenues de mettre des fonds à notre disposition, que ce soit au moyen de dividendes, d'intérêt, de prêts ou d'autres paiements. De plus, ces filiales n'ont pas garanti les débentures. En cas de faillite, de liquidation ou de réorganisation d'une de nos filiales, les créanciers d'une telle filiale auront habituellement droit au paiement de leurs réclamations avant que tout bien puisse nous être distribué, sauf dans la mesure où nous sommes reconnus à titre de créancier de la filiale.

Nos filiales ne sont actuellement soumises à aucune restriction quant à leur aptitude à nous payer des dividendes ou à nous verser d'autres paiements, autrement qu'aux termes des dispositions relatives à la solvabilité en vertu des lois de l'Ontario s'appliquant en général aux sociétés. Toutefois, elles pourraient l'être à l'avenir, notamment en vertu d'autres lois, ainsi que des ententes qu'elles peuvent signer à l'avenir.

L'information prospective présentée dans la présente notice annuelle est soumise à des risques et incertitudes

Nous avons inclus des énoncés et des renseignements prospectifs dans la présente notice annuelle. Nous avons utilisé les mots *pouvoir*, *prévoir*, *s'attendre*, *croire*, *estimer*, *planifier* et des expressions similaires dans cette notice annuelle pour identifier les énoncés prospectifs, que nous avons fondés sur nos points de vue actuels concernant des événements et le rendement financier futurs. Les résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux prévus dans les énoncés prospectifs, lesquels sont soumis aux risques, incertitudes et hypothèses discutés sous la rubrique *Facteurs de risque* et ailleurs dans la présente notice annuelle.

Nous ne sommes pas tenus de mettre à jour ou de réviser les énoncés prospectifs, même par suite de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. En raison de ces risques, incertitudes et hypothèses, vous ne devriez pas vous fier indûment à ces énoncés prospectifs.

RUBRIQUE 4 PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES

Les principales données financières suivantes aux dates et pour les périodes antérieures au 1^{er} avril 1999 ont trait aux actifs, passifs, droits et obligations de l'entreprise de transport et de distribution d'électricité ainsi que de services énergétiques d'Ontario Hydro maintenant exploitée par notre société.

PCGR canadiens Données tirées de l'état des résultats	(en millions de dollars canadiens)					Cumul Exercice terminé en 1999
	Entreprises acquises Pour les exercices terminés les 31 décembre			Entreprise s acquises Trois mois terminés le 31 déc. 1999	Neuf mois terminés le 31 déc. 1999	
	<u>1996</u>	<u>1997</u>	<u>1998</u>			
Total des produits	3 129	3 099	3 048	850	2 275	3 125
Total des charges	2 156	2 290	2 015	609	1 598	2 207
Gain à la vente d'un placement	—	—	—	—	32	32
Charges de financement	590	584	559	131	250	381
Provision pour paiements en remplacement des impôts des sociétés	—	—	—	—	194	194
Bénéfice net	383	225	474	110	265	375

Nota : Ce tableau doit être lu avec les états financiers.

Données tirées du bilan	Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)			
	Entreprises acquises			
	<u>1996</u>	<u>1997</u>	<u>1998</u>	<u>1999</u>
Actif				
Transport	5 924	6 001	6 107	6 658
Distribution (y compris au détail)	2 911	2 892	3 168	3 431
Divers	167	166	160	1
Total de l'actif	9 002	9 059	9 435	10 090
Passif à court terme (y compris la tranche à moins d'un an de la dette à long terme)	1 086	1 697	1 456	1 874
Dette à long terme	5 748	4 963	5 128	3 446
Autres passifs à long terme	146	334	420	746
Capitaux propres				
Actions devant être émises	—	—	—	3 759
Excédent des actifs sur les passifs	2 022	2 065	2 431	—
Bénéfices non répartis	—	—	—	94
Dividendes à verser	—	—	—	171
Total du passif et des capitaux propres	9 002	9 059	9 435	10 090

Nota : Ce tableau doit être lu avec les états financiers.

Dans le cadre de la restructuration d'Ontario Hydro en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité* et de la restructuration connexe du secteur de l'électricité en Ontario, Hydro One Inc. a acquis et pris en charge certains actifs et passifs, droits et obligations de l'entreprise de transport et de distribution d'électricité et de services énergétiques d'Ontario Hydro (les entreprises acquises) le 1^{er} avril 1999 et a débuté ses activités à cette date.

Résultats trimestriels de 1999 :

	Entreprises acquises 1^{er} trim. 1999	2^e trim. 1999	3^e trim. 1999	4^e trim. 1999	Entreprises regroupées Total 1999
Total des produits	850	730	761	784	3 125
Bénéfice avant activités abandonnées et éléments extraordinaires	110	171	210	78	569
Bénéfice net	110	91	118	56	375

Nota : Ce tableau doit être lu avec les états financiers.

Dividendes

Nos actions privilégiées donnent droit à un dividende annuel total de 18 millions de dollars, payable tous les trimestres. Conformément aux conditions qui se rattachent à ces actions, un dividende initial à l'égard de la période du 1^{er} avril 1999 au 31 décembre 1999 d'un montant total d'environ 13,3 millions de dollars a été versé sur les 12 920 000 actions privilégiées à leur date d'émission. Par la suite, les dividendes sont payables en arriérés. Nous avons versé à notre seul actionnaire un dividende sur actions privilégiées de 4,4 millions de dollars à la mi-avril 2000 pour les trois mois terminés le 31 mars 2000. À la mi-juillet, nous lui avons versé un dividende de 4,4 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 juin 2000 et, au début d'octobre, un dividende de 4,4 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 septembre 2000.

La déclaration et le versement des dividendes sur nos actions ordinaires relèvent uniquement de notre conseil d'administration, mais dépendent de nos résultats d'exploitation, notre situation financière, nos besoins en capital et d'autres facteurs pertinents. Le 31 mars 2000, nous avons versé à notre seul actionnaire un dividende sur actions ordinaires de 158 millions de dollars à l'égard des neuf mois terminés le 31 décembre 1999. En outre, nous lui avons versé un dividende de 79 millions de dollars à la mi-mai 2000 à l'égard des trois mois terminés le 31 mars 2000. À la mi-août, nous lui avons versé un dividende sur actions ordinaires de 71 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 juin 2000. À la mi-novembre, nous lui avons versé un dividende sur actions ordinaires de 63 millions de dollars pour les trois mois terminés le 30 septembre 2000.

RUBRIQUE 5 ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Il est fait référence à l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation qui est intégrée par renvoi dans le présent document.

RUBRIQUE 6 MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Nos débentures à 6,94 % échéant en 2005, nos débentures à 7,15 % échéant en 2010 et nos débentures à 7,35 % échéant en 2030 ne sont inscrites à la cote d'aucune bourse ni d'aucun marché similaire pour la négociation de titres.

RUBRIQUE 7 DIRIGEANTS

Administrateurs

Le tableau suivant présente le nom, la municipalité de résidence et le poste principal de chacun de nos administrateurs.

<u>Nom et municipalité de résidence</u>	<u>Poste principal</u>
Sir Graham Day ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾ Hantsport (Nouvelle-Écosse)	Président du conseil d'administration, conseiller juridique, Stewart McKelvey Stirling Scales
Eleanor R. Clitheroe ⁽⁴⁾ Toronto (Ontario)	Présidente et chef de la direction
Richard Auchinleck Toronto (Ontario)	Président et chef de la direction Ressources Gulf Canada Limitée
Allister P. Graham ⁽¹⁾⁽²⁾ Toronto (Ontario)	Administrateur de sociétés
Robert E. Gillespie ⁽¹⁾⁽²⁾ Mississauga (Ontario)	Président du conseil et chef de la direction, Générale Électrique du Canada Inc.
Dona Harvey ⁽²⁾⁽³⁾ Kitchener (Ontario)	Consultante en gestion
Stephanie Kushner ⁽¹⁾ Hinsdale (Illinois)	Vice-présidente et trésorière, FMC Corporation
Radcliffe Latimer ⁽¹⁾ Toronto (Ontario)	Administrateur de sociétés
Doug McCaig ⁽³⁾ Fort Frances (Ontario)	Administrateur de sociétés

**Nom et
municipalité de résidence**

Poste principal

Gedas A. Sakus⁽³⁾
Toronto (Ontario)

Administrateur de sociétés

Martin Bernard Syron⁽¹⁾⁽³⁾
Toronto (Ontario)

Président du conseil,
Entreprises Cara Limitée

Roslyn M. Watson
Boston, Massachusetts

Présidente et fondatrice, Watson Ventures

-
- 1.) Membre du comité de vérification et des finances
 - 2) Membre du comité de régie d'entreprise
 - 3) Membre du comité des ressources humaines et des politiques publiques
 - 4) De par ses fonctions, membre de tous les comités

Sir Graham Day est avocat-conseil du cabinet d'avocats Stewart McKelvey Stirling Scales dans le Canada Atlantique. Il occupe la chaire de commerce Herbert Lamb à la Dalhousie Business School et est chancelier de la Dalhousie University. En 1993, il a quitté son poste de président du conseil de Cadbury Schweppes plc et de PowerGen plc pour prendre sa retraite. Sir Graham était auparavant président du conseil et chef de la direction de British Shipbuilders, The Rover Group plc, et président du conseil de British Aerospace plc. Sir Graham Day a été reçu chevalier par la Reine Elizabeth II pour services rendus à l'industrie britannique en 1989.

Eleanor R. Clitheroe est présidente et chef de la direction de notre société depuis sa constitution en décembre 1998. M^{me} Clitheroe a également été chef de la direction des finances, chef du développement et de la transition de Ontario Hydro et vice-présidente à la direction, groupe des affaires commerciales. Avant de commencer à travailler pour Ontario Hydro, elle a été sous-ministre des finances de la province d'Ontario et sous-ministre adjointe, ministère du Trésor et de l'Économie, avant quoi elle était vice-présidente, financement des sociétés, d'un banque à charte canadienne.

Richard H. Auchinleck est président et chef de la direction de Ressources Gulf Canada Limitée. M. Auchinleck s'est joint à Gulf Canada en 1976. Il y a occupé différents postes de cadre supérieur avant d'être nommé président et chef de la direction, en 1998. M. Auchinleck est également membre du conseil d'administration du Canadian Energy Research Institute, de Canadian Heavy Oil Association et de Gulf Indonesia.

Allister P. Graham a récemment pris sa retraite en tant que président du conseil de The Oshawa Group Limited, où il a occupé divers postes de haute direction avant de devenir président du conseil et chef de la direction en 1990. M. Graham siège également au conseil d'administration de Manulife Financial Corporation, de Dylex Ltée et de Nash Finch Company (U.S.).

Robert E. Gillespie est président du conseil et chef de la direction de Générale Électrique du Canada Inc. Il a commencé à travailler pour Générale Électrique en 1952, où il a occupé divers postes de haute direction avant de devenir président du conseil et chef de la direction en 1992.

M. Gillespie siège également aux conseils d'administration de Camco Inc., de Husky Injection Molding Systems Ltd. et de Valmet Corporation.

Dona Harvey est consultante en gestion auprès de Talaria Group. Elle a occupé divers postes de haute direction pour des quotidiens à Edmonton, à Winnipeg et à Vancouver, et dans les affaires publiques à Toronto. M^{me} Harvey a siégé au conseil d'administration de Ontario Hydro de 1993 à 1999.

Stephanie Kushner est vice-présidente et trésorière de FMC Corporation. Elle s'est jointe à FMC Corporation en 1989 après avoir occupé des postes de haute direction auprès de Amoco Corporation et de Homestake Mining Company. Depuis qu'elle s'est jointe à FMC Corporation, elle a été successivement chef de la direction des finances de FMC Gold Company, directrice du groupe financier de FMC Corporation (UK) Ltd. et directrice de la planification financière de FMC Corporation.

Radcliffe Latimer était auparavant président du conseil de Prudential Assurance Corporation Canada et président et chef de la direction de TransCanada PipeLines Ltd. M. Latimer a également occupé des postes de haute direction auprès des Chemins de fer Nationaux du Canada, de Algoma Central Corporation et de Royal Securities. M. Latimer est actuellement membre du conseil d'administration de Algoma Central Corporation et de Citibanque Canada.

Doug McCaig est président du conseil de la Fort Frances Public Utilities Commission depuis 1971 et est un ancien président du conseil de la Municipal Electric Association et de Northwest Energy Inc. M. McCaig est actuellement président du conseil de Northwest Mobility.

Gedas A. Sakus a récemment pris sa retraite en tant que président de Technologie Nortel. Il a été auprès de Nortel Networks Corporation à partir de 1962 et est devenu président de Northern Telecom Canada Limitée en 1990, puis président de Technologie Nortel en 1996. M. Sakus a en outre siégé au conseil d'administration de Recherche Bell-Northern et de Télédirect et siège maintenant au conseil de BCE Emergis Inc. et de Manitoba Telecom Services Inc.

Martin Bernard Syron est président du conseil d'Entreprises Cara Limitée. Il a commencé à travailler pour Les aliments Harvey's Limitée en 1968 et est devenu président et chef de la direction des Entreprises Cara Limitée en 1984. Il a été promu au poste de président du conseil et chef de la direction en 1990 et à celui de président du conseil en 1997. M. Syron siège aussi au conseil d'administration de Les Cafés Second Cup, de The Spectra Group of Great Restaurants Inc. et de St. Michael's Hospital.

Roslyn M. Watson est la présidente et fondatrice de Watson Ventures. Elle occupe actuellement le poste d'administrateur de Dreyfus-Laurel Mutual Funds, de American Express Centurion Bank, de Harvard Pilgrim Health Care Inc. et est fiduciaire de The Hyams Foundation. De 1990 à 1998, M^{me} Watson a été membre du conseil d'administration de Massachusetts Electric.

Chaque administrateur est élu annuellement pour un mandat d'un an ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

Membres de la direction

Le tableau suivant présente le nom, la municipalité de résidence et le poste de chacun des membres de notre haute direction.

<u>Nom et municipalité de résidence</u>	<u>Poste auprès de notre société</u>
Eleanor R. Clitheroe Toronto (Ontario)	Présidente et chef de la direction
John Roderick Stanley Taylor Toronto (Ontario)	Vice-président à la direction, planification et développement
Joan Prior Toronto (Ontario)	Vice-présidente à la direction, chef du contentieux et secrétaire
Malen Ng Richmond Hill (Ontario)	Vice-présidente à la direction et chef de la direction des finances

Eleanor R. Clitheroe est présidente et chef de la direction depuis la constitution de notre société en décembre 1998. M^{me} Clitheroe a également été chef de la direction des finances, chef du développement et de la transition pour Ontario Hydro, et vice-présidente à la direction, groupe des affaires commerciales. Avant de commencer à travailler pour Ontario Hydro, elle a été sous-ministre des Finances de la province d'Ontario et sous-ministre adjointe du bureau du Trésor du ministère du Trésor et de l'Économie. Entre 1981 et 1989, M^{me} Clitheroe a occupé divers postes auprès d'une banque à charte canadienne, y compris ceux de vice-présidente, financement des sociétés, et de vice-présidente, trésorerie mondiale.

John Roderick Stanley Taylor est devenu vice-président à la direction, planification et développement, en novembre 1998. Auparavant, M. Taylor a été premier vice-président, gestion des biens du réseau de Ontario Hydro, poste dans le cadre duquel il assurait la gestion globale des réseaux à haute et à basse tension de Ontario Hydro.

Joan Prior a été nommée chef du contentieux et secrétaire en février 1998 et a également été nommée vice-présidente à la direction en décembre 1999. Avant sa nomination, M^{me} Prior a été première vice-présidente par intérim, affaires internes, chef du contentieux et secrétaire, chef adjointe du contentieux — stratégie, politique et réglementation, et chef adjointe du contentieux — exploitation et planification, auprès de Ontario Hydro.

Malen Ng a été nommée chef de la direction des finances en novembre 1997 et a également été nommée vice-présidente à la direction en décembre 1999. Avant sa nomination, M^{me} Ng a occupé divers postes auprès de Ontario Hydro, dont ceux de contrôleur des finances, financement des sociétés, directrice, planification et information financières, financement des sociétés, vice-présidente par intérim, financement des sociétés, et vice-présidente, financement des sociétés.

Les membres de la direction sont nommés par le conseil d'administration et exercent un mandat jusqu'à ce que leurs successeurs soient nommés, à moins qu'ils ne démissionnent, ne prennent leur retraite ou ne soient destitués par le conseil d'administration.

Il n'existe aucun lien de parenté entre les administrateurs ou les membres de la direction.

RUBRIQUE 8 RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Nous transmettons à toute personne ou à toute entreprise qui en fait la demande au secrétaire de Hydro One, au 483, Bay Street, 10th Floor, South Tower, Toronto (Ontario) M5G 2P5 :

- a) lorsque les titres de notre société sont en cours de placement conformément à un prospectus simplifié ou lorsqu'un prospectus simplifié provisoire a été déposé à l'égard du placement de ses titres :
 - i) un exemplaire de notre plus récente notice annuelle, ainsi qu'un exemplaire de tout document pertinent ou des copies des pages pertinentes de tout document intégré aux présentes par renvoi;
 - ii) un exemplaire des états financiers consolidés comparatifs de notre société pour le plus récent exercice écoulé, avec le rapport des vérificateurs qui l'accompagne, ainsi qu'un exemplaire des états financiers consolidés intermédiaires de notre société, postérieurs aux états financiers annuels préparés pour le plus récent exercice écoulé;
 - iii) un exemplaire de tout document déposé annuellement par notre société à la place d'une circulaire de sollicitation de procurations; et
 - iv) un exemplaire de tout autre document ou rapport qui est intégré par renvoi dans le prospectus simplifié provisoire ou dans le prospectus simplifié et dont la remise n'est pas exigée en vertu des alinéas i) à iii) ci-dessus ; ou
- b) en n'importe quelle autre occasion, un exemplaire de tout autre document mentionné aux alinéas a) i), ii) et iii) ci-dessus, notre société étant libre d'exiger le paiement de frais raisonnables si la demande est présentée par une personne ou par une entreprise qui n'est pas porteur de ses titres et si ces documents sont transmis par notre société en vertu de la présente clause b).

La province d'Ontario étant notre unique actionnaire, nous ne sommes pas tenus de préparer une circulaire de sollicitation de procurations. Des renseignements sur la rémunération des dirigeants et les prêts à ceux-ci sont présentés dans les documents que nous déposons annuellement à titre d'émetteur assujetti. Des renseignements financiers supplémentaires figurent dans nos états financiers consolidés comparatifs vérifiés pour l'exercice 1999, qui sont présentés dans notre rapport annuel pour 1999.