



**NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2006**

LE 16 FÉVRIER 2007

HYDRO ONE INC.
NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ le 31 DÉCEMBRE 2006

TABLE DES MATIÈRES

DÉFINITIONS.....	1
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	1
ÉNONCÉS PROSPECTIFS.....	2
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE	4
DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE.....	8
RÉGLEMENTATION	25
FACTEURS DE RISQUE	39
DIVIDENDES	45
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	46
NOTATION.....	46
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	47
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	47
DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	52
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES.....	56
CONTRATS IMPORTANTS.....	56
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	57
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	58
DÉCLARATION SUR LA RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	58
RAPPORT SUR LA RÉMUNÉRATION DE LA DIRECTION	63
NOMINATION DES VÉRIFICATEURS	66
INFORMATION SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DES FINANCES.....	67
INFORMATION CONCERNANT LA GOUVERNANCE.....	68
ANNEXE A – MANDAT DU COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DES FINANCES	
ANNEXE B – MANDAT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE HYDRO ONE INC.	

À moins d'indication contraire, toute l'information donnée aux présentes est arrêtée au 31 décembre 2006.

DÉFINITIONS

À des fins de commodité, dans la présente notice annuelle :

« **Centre de contrôle** » désigne le Centre de contrôle du réseau de l'Ontario d'Hydro One situé à Barrie, en Ontario;

« **CEO** » désigne la Commission de l'énergie de l'Ontario;

« **CGD** » désigne la conservation et la gestion de la demande;

« **Grand Toronto** » désigne la région du Grand Toronto;

« **Hydro One** », « **notre société** » et « **nous** » désignent Hydro One Inc. ainsi que ses filiales et les sociétés qu'elle a remplacées, sauf lorsque le contexte indique le contraire;

« **libre-accès** » désigne l'ouverture à la concurrence, qui a officiellement eu lieu le 1^{er} mai 2002, des marchés de gros et de détail de l'électricité de l'Ontario;

« **OEO** » désigne l'Office de l'électricité de l'Ontario;

« **Ontario** » désigne la province d'Ontario en tant que territoire géographique;

« **PREI** » désigne le Plan pour le réseau d'électricité intégré conçu par l'OEO;

« **province** » désigne le gouvernement de la province d'Ontario;

« **règles du marché** » désigne les règles prises en application de l'article 32 de la *Loi de 1998 sur l'électricité* qu'administre la SIERE;

« **SIERE** » désigne la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, qui s'appelait auparavant Société indépendante de gestion du marché de l'électricité.

« **SFIEO** » désigne la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario;

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

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 Ontario Hydro Services Company Inc. Le 1^{er} mai 2000, nous avons changé notre dénomination et adopté celle de Hydro One Inc.

Notre siège social est situé au 483 Bay Street, 15th Floor, North Tower, Toronto (Ontario) M5G 2P5.

Voici nos principales filiales, 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 et gestion des réseaux et des installations de transport et de distribution d'électricité;

- Hydro One Brampton Networks Inc. – exerce les activités concernant notre propriété, exploitation et gestion des réseaux et des installations de distribution d’électricité à Brampton (Ontario);
- Hydro One Remote Communities Inc. – exerce toutes les activités concernant notre propriété, exploitation, entretien et construction de biens de production et de distribution servant à la fourniture d’électricité aux collectivités éloignées dans le nord de l’Ontario;
- Hydro One Telecom Inc. – exerce toutes nos activités concernant la location de câbles optiques non activés et la fourniture de capacité de télécommunications à d’autres entreprises de télécommunications, à de grandes sociétés, à des gouvernements, à des établissements de soins et à des établissements d’enseignement.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Tout comme bon nombre de communications publiques orales et verbales de Hydro One, la présente notice annuelle renferme des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les projections actuelles à l’égard de l’entreprise de Hydro One et du secteur dans lequel Hydro One exerce ses activités, en plus d’inclure des opinions et des hypothèses que formule et exprime la direction de la Société. Ces énoncés portent notamment sur le développement général de notre entreprise, l’évolution récente de la réglementation, notamment quant à l’obligation d’installer des compteurs intelligents et les coûts prévus pour Hydro One, l’incidence prévue des programmes de CGD et du PREI, la conclusion prévue des projets d’interconnexion, notre stratégie en matière de sécurité, de satisfaction de la clientèle, de fiabilité, de productivité et d’efficacité sur le plan des coûts, les attentes liées aux principales dépenses en immobilisations, y compris les investissements dans nos entreprises de distribution, de transport et de télécommunications, les attentes touchant l’évolution du régime juridique et du contexte d’exploitation dans le secteur de la distribution et du transport d’électricité en Ontario, notamment en ce qui a trait aux modifications apportées aux codes, aux permis, aux tarifs, aux ordonnances tarifaires et aux structures tarifaires, tant à l’égard de notre entreprise de transport qu’à l’égard de notre entreprise de distribution, les prévisions ayant trait aux besoins d’emprunt, les prévisions se rapportant aux cotisations de retraite future, les prévisions quant aux dépenses environnementales et aux autres questions environnementales, la nature de nos relations avec la province, les prévisions ayant trait aux caractéristiques démographiques sur la main-d’œuvre et à la conservation du personnel clé, les prévisions portant sur notre stratégie d’acquisition ou de dessaisissement des éléments d’actif liés à la distribution et les litiges auxquels nous sommes actuellement parties. Les termes « s’attend », « prévoit », « a l’intention », « tentera », « pourrait », « projette », « croit », « s’efforce », « estime » et les variantes et autres expressions similaires, ainsi que les verbes au futur, servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie de rendement future et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes que l’on peut difficilement prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux qu’expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Hydro One n’a pas l’intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs, que ce soit de façon écrite ou verbale, et elle nie toute obligation de mettre à jour ces énoncés prospectifs, que ce soit en conséquence de nouveaux renseignements, d’événements futurs ou pour une autre raison, sauf tel qu’il est prévu par lois.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et diverses hypothèses, dont les suivants : l’absence de changements imprévus du régime législatif et du contexte d’exploitation se rapportant au marché ontarien de l’électricité, des décisions favorables de la CEO sur les demandes en cours, notamment en matière tarifaire, l’absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos entreprises de distribution et de transport, un environnement réglementaire stable et l’absence de tout événement important survenant en dehors du cours normal des affaires, comme une détérioration importante des marchés financiers, un désastre naturel ou une autre catastrophe. Ces hypothèses reposent sur l’information dont dispose actuellement Hydro One, notamment

de l'information que Hydro One a obtenue d'analystes indépendants dans l'industrie. Les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que Hydro One ignore l'impact que pourraient avoir ces écarts, ces variations pourraient avoir un effet défavorable important sur son entreprise, ses résultats d'exploitation, sa situation financière et la stabilité de son crédit. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs sont notamment les suivants :

- les risques associés au fait que nous sommes contrôlés par la province et, notamment, que nous pourrions avoir des conflits d'intérêts avec elle et des parties liées;
- les risques associés au fait que nous sommes assujettis à une réglementation détaillée, notamment les risques associés à une action ou à une omission de la CEO;
- l'incidence que pourrait avoir l'incapacité de recouvrer la totalité des coûts des projets liés à l'installation de compteurs intelligents;
- l'incidence que pourraient avoir les programmes de CGD sur notre charge, plus particulièrement le transport;
- le fait que nous pourrions connaître des interruptions de service et des coûts accrus si nous ne parvenons pas à maintenir et à améliorer notre actif vieillissant;
- l'opposition publique à l'égard des projets requis pour l'accroissement de la capacité de transport et l'incapacité d'obtenir toutes les approbations et tous les accords requis ou l'incapacité de les obtenir à temps à cet égard;
- les risques liés au grand nombre d'employés qui pourraient prendre leur retraite au cours des prochaines années et à notre incapacité éventuelle d'attirer des membres du personnel compétents et de les maintenir en poste;
- l'incapacité d'améliorer davantage la productivité de notre main-d'œuvre et les conflits de travail possibles;
- la possibilité que nous soyons exposés à des coûts et à des obligations environnementaux importants, lesquels sont actuellement indéterminés;
- les risques que nos installations soient touchées par des intempéries, d'autres désastres naturels ou des catastrophes, et le fait que notre garantie d'assurance pour les pertes découlant de ces événements est limitée;
- le risque que nous ne parvenions pas à obtenir un financement suffisant à coût raisonnable pour rembourser la dette venant à échéance et financer les dépenses en immobilisations, les dividendes et d'autres obligations;
- le risque que nous soyons tenus d'effectuer des cotisations importantes à notre régime de retraite;
- le risque que les transferts des biens, notamment de transport et de distribution, situés sur les terres indiennes représentent des frais importants pour nous;
- les incidences de l'acquisition par la province de terrains sous-jacents à notre réseau de transport;

- les risques liés à la conception, à la maintenance et à la gestion d'une infrastructure de systèmes de technologie de l'information complexe;
- la possibilité que nous engagions des dépenses importantes pour remplacer une partie ou la totalité des fonctions qui sont actuellement imparties si notre entente avec Inergi LP est résiliée;
- les risques liés aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt.

Hydro One vous prie de noter que cette liste de facteurs n'est pas exhaustive. Certains de ces facteurs et d'autres facteurs seront décrits plus en détails à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle. Vous devriez étudier soigneusement la rubrique intitulée « Facteurs de risque ».

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE

Nous appartenons en propriété exclusive à la province, et nos entreprises de transport et de distribution sont réglementées par la CEO. Notre secteur d'activité, notamment notre société, est régi conformément au vaste cadre législatif qu'établissent la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, dans leur version modifiée.

La province a considérablement modifié la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* en 2002. La *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, qui a reçu la sanction royale et est entrée en vigueur le 27 juin 2002, donne des précisions, notamment, sur le droit de la province d'acquérir et de détenir des valeurs mobilières et des titres de créance de Hydro One et tout autre droit ou toute autre participation dans celle-ci, de les transférer, de les aliéner ou de prendre toute mesure à leur égard. De plus, en date du 31 décembre 2002, cette loi a transféré à la province la propriété des biens-fonds servant de couloirs de transport en échange du droit de Hydro One, prévu dans la loi, de les utiliser aux fins de transport et de distribution.

À compter du 1^{er} mars 2004, les distributeurs ont été autorisés à amorcer le recouvrement de certains éléments d'actif réglementaires liés à la distribution et à les inclure dans leur tarif. Par conséquent, en janvier 2004, nous avons déposé une requête auprès de la CEO afin de faire approuver les rajustements à nos tarifs de distribution qui permettrait le recouvrement de ces éléments d'actif réglementaires pour la période allant du libre-accès au 31 décembre 2003. La CEO a donné son approbation définitive le 9 décembre 2004. En conformité avec cette ordonnance définitive, nous avons commencé à appliquer les rajustements tarifaires à compter du 1^{er} avril 2005 afin de recouvrer les montants approuvés.

Grille tarifaire réglementée

Le 1^{er} avril 2004, la CEO a mis en œuvre une grille tarifaire à deux paliers provisoire applicable au prix de l'électricité pour les petits clients et les clients désignés, qui repose sur un seuil de consommation de 750 kWh. Le 1^{er} avril 2005, la CEO a mis en œuvre une nouvelle grille tarifaire réglementée applicable au prix de l'électricité pour les petits clients et les clients désignés (la « GTR »). La GTR ne réglemente que le prix de l'électricité, ne touche aucunement les tarifs facturés pour le transport et la distribution de l'électricité et a donc une incidence minimale sur Hydro One. La GTR a conservé la grille tarifaire à deux paliers établie en 2004, mais a également introduit une grille à double tarification pour les clients en fixant des seuils de consommation saisonniers. Dans le cas des consommateurs résidentiels, le seuil est fixé à 600 kWh par mois durant l'été et à 1 000 kWh par mois durant l'hiver. Dans le cas des consommateurs non résidentiels, le seuil est fixé à 750 kWh par mois durant l'été et durant l'hiver. Voici un résumé de la tarification et des seuils de consommation prévus par la GTR :

Consommateurs résidentiels – Tarification et seuil de consommation prévus par la GTR		
Hiver (du 1 ^{er} novembre 2005 au 30 avril 2006)	Jusqu'à 1 000 kWh	5,0 cents
	Plus de 1 000 kWh	5,8 cents
Été (du 1 ^{er} mai 2006 au 31 octobre 2006)	Jusqu'à 600 kWh	5,8 cents
	Plus de 600 kWh	6,7 cents
Hiver (du 1 ^{er} novembre 2006 au 30 avril 2007)	Jusqu'à 1 000 kWh	5,5 cents
	Plus de 1 000 kWh	6,4 cents

Consommateurs non résidentiels – Tarification et seuil de consommation prévus par la GTR		
Hiver (du 1 ^{er} novembre 2005 au 30 avril 2006)	Jusqu'à 750 kWh	5,0 cents
	Plus de 750 kWh	5,8 cents
Été (du 1 ^{er} mai 2006 au 31 octobre 2006)	Jusqu'à 750 kWh	5,8 cents
	Plus de 750 kWh	6,7 cents
Hiver (du 1 ^{er} novembre 2006 au 30 avril 2007)	Jusqu'à 750 kWh	5,5 cents
	Plus de 750 kWh	6,4 cents

La CEO établit la tarification en fonction de la GTR au moins une fois tous les 12 mois et peut, après examen, rajuster la tarification plus fréquemment en fonction de nouvelles prévisions tarifaires ainsi que de manques à gagner ou de trop-perçus imprévus accumulés associés à la GTR. La CEO prévoit actuellement évaluer la nécessité de rajuster la tarification tous les six mois.

Office de l'électricité de l'Ontario

La *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* est entrée en vigueur en décembre 2004. Elle a été promulguée dans le but de promouvoir l'accroissement de la capacité du réseau et de l'approvisionnement en électricité, facilite la gestion de la demande et de la charge, encourage la conservation et l'utilisation efficace de l'électricité et régleme les prix dans divers segments du secteur de l'électricité. En outre, cette loi a créé l'OEO, qui a pour mandat d'assurer un approvisionnement en électricité adéquat et efficace dans la province au moyen de la planification de l'offre et de la demande d'électricité. Se reporter à la rubrique « Réglementation – Régime législatif et fonctionnement » pour de plus amples renseignements à ce sujet.

Le 9 décembre 2005, l'Office de l'électricité de l'Ontario a remis au ministre de l'Énergie un rapport intitulé « Supply Mix Advice Report », qui expose ses vues sur les options de production d'électricité future de l'Ontario. Le 13 juin 2006, le Ministre a donné à l'OEO une directive sur la préparation du PREI. Dans sa directive, le Ministre a également ordonné que le PREI réalise un des objectifs de la province, à savoir renforcer le réseau de transport de sorte que les objectifs en matière

d'approvisionnement énoncés dans la directive soient atteints, faciliter l'exploitation et l'utilisation des sources d'énergie renouvelables dans certaines parties de la province où existent les possibilités d'exploitation les plus importantes, et promouvoir l'efficacité du réseau et la réduction de la congestion, de même que faciliter l'intégration du nouvel approvisionnement conformément à la nécessité de maintenir à peu de coûts un réseau fiable.

Afin de préparer le PREI, l'OEO a rédigé et fait circuler une série de huit documents de travail où elle analyse diverses questions liées à la planification du réseau d'électricité devant être examinées. Les documents de travail portent sur des questions comme la portée du PREI, la charge prévue, les questions relatives aux mesures de CGD, les sources et les options d'approvisionnement, et comprennent un avant-projet : le cinquième document de travail, intitulé « Discussion Paper #5: Transmission », publié le 13 novembre 2006, est d'une pertinence particulière pour Hydro One. Ce document de travail évalue l'état actuel du réseau de transport en Ontario, suit son évolution au cours des 20 prochaines années, et recommande 45 projets de transport spéciaux qui, de l'avis de l'OPE, devraient être mis en œuvre à divers moments pendant cette période.

L'OPE devrait remettre le PREI définitif à la CEO aux fins d'examen et d'approbation en 2007. La CEO peut prendre jusqu'à un an pour effectuer son examen.

Compteurs intelligents

Le *Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie* prévoit le cadre législatif régissant l'installation par un distributeur de 800 000 compteurs intelligents d'ici le 31 décembre 2007 et, dans le cas de tous les consommateurs de l'Ontario, d'ici 2010. Aux termes de cette loi, une nouvelle entité supervisera les systèmes et technologies de communications, recueillera et gèrera les données, et pourrait faciliter l'approvisionnement en compteurs. Jusqu'à présent, aucune entité n'a été nommée. Le 26 juillet 2006, le ministre de l'Énergie a annoncé qu'il avait conclu avec la SIERE une entente aux termes de laquelle la SIERE appuiera le projet d'installation de compteurs intelligents de la province en coordonnant et gérant les activités de mise en œuvre.

Hydro One Network Inc. doit installer 240 000 des 800 000 compteurs devant être installés d'ici le 31 décembre 2007. Ces compteurs devraient pouvoir mesurer et indiquer l'utilisation pendant des périodes prédéterminées, permettre la lecture à distance et permettre aux abonnés d'avoir accès à l'information sur leur consommation d'électricité. Les compteurs intelligents sont considérés par la province comme un moyen faisant partie intégrante de la promotion d'une culture axée sur la conservation.

Les activités prévues d'installation de compteurs intelligents n'en sont qu'à un stade précoce. L'évolution actuelle des compteurs intelligents et des technologies de communications, surtout pour ce qui est des applications rurales, modifiera probablement les coûts estimés du déploiement après 2007. On prévoit que les coûts totaux du projet seront élevés. En 2007, nous prévoyons investir environ 75 millions de dollars dans le cadre de notre programme d'installation de compteurs intelligents et installer 240 000 compteurs. À la demande de la province, nous réexaminerons notre plan de mise en œuvre et les coûts connexes pour la période comprise entre 2008 et 2010.

Le 21 mars 2006, la CEO a approuvé un tarif mensuel de 0,30 \$ par consommateur résidentiel, avec prise d'effet le 1^{er} mai 2006, à titre de financement initial de l'investissement requis pour l'installation de compteurs intelligents. Notre demande relative aux tarifs de distribution devrait être déposée auprès de la CEO en février 2007 et inclura une demande d'augmentation du tarif mensuel applicable aux consommateurs résidentiels aux fins du financement de l'installation de compteurs intelligents.

Il pourrait y avoir une possibilité de tirer profit de l'infrastructure des compteurs intelligents pour des projets de réseaux intelligents, comme la CGD, l'automatisation des activités de distribution de contrôle

de la charge et la technologie mobile. Nous évaluerons les avantages d'un réseau intelligent et en tiendrons compte dans notre plan d'investissement futur s'il y a lieu.

Conservation et gestion de la demande

La province a établi des cibles précises pour la CGD et les entreprises de distribution de Hydro One ont prévu des dépenses dans leurs plans qui leur permettront d'atteindre ces objectifs. Les distributeurs locaux, notamment les entreprises de distribution de Hydro One, seront autorisés à recouvrer la hausse des tarifs de distribution qui devait entrer en vigueur le 1^{er} mars 2003 (mais qui n'a pas été mise en œuvre en raison du gel tarifaire qu'avait instauré la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*), pourvu qu'ils réinvestissent l'équivalent après impôt de ces revenus supplémentaires pour un an dans des programmes de CGD. Dans le cas de Hydro One Networks Inc. et de Hydro One Brampton Networks Inc., les revenus au titre de la CGD totaux disponibles s'élevaient à environ 42,7 millions de dollars. Hydro One a soumis des plans de CGD pour ce montant intégral à la CEO le 11 janvier 2005. Le 18 février 2005, Hydro One a reçu l'approbation de son plan de CGD au nom de Hydro One Networks Inc., à la condition, entre autres, que les dépenses prévues à l'égard des compteurs intelligents pour 2006 (7,1 millions de dollars) soient consacrées à d'autres projets. Le 1^{er} novembre 2005, le plan révisé, qui prévoit des dépenses totales de 39,5 millions de dollars, a été approuvé sans aucune modification. Le 18 février 2005, le plan de Hydro One Brampton Networks Inc., prévoyant des dépenses de 3,2 millions de dollars au titre de la CGD, a également été approuvé sans modification. Le 2 février 2005, Hydro One Remote Communities Inc. a reçu une approbation provisoire comme elle le demandait, à l'égard d'un plan de CGD de 300 000 \$. La CEO exige que chaque distributeur dépose un rapport annuel qui comprend une analyse des coûts par rapport aux avantages au plus tard le 31 mars de chaque année à l'égard des résultats de l'année précédente.

Le 13 juillet 2006, le ministre de l'Énergie a donné à l'OEO une directive l'enjoignant de se charger de l'organisation de la livraison et du financement des programmes de CGD par l'entremise des distributeurs en Ontario. La directive reconnaissait que les distributeurs agissaient à titre d'agents de livraison pour les programmes de CGD et que le financement de leur programme devrait être garanti, stable et pluriannuel.

La directive prévoit des consignes à l'égard des aspects clé du financement des mesures de CGD à l'intention des distributeurs comme suit :

1. l'OEO commencera immédiatement à organiser la livraison et le financement des programmes de CGD par l'entremise des distributeurs, la mise en œuvre du financement devant avoir lieu dès que possible;
2. le financement se limitera à 400 millions de dollars au total au cours de trois années consécutives;
3. les distributeurs s'engageraient à livrer les programmes financés par un distributeur administré par l'OEO sur une base non concurrentielle dans le territoire qu'ils servent;
4. ces fonds ne comprendront pas les réserves pour les compteurs intelligents;
5. l'OEO devrait appuyer la CEO dans ses efforts continus visant à réduire les obstacles à la mise en œuvre des mesures de CGD, y compris les baisses de revenus attribuables aux programmes de conservation des distributeurs.

L'OEO a l'intention de soumettre à l'OEO un plan définitif sur sa vision des mesures de CGD aux fins d'approbation en 2007.

Acquisition d'autres sources d'énergie par le gouvernement et l'OEO

Au cours des dernières années, la province et l'OEO ont cherché à acquérir d'autres sources d'énergie en Ontario. Hydro One continue de travailler avec les promoteurs retenus en Ontario aux termes de divers contrats d'acquisition de nouvelles sources d'énergie par le gouvernement ontarien et l'OEO, y compris les demandes de propositions relatives aux énergies renouvelables, la demande de propositions relative à l'énergie propre de 2 500 MW, l'acquisition de nouvelles sources de production de gaz dans l'ouest du Grand Toronto et au centre-ville de Toronto, et la demande de propositions relative au chauffage et à l'électricité combinés. Hydro One accorde une grande priorité à la connexion de ces nouvelles sources d'approvisionnement de façon fiable et au moment opportun.

Hydro One a beaucoup de travail étant donné qu'elle a reçu en 2006 près de 700 demandes d'évaluation de la connexion de nouvelles et petites sources de production d'énergie renouvelable à son réseau de distribution.

Hydro One continue d'embaucher et de former de nouveaux membres du personnel pour accroître sa capacité d'effectuer ces évaluations.

Hydro One pourrait conclure d'autres contrats d'approvisionnement avec l'OEO et sa stratégie et ses processus de traitement des connexions actuelles et prévues évoluent afin qu'elle puisse y répondre aussi efficacement que possible. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque inhérent aux projets de transport ».

Exonération de l'impôt sur les transferts d'électricité

En octobre 2006, la province a annoncé que les entreprises de services publics seraient exonérées de l'impôt sur les transferts applicable à l'électricité lorsqu'elles vendent des biens relatifs à l'électricité à d'autres services publics en Ontario. L'impôt sur les transferts normalement payable correspond à 33 % de la valeur de la participation de la municipalité dans les biens relatifs à l'électricité transférés à une autre entité. L'exonération de l'impôt sur les transferts est entrée en vigueur le 17 octobre 2006 et s'appliquera pendant deux ans. La province indique que l'exonération de l'impôt sur les transferts visait à promouvoir l'investissement et les efficacités entre les services publics d'électricité en Ontario. La province a également l'intention de lever le moratoire applicable à l'achat et à la vente de biens relatifs à la distribution d'électricité par Hydro One, étant entendu que tout achat ou aliénation profitera davantage à l'intérêt stratégique global de la province dans le secteur. Nous réagissons, sur une base volontaire et commerciale, aux possibilités d'achat ou d'aliénation de biens si elles cadrent avec notre stratégie générale. Notre plan d'investissement ne comprend pas le financement d'acquisitions ou de dessaisissements.

DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Survol

Nous sommes la principale société de transport et de distribution d'électricité en Ontario. Nous possédons et exploitons la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité en Ontario, comptant pour environ 97 % de la capacité de transport en Ontario, en fonction des revenus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. Notre réseau de transport compte parmi les plus importants en Amérique du Nord en fonction de l'actif au 31 décembre 2006. Notre réseau de distribution est le plus important en Ontario en fonction de l'actif au 31 décembre 2006 et s'étend sur environ 75 % de l'Ontario, desservant quelque 1,3 million de clients. Nous avons trois secteurs isolables aux fins de la présentation de l'information, soit 1) notre entreprise de transport, 2) notre entreprise de distribution et 3) un secteur « divers ».

Notre entreprise de transport, qui représentait environ 6,9 milliards de dollars de notre actif totalisant 12,2 milliards de dollars au 31 décembre 2006, transporte de l'électricité par le truchement de notre réseau à haute tension qui s'étend sur quelque 28 600 kilomètres. Nous transportons l'électricité à partir des installations des producteurs jusqu'à nos propres réseaux de distribution, à 51 sociétés de distribution locale et à 64 grands clients industriels branchés directement à notre réseau de transport. Nous possédons et exploitons en outre 26 installations d'interconnexion qui relient notre réseau de transport aux réseaux des provinces et des États avoisinants.

Notre entreprise de distribution, qui comptait pour environ 5,2 milliards de dollars de notre actif totalisant 12,2 milliards de dollars au 31 décembre 2006, distribue l'électricité à l'aide de notre réseau de distribution à faible tension d'environ 124 700 kilomètres dans les municipalités et les régions rurales. Nos abonnés de la distribution incluent 34 sociétés de distribution locale qui ne sont pas branchées directement à notre réseau de transport, 48 grands abonnés industriels et environ 1,3 million d'abonnés ruraux et urbains. Hydro One Brampton Networks Inc., notre société de distribution urbaine, sert quelque 120 000 abonnés du Grand Toronto à l'aide de circuits avec multiplicateur qui s'étendent sur environ 4 845 kilomètres. Par l'entremise de notre filiale Hydro One Remote Communities Inc., nous exploitons également 18 petits réseaux de production et de distribution réglementés dans 20 collectivités éloignées dans le nord de l'Ontario qui ne sont pas branchées au réseau ontarien.

Notre autre secteur d'activité a principalement trait à l'exploitation de Hydro One Telecom Inc. Celle-ci commercialise une capacité de transport par fibre optique activée et noire auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui font appel aux réseaux à large bande. L'actif de ce secteur comptait pour quelque 0,1 milliard de dollars des 12,2 milliards de dollars que représente le total de notre actif au 31 décembre 2006.

La CEO régit nos entreprises de transport et de distribution et rend des ordonnances tarifaires évaluant les besoins de revenus requis pour recouvrer les coûts autorisés de ces entreprises, plus un taux de rendement prescrit. Se reporter à la rubrique « Réglementation – Ordonnances tarifaires et questions connexes relatives aux entreprises de Hydro One – Distribution – Ordonnances tarifaires en vigueur et structure tarifaire de l'entreprise de distribution ».

Faits récents

Comité chargé d'examiner les sociétés d'électricité de l'Ontario

Le 29 janvier 2007, le ministre de l'Énergie a mis sur pied un comité composé de quatre membres chargé de recommander des méthodes nouvelles et à jour, afin d'établir la rémunération des cadres supérieurs oeuvrant dans le secteur de l'énergie en Ontario. Le comité sera dirigé par James Arnett et comprendra également Dave Cooke, Charles Harnick et Sharon Manson Singer. La province compte sur le comité pour recommander des conventions salariales qui se rapproche davantage de ce qui existe au sein des sociétés d'énergie publiques d'autres territoires. Les contrats futurs avec des cadres supérieurs refléteraient les nouveaux critères éventuels. Le comité sera également appelé à signaler au gouvernement les domaines où l'efficacité du secteur énergétique pourrait être améliorée, notamment les chevauchements et dédoublements de fonctions d'une société à l'autre, et devra déterminer si des mesures suffisantes sont prises pour prévenir les lacunes éventuelles de travailleurs compétents. Le comité devrait transmettre au ministre ses conclusions sur la rémunération des cadres vers la fin du printemps 2007. D'autres recommandations suivront plus tard, quant à la façon d'améliorer l'efficacité dans le secteur énergétique.

Notre stratégie

En 2006, nous avons continué à nous concentrer stratégiquement sur nos principales activités et à miser sur nos réalisations. Nous avons pour objectif d'être considérés par nos clients comme leur meilleur

fournisseur de services, par nos pairs comme la référence en matière d'excellence et par notre actionnaire comme une source de valeur supérieure. Nous tenterons d'atteindre ces objectifs en poursuivant la mise en œuvre des stratégies suivantes :

- *Sécurité* : créer et maintenir un lieu de travail sûr pour les employés en nous concentrant sur l'élimination des blessures graves et des accidents évités de justesse dans les catégories de travail potentiellement très dangereuses.
- *Clients* : devenir un chef de file parmi les sociétés qui mettent les besoins du client au premier plan. Nous projetons de continuer à mettre l'accent sur l'amélioration du niveau de satisfaction de nos clients et nous nous efforcerons de tisser avec nos clients de moyenne et de grande envergure des relations qui reconnaissent leurs besoins commerciaux. Dans le cas de la clientèle résidentielle, nous nous concentrons sur l'amélioration de la qualité des services à la clientèle, comme la facturation, le traitement des appels, la gestion des pannes et lectures des compteurs. Nous visons également à contribuer positivement aux collectivités de l'Ontario grâce à nos programmes pour les citoyens.
- *Fiabilité* : améliorer la fiabilité de nos réseaux de transport et de distribution. Au chapitre du transport, nous avons joué un rôle de chef de file proactif dans la conception du réseau en prévision des besoins d'énergie de l'Ontario. Pour ce qui est de la distribution, nous nous sommes concentrés sur la fiabilité tout en reconnaissant les défis liés à l'exploitation d'un système caractérisé par de faibles densités de consommateurs et un vaste territoire.
- *Rendement financier* : s'assurer de la maximisation de la valeur de notre société et du maintien d'un accès efficace à des fonds à long terme et à des taux raisonnables, ainsi que de la production de rendements financiers stables au bénéfice de notre actionnaire.
- *Employés* : gérer les défis liés à la démographie de la main-d'œuvre en attirant, en formant et en maintenant en poste des employés productifs.

Priorité à la sécurité

Vu la nature de notre travail et les conditions météorologiques parfois extrêmement difficiles auxquelles nous faisons face, la sécurité est primordiale. L'élimination des blessures graves et des accidents évités de justesse est au premier rang de nos priorités stratégiques. Plusieurs initiatives stratégiques que notre société a adoptées en 2006 devraient se poursuivre et un certain nombre de programmes existants devraient être intensifiés durant la période de planification aux fins de la mise en place et la poursuite des changements de culture d'entreprise nécessaires. Ces mesures comprennent une insistance accrue sur la prévention des incidents et la planification des tâches, un système de gestion global en matière de santé et sécurité, des programmes de contrôle et de gestion efficaces pour les matières dangereuses et un système géré de suivis des incidents et des accidents évités de justesse. L'importance accrue que nous accordons à la sécurité devrait permettre d'améliorer la productivité tout en rendant notre milieu de travail plus sécuritaire.

Insistance continue sur l'amélioration du service à la clientèle

Nous nous concentrons sur l'amélioration du niveau de satisfaction de notre clientèle, et nous avons pris l'engagement d'améliorer sa satisfaction. Par exemple, nous nous sommes efforcés d'aider nos clients à comprendre la structure changeante de notre secteur d'activité, les modifications qui touchent leurs factures d'électricité, la priorité croissante accordée à la CGD ainsi que notre rôle visant à assurer un approvisionnement adéquat et sûr.

À l'intention de notre clientèle résidentielle et saisonnière branchée au réseau de distribution, nous avons conservé la capacité et les moyens de notre centre d'appel pour répondre aux besoins de la clientèle et assurer une réponse rapide aux appels téléphoniques, en plus d'avoir étendu les services offerts par l'intermédiaire de notre site Web. Nous avons commencé notre déploiement des compteurs intelligents qui servira de fondement à la création d'une culture de conservation de l'énergie en Ontario et aidera les clients à mieux gérer leur consommation d'électricité. Nous fournissons des moyens de communication élaborés à nos clients pour répondre à leurs besoins d'information en donnant à nos préposés un accès plus rapide aux renseignements sur le client et en réduisant le risque de panne du système téléphonique. Nous utilisons notre système de gestion des interventions en cas de panne pour mieux renseigner les clients sur les efforts de rétablissement du service en cas de panne locale.

À l'intention de nos clients producteurs d'énergie, nous avons simplifié, conformément aux exigences du code des réseaux de distribution et du code des réseaux de transport de la CEO, les méthodes de connexion de nouveaux générateurs à nos réseaux de transport et de distribution.

À l'intention des entreprises de taille moyenne, nous continuons d'affecter des superviseurs sur le terrain qui sont chargés de gérer les relations avec la clientèle. Nous avons déterminé que cette présence à l'échelle locale avait amélioré notre capacité de répondre aux besoins des clients.

À l'intention de nos grands clients industriels et des sociétés de distribution locale branchés à notre réseau de transport, nous continuons d'affecter un chargé de compte particulier à chaque compte qui représente une charge de plus de 5 MW. De plus, nos 35 principaux clients ont accès à un membre de notre haute direction. Nous estimons que cet accès à un membre de la haute direction favorise de meilleures relations avec ces clients.

Fiabilité

Les deux principaux objectifs de notre programme de dépenses en immobilisations au cours des prochaines années sont les suivants :

- améliorer, s'il y a lieu, l'état de nos biens et les conserver dans un état permettant d'assurer leur bon fonctionnement et s'assurer qu'ils continuent de respecter les exigences de fiabilité;
- investir dans de nouveaux biens afin de répondre aux besoins en énergie de l'Ontario.

Transport

Nous nous situons actuellement dans le premier quartile pour ce qui est de la fiabilité du transport en Amérique du Nord pour les réseaux de transport de 230 kV ou plus. Toutefois, cette situation pourrait changer étant donné que le groupe de comparaison continue de s'améliorer. Notre plan d'investissement vise à améliorer la fiabilité afin que nous demeurions dans le premier quartile. Les dépenses en immobilisations engagées dans le réseau de transport afin d'améliorer sa fiabilité devraient être importantes au cours de la période allant de 2007 à 2009, et se chiffrer à environ 2,4 milliards de dollars. Ces dépenses en immobilisations tiennent compte de l'investissement dans deux vastes catégories : les projets de développement et les projets de soutien.

Les projets de développement comprennent les renforcements du réseau de transport et les ajouts qui permettent le transport de l'électricité produite par de nouvelles installations de production en Ontario et des sources d'approvisionnement dans d'autres territoires aux consommateurs d'électricité en Ontario. Ces projets vont généralement dans le sens de la politique et de l'orientation de la province pour ce qui est

des questions comme le développement de la production, la fermeture des centrales à charbon ou les liens accrus avec les réseaux de transport voisins. En outre, ces investissements répondent aux besoins croissants en approvisionnement en électricité des collectivités en Ontario. Notre plan d'investissement comprend des améliorations du réseau de transport afin de permettre le transfert sur le marché du nouvel approvisionnement en énergie nucléaire et éolienne, les renforcements du réseau de transport dans l'ouest du Grand Toronto, dans le sud de la baie Georgienne, à Woodstock et dans le midtown de Toronto, ainsi qu'une nouvelle interconnexion entre l'Ontario et le Québec.

À l'échelle locale, nous continuons de répondre proactivement aux besoins d'approvisionnement de nos clients pour répondre à la croissance de leur charge. Dans le cas des projets qui s'imposent pour assurer un approvisionnement fiable aux collectivités, la participation et le soutien des entreprises de services publics de distribution locales en cause à titre de partenaires dans le cadre des études de planification conjointes et tout au long du processus de consultation et d'approbation demeurent primordiaux. Les nouveaux postes de transport, qui desserviront le comté d'Essex et le comté de Simcoe, et les expansions des postes de transport, qui servent Brampton, Kingston et Red Lake, sont autant d'exemples de projets mis en œuvre pour répondre aux besoins croissants de nos clients. Afin de répondre à leurs besoins futurs, nous sommes en pourparlers avec des clients à l'égard d'importantes expansions du réseau de transport et/ou de nouveaux postes de transformation dans un certain nombre d'endroits, dont Woodstock, Oshawa et Brampton. Les investissements ciblés dans les points de livraison au client, la qualité de l'énergie et nos réseaux de transport à 115 kV et à 230 kV devraient améliorer la fiabilité.

Notre plan d'investissement comprend également des dépenses accrues pour les projets de soutien en vue de la gestion du remplacement et de la remise à neuf de nos infrastructures de transport vieillissantes. Nous mettons davantage l'accent sur ces biens de transport qui sont critiques pour le soutien des installations de production et pour le transport illimité d'énergie à nos clients. Au moyen de programmes de remplacement de composantes ciblées comme l'appareillage de commutation isolée par gaz, les disjoncteurs à air comprimé et les autotransformateurs de 750 MVA, le fonctionnement devrait être amélioré, ce qui devrait réduire les interruptions du transport et les risques liés à l'intégrité du réseau.

Le moment de la mise en œuvre de bon nombre de ces projets et d'autres projets est incertain étant donné que ceux-ci sont tributaires du PREI que l'OEO devrait déposer auprès de la CEO en 2007 aux fins d'examen et d'approbation, processus qui peut s'étaler sur un an. Dans certains cas, ces projets doivent être approuvés par divers organismes de réglementation, et doit être négocié avec les clients, les entreprises de services publics des régions voisines et d'autres parties prenantes.

Distribution

Conformément à nos demandes de tarifs de distribution approuvées pour 2006, les dépenses en immobilisations pour la période allant de 2007 à 2009 porteront sur de nouveaux raccordements de charges, des demandes de dépannage et les dommages causés par les tempêtes, le remplacement des poteaux de bois et le renforcement de la capacité du réseau. Compte tenu des mesures que la province a prises pour encourager les technologies d'énergie renouvelable, nous prévoyons aussi une activité de connexion accrue qui pourrait rendre nécessaires d'importantes modifications du réseau.

Les dépenses en immobilisations de distribution visent surtout à améliorer notre actif de distribution vieillissant pour maintenir ou améliorer la fiabilité du réseau. Un accroissement des investissements est prévu dans l'entreprise de distribution, en raison notamment d'un accroissement des remplacements de poteaux de bois et des projets reliés à la sectionalisation des artères et à la gestion des défauts. Partout en Ontario, nous poursuivons le remplacement des anciennes installations de distribution par des installations à haute tension plus modernes. De plus, nous prévoyons poursuivre la construction de nouvelles lignes et de nouveaux postes en réponse aux prévisions de croissance du réseau ou des besoins importants liés à la charge, ainsi que nos efforts visant à rendre le réseau de distribution plus efficace.

En outre, nous mettons de l'avant des mesures afin d'améliorer le rendement de notre réseau de distribution, notamment sur le plan de la fiabilité. Une analyse de diverses mesures pouvant améliorer la fiabilité du réseau a révélé que des améliorations peu coûteuses pourraient être réalisées par l'amélioration des pratiques de maintenance et du fonctionnement du réseau de distribution par l'ajout d'installations de sectionnalisation à des emplacements stratégiques. Nous projetons de poursuivre ce programme amorcé en 2005 en accélérant la mise en place de ces installations de sectionnalisation pour qu'elles soient achevées en 2008.

Généralités

La quasi-totalité de notre bénéfice net pour 2006 provient de nos entreprises de transport et de distribution réglementées, qui demeureront nos entreprises principales. Nous projetons d'investir dans les biens du réseau afin de maintenir et de renforcer notre infrastructure. Nous prévoyons de faire porter nos efforts sur nos principaux programmes de travaux et effectuerons d'importants investissements pour améliorer l'état de nos biens, réduire les risques liés à la fiabilité et accroître le niveau de satisfaction de la clientèle.

Questions financières

Nous avons pour but de maximiser la valeur de notre société tout en maintenant une capacité d'emprunt efficace grâce à une qualité de crédit stable et en produisant des rendements financiers stables pour notre actionnaire.

Nous avons toujours pour objectif de comprendre et de maintenir les meilleures pratiques applicables aux entreprises de services publics pour exercer nos activités de la façon la plus efficace possible sur le plan des coûts.

Nous croyons pouvoir réaliser de nouvelles compressions de coûts et améliorations de la productivité par la gestion conjointe de nos entreprises de transport et de distribution, l'arrangement d'impartition conclu avec Inergi LP, aux termes duquel nous avons imparti à Inergi LP nos fonctions non essentielles, et le regroupement des fonctions d'exploitation de nos réseaux. Par exemple, nous avons regroupé toutes les activités d'exploitation de notre réseau, lesquelles étaient auparavant dispersées en Ontario, au sein du Centre de contrôle, tout en maintenant à Toronto une installation de secours. Cette mesure vise à abaisser les coûts et à améliorer le service par l'introduction d'outils d'exploitation d'avant-garde.

Nous avons réalisé des économies annuelles au cours des dernières années en nous focalisant sur l'excellence au niveau de l'exploitation, et ces économies ont en grande partie été réinvesties dans nos programmes de travaux ou ont servi à neutraliser les nouvelles pressions sur les coûts. Pour l'avenir, nous continuerons de faire porter nos efforts sur l'efficacité du capital et la productivité au travail, mais les nouvelles possibilités d'économies sont plus rares, plus complexes et difficiles à réaliser.

Employés

Nous prévoyons continuer de nous concentrer sur la conservation de notre personnel clé ainsi que sur le maintien et le perfectionnement des compétences de tous nos employés afin de gérer les répercussions des départs à la retraite prévus.

L'un de nos objectifs stratégiques réside dans la gestion des caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre. Nous faisons le suivi de cette question, car, en moyenne, notre personnel est âgé de plus de 46 ans et compte environ 19 ans de service. En réponse à cette situation, un programme élaboré de développement de la direction et de planification de la relève a été mis en œuvre. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque démographique inhérent à la main-d'œuvre ».

Notre entreprise de transport

Survol

Notre réseau de transport fonctionne à 500 kV, à 230 kV et à 115 kV et transporte l'électricité jusqu'aux abonnés. Ceux-ci comprennent 51 sociétés de distribution locale, nos propres entreprises de distribution et 64 grandes sociétés industrielles dont les charges excèdent 5 MW. L'électricité est également livrée à des entreprises de services publics dans d'autres territoires au moyen d'interconnexions. Les producteurs fournissent l'électricité tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'Ontario, et 83 de ceux-ci situés en Ontario sont branchés directement au réseau de transport. Notre réseau de transport dessert plus de quatre millions de clients, directement ou indirectement, et a transporté environ 151 TWh d'électricité à l'échelle de l'Ontario en 2006. Les revenus de notre entreprise de transport ont compté pour environ 27 % de nos revenus totaux en 2006 et pour environ 30 % de nos revenus totaux en 2004 et en 2005, respectivement.

Notre réseau de transport forme un réseau intégré de transport d'énergie électrique qui peut être divisé en deux composantes, selon leurs fonctions. Le réseau de production-transport, qui fonctionne principalement à 500 kV ou à 230 kV sur des distances relativement longues, relie les principales sources de production aux postes de transport et à des centres de grande consommation. Le réseau d'approvisionnement régional fonctionne à 230 kV ou à 115 kV et relie le réseau de production-transport aux producteurs locaux et aux grands utilisateurs, tel que les sociétés de distribution locale, les clients industriels et notre propre entreprise de distribution. Les postes de transformation situés à proximité des centres de grande consommation abaissent la tension au niveau requis pour les réseaux de distribution de détail ou les usagers finaux qui sont branchés directement à notre réseau de transport.

Notre réseau de transport est interconnecté avec le réseau de l'est de l'Amérique du Nord, lequel comprend la quasi-totalité des entreprises de services publics de l'électricité à l'est de la ligne continentale de partage des eaux. Notre entreprise de transport possède et exploite 26 interconnexions à 345 kV, à 230 kV, à 115 kV et à 69 kV avec l'État de New York (9), le Québec (9), le Michigan (4), le Manitoba (3) et le Minnesota (1). En raison de la nature du réseau, les interconnexions avec le Québec sont exploitées selon une configuration radiale, c'est-à-dire qu'à un moment précis, la charge et/ou la production est raccordée soit au réseau ontarien, soit au réseau québécois, mais non aux deux simultanément. L'une des interconnexions avec le Manitoba nécessite également ce mode de fonctionnement. Grâce à ces interconnexions, nous pouvons faciliter des importations d'environ 4 000 MW et des exportations d'environ 5 800 MW d'électricité. 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.

La capacité de notre réseau de transport à fournir de l'électricité aux grands centres de consommation à partir des sources de production à l'échelle de l'Ontario est, à l'heure actuelle, relativement peu entravée. Un réseau de 500 kV sert de « dorsale » 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 principales installations de production en Ontario. Lorsque de nouveaux projets de production d'électricité seront étudiés en Ontario, leur incidence sur le réseau de transport devra être évaluée.

Biens de transport

Nos biens de transport peuvent être répartis dans cinq catégories fonctionnelles, soit les postes de transport, les lignes de transport, les centres d'exploitation, les installations de télécommunications et les autres biens de transport.

Postes de transport

Les postes de transport servent à intégrer les lignes de transport dans un réseau et à transformer la tension de l'électricité transportée, en fonction de la tension requise par l'utilisateur final. 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. Ces postes ont principalement pour fonction de transformer la tension et, dans la plupart des cas, de permettre la commutation entre les lignes de transport. Dans certains cas, seules des installations de commutation sont requises. La plus grande partie des postes de commutation et quelques installations de transformation de tension sont situés aux installations d'Ontario Power Generation Inc.

Les postes de transport peuvent être classés en deux grandes catégories. La première est composée des postes d'arrivée et de départ, notamment des postes extérieurs situés aux installations de production d'Ontario Power Generation Inc., qui servent principalement à la commutation et à la transformation de tension entre des réseaux à 500 kV, à 230 kV et à 115 kV. La seconde comprend les postes d'approvisionnement de la clientèle, qui sont des postes de transport qui, à partir du réseau de transport, livrent l'électricité aux clients de gros. À l'heure actuelle, la plupart des postes de transport utilisés pour l'approvisionnement de la clientèle sont constitués de circuits jumelés et de transformateurs réducteurs de tension destinés à assurer qu'une panne d'un élément n'entraînera pas une interruption permanente de l'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 réseau de transport comprend 276 postes de transport dont les composantes peuvent inclure des transformateurs de haute tension, des disjoncteurs de puissance, des commutateurs de haute tension, des batteries de condensateur et des bobines de réactance, des dispositifs de protection et de contrôle, des systèmes de comptage et de surveillance ainsi que des infrastructures incluant des bâtiments et des systèmes de sécurité.

Lignes de transport

Nos lignes de transport sont classées en deux catégories, les lignes de production-transport et les lignes d'approvisionnement local. Les lignes de production-transport sont les lignes principales qui livrent l'énergie entre les centrales ou les interconnexions et les postes récepteurs d'arrivée. Les lignes de production-transport 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 de grande consommation. Les tensions habituelles des lignes d'approvisionnement local sont de 230 kV ou de 115 kV. Toutes ces lignes sont des lignes aériennes, à l'exception d'environ 270 kilomètres de câbles souterrains dans les régions urbaines.

Le réseau de transport comporte environ 28 600 kilomètres de lignes à haute tension dont les principales composantes sont constituées de câbles, de structures porteuses en bois ou en acier, de fondations, d'isolateurs, de matériel de connexion et d'installations de mise à la terre.

Activités de transport

Nous assurons la supervision, le contrôle et la gestion de tous nos biens de transport et d'une grande partie de nos biens de distribution à partir d'un seul endroit, notre Centre de contrôle situé à Barrie, en Ontario. Au Centre de contrôle, nous surveillons continuellement en temps réel l'intégrité de notre réseau de transport et d'une grande partie de nos biens de distribution afin d'assurer un fonctionnement optimal du réseau en parant à toute éventualité et d'intervenir sans délai au bénéfice de nos clients. Le Centre de contrôle est doté d'un personnel complet sur les lieux, notamment d'un personnel technique et administratif et d'un personnel affecté au service à la clientèle, aux installations et à la formation. Le

Centre de contrôle coordonne également notre vaste programme d'interruptions de service planifiées avec les divers intervenants internes et nos clients externes. Les périodes d'indisponibilité nécessaires sont évaluées et coordonnées afin d'en réduire les incidences sur la fiabilité et la sécurité du réseau. Outre le Centre de contrôle, il existe une installation de secours pleinement fonctionnelle située à Toronto. L'installation de secours serait dotée en personnel en cas d'évacuation du Centre de contrôle. La SIERE administre le marché de l'électricité et dirige l'exploitation du réseau de transport intégré de l'Ontario. Étant donné que nous sommes propriétaires et exploitants de la plus grande partie de ce réseau de transport, nous sommes tenus de voir à ce que la direction qu'exerce la SIERE soit sûre et qu'elle optimise le rendement de notre actif et notre rendement pour les clients branchés à notre réseau. Par conséquent, le Centre de contrôle étudie, approuve, exécute et/ou autorise, au besoin, toutes les mesures de commutation et de contrôle se rapportant à nos biens de transport, à la demande de la SIERE et sur sa propre initiative, afin d'assurer la sécurité du public et de nos employés et de maintenir l'intégrité de nos biens et de nos clients.

Installations de télécommunications

Nos besoins en télécommunications comprennent des services visant la protection et l'exploitation de réseaux de données administratives, de circuits de transmission de la voix et de 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 pour le respect de nos obligations d'interconnexion, la protection de nos biens et la fiabilité de notre réseau de transport. Dans le passé, lorsque les fournisseurs de services de télécommunications ne pouvaient ou ne désiraient pas fournir les services requis à un coût approprié, nous établissions nos propres installations de télécommunications. Ces installations détenues en propriété comprennent les réseaux hertziens analogiques, de câbles à fibres optiques et à courant porteur, et les systèmes radio mobiles. Comme le réseau hertzien arrive à la fin de sa durée de vie utile, il est en voie d'être remplacé par un réseau à fibre optique numérique. Ce remplacement devrait être achevé en 2007.

Autres biens de transport

Les autres biens comprennent ceux qui soutiennent l'exploitation et l'entretien permanents du réseau 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.

Projets liés à la capacité d'interconnexion

Québec

La construction d'une nouvelle interconnexion avec la province de Québec, laquelle augmenterait d'environ 1 250 MW notre capacité d'interconnexion, a commencé en décembre 2006. Ce projet comprend la construction d'une ligne biterne à 230 kV entre les réseaux à proximité d'Ottawa, ainsi que la mise en place au Québec d'installations de conversion (de courant continu en courant alternatif et de courant alternatif en courant continu) qui relierait les deux réseaux de façon continue (tandis qu'à l'heure actuelle, la charge ou la production doit être isolée au sein de l'un des réseaux aux fins d'importation ou d'exportation). Nous prévoyons que la nouvelle interconnexion entrera en service au printemps 2009.

Michigan

Deux de nos interconnexions avec l'État du Michigan ont été améliorées par l'installation de deux déphaseurs et d'un autotransformateur. Les déphaseurs ont été mis en service dans le cadre des situations d'urgence survenues en 2005 et ont été soumis à des tests hebdomadaires depuis l'automne de 2005. Ils ne seront exploités à pleine capacité qu'à compter de la conclusion d'une convention d'interconnexions

avec l'International Transmission Company du Michigan, qui est l'entreprise de services publics aux installations de laquelle nous sommes raccordés au moyen de ces interconnexions. Ce matériel devrait nous permettre de mieux contrôler l'utilisation de notre interconnexion avec le Michigan et ainsi de mieux contrôler les opérations transfrontalières directes entre l'Ontario et le Michigan et indirectes entre l'Ontario et l'État de New York. En conséquence, nous prévoyons accroître notre capacité d'exportation de 1 000 MW et notre capacité d'importation, de 500 MW.

Manitoba

Hydro One et Hydro-Manitoba ont appuyé les efforts continus déployés par les gouvernements ontariens et manitobains en vue de passer à la prochaine étape de l'Initiative de transfert d'énergie propre. Les deux gouvernements ont signé un protocole d'entente le 27 octobre 2005, portant sur la négociation d'ententes éventuelles à court et à long termes relativement aux achats d'énergie du Manitoba par l'Ontario et sur l'aménagement d'installations de transport connexes.

Hydro One et Hydro-Manitoba ont réalisé des études et produit un rapport sur l'amélioration du réseau de transport. À l'heure actuelle, les travaux relatifs à l'amélioration à court terme et une opération potentielle à plus long terme ainsi que l'aménagement d'une nouvelle connexion à capacité élevée de 1 500 MW sont maintenant en suspens en attendant d'autres directives de la province ou de l'OEO. Nous estimons que la date de mise en service la plus hâtive pour ce projet sera 2014. L'acheminement vers les marchés de l'électricité provenant du Nord du Manitoba est une entreprise complexe de grande envergure faisant intervenir un grand nombre de parties.

NERC (North American Electric Reliability Council) / NPCC (Northeast Power Coordinating Council)

En Amérique du Nord, le NERC élabore les normes en matière d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité du réseau d'interconnexion de production-transport d'électricité. La loi intitulée *Energy Policy Act of 2005* des États-Unis a rendu obligatoire le respect de ces normes et a nommé la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») à titre d'organisme réglementaire chargé d'approuver et de faire appliquer ces normes aux États-Unis. Par la suite, la FERC a approuvé l'établissement du NERC à titre d'organisme chargé de la fiabilité du réseau électrique (Electric Reliability Organization) (« ERO ») chargé d'élaborer des normes en matière de fiabilité, de surveiller la conformité, d'évaluer la non-conformité et d'appliquer des sanctions en cas de non-conformité.

Vérification de l'état de préparation par le NERC

Le NERC a effectué une vérification de l'état de préparation (la « vérification ») dans notre Centre de contrôle durant la semaine du 26 au 29 juin 2006. Le programme de vérification de l'état de préparation du NERC permet d'examiner de façon indépendante le fonctionnement des exploitants inscrits de réseaux de production-transport d'électricité en Amérique du Nord et détermine s'ils sont prêts à maintenir des activités sécuritaires et fiables. La vérification vise à s'assurer que les exploitants de réseaux de production-transport d'électricité disposent d'outils, de méthodes et de procédures permettant un fonctionnement fiable. Le NERC se sert des résultats de ces vérifications pour parrainer les modifications devant être apportées à la fiabilité de ces entités.

Les installations de transport, les processus et le personnel d'Hydro One ont reçu des notes élevées pour leur capacité de faire fonctionner et de maintenir de façon fiable le réseau de transport d'électricité de l'Ontario. Les résultats de la vérification ont indiqué deux exemples d'excellence, huit observations positives et cinq recommandations. Les exemples d'excellence concernent le réseau de communication vocal interactif haut de gamme du Centre de contrôle, ainsi que le protocole, l'infrastructure et les procédures de sécurité physique exhaustifs. Les observations positives suivantes ont été faites :

- engagement solide envers une certification totale de l'exploitant par le NERC au niveau de coordonnateur de la fiabilité;
- sécurité élevée à un niveau d'importance critique dans tous les éléments de l'exploitation;
- utilisation efficace du simulateur pour améliorer la formation du contrôleur;
- site intranet permettant d'améliorer la disponibilité et l'utilisation des ressources de formation;
- système de gestion de réseaux bien intégré donnant facilement accès à l'ensemble des outils et documents requis;
- un seul centre de repli entièrement équipé et bien conçu;
- centre de communications doté en personnel fournissant un soutien 24 heures sur 24;
- préparation impressionnante à la vérification.

Les recommandations suivantes ont été formulées : Hydro One devrait mettre en œuvre des modifications et des améliorations de son programme de formation, maintenir le processus de certification par le NERC du contrôleur d'Hydro One qui est maintenant hautement prioritaire, examiner et revoir les ententes d'interconnexion antérieures aux normes du NERC et/ou au code du réseau de transport actuel, mettre à jour le système de gestion de documents en ce qui a trait aux politiques et aux procédures, et examiner le plan de mise en œuvre du centre de contrôle de repli afin de tenir compte des besoins de transport relativement à tous les scénarios prévus.

Hydro One est en train de donner suite à toutes ces recommandations. Elle a présenté au NERC une demande d'agrément à titre de fournisseur de formation certifié par le NERC, a modifié certains programmes didactiques et est en train de mettre à jour certaines ententes d'interconnexion. Hydro One a respecté l'exigence du NERC voulant que les contrôleurs du Centre de contrôle soient certifiés par le NERC en 2006. En 2006, d'autres membres du personnel, mis à part le contrôleur du Centre de contrôle, ont obtenu la certification du NERC et cela devrait se poursuivre en 2007.

SIERE

Le 22 septembre 2006, le Règlement 452/06 de l'Ontario, pris en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, est en entré en vigueur. Le Règlement prévoit qu'un des mandats de la SIERE est d'établir et de faire appliquer des normes et des critères se rapportant à la fiabilité des réseaux de transport.

Notre entreprise de distribution

Survol

Notre réseau de distribution fournit des services de distribution d'électricité aux abonnés à l'aide d'un réseau de distribution à basse tension. En 2006, le réseau de distribution a livré environ 29,0 TWh d'électricité à environ 1,3 million de clients dans les régions rurales et urbaines (y compris environ 120 000 abonnés de détail urbains situés à Brampton, en Ontario). Le réseau de distribution dessert en outre 34 sociétés de distribution locale qui ne sont pas directement raccordées à notre réseau de transport, 35 autres sociétés de distribution locale qui sont raccordées à notre réseau de transport et 48 abonnés industriels dont la charge excède 5 MW. Le réseau de distribution est constitué de lignes, y compris de circuits avec multiplicateur, sur environ 124 700 kilomètres qui fonctionnent surtout à des tensions de 50 kV ou moins, de 1 024 postes de distribution et de régulation dont nous sommes propriétaires, ainsi que d'un poste de transport. Notre réseau de distribution distribue l'électricité à partir de notre réseau de

transport et de 104 petits générateurs intégrés. À la différence des réseaux que l'on retrouve dans les régions à forte densité de population et qui sont conçus pour être parfaitement redondants, notre réseau de distribution est configuré pour approvisionner surtout les régions rurales faiblement peuplées. Pour fournir un service rentable dans ces régions, le réseau de distribution est configuré en grande partie comme un réseau en série, c'est-à-dire qu'il est configuré en lignes droites, plutôt qu'en boucles, 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 revenus de notre entreprise de distribution ont compté pour environ 70 % et environ 72 % de nos revenus totaux pour 2005 et 2006, respectivement.

Biens de distribution

Le réseau de distribution d'électricité regroupe les trois composantes suivantes : i) les lignes à basse tension qui relient nos postes de transport à nos postes de distribution ainsi qu'à certains abonnés industriels et à certaines sociétés de distribution locale; ii) les postes de distribution et de régulation; et iii) nos lignes de distribution à faible tension partant des postes de distribution et reliant des abonnés industriels, commerciaux, agricoles et résidentiels de même que des sociétés de distribution locale intégrées. Ces trois composantes comprennent de l'équipement tel que des poteaux, des conducteurs, des transformateurs, des relais de réenclenchement, des dispositifs de protection et des interrupteurs. Parmi les biens divers figurent les centres et l'équipement de réparation, notamment notre parc de véhicules, et le matériel informatique, de réparation et de construction.

Collectivités éloignées

Par l'intermédiaire de notre filiale Hydro One Remote Communities Inc., nous exploitons 18 réseaux réglementés de production et de distribution dans le nord de l'Ontario qui desservent 20 collectivités éloignées non branchées au réseau de distribution de l'électricité de l'Ontario, dont les installations nous appartiennent ou appartiennent à la SFIEO. Ces collectivités éloignées comportent au total quelque 3 400 abonnés. L'électricité destinée à être utilisée par ces collectivités éloignées est produite par 57 génératrices fonctionnant au diesel qui nous appartiennent et auxquelles viennent s'ajouter de petites quantités de production éolienne ou hydroélectrique. Aux termes du Règlement 199/02 pris en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, dans sa version modifiée par le Règlement 454/03, nous sommes tenus, par l'intermédiaire d'une ou de plusieurs de nos filiales, d'exploiter et de maintenir des biens de production et de distribution existants dans ces collectivités éloignées et d'y fournir l'électricité.

Notre entreprise de télécommunications

Notre entreprise de télécommunications, que nous exploitons par l'entremise de notre filiale, Hydro One Telecom Inc., commercialise une capacité de câble optique non activé et activé auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui ont besoin d'un réseau à large bande. Cette entreprise commercialise également de l'espace de colocation sur les tours hertziennes de Hydro One Networks Inc. auprès de fournisseurs de services de télécommunications sans fil.

Personnel

À la fin de 2006, notre filiale Hydro One Networks Inc. comptait 4 018 employés permanents, soit 469 cadres non syndiqués, 2 862 employés représentés par le Power Workers' Union et 687 employés représentés par la Society of Energy Professionals. De plus, notre filiale Hydro One Brampton Networks Inc. comptait 43 employés permanents non syndiqués, 101 employés représentés par les Travailleurs et travailleuses canadien(ne)s de l'automobile et 41 employés représentés par la Fraternité internationale des ouvriers en électricité. Nous comptons également 1 283 employés temporaires, notamment 7 cadres, 633 employés représentés par le Power Workers' Union, 45 employés représentés

par la Society of Energy Professionals et 598 employés représentés soit par le Canadian Union of Skilled Workers (un syndicat de l'électricité), soit par 16 syndicats de la construction qui ont conclu des conventions collectives avec la Electrical Power Sector Construction Association. Globalement, Hydro One Inc., Hydro One Remote Communities Inc. et Hydro One Telecom Inc. comptent environ 104 employés au total.

En 2005, nous avons négocié avec le Power Workers' Union (le « PWU ») une convention collective d'une durée de trois ans qui se terminera le 31 mars 2008 et par l'entremise d'une procédure d'arbitrage avons conclu une convention collective expirant le 31 mars 2008 avec la Society of Energy Professionals (la « SEP »). La grande majorité de nos employés sont représentés soit par le PWU, soit par la SEP. En outre, nous avons négocié en 2005 des conventions d'une durée de trois ans qui expirent dans les deux cas le 31 mars 2008 avec les Travailleurs et travailleuses canadien(ne)s de l'automobile et la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, à l'égard de notre filiale de Brampton, ainsi qu'une convention d'une durée de trois ans qui expire le 30 avril 2008 avec le Canadian Union of Skilled Workers. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque inhérent aux relations de travail ».

Arrangement d'impartition avec Inergi LP

Par l'intermédiaire de notre filiale Hydro One Networks Inc., nous avons conclu avec Inergi LP une convention d'impartition en date du 28 décembre 2001. La prestation des services d'Inergi LP a débuté le 1^{er} mars 2002. Inergi LP est une société du groupe de CapGemini Canada Inc. Aux termes de la convention, Inergi LP nous fournit des services de réponse à la clientèle et de règlement de même que des services de gestion de l'approvisionnement, des services de paie, des services de technologie organisationnelle ainsi que des services financiers et comptables. Dans le cadre de la convention conclue avec Inergi LP, 906 employés syndiqués et non syndiqués (dont 770 employés permanents et 136 employés non permanents) ont été transférés à Inergi LP le 1^{er} mars 2002. Aux termes de la convention, nous continuons de mettre à la disposition des employés transférés les biens dont ceux-ci se servaient avant le transfert de leur emploi, et d'effectuer à l'égard de ces biens les travaux de remise à neuf qui peuvent s'imposer.

La convention comporte une durée de 10 ans et des frais de service de base d'environ 1 milliard de dollars répartis sur toute la durée de la convention. Les frais sont assujettis à des réductions fondées sur des analyses externes facultatives des prix de référence tous les trois ans. Cap Gemini Ernst & Young US LLC a consenti une garantie financière et une garantie de bonne exécution des obligations d'Inergi LP, cette garantie couvrant la période de transition dans l'éventualité d'une résiliation de la convention. La convention confère des droits de résiliation à chacune des parties, notamment, dans le cas de notre société, des droits de résiliation par anticipation pour des motifs de commodité et à la réalisation de certains événements commerciaux spécifiés. En pareils cas, nous sommes tenus aux termes de la convention de verser certains frais de résiliation spécifiés et de contribuer aux indemnités de départ et à d'autres frais. De plus, à l'expiration de la convention, nous sommes tenus de contribuer aux indemnités de départ, le cas échéant, à concurrence de 10 millions de dollars. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque inhérent à l'arrangement d'impartition ».

Régime de retraite

Nous avons établi un régime de pension agréé à prestations déterminées le 31 décembre 1999. Hydro One Inc. gère les éléments d'actif et de passif du régime de retraite et effectue les placements s'y rapportant à titre de répondant et d'administrateur de ce régime. Au 31 décembre 2006, on dénombrait 4 060 membres actifs et 7 620 retraités, participants invalides et prestataires d'une rente différée. Au plus tard le 30 septembre 2007, nous devons déposer auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario (CSFO) une nouvelle évaluation actuarielle au 31 décembre 2006. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque inhérent au régime de retraite ».

En date du 31 décembre 1999, nous avons établi le régime de retraite complémentaire de Hydro One Inc. afin de verser des prestations de retraite complémentaires. Le 30 octobre 2001, ce régime a été modifié de façon à exiger l'établissement d'une fiducie en vue de la constitution d'une sûreté en regard du paiement des prestations de retraite complémentaires prévues par le régime. Cette fiducie a été établie en tant que convention de retraite en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et la sûreté a été constituée sous la forme d'une lettre de crédit.

Assurance

Nous avons une garantie d'assurance qui comporte une assurance-responsabilité, une assurance des biens multirisques et une assurance contre le bris des machines. 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. Nous ne disposons pas d'une assurance quant aux dommages aux fils, aux poteaux et aux pylônes de nos réseaux de transport et de distribution situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution, y compris les dommages attribuables aux intempéries, à d'autres désastres naturels ou à des catastrophes ni quant aux coûts de mesures correctives en cas de dommages environnementaux. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque lié aux catastrophes naturelles et aux autres imprévus ».

Environnement

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 évaluations environnementales, les déversements dans l'eau et les rejets dans le sol et la production, le stockage, le transport, l'élimination et le rejet de diverses substances dangereuses. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque d'ordre environnemental ».

Système de gestion environnementale

Nous avons un système de gestion environnementale destiné à repérer les répercussions environnementales de notre exploitation et de nos installations et à contribuer à l'amélioration continue de notre performance environnementale. Nous mettons à jour continuellement notre système de gestion environnementale pour refléter les changements organisationnels et le progrès réalisé dans l'atteinte de nos objectifs environnementaux.

Permis, licences et approbations

Nous sommes tenus d'obtenir et de conserver des permis et des approbations spécifiques des autorités fédérales, provinciales et locales, notamment à l'égard de l'évacuation des déchets, des travaux de drainage et les rejets dans l'atmosphère et dans l'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 assujetties à la *Loi sur les Indiens* (Canada), feront l'objet d'une évaluation environnementale fédérale. Les installations d'interconnexions additionnelles avec les services publics avoisinants d'autres provinces et des États exigent des approbations et seront assujetties à l'examen des autorités fédérales de réglementation, ce qui peut inclure une évaluation environnementale. Certains projets seront assujettis à une évaluation environnementale provinciale. Un nombre important de nos projets existants sont assujettis à un processus d'évaluation environnementale simplifié. L'étendue, le moment et le coût des évaluations environnementales au niveau fédéral ou provincial dépendent du type de projet et de ses répercussions possibles sur l'environnement.

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 des programmes de prévention des déversements et des fuites et d'atténuation des fuites comportant l'essai, le remplacement, la réparation et l'installation des systèmes de confinement, notamment le regarnissage des transformateurs et du matériel contenant de l'hexafluorure de soufre. En outre, nous avons instauré des mesures d'urgence 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 biphényles polychlorés (BPC), 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 BPC et les herbicides.

Nous désaffectons régulièrement du matériel contaminé aux BPC et évacuons les déchets de BPC en vue de leur décontamination ou de leur destruction. Tout l'équipement électrique à haute tension renfermant des concentrations de BPC supérieures à 10 000 particules par million a été retiré. Certains équipements contenant de l'huile minérale contaminée aux BPC demeurent en service, y compris un nombre estimatif de 9 500 transformateurs du réseau de distribution, ainsi que de petites composantes électriques aux postes de transport. L'huile minérale contaminée aux BPC dans de petites composantes du matériel de transport est soumise à des tests et recyclée dans le cadre des programmes de révision des postes.

Le 4 novembre 2006, Environnement Canada a publié un nouveau projet de règlement régissant la gestion des BPC. Ce projet de règlement sera parachevé plus tard en 2007. Nous avons estimé à entre 250 millions de dollars et 375 millions de dollars les dépenses autres qu'en immobilisations requises afin de nous conformer à ce projet de règlement. S'il y a lieu, la plupart de ces dépenses additionnelles seraient engagées durant la période allant de 2013 à 2025.

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 de gestion 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 la *Loi sur les pesticides*. Tel qu'il est indiqué ci-dessous, l'utilisation historique d'un herbicide a contaminé certaines de nos propriétés et quelques propriétés avoisinantes.

Les produits de préservation du bois utilisés sur les poteaux de bois les protègent contre les champignons et les insectes et prolongent ainsi leur vie utile. Dans le passé, nous avons utilisé des poteaux imprégnés de pentachlorophénol. Nous réglerons les problèmes de contamination liés à la migration de cette substance à mesure qu'ils se produiront.

Évaluation et remise en état des terrains

Nous avons élaboré un programme volontaire d'évaluation de terrains et de remise en état afin de repérer la présence de tout contaminant lié à nos postes de transport et de distribution, à nos centres de réparation et à nos centrales dans les régions éloignées et, au besoin, de remédier à une telle situation. Ce programme vise le repérage systématique de toute contamination qui provient de ces installations ou qui

s'y trouve et, le cas échéant, la mise au point de mesures correctives pour Hydro One et les propriétés privées adjacentes. Les contaminants potentiels comprennent les huiles isolantes, les substances utilisées dans le passé pour la lutte contre la végétation, comme l'anhydride arsénieux, le mazout, l'essence, les BPC et les produits de préservation du bois comme le pentachlorophénol. Les évaluations environnementales de phase I ont été exécutées à la plupart des postes de transport, des centres de réparation et des centrales dans les régions éloignées. Un nombre restreint d'évaluations de phase I ont été entreprises aux postes de distribution, compte tenu de leur nombre élevé et de leur historique d'exploitation similaire. Une présélection de sites comprenant un échantillonnage des sols dans les zones probables de contamination a été entreprise à la plupart de ces endroits.

Le programme vise environ 1 562 sites. À 672 de ces sites, les analyses ont révélé qu'au moins un échantillon de sol ou d'eaux souterraines présentait une teneur supérieure aux normes du ministère de l'Environnement (pour au moins une substance visée). Nous avons achevé le nettoyage de 127 sites, à certains desquels nous avons enlevé des réservoirs souterrains de stockage de carburant ou de ravitaillement. D'autres travaux pourraient être nécessaires si nous vendons ou désaffectons ces sites. Nous avons élaboré un système de classification des propriétés fondé sur les risques pour faciliter l'établissement des priorités aux fins d'un échantillonnage de phase II, et ce système est complété par des inspections visuelles des sites et de propriétés réceptrices avoisinantes. Les mesures correctrices et, le cas échéant, de gestion des risques sont prises en fonction des résultats de l'échantillonnage de phase II et des discussions qui sont menées avec les propriétaires des propriétés touchées et les autorités de réglementation. Le ministère de l'Environnement (au niveau local et à l'échelon de la direction) ainsi que les autorités locales et les médecins hygiénistes du ministère de la Santé participent activement au programme.

Les coûts futurs reliés au programme d'évaluation de sites et de mesures correctives sont actuellement évalués à quelque 44,5 millions de dollars au cours des neuf prochaines années. Les dépenses estimatives pour 2007 s'élèvent à environ 11,4 millions de dollars.

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 pour dire que le risque pour la santé publique découlant d'une exposition aux champs électriques et magnétiques n'a pas été établi. C'est ce qui ressort d'une déclaration de Santé Canada selon laquelle les niveaux courants d'exposition aux champs électriques et magnétiques ne présentent aucun risque connu pour la santé. Nous commanditons des recherches et nous surveillons les développements nationaux et internationaux. 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 d'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 qui nous ont été transférés. 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 le 1^{er} avril 1999. Outre les réclamations que nous assumons, nous sommes de temps à autre nommés en tant que partie défenderesse dans des poursuites judiciaires qui surviennent dans le 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 supérieure de justice de l'Ontario demandant des dommages de 150 millions de dollars, ainsi que l'exécution de certaines ententes et une injonction provisoire. Le 31 octobre 2006, cette poursuite contre tous les défendeurs a été rejetée sans frais.

Le 29 mars 1999, la bande de la Première Nation Whitesand a intenté une poursuite devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario citant, à titre de défendeurs, la province, le procureur général du Canada, Ontario Hydro, la SFIEO, Ontario Power Generation Inc. et notre société. Le 24 mai 2001, la bande de la Première Nation Whitesand a exercé un recours presque identique contre les mêmes parties. La deuxième réclamation est motivée par la défense procédurale présentée par la province selon laquelle un avis approprié de la première réclamation n'a pas été donné conformément à la *Loi sur les instances introduites contra la Couronne* (Ontario). Ces poursuites exigent une mesure de redressement déclaratoire, une 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, des lignes de transport d'énergie électrique 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 d'Ontario Hydro et une admissibilité aux augmentations des annuités de traités et invoque la violation d'un contrat allégué visant le remboursement à la bande des frais de négociation avec Ontario Hydro. La bande Whitesand invoque des causes multiples d'action, y compris la violation du droit de propriété, le manquement aux obligations fiduciaires, la nuisance et la négligence. La cause du 24 mai 2001 a été regroupée en 2004 avec une revendication similaire que la bande des Premières Nations Red Rock a présentée le 7 septembre 2001, étant donné que toutes les questions procédurales dans les deux affaires étaient identiques. Les réclamations des bandes Whitesand et Red Rock sont maintenant énoncées dans le cadre d'une action unique. Les réclamations qui ont trait aux activités d'Ontario Hydro (c'est-à-dire les inondations) sont des questions qui relèveraient de la compétence d'Ontario Power Generation Inc. aux termes des ordonnances de transfert prévues en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Dans le cadre de la réclamation issue de la réunion d'actions, les bandes Whitesand et Red Rock tentent de relier Hydro One aux allégations relatives aux inondations en faisant valoir que le réseau de transport est intégré dans l'ensemble du réseau électrique, qui englobe le mode de production de l'électricité. Hydro One n'a produit aucune défense jusqu'à maintenant. Hydro One estime qu'il est improbable que l'issue de ce litige ait un impact défavorable important sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos perspectives.

Santé et sécurité

Hydro One estime que la santé et la sécurité d'une importance cruciale pour l'exploitation de son entreprise, maintient un rendement de premier quartile dans certains secteurs clés et continue d'élaborer, de mettre en œuvre et de maintenir des programmes et initiatives progressistes. Nous avons à cœur de créer et de maintenir un milieu de travail sûr et nous concentrons nos efforts sur l'élimination des blessures graves et des situations dangereuses qui auraient pu en être l'occasion. Nous avons élaboré un certain nombre de programmes et de pratiques afin de prévenir les blessures et de réduire au minimum le risque de tout préjudice que nos installations et nos activités peuvent causer au public. Nous avons mis en place des politiques visant la santé et la sécurité des travailleurs et la sécurité publique.

Les indicateurs et les cibles de rendement en matière de sécurité d'entreprise qui ont été élaborés permettent de mesurer le niveau de gravité des incidents, particulièrement les incidents à haute tension pouvant entraîner des décès ou causer des blessures très graves. De plus, des mesures sont en place afin d'évaluer le nombre de jours de travail perdus en raison d'accidents du travail. Ces indicateurs font l'objet d'un suivi par la direction et par le comité de santé et sécurité du conseil d'administration. La rémunération des employés est en partie liée à l'atteinte des cibles de rendement annuelles en matière de

sécurité. En cas de blessure, un processus de suivi efficace nous permet d'assurer que les employés se rétablissent et reviennent au travail le plus tôt possible.

Divers programmes et pratiques ont été mis en œuvre pour améliorer notre rendement en matière de sécurité. Les mesures mises en œuvre comprennent des programmes de formation et de soutien pour les jeunes travailleurs, y compris les apprentis, la préservation des compétences de base par la sélection de surveillants et l'examen et la mise à jour de programmes de surveillance, ainsi que l'amélioration du processus d'adjudication des contrats, afin de favoriser l'établissement de normes claires et uniformes pour l'exécution du travail et une meilleure compréhension du processus décisionnel menant à l'amélioration du rendement. Les inspections des lieux de travail et le programme de stages et de mentorat dans les principaux secteurs de l'entreprise contribuent également à faire de nos installations un milieu de travail plus sûr, parce qu'elles permettent la détection des dangers, la mise en place de dispositifs de protection avant le début du travail, ainsi que le développement et le maintien d'une culture d'entreprise fortement axée autour de la sécurité. Notre processus d'enquête nous permet d'en apprendre davantage sur les accidents de manière à les prévenir et à améliorer la planification des tâches.

Hydro One a intégré la gestion de la santé et sécurité dans un seul système de gestion de la santé et sécurité et de l'environnement. Une évaluation et une gestion efficaces des risques sont cruciales pour réduire avec succès les risques et améliorer le rendement sur le plan de la sécurité. Au sein de l'organisation, les dangers ont été décelés et les mesures ont été prises pour réduire les risques au minimum.

Le vérificateur général de l'Ontario et son rapport annuel 2006

En raison de modifications apportées à la *Loi sur le vérificateur général* de l'Ontario, qui sont entrées en vigueur le 11 novembre 2004, le mandat du bureau du vérificateur général de l'Ontario (le « VG ») a été étendu. En effet, celui-ci doit dorénavant procéder à des vérifications d'entités telles que Hydro One. Le rapport annuel 2006 du Bureau du vérificateur général de l'Ontario (le « rapport ») a été déposé devant l'Assemblée législative de l'Ontario le 5 décembre 2006. L'article 3.07 du rapport contient les résultats de la première vérification de l'optimisation des ressources effectuée à Hydro One dans le cadre du mandat élargi du VG. La vérification visait l'exercice 2005 et les contrôles touchés étaient principalement liés à l'exploitation. Le VG a déterminé que Hydro One avait des politiques adéquates pour s'assurer que ses biens et services étaient acquis de manière à optimiser les ressources. Toutefois, il a noté que les systèmes et procédures ne permettaient pas d'assurer la conformité aux politiques de la Société. Les constatations et recommandations portaient sur les commandes permanentes, les achats auprès d'un fournisseur unique, l'approvisionnement auprès de consultants et de personnel contractuel, l'exhaustivité des documents dans les dossiers d'approvisionnement, la gestion des contrats d'impartition des procédés administratifs et l'utilisation des cartes de crédit d'entreprise, y compris les chèques. Avant la vérification, la direction était en voie de mettre en œuvre diverses politiques et procédures afin de raffermir les contrôles et de régler certains problèmes relevés au cours de vérifications internes précédentes dans les domaines examinés. Ce processus est maintenant terminé et se rapporte à bon nombre des préoccupations et recommandations soulevées par le VG. Toutes les recommandations du VG ont été suivies.

RÉGLEMENTATION

Régime législatif et fonctionnement

Généralités

La *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, dans leur version modifiée de temps à autre, établissent en grande partie le vaste cadre législatif du marché concurrentiel de l'électricité en Ontario. La *Loi de 1998 sur l'électricité* a mis en œuvre les principes fondamentaux de la restructuration du secteur de l'électricité en Ontario et a permis l'instauration du

libre-accès non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution. La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* a étendu la compétence et le mandat de la CEO à la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Ces deux lois ont été modifiées à plusieurs reprises, comme l'indique la description qui en est faite ci-après.¹⁾

Depuis le 1^{er} mai 2002, date de l'instauration du libre-accès, les prix de l'électricité en Ontario sont déterminés par les forces du marché de gros de l'électricité qu'administre la SIERE. Cette dernière est le coordonnateur centralisé et indépendant des réseaux d'électricité qui est chargé de maintenir la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité en Ontario, de superviser l'exploitation du réseau dirigé par la SIERE. Cette dernière détient une autorisation de la CEO et est financée au moyen des frais qu'approuve la CEO et qui sont prélevés auprès de tous les intervenants du marché. Se reporter à la rubrique « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Convention d'exploitation avec la SIERE ».

Les intervenants du marché peuvent acheter ou vendre de l'électricité sur les marchés de gros au comptant qu'administre la SIERE. Ils peuvent aussi conclure des contrats entre eux, mais ils sont tenus de planifier de telles opérations avec la SIERE.

Les usagers de l'électricité sur le marché de détail sont libres de choisir leur fournisseur. Ils peuvent conclure un contrat avec le détaillant de leur choix ou continuer de recevoir le service d'approvisionnement ordinaire de leur distributeur titulaire. Dans chaque cas, le distributeur est tenu de continuer de leur livrer de l'électricité, tant qu'ils demeurent raccordés à ce réseau de distribution. Se reporter à la rubrique « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Codes de l'industrie de l'électricité ».

Chaque distributeur, y compris notre société, continue d'avoir l'obligation de brancher et d'approvisionner les abonnés conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité*, aux modalités de ses permis de distribution et des ordonnances tarifaires. Le 1^{er} mai 2002, nous avons commencé à fournir l'électricité en conformité avec les dispositions du code de service d'approvisionnement ordinaire qu'a élaboré la CEO et la grille tarifaire réglementée, le cas échéant, aux clients raccordés à notre réseau de distribution qui n'avaient pas choisi un détaillant concurrent (nos abonnés du service d'approvisionnement ordinaire). Se reporter à la rubrique « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Codes de l'industrie de l'électricité ».

En mai 2005, la CEO a achevé un processus de consultation et d'examen qui s'est traduit par la publication du manuel des tarifs de distribution de l'électricité pour 2006. Ce manuel a servi de fondement à l'examen par la CEO des besoins de revenus des entreprises de services publics de distribution d'électricité, de manière que les tarifs puissent être rajustés en fonction de la moyenne historique ou des besoins prévus en vue d'une mise en application d'ici le 1^{er} mai 2006. Se reporter aux rubriques « Réglementation – Ordonnances tarifaires et questions connexes relatives aux entreprises de Hydro One – Transport – Ordonnances tarifaires en vigueur et examen de la structure tarifaire existante de l'entreprise de transport » et « Réglementation – Ordonnances tarifaires et questions connexes relatives aux entreprises de Hydro One – Distribution – Ordonnances tarifaires visant les collectivités éloignées ». Le groupe de travail qui a commencé ses activités en septembre 2005 se penche sur les

¹⁾ Les lois modificatrices sont notamment les suivantes : la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*, la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, la *Loi de 2003 sur la protection des consommateurs et la régie de la Commission de l'énergie de l'Ontario* et la *Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie*.

questions de répartition des coûts. Ce groupe avait à l'automne 2006 un modèle des documents à déposer, ce qui permettra aux distributeurs de déposer de nouvelles études de répartition des coûts en 2007.

De plus, les modifications législatives ont créé l'OEO, société sans but lucratif indépendante dont le mandat est le suivant :

- évaluer si les réserves d'électricité sont adéquates et fiables à moyen terme et à long terme;
- prévoir la demande future en électricité et les possibilités en matière de conservation et d'énergie renouvelable;
- dresser un plan intégré du système concernant la production, la transmission et la conservation de l'électricité;
- planifier et coordonner les activités liées à la conservation de l'électricité et à la gestion de la demande en électricité par l'intermédiaire d'un Bureau des économies d'énergie;
- trouver de nouvelles sources d'approvisionnement, de transmission et de gestion de la demande, par le biais d'appels d'offres ou de contrats;
- aider la province à atteindre son objectif en matière d'énergie de remplacement et renouvelable.

L'OEO est habilité à contracter des emprunts, notamment auprès de la province, et devrait s'autofinancer au moyen des tarifs qu'approuve la CEO. Chaque administrateur de l'OEO occupe son poste à titre indépendant et non en tant que représentant d'une catégorie de personnes au sein du secteur d'activité.

Le 13 juillet 2006, le ministère de l'Énergie a publié une directive à l'intention de l'OEO au sujet de sa décision de faire porter à l'OEO la responsabilité d'organiser la livraison et le financement des programmes de CGD par l'intermédiaire de distributeurs en Ontario. Se reporter à la rubrique « Développement général de l'entreprise – Conservation et gestion de la demande ».

Le rôle de la SIERE a aussi été modifié. La responsabilité de la SIERE en ce qui concerne les prévisions à moyen terme et à long terme de la demande d'électricité a été transférée à l'OEO, et celles qui concernent la surveillance du marché sont transférées à la CEO. Par le biais de son système de facturation et de règlement, la SIERE doit veiller à ce que, progressivement, le prix que paient les intervenants ontariens corresponde au coût réel de l'électricité. La SIERE conserve ses fonctions aux égards suivants :

- la direction du marché de gros ainsi que le fonctionnement et la fiabilité du réseau d'électricité;
- les prévisions à court terme;
- l'observation des règles du marché.

Dans le cadre de son rôle plus étendu, la CEO exerce les fonctions suivantes :

- promouvoir l'efficacité économique et la rentabilité dans les domaines de la production, du transport et de la distribution d'électricité ainsi que de la gestion de la demande d'électricité;
- examiner et approuver les plans de l'OEO à l'égard du PREI ainsi que ses processus d'acquisition;
- réglementer les paiements versés aux producteurs à l'égard d'installations de production réglementées;
- réglementer tous les éléments du prix de l'électricité, notamment la production, pour les petits consommateurs et les consommateurs désignés.

Le rôle des distributeurs d'électricité a également été étendu pour leur permettre de s'occuper de gestion de l'énergie. La loi a également été modifiée afin de promouvoir l'accroissement de l'approvisionnement en électricité et de la capacité de production, de faciliter la gestion de la charge et de la demande, d'encourager l'économie et l'utilisation efficace de l'électricité et de réglementer les prix dans certains segments du secteur de l'électricité. Les principaux éléments des modifications législatives qui touchent les entreprises de Hydro One sont les suivants :

- le maintien de la structure du marché de gros pour l'achat et la vente d'électricité en Ontario;
- l'approbation préalable du ministre pour la présentation à la CEO d'une requête concernant les tarifs de distribution n'est plus nécessaire;
- le ministre de l'Énergie est explicitement habilité à fixer des objectifs touchant la conservation de l'énergie et la production d'énergie renouvelable ainsi que des lignes directrices relativement à la diversité des sources d'approvisionnement.

Des modifications découlent également de la *Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie*, qui a reçu la sanction royale le 28 mars 2006. Cette loi prévoit le cadre de réglementation relatif à l'installation de compteurs intelligents dans les résidences et entreprises de l'Ontario d'ici 2010. En vertu de celle-ci, une nouvelle entité surveillera les systèmes et technologies de communication, recueillera et gèrera les données et pourrait faciliter l'acquisition de compteurs. Les distributeurs seront propriétaires des compteurs et en feront l'installation, l'exploitation et l'entretien. Se reporter à la rubrique « Développement général de l'entreprise – Compteurs intelligents ».

Arrangements contractuels, codes et permis

Convention d'exploitation avec la SIERE

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la SIERE doit conclure avec les transporteurs des ententes lui donnant l'autorisation de diriger l'exploitation de leurs réseaux. Le 8 juin 2001, nous avons conclu avec la SIERE notre convention d'exploitation d'une durée de 10 ans, qui établit les responsabilités spécifiques des parties concernant la prestation du service de transport. Cette convention remplit notamment les fins suivantes : elle identifie nos installations qui seront incluses dans le réseau dirigé par la SIERE; elle prévoit que la SIERE dirigera l'exploitation des installations de notre filiale Hydro One Networks Inc.; elle définit les obligations respectives de Hydro One Networks Inc. et de la SIERE concernant l'exploitation de ces installations; elle prévoit la coordination des modifications et des ajouts touchant les installations de transport entre Hydro One Networks Inc. et la SIERE; elle fixe les modalités et conditions concernant le partage et le caractère confidentiel des renseignements, la supervision et les installations de télécommunications, ainsi que la délimitation des responsabilités pour les relais de protection; et elle traite des questions de responsabilité et d'indemnisation.

Par contraste, la portion du réseau de l'Ontario qui est affectée à la distribution n'est pas dirigée par la SIERE et demeure assujettie au contrôle opérationnel des sociétés de distribution locale, en conformité avec le régime réglementaire.

Liens de Hydro One avec d'autres intervenants du marché

Les producteurs, les sociétés de distribution locale et les clients branchés directement à notre réseau de transport doivent conclure une convention avec nous pour assurer un service de branchement fiable, conformément au code des réseaux de transport établi par la CEO.

Certains intervenants du marché, comme les producteurs et les grands consommateurs qui sont intégrés dans les réseaux de distribution, sont raccordés au marché de gros par des lignes et des installations définies comme de la « distribution » et appartenant à des sociétés de distribution locale. En vertu de la

Loi de 1998 sur l'électricité, les sociétés de distribution locale doivent, à tout le moins, permettre aux producteurs et aux abonnés admissibles d'accéder sans discrimination aux marchés de gros administrés par la SIERE. Les sociétés de distribution locale doivent informer la SIERE de toute situation dans leur réseau de distribution pouvant influencer sur la capacité des producteurs et des clients intégrés de participer aux marchés élargis administrés par la SIERE.

Codes de l'industrie de l'électricité

La CEO a approuvé le code des relations entre les membres du même groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité, le code du service d'approvisionnement ordinaire, le code des réseaux de transport, le code des réseaux de distribution, le code du règlement des ventes au détail et le code de conduite des détaillants en électricité. Ces codes prescrivent les normes de conduite et les normes de service minimums pour les transporteurs, les distributeurs et les détaillants sur le marché de l'électricité.

Le code des relations entre les membres du même groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité établit les normes et conditions d'interaction entre les distributeurs ou transporteurs d'électricité et les sociétés membres du même groupe. Nos filiales par l'intermédiaire desquelles nous transportons et distribuons l'électricité sont donc assujetties à ce code. Parmi ses principaux objectifs, le code vise à réduire au minimum la possibilité, pour un distributeur ou un transporteur, d'interfinancer des activités concurrentielles ou non monopolistiques.

Le code du service d'approvisionnement ordinaire régit la conduite des distributeurs, notamment notre société, dans leur prestation du service d'approvisionnement ordinaire. Aux termes de ce code, les tarifs d'un distributeur pour ce service sont autorisés par la CEO et sont constitués du prix de l'électricité et de frais administratifs qui visent à permettre au distributeur de recouvrer ses coûts de prestation du service. La CEO approuvait nos tarifs à l'égard du service d'approvisionnement ordinaire. Toutefois, en raison des modifications législatives dont il est question précédemment, le 1^{er} avril 2005, nos tarifs à l'égard du service d'approvisionnement ordinaire ont été assujettis à la GTR, plutôt que d'être fixés par la réglementation. Le 16 juin 2005, un code du service d'approvisionnement ordinaire révisé a été publié pour refléter ces modifications. Se reporter à la rubrique « Réglementation – Ordonnances tarifaires et questions connexes relatives aux entreprises de Hydro One ». Le code des réseaux de transport et le code des réseaux de distribution établissent les conditions minimales qu'un transporteur ou un distributeur, respectivement, doit remplir pour satisfaire à ses engagements concernant le transport et la distribution d'électricité.

Les modalités du code des réseaux de transport s'appliquent à toutes les opérations et interactions entre un transporteur et les distributeurs, producteurs et consommateurs d'électricité branchés directement au réseau de transport. Le 20 août 2005, la CEO a achevé un examen du code des réseaux de transport et d'autres questions qui s'est étalé sur trois ans, après quoi elle a publié un code des réseaux de transport révisé qui donne effet à la décision que la CEO a rendu en juin 2004 sur les principes régissant l'évitement du réseau de transport, la capacité disponible, la responsabilité des coûts, leur évaluation économique et les possibilités de contestation s'y rapportant. Cette décision permet aux clients d'établir de nouvelles connexions dont Hydro One aurait autrement été propriétaire et exploitante. La contrepartie payable à Hydro One pour les biens acquis ou contournés se limite à la valeur comptable nette des biens. Toutefois, les installations de production existantes ne peuvent se brancher de nouveau pour éviter les tarifs de transport (car cette pratique ne crée pas de nouvelles installations de production dans la province). Dans sa décision, la CEO accepte également le principe que cet évitement puisse entraîner une hausse des tarifs. Hydro One a mis en œuvre des mesures et un processus d'évaluation de conformité qui reflètent les modifications apportées au code des réseaux de transport. Conformément au code des réseaux de transport révisé, Hydro One a déposé une version définitive de ses procédures de branchement révisées le 20 août 2006.

Le code des réseaux de distribution s'applique à toutes les opérations et interactions entre un distributeur et tous les détaillants, producteurs, distributeurs, transporteurs et consommateurs d'électricité qui utilisent le réseau de distribution du distributeur. Après une consultation des parties prenantes en 2003, la CEO a modifié le code des réseaux de distribution dans le but de clarifier et de simplifier le processus et les exigences de branchement, ces modifications étant en vigueur depuis mars 2004. La CEO a également modifié le code des réseaux de distribution afin d'obliger les consommateurs d'électricité à verser des dépôts de sécurité, dans le but d'assurer un traitement équitable et uniforme de l'ensemble des distributeurs, cette modification étant en vigueur depuis juillet 2004. La CEO a de nouveau révisé ce code afin d'obliger les distributeurs à fournir aux consommateurs de l'information normalisée sur la sécurité en cas de débranchement. En 2005, la CEO a apporté au code des réseaux de distribution trois modifications qui étaient nécessaires pour le rendre compatible avec le programme d'offre standard du ministère de l'Énergie encourageant les petits producteurs à utiliser des ressources propres ou renouvelables qui sont intégrées dans les réseaux de distribution et avec les mesures de l'OEO dans ce domaine. Les modifications avaient pour but de tenir compte de la facturation nette dans le cas des producteurs admissibles et de voir à la clarté et à l'uniformité des processus prévus en ce qui a trait aux branchements et à l'agrandissement d'installations. En 2006, l'OEO a introduit des modifications relatives au code des réseaux de distribution se rapportant à de nouveaux branchements et à l'agrandissement d'installations. Les modifications visent à améliorer la transparence concernant la façon dont il est tenu compte des coûts de branchement dans les évaluations économiques des agrandissements d'installations et à clarifier les règles pour une plus grande uniformisation des méthodes entre les distributeurs.

Le code du règlement des ventes au détail prévoit les obligations d'un distributeur quant à ses liens avec les autres intervenants du marché de détail ainsi que son rôle en tant qu'administrateur des règlements sur le marché de détail. Ce code, conjugué au manuel des tarifs de distribution de l'électricité, vise à assurer, sous réserve du risque de crédit, que les distributeurs ne font pas de profits et ne subissent pas de pertes lorsqu'ils se chargent des règlements sur le marché de détail. En particulier, les distributeurs desservis par le réseau de distribution de notre société pourraient recevoir de l'électricité de nous plutôt que de l'acheter auprès des intervenants du marché de gros. En pareil cas, nous devrions majorer notre fonds de roulement pour couvrir les comptes clients et l'augmentation des coûts permanents et nous nous attendrions à récupérer ces coûts au moyen de notre ordonnance tarifaire de distribution. Le 1^{er} avril 2005, une version révisée du code du règlement des ventes au détail a été publiée pour refléter les modifications que nécessitait la structure de la GTR. Se reporter à la rubrique « Réglementation – Ordonnances tarifaires et questions connexes relatives aux entreprises de Hydro One ».

Le code de conduite des détaillants en électricité prévoit les normes minimales selon lesquelles un détaillant en électricité autorisé peut vendre au détail de l'électricité. Des conditions particulières pourraient s'appliquer aux offres présentées aux clients résidentiels ou aux petites entreprises.

Permis dans l'industrie de l'électricité

En 2003, la CEO a entrepris un examen des permis de tous les transporteurs, distributeurs et producteurs d'électricité en Ontario. Les nouveaux permis comportent une durée de 20 ans et intègrent les exigences de la CEO en matière d'information et de tenue de registres. De nouveaux permis ont été délivrés en 2004 à l'égard de toutes nos entreprises réglementées.

Permis de transport

Les principales modalités de notre permis de transport sont les suivantes :

- ***Obligation de conclure une convention avec la SIERE*** – Nous sommes tenus de conclure la convention d'exploitation avec la SIERE dont il a été traité précédemment et qui prévoit la direction, par celle-ci, de l'exploitation de notre réseau de transport. Le 8 juin 2001, nous avons conclu notre convention d'exploitation avec la SIERE. Se

reporter à la rubrique « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Convention d’exploitation avec la SIERE ».

- ***Accès non discriminatoire*** – Si un producteur, un distributeur, un détaillant, un grossiste ou un abonné nous demande de transporter de l’électricité sur notre réseau de transport, nous devons, sous réserve des contraintes de capacité, offrir de transporter l’électricité pour le compte du demandeur, d’une manière compatible avec les règles du marché pertinentes et le code des réseaux de transport.
- ***Obligation de branchement*** – Nous ne pouvons refuser une offre de branchement à notre réseau de transport qui a été faite conformément aux modalités de notre ordonnance tarifaire de transport, aux règles du marché et au code des réseaux de transport, à moins d’y être autorisés par la CEO, la législation ou les codes, normes ou règles que nous devons respecter à titre de condition de notre permis. Nous devons répondre à une demande de branchement dans les 30 jours ouvrables, en conformité avec les procédures publiées de branchement.
- ***Obligation de maintenir l’intégrité du réseau*** – Nous devons maintenir notre réseau de transport en fonction des normes établies dans notre convention avec la SIERE, des règles du marché et de toute autre norme d’exploitation ou de planification reconnue dans l’industrie que la CEO a précisées.
- ***Tarifs de transport*** – Nous ne pouvons exiger des frais de transport d’électricité ou de branchement à notre réseau de transport, sauf conformément à notre ordonnance tarifaire de transport.
- ***Séparation de l’activité commerciale*** – Notre entreprise de transport doit séparer ses registres financiers de ceux de toute autre entreprise de Hydro One.
- ***Expansion du réseau de transport*** – Nous ne pouvons construire, élargir ou renforcer notre réseau de transport ou effectuer une interconnexion, sauf conformément à la législation, à la réglementation, au code des réseaux de transport et aux règles du marché. La CEO peut nous demander d’étendre ou de renforcer notre réseau de transport si elle détermine que la sécurité, la fiabilité ou l’intégrité du réseau est menacée. Nous devons nous efforcer d’accroître de 2 000 MW notre capacité d’interconnexion avec les territoires voisins d’ici le 1^{er} mai 2005. Le 1^{er} mai 2005, nous avons obtenu les approbations nécessaires pour certains projets, mais l’ajout de capacité n’a pas beaucoup avancé. Certains projets sont en cours ou sur le point d’être terminés dans le Michigan et au Québec. Se reporter à la rubrique « Description de l’entreprise – Notre entreprise de transport – Projets liés à la capacité d’interconnexion ». Nous avons tenu la CEO au courant de nos progrès et nous continuons de le faire depuis le 1^{er} mai 2005 afin de lui permettre d’évaluer nos efforts.
- ***Présentation de l’information*** – Nous sommes tenus de maintenir des registres, de fournir à la CEO les renseignements que celle-ci peut exiger à l’occasion et de l’informer de tout changement important de circonstances au plus 20 jours après la date à laquelle le changement s’est produit.
- ***Restrictions applicables à la communication d’information*** – Certaines restrictions s’appliquent à notre utilisation de l’information concernant des consommateurs, des détaillants, des grossistes et des producteurs ainsi qu’à la communication de cette information. Nous devons obtenir le consentement à la communication de cette

information, sauf dans certaines situations précises, et devons informer les parties en cause des conditions auxquelles cette information peut être divulguée sans leur consentement.

Permis de distribution

Les modalités et conditions de nos trois permis de distribution sont similaires à celles de notre permis de transport décrites ci-dessus. De plus, ces permis :

- ***Séparation de l'activité commerciale*** – obligent l'entreprise de distribution à tenir des registres financiers distincts de ceux de l'entreprise de transport;
- ***Tarifs de distribution*** – créent une obligation d'exiger des tarifs qui respectent une ordonnance de la CEO et qui sont conformes aux méthodes et techniques imposées par le manuel de tarification de la distribution de l'électricité, le code des réseaux de distribution, le code du service d'approvisionnement ordinaire et le code du règlement des ventes au détail;
- ***Respect du code*** – exigent le respect du code du règlement des ventes au détail et du code des relations entre les membres du même groupe pour les distributeurs et transporteurs d'électricité;
- ***Rabais*** – prescrivent la façon dont nous devons transmettre aux abonnés les rabais d'Ontario Power Generation Inc.;
- ***Obligation en matière de branchement et de service*** – imposent l'obligation, à notre entreprise de distribution, de brancher un immeuble à notre réseau de distribution dans les circonstances prescrites, et de vendre de l'électricité ou d'assurer son approvisionnement à chaque personne raccordée à notre réseau de distribution, conformément à nos ordonnances tarifaires de distribution et au code du service d'approvisionnement ordinaire, de même que de vendre l'électricité aux consommateurs d'une manière compatible avec les modalités et conditions de ces dispositions.

Ordonnances tarifaires et questions connexes relatives aux entreprises de Hydro One

La CEO approuve tant les besoins de revenus de nos entreprises réglementées que leurs tarifs. Les tarifs sont conçus pour permettre à nos entreprises de recouvrer les coûts autorisés et de gagner un taux de rendement annuel spécifié des capitaux propres moyens attribuables à nos actions ordinaires.

L'expression « base tarifaire de services publics » vise l'investissement dans l'entreprise réglementée (y compris 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 base tarifaire de services publics est utilisée pour déterminer la structure du capital approuvée pour les entreprises réglementées afin d'établir les frais financiers et le rendement des capitaux propres attribuables à l'actionnaire, autorisés pour ces entreprises. En 1999, la CEO a approuvé pour nos entreprises réglementées une structure du capital constituée à 60 % de titres de créance comportant un coût moyen pondéré d'environ 7,7 %, à 4 % d'actions privilégiées à dividende de 5,5 % et à 36 % d'actions ordinaires.

Se reporter à la rubrique « Développement général de l'entreprise » pour obtenir une analyse des modifications considérables qui ont été apportées à la réglementation des tarifs relatifs aux services publics depuis l'instauration du libreaccès.

Transport

Ordonnances tarifaires en vigueur et examen de la structure tarifaire existante de l'entreprise de transport

Pour 2000, l'ordonnance tarifaire (entrée en vigueur le 1^{er} avril 1999) que la CEO a rendue pour notre entreprise de transport approuvait des besoins de revenus annuels de 1,2 milliard de dollars. Au moment d'établir les besoins de revenus, la CEO a approuvé une base tarifaire de services publics de 5,7 milliards de dollars, des coûts et charges nets de 549 millions de dollars et des paiements en remplacement des impôts des sociétés de 139 millions de dollars pour 2000.

Le 15 janvier 2001, la CEO a rendu une autre ordonnance tarifaire, qui comprenait des tarifs de transport approuvés applicables uniquement à l'égard de nos clients des services de transport. Par la suite, la CEO a décidé d'établir un processus faisant intervenir tous les transporteurs d'électricité en Ontario pour élaborer des tarifs de transport uniformes qui s'appliqueraient à tous les clients des services de transport. Le 30 avril 2002, la CEO a approuvé des tarifs de transport qui s'appliqueraient sur une base uniforme à la demande de pointe horaire à tout point de livraison du service de transport en Ontario. Nos besoins de revenus et nos prévisions de charge approuvés sont demeurés inchangés par suite de l'adoption de ces tarifs uniformes. De plus, l'adoption par la CEO d'un tarif de transport uniforme réduit l'encouragement financier, pour les clients, de chercher un autre transporteur. La SIERE perçoit les revenus de transport de notre société et nous les remet sur une base mensuelle.

Le 26 octobre 2005, la CEO a entamé une instance visant à revoir nos tarifs de transport et à approuver nos besoins de revenus pour 2006, 2007 et 2008. Les tarifs de transport révisés devraient entrer en vigueur en 2007. Dans la première étape de cette procédure, la CEO a envisagé des options pour suivre les excédents ou les insuffisances du bénéfice net par rapport aux rendements approuvés par la CEO pour la période allant du 1^{er} janvier 2006 jusqu'à l'entrée en vigueur des tarifs de transport révisés.

Le 23 novembre 2005, nous avons proposé à la CEO un mécanisme de partage du bénéfice qui entraînerait un suivi des excédents ou des insuffisances du bénéfice. Ainsi, les excédents du bénéfice seraient remis aux clients sous la forme de projets d'expansion du réseau de transport qui sont cruciaux pour la santé économique de l'Ontario et l'exploitation sécuritaire du réseau. Le 21 février 2006, la CEO a annoncé une décision visant l'adoption d'un mécanisme de partage du bénéfice visant le partage à parts égales, entre notre actionnaire et nos clients, de tout bénéfice de transport excédant le taux de rendement approuvé de 9,88 % pour la période comprise entre le 1^{er} janvier 2006 et la date à laquelle de nouveaux tarifs seront établis. Par conséquent, 50 % de notre bénéfice excédentaire recouvré auprès de clients est reporté à titre de passif réglementaire. Cette décision a eu pour effet de réduire nos revenus de transport de 33 millions de dollars en 2006.

La deuxième phase du processus est actuellement en cours. Hydro One Networks a déposé sa demande de besoins de revenus de transport et de tarifs pour 2007 et 2008 auprès de la CEO le 12 septembre 2006. Les principales approbations demandées portent sur les points suivants :

- des besoins de revenus de transport de 1 263 millions de dollars pour 2007 et de 1 298 millions de dollars pour 2008, ce qui représente une augmentation sur 12 mois de moins de 0,5 % de la facture totale moyenne du client;
- une structure du capital répartie comme suit : 56 % de titres de créance, 4 % d'actions privilégiées et 40 % d'actions ordinaires ainsi qu'un rendement des capitaux propres de 10,5 %;
- une formule de rajustement des besoins de revenus de Hydro One pour 2009 et 2010 afin d'améliorer l'efficacité du processus de réglementation à l'avenir et de lui permettre de se concentrer sur l'ensemble de son plan de travail.

L'audience pour la deuxième phase de la demande de besoins de revenus de transport et de tarifs pour 2007 et 2008 devrait avoir lieu à la mi-avril 2007.

Le 8 décembre 2005, le CEO a rajusté les facteurs de répartition des revenus pour les transporteurs d'électricité de la province, de telle sorte que la quote-part des revenus attribuée à Great Lakes Power Ltd. a augmenté selon ses besoins de revenus approuvés. Par conséquent, notre part de l'ensemble des revenus provinciaux tirés du transport a diminué d'environ 13 millions de dollars par année à compter de 2006. Cette tendance se maintiendra tant que la CEO n'aura pas modifié les tarifs en fonction de notre demande de besoins de transport.

Les tarifs de transport actuels sont fondés sur les coûts entièrement répartis et liés à la fourniture des trois éléments suivants du service de transport :

- **Services de réseau** – Le réseau de transport correspond à la partie intégrée de notre réseau de transport à haute tension qui est partagée par tous les usagers et inclut toutes les installations à 500 kV, à 230 kV et à 115 kV qui peuvent être classées comme des installations à usage commun;
- **Services de branchement de lignes** – Les installations de branchement sont les parties périphériques de notre réseau de transport à haute tension qui sont affectées au service d'un abonné ou d'un producteur unique ou d'un groupe d'abonnés ou de producteurs. Les installations de branchement de lignes de transport sont les lignes périphériques de transport à haute tension qui raccordent le transformateur au réseau;
- **Services de branchement de transformation** – Les biens de branchement de transformation sont composés des installations de transformation à haute tension qui diminuent les tensions des niveaux de transport aux niveaux de distribution pour l'approvisionnement des abonnés.

De plus, les exportations d'électricité à l'extérieur de l'Ontario sont assujetties à des frais de transport à l'exportation de un dollar par MWh.

Concurrence

En vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, tous les concurrents qui détiennent un permis peuvent demander à la CEO la permission de construire des installations de réseau de transport en Ontario. L'adoption par la CEO d'un tarif de transport uniforme réduit la motivation financière pour les clients de chercher un transport substitut.

Dans le passé, les abonnés avaient la possibilité de construire et de détenir leurs propres installations de branchement au réseau de transport et d'éviter ainsi de payer nos frais de branchement. Seuls quelques grands clients industriels et les sociétés de distribution locale se sont prévalus de cette possibilité, probablement en raison des coûts élevés de construction. Selon le nouveau régime de réglementation, en plus d'éviter de nous verser des frais de branchement, les sociétés de distribution locale qui détiennent leurs propres installations de branchement au réseau de transport peuvent inclure ces biens dans leur base tarifaire et gagner à cet égard un rendement réglementé. Toutefois, de façon générale, les clients continueront d'avoir le choix de faire intégrer leurs nouvelles installations de branchement dans nos installations de transport et de transformation et nos groupes de lignes existants ou encore de construire et de détenir leurs installations de branchement. Nous prévoyons continuer d'entretenir et de restaurer nos biens de branchement existants et nous présenterons des offres portant sur la construction et la propriété de nouvelles installations.

Évitement

Il y a évitement lorsqu'un abonné à qui nous fournissons des installations de transport obtient après notre investissement la totalité ou une partie de ses services de transport d'une autre façon ou prend des mesures afin d'éviter d'utiliser nos services de transport avant la récupération de notre investissement au moyen des tarifs. La récupération du coût restant des installations délaissées nécessite ensuite l'accroissement des tarifs de transport pour les autres abonnés.

Dans sa décision de janvier 2001 portant sur la conception des tarifs de transport et la répartition des coûts, la CEO a traité de la question de l'évitement, dans le cas où un utilisateur de la charge installe un générateur pour répondre à la totalité ou à une partie de ses besoins. La CEO a décidé que les abonnés se verraient imputer des frais de branchement de lignes et des frais de branchement de transformation en fonction de leur demande totale d'électricité ou charge brute. Toutefois, compte tenu de la volonté d'encourager une nouvelle production et de la croissance prévue de l'utilisation du réseau (qui nous mettrait à couvert des incidences du délaissement résultant de l'évitement), les abonnés se verraient imputer des frais de réseau en fonction de leur charge nette. En somme, les clients qui produisent de l'électricité sur place peuvent épargner les frais de réseau autrement applicables lorsqu'ils achètent de l'électricité produite par des tiers. Cette décision d'imposer des frais de branchement de lignes et de transformation en fonction des charges brutes signifie que les producteurs internes assument une partie des frais liés à l'infrastructure de transport de l'Ontario, et ceci atténue donc les effets potentiellement négatifs de la génération interne sur notre entreprise de transport.

Bien que la décision de janvier 2001 ait clarifié la situation en matière d'évitement ainsi que les frais applicables aux clients acheteurs qui se dotent d'installations de production, deux sociétés, Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada et CASCO Inc., ont demandé d'être exonérées du paiement des frais de transport. Malgré notre opposition, le 4 septembre 2003, la CEO a accordé à ces deux sociétés la facturation en fonction de la charge nette pour leur branchement et les tarifs de transport réseau rétroactivement au 1^{er} mai 2002. Même si elle a exigé que Hydro One rembourse un total de 2,8 millions de dollars à ces deux sociétés, la CEO a refusé d'approuver la comptabilisation de la somme remboursée dans un compte de report en vue d'un recouvrement futur.

En août 2005, après un vaste processus de consultation, la CEO a publié une version révisée du code des réseaux de transport qui met en œuvre sa décision de juin 2004, qui porte notamment sur les principes régissant l'évitement des réseaux de transport. Se reporter à la rubrique « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Codes de l'industrie de l'électricité ».

Demandes de construction d'installations

Avec la création de l'OEO, le processus d'approbation applicable à d'importants projets de transport futurs a été modifié. Le PREI, que l'OEO doit soumettre à la CEO pour approbation, devra tenir compte de ces projets. Une fois ces projets approuvés, les transporteurs devront effectuer une étude d'impact et demander à la CEO une autorisation pour amorcer la construction. La CEO doit ensuite approuver de façon définitive la récupération des coûts liés aux installations dans le cadre d'une demande d'autorisation de tarifs de transport.

Le 14 novembre 2006, la CEO a publié des exigences de dépôt pour les demandes de transport, qui comprennent les exigences de dépôt pour les demandes d'autorisation de construction de projets de transport d'électricité en vertu de l'article 92 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Ces exigences seront appliquées durant la période de transition préalable à l'existence d'un PREI approuvé par la CEO afin d'assurer un examen complet des projets de transport proposés.

Couloirs de transport

Le 27 juin 2002, la province a adopté la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*. Cette loi prévoit notamment le transfert par Hydro One à la province de la propriété de tous les biens-fonds réservés aux couloirs de transport et des biens-fonds contigus en échange du droit d'utiliser les biens-fonds aux fins de transport et de distribution à compter du 31 décembre 2002. Certains de ces biens-fonds ont ensuite été transférés de nouveau à Hydro One. Se reporter à la rubrique « Dirigeants et autres personnes intéressés dans des opérations importantes – Liens avec la province et d'autres parties – Couloirs de transport ».

Distribution

Ordonnances tarifaires en vigueur et structure tarifaire de l'entreprise de distribution

Avec la présentation de la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*, les distributeurs, à compter du 1^{er} mars 2004, ont pu amorcer le recouvrement de certains éléments d'actif réglementaires liés à la distribution et les inclure dans leurs tarifs de façon provisoire. Le 28 janvier 2004, nous avons déposé une requête auprès de la CEO en vue de rajuster nos tarifs de distribution pour recouvrer de façon provisoire les éléments d'actif réglementaires visés par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité* pour la première année sur une période de recouvrement de quatre ans à compter du 1^{er} avril 2004. Le 9 décembre 2004, la CEO a rendu une décision finale par laquelle elle approuvait la récupération d'un montant total de 144 millions de dollars incluant les soldes des comptes d'écart relatifs au règlement des ventes au détail de Hydro One, les coûts de préparation au marché, certains comptes de report de frais environnementaux secondaires, les frais basse tension reportés et d'autres éléments d'actif réglementaires.

Le 17 août 2005, Hydro One a déposé une demande de tarifs de distribution aux termes de laquelle elle demandait l'approbation d'une hausse de 160 millions de dollars des besoins de revenus pour 2006 de notre entreprise de distribution pour les porter à un total de 965 millions de dollars. Ces besoins de revenus étaient fondés sur un rendement de 9,0 % des capitaux propres, soit un pourcentage conforme à la directive de la CEO pour l'établissement des tarifs de 2006. Hydro One a demandé le plein montant des besoins de revenus pour le recouvrement de tous les coûts ainsi que le recouvrement de certains actifs réglementaires comptabilisés pour la période allant du 1^{er} janvier 2004 au 30 avril 2006. Une audience a débuté en janvier 2006. Le 12 avril 2006, la CEO a approuvé l'ensemble des besoins de revenus de 965 millions de dollars et le rendement des capitaux propres de 9,0 %. L'application de nos nouveaux tarifs a entraîné une hausse de la facture totale de nos abonnés au service résidentiel standard d'environ 4,8 % (6,53 \$ par mois) (d'après une utilisation de 1 000 kWh par mois). Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} mai 2006.

La CEO a annoncé son intention d'établir un plan de tarification des services de distribution pluriannuel pour la période comprise entre 2007 et 2010. Le plan vise les objectifs suivants : fournir aux distributeurs une plus grande certitude sur le plan réglementaire au cours de la période comprise entre 2007 et 2010; améliorer l'efficacité dans le secteur de la distribution et jeter les bases d'un mécanisme de réglementation par incitatifs de 3^e génération. Par conséquent, la CEO a recours à un certain nombre de procédés généraux pour atteindre ses objectifs. Ces procédés sont notamment les suivants :

- Répartition des coûts : le 29 septembre 2006, la CEO a publié un rapport définitif sur l'examen de la répartition des coûts qui fait état de la méthodologie que les distributeurs doivent suivre lorsqu'ils déposent auprès de la CEO, à titre informatif, une étude de répartition des coûts fondée sur les besoins de revenus approuvés pour 2006.

- Mécanismes de réglementation par incitatifs de 2^e génération et coût du capital : le 20 décembre 2006, la CEO a publié son rapport définitif sur le coût du capital et le mécanisme de réglementation par incitatifs de 2^e génération, y compris des lignes directrices et exigences de dépôt pour la préparation des demandes de tarifs pour 2007. Les recommandations comprennent une formule d'établissement des tarifs pour 2007 avec l'établissement d'une nouvelle tarification pour tous les distributeurs ontariens entre 2008 et 2010. L'établissement d'une nouvelle base de tarification des services de distribution est un élément critique du plan de tarification des services de distribution d'électricité ou pluriannuel de la CEO. On aura recours à un processus de sélection pour déterminer quels distributeurs seront assujettis à la nouvelle base de tarification au cours de chacune des trois années comprises entre 2008 et 2010. L'établissement d'une nouvelle base de tarification constituera le fondement du mécanisme de réglementation par incitatifs de 3^e génération.

Nous prévoyons déposer notre demande de tarifs de distribution pour 2007 d'ici la fin de février 2007.

En août 2005, Hydro One a déposé une demande de tarifs de distribution par laquelle elle demandait l'approbation d'une hausse de 3 millions de dollars des besoins de revenus de distribution pour 2006 de Hydro One Brampton Networks Inc. pour les porter à 62,1 millions de dollars au total. La CEO traite cette demande tarifaire dans le cadre d'un processus distinct, indépendamment de la demande de tarifs de distribution de Hydro One Networks. La CEO a rendu sa décision le 12 avril 2006 et elle a approuvé les besoins de revenus de distribution de Hydro One Brampton de 62,1 millions de dollars. Cette décision sur la facture totale des abonnés au service résidentiel standard (d'après une utilisation de 1 000 kWh par mois) devrait se traduire par une augmentation de 1,2 % ou environ 1,30 \$ par mois.

Demandes tarifaires diverses

Le 15 novembre 2005, Hydro One a déposé auprès de la CEO une demande d'approbation de tarifs provisoirement applicables aux producteurs décentralisés faisant partie de la clientèle de Hydro One Networks Inc. jusqu'à ce que nous disposions des renseignements nécessaires pour déposer une demande d'approbation de tarifs fondée sur une étude de répartition des coûts. Ces tarifs, qui comprennent seulement la partie volumétrique de la charge, sont destinés à faciliter l'élimination d'une entrave financière à l'intégration de la production décentralisée dans le réseau de la province. La CEO a rendu sa décision le 17 avril 2006 et elle n'a pas approuvé les tarifs provisoires.

Le 26 avril 2005, Hydro One a reçu de la CEO l'approbation d'une modification tarifaire à l'égard des abonnés intégrés dans le réseau de distribution à basse tension de Hydro One qui sont approvisionnés à partir de points de livraison multiples à un poste de transformation unique et qui versent les frais de transport de détail. La modification permet le regroupement de la demande à l'égard de ces abonnés et vise à appliquer à ces abonnés un mode de facturation des tarifs de transport de détail similaire à celui qu'emploie la SIERE pour l'application des tarifs de transport à des abonnés du service de transport de gros fourni à partir de points de livraison multiples à un poste de transformation unique. La réduction des frais pour les clients sera récupérée au moyen des comptes d'écart relatifs au règlement des ventes au détail.

Le 20 décembre 2004, la CEO a approuvé la demande de Hydro One visant un programme pilote de tarifs fondé sur les périodes d'utilisation, qui fait partie de notre programme de CGD. Les abonnés sont admissibles aux fins de ces tarifs fondés sur les périodes d'utilisation si leur consommation d'électricité en dehors des périodes de pointe atteint au moins le double de leur consommation en période de pointe.

Ordonnances tarifaires visant les collectivités éloignées

L'entreprise de Hydro One Remote Communities Inc. est dispensée d'un certain nombre d'articles de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, laquelle concerne le marché concurrentiel. Nous continuons notamment d'appliquer des tarifs groupés aux abonnés des collectivités éloignées.

Le 20 décembre 2004, nous avons demandé à la CEO d'approuver de façon provisoire notre plan de CGD, les dépenses prévues s'élevant à 300 000 \$ pour un programme d'un an. Cette demande ne visait pas une modification en 2005 des tarifs actuellement applicables à nos abonnés des collectivités éloignées, mais plutôt l'établissement d'un compte de report, l'affectation de ce compte devant faire l'objet de la prochaine demande tarifaire. Le plan a été approuvé provisoirement sans modification le 2 février 2005.

Le 26 octobre 2005, nous avons demandé à la CEO d'approuver nos besoins de revenus et de nouveaux tarifs d'électricité à l'égard des abonnés des collectivités éloignées en vue d'une mise en application le 1^{er} mai 2006. Cette demande visait à faire approuver des besoins de revenus de 35,5 millions de dollars, l'établissement de la protection de la tarification en régions rurales et éloignées à son niveau actuel, des rajustements reflétant les hausses prévues du coût du combustible en 2006 et le coût d'un programme de CGD permanent, des tarifs à bloc progressifs pour nos abonnés du service résidentiel non standard de classe A et nos abonnés du service général, ainsi que des dispenses de l'application de certains articles du code des réseaux de distribution. Le 26 avril 2006, la CEO a rendu une décision sur les principaux éléments de la demande et approuvé les besoins de revenus, le programme de CGD et les tarifs pour les abonnés. Une décision modifiée, clarifiant la décision du 26 avril 2006 au sujet de la protection de la tarification en régions rurales et éloignées, a été rendue le 10 mai 2006. Les nouveaux tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} mai 2006.

Protection de la tarification en régions rurales et éloignées

Lorsqu'elle approuve les tarifs d'électricité pour un distributeur livrant l'électricité à des abonnés en régions rurales ou éloignées, la CEO doit prévoir une protection des tarifs 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.

À compter du 1^{er} avril 1999 jusqu'à maintenant, le montant de la réduction tarifaire pour des abonnés qui occupent des locaux résidentiels en régions rurales s'élève à 127 millions de dollars par année, moins les sommes spécifiques établies à l'égard de certaines municipalités et de certains distributeurs dans trois localités qui étaient auparavant des collectivités éloignées.

Nos abonnés en régions éloignées ont reçu une réduction tarifaire de 21 millions de dollars pour 2002, 2003, 2004 et 2005, somme calculée en fonction du montant que ces abonnés ont reçu en 2001. En 2006, nos abonnés en régions éloignées ont reçu une réduction tarifaire de 21 millions de dollars. Ce montant a été établi par la CEO en fonction des règles énoncées dans les règlements pris en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

En vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, un distributeur a le droit d'être indemnisé pour la perte de revenus résultant du régime de protection tarifaire, et tous les abonnés doivent contribuer au montant de l'indemnisation des distributeurs, comme notre société, pour la protection tarifaire. Au 1^{er} mai 2002, la SIERE a perçu les sommes requises aux fins de l'indemnisation des distributeurs, et ces sommes nous ont été versées pour le service de distribution conformément à la réglementation établie en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. La CEO calcule les frais que doit percevoir la SIERE en fonction des prévisions de cette dernière quant au nombre de kilowattheures d'électricité qui seront prélevés sur le réseau dirigé par la SIERE. Hydro One Networks

tient un compte d'écart pour comptabiliser l'excédent ou le déficit sur la somme reçue de la SIERE et sur le montant prescrit de 127 millions de dollars.

L'entreprise de Hydro One Remote Communities Inc. est exploitée au seuil de rentabilité. Par conséquent, tout bénéfice ou toute perte de l'exercice, compte tenu des montants relatifs à la protection de la tarification en régions rurales et éloignées, est reporté dans un compte d'écart réglementaire afin d'être inclus dans le calcul des tarifs futurs exigés des clients.

Concurrence

En vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, il convient dans certains cas qu'un distributeur transfère ses clients à un autre distributeur. Ce dernier doit faire modifier son permis afin d'être autorisé à desservir une région déterminée, mais n'obtient pas de droits de distribution exclusifs dans cette région. La CEO a convoqué une audience générale en décembre 2003 afin d'établir les principes qui s'appliqueront à ces demandes de modification de permis. Le 27 février 2004, la CEO a rendu sa décision, qui prévoit clairement les principes devant être suivis et les documents qui doivent être déposés dans le cas des demandes de modification de territoires de desserte. À ce jour, aux fins de ces demandes, Hydro One a collaboré avec d'autres distributeurs au cas par cas pour établir qui était le fournisseur le plus efficace et n'a pas eu à contester des demandes de ce genre.

En juillet 2005, à la suite de trois demandes de distributeurs, la CEO a convoqué une autre audience générale pour régler certaines questions concernant les acquisitions d'actions et les fusions faisant intervenir au moins deux entreprises de services publics. Dans une décision rendue le 31 août 2005, la CEO a conclu que l'article 86 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et les objectifs énoncés dans cette loi dictaient effectivement la portée de l'examen qu'elle devait faire de ces demandes. Il a également décidé que l'étude du déroulement lui-même des opérations en cause n'était pas de son ressort.

FACTEURS DE RISQUE

Propriété par la province

La province est propriétaire de toutes nos actions en circulation et contrôle donc notre société. En conséquence, elle a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration, d'en nommer le président et d'influencer ainsi nos décisions commerciales et internes importantes. Nous et la province avons conclu une convention d'actionnaire relativement à certains aspects de la gouvernance de notre société. Cette convention nous oblige à consulter la province relativement à nos plans d'entreprise et à notre politique en matière de dividendes, ainsi qu'à obtenir l'approbation de la province avant i) de mettre de l'avant toute proposition d'émission ou de transfert d'actions de notre société ou de nos filiales, ii) de réaliser toute opération importante qui pourrait avoir un effet important sur les intérêts financiers de la province ou iii) de verser à la SFIEO des paiements en remplacement des impôts.

Des conflits d'intérêts peuvent surgir entre nous et la province par suite de l'obligation de celle-ci d'agir dans l'intérêt fondamental de ses résidents dans un large éventail de questions, dont la réglementation du secteur de l'électricité en Ontario et de questions environnementales, toute opération future (notamment toute vente), par la province, visant sa participation dans notre société, la propriété par la province d'Ontario Power Generation Inc. et l'établissement du montant des dividendes ou des paiements en remplacement des impôts. Nous ne serons peut-être pas en mesure de régler tout conflit potentiel avec la province selon des modalités nous convenant, ce qui aurait une incidence défavorable sur notre entreprise.

Risque lié à la réglementation

Nous sommes exposés à des risques d'ordre réglementaire, notamment le risque que les tarifs de nos entreprises de transport et de distribution qui nous permettent de recouvrer en temps opportun les coûts estimatifs de la prestation du service et de réaliser des rendements approuvés soient assujettis à l'approbation de la CEO. Notre capacité de réaliser les rendements approuvés dépend de l'atteinte des prévisions établies dans le processus de tarification.

Le 12 septembre 2006, notre filiale, Hydro One Networks, a déposé une demande auprès de la CEO à l'égard de ses besoins de revenus de transport pour 2007 et 2008. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté avec le temps et la base de tarification de nos services de transport, qui reflète des charges prudentes, a augmenté depuis que les tarifs de transport ont été établis initialement. Toutefois, il y a un risque que la CEO n'approuve pas ces augmentations. Les dépenses relatives à des projets d'immobilisations passés qui ne seraient pas approuvées seraient imputées aux résultats d'exploitation au cours de la période durant laquelle la CEO rendra sa décision. Nous tentons également de modifier notre structure du capital actuel afin d'accroître les capitaux propres. On s'attend à ce que la CEO et les groupes d'intervenants contestent le ratio accru des actions ordinaires ainsi que toute augmentation du rendement des capitaux propres. Un financement insuffisant de notre entreprise de transport pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats financiers et le rendement d'exploitation du réseau de transport.

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

Le succès des programmes de CGD pourrait avoir pour effet de diminuer la charge que nous livrons, plus particulièrement le transport. Les programmes de CGD préconisent une réduction de 5 % de la demande d'électricité prévue durant les périodes de pointe en Ontario d'ici 2007, ce qui pourrait réduire considérablement nos revenus. La CEO a reconnu que les entreprises de services publics devaient être indemnisées à l'égard de la perte de revenus qui pourrait en résulter, mais les principes, l'ampleur et le moment de cette indemnisation n'ont pas encore été établis. D'autres facteurs pourraient également entraîner une perte de revenus pour nous. Par exemple, la révision récente du code des réseaux de transport de la CEO permet aux clients d'éviter d'utiliser certaines de nos installations de transformation en construisant leurs propres installations (dans certaines conditions) et en nous dédommageant en payant la valeur comptable nette des installations évitées ainsi que les coûts d'enlèvement et de réparation des dommages causés à l'environnement. Cette révision du code pourrait entraîner des pertes de revenus futures importantes pour notre entreprise de transport. Le code des réseaux de transport nous permet de contester les investissements effectués par des clients de services publics pouvant entraîner le délaissement de nos installations.

Il y a également un risque que nous devions investir dans des projets d'infrastructure de transport de grande envergure ou engager des dépenses en immobilisations imprévues pour entretenir ou améliorer nos biens et brancher les biens de production de tiers. La province a adopté des règlements nous autorisant à installer des compteurs intelligents. Actuellement, nous sommes autorisés à recouvrer seulement 30 cents par abonné résidentiel par mois des coûts associés aux tarifs devant faire l'objet d'une approbation définitive de la CEO. On prévoit que les coûts totaux relatifs aux projets seront élevés. Même si nous nous attendons à récupérer pleinement toutes ces dépenses, toute décision future prise par une autorité de réglementation de ne pas approuver ou de limiter la récupération de ces coûts entraînerait une baisse de

valeur potentielle et une passation en charges, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités.

État des biens

Hydro One entretient continuellement ses biens afin de fournir un service fiable et de répondre aux besoins de ses clients. Toutefois, nos biens installés vieillissent et nécessitent donc plus d'entretien ou doivent être remis à neuf ou remplacés. Bien que nous planifions (sous réserve de l'approbation de la CEO) accroître nos dépenses en immobilisations et d'entretien à l'égard de nos biens existants au cours des prochaines années afin de maintenir leur rendement ou de les remplacer à la fin de leur durée de vie, des facteurs externes pourraient nous en empêcher. Par exemple, les occasions de retirer de l'équipement du service pour effectuer des travaux de construction et d'entretien se font de plus en plus rares en raison des charges croissantes. Si nous ne pouvons mettre ces plans à exécution à temps et de façon optimale, la fiabilité du réseau d'électricité de la province, notre capacité de livrer suffisamment d'électricité ou la garantie d'approvisionnement du client sera compromise et les coûts d'exploitation et d'entretien de ces actifs augmenteront. Cela pourrait avoir une incidence défavorable sur notre société.

Risque inhérent aux projets de transport

La quantité d'énergie pouvant être transmise par les réseaux de transport est limitée en raison des caractéristiques physiques des lignes de transport et des normes d'exploitation établies par les autorités nord-américaines (c.-à-d. le NERC et le NPCC).

En Ontario, les nouveaux projets et projets de production prévus ainsi que la croissance de la charge ont augmenté à tel point que certaines parties des réseaux de transport et de distribution de Hydro One ont atteint leur pleine capacité ou presque. Ces contraintes limitent la capacité des réseaux de Hydro One de transmettre de l'énergie de façon fiable à partir de nouvelles sources de production ou de sources existantes (y compris au moyen d'interconnexions avec des services publics voisins) à des centres de distribution ou de satisfaire aux charges accrues des clients. Par conséquent, nous devons investir dans l'accroissement de la capacité de transport et l'amélioration de la fiabilité de notre réseau de transport d'énergie aux clients de l'Ontario au moyen de sources de production existantes et futures.

Ces investissements nécessitent, dans la plupart des cas, des approbations de la CEO, qui peuvent comprendre des approbations d'expropriation ainsi que des approbations environnementales, et des consultations avec les Premières Nations (pouvant nécessiter des accommodements) lorsque des terres traditionnelles ou des terres faisant l'objet de revendications territoriales sont en cause. Il se pourrait que ces approbations ne puissent être obtenues ou qu'elles ne puissent l'être à temps. L'opposition publique quant à l'emplacement projeté des réseaux de transport pourrait également avoir une incidence sur la capacité d'effectuer de tels investissements.

Si nous ne pouvons effectuer les investissements nécessaires pour augmenter la capacité de transport en raison de l'impossibilité d'obtenir les approbations requises ou de les obtenir à temps ou en raison de l'opposition publique, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la fiabilité de notre réseau de transport, notre capacité de livrer suffisamment d'électricité et notre société.

Risque démographique inhérent à la main-d'œuvre

Environ 25 % de nos employés seront admissibles à la retraite d'ici 2008. Dans certaines parties de l'entreprise, ce risque est beaucoup plus élevé. Par conséquent, notre succès dépendra de notre capacité de trouver et de garder à notre service suffisamment d'employés qualifiés pour remplacer ceux qui partiront à la retraite. Il s'agira d'un défi de taille puisque nous prévoyons que la concurrence pour la main-d'œuvre qualifiée dans notre industrie sera féroce dans l'avenir. De plus, bon nombre de nos employés possèdent une expérience et des compétences qui seront très recherchées par les autres entreprises du

secteur de l'électricité notamment. Nous devons également continuer de parfaire nos programmes de formation et d'apprentissage ainsi que nos plans de relève pour nous assurer de pouvoir combler nos besoins en dotation de personnel futur. Notre incapacité de trouver et de conserver à notre service du personnel qualifié pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque inhérent aux relations de travail

La plus grande partie de notre personnel est représentée par le PWU ou la SEP. Au cours des dernières années, des efforts considérables ont été déployés afin que notre souplesse accrue permette une exploitation plus efficace sur le plan des coûts. Même si nous croyons être parvenus à une meilleure souplesse dans nos conventions collectives (nous avons notamment négocié une réduction des prestations de retraite similaire à une réduction antérieure visant le du personnel de direction), nous ne serons pas nécessairement en mesure d'améliorer davantage les conventions collectives existantes qui ont été conclues avec le PWU et la SEP. Ces conventions expireront le 31 mars 2008. Nous courons le risque financier de ne pas pouvoir négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires. De plus, en cas de conflit de travail, il se pourrait que nous ne puissions respecter en tout temps les exigences de notre permis de prestation de services aux clients.

Risque d'ordre environnemental

Nous sommes assujettis à une vaste réglementation environnementale de source fédérale, provinciale et municipale au Canada. L'inobservation de cette réglementation pourrait nous exposer à des amendes et à d'autres pénalités. De plus, la présence ou le rejet de substances dangereuses et autres pourrait entraîner des réclamations de tiers ou des ordonnances gouvernementales exigeant que nous prenions des mesures particulières, notamment enquêter sur les effets de ces substances, les contrôler et y remédier. Nous sommes en voie d'entreprendre un programme volontaire d'évaluation de terrains et de mesures correctives portant sur la plupart de nos postes et de nos centres de réparation. Ce programme vise le repérage systématique de toute contamination qui provient de ces installations ou qui s'y trouve et, le cas échéant, la mise au point de mesures correctives pour notre société et les propriétés privées adjacentes. La contamination de nos biens pourrait limiter notre capacité de vendre ces biens à l'avenir.

Il y a également un risque inhérent à l'obtention d'approbations ou de permis environnementaux ou au renouvellement d'approbations et de permis existants relatifs à la construction ou à l'exploitation d'installations. L'obtention ou le renouvellement de tels permis et approbations, pourrait nécessiter une évaluation environnementale ou entraîner l'imposition de conditions, ou les deux, ce qui pourrait causer des retards et des hausses de coûts.

La modification future de règlements environnementaux pourrait entraîner des changements importants dans nos estimations des dépenses futures devant être engagées pour terminer ces travaux. Le 4 novembre 2006, Environnement Canada a publié de nouveaux projets de règlement régissant la gestion des biphényles polychlorés (BPC). Il est prévu que ces projets de règlements seront parachevés plus tard en 2007. Nous avons estimé que les dépenses autres qu'en immobilisations qui devront être engagées aux fins du respect de ces projets de règlement seront de l'ordre de 250 à 375 millions de dollars, estimation qui excède les sommes que nous avons déjà inscrites à titre de passifs environnementaux à notre bilan. Au besoin, la plupart de ces dépenses supplémentaires seraient engagées au cours de la période comprise entre 2013 et 2025. Aucune obligation n'a été inscrite dans les états financiers au titre de ces dépenses accrues en raison de l'incertitude qui persiste au sujet du moment de l'adoption des règlements définitifs et du contenu de ceux-ci. Quoi qu'il en soit, les dépenses environnementales futures et réelles pourraient différer considérablement des dépenses estimatives utilisées dans le calcul des passifs environnementaux inscrits à notre bilan. Nous n'avons aucune assurance pour ces dépenses environnementales.

Les scientifiques et les experts en santé publique étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques provenant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. S'il devait être conclu que les champs électriques et magnétiques présentent un risque pour la santé, nous pourrions être poursuivis et devoir prendre des mesures d'atténuation coûteuses comme déplacer certaines de nos installations ou devoir trouver un emplacement pour nos nouvelles installations et les construire.

Risque lié aux catastrophes naturelles et aux autres imprévus

Nos installations sont exposées aux intempéries, aux désastres naturels et à des catastrophes, telles qu'un accident ou un incident majeur à l'installation d'un tiers (comme une centrale) à laquelle nos biens de transport ou de distribution sont raccordés. Bien que nos installations aient été construites, exploitées et entretenues conformément aux normes industrielles, il se pourrait qu'elles se détériorent dans certaines circonstances. Nous n'avons pas d'assurance pour les dommages causés à nos fils, poteaux et pylônes de transport et de distribution situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution dans ces circonstances. Les pertes de revenus et les coûts de réparation pourraient être substantiels, spécialement en ce qui concerne bon nombre de nos installations qui sont situées dans des régions éloignées. Nous pourrions également être visés par des réclamations pour des dommages causés par l'omission de transporter ou de distribuer de l'électricité. Notre risque est partiellement atténué du fait que notre réseau de transport est conçu et exploité pour pouvoir résister à la perte d'un élément important et que notre équipement est redondant (par exemple, il y a plusieurs interconnexions avec des services publics situés dans d'autres provinces et aux États-Unis), ce qui nous permet de livrer de grandes quantités d'énergie par d'autres moyens. Dans l'éventualité où une perte importante ne serait pas assurée, nous nous tournerions vers la CEO pour récupérer cette perte. Toutefois, rien ne garantit que la CEO approuverait notre demande, en totalité ou en partie. Le rejet de notre demande pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre bénéfice net.

Risque inhérent au financement par emprunt

Nous prévoyons contracter des emprunts pour rembourser notre dette existante et financer des dépenses en immobilisations. Des tranches importantes de notre dette existante viendront à échéance entre 2007 et 2010, dont une tranche de 395 millions de dollars en 2007 et une tranche 500 millions de dollars, en 2008. Nous prévoyons également engager des dépenses en immobilisations totales de quelque 1,25 milliard de dollars en 2007, 1,35 milliard de dollars en 2008 et 1,5 milliard de dollars en 2009. Les fonds provenant de l'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisants pour financer le remboursement de notre dette existante et de nos dépenses en immobilisations. Notre capacité d'obtenir un financement par emprunt suffisant et à coût raisonnable pourrait être diminuée par de nombreux facteurs, notamment le cadre de réglementation en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, l'état des marchés, les notes qu'attribuent les agences de notation à nos titres de créance et la conjoncture économique générale. Toute omission ou incapacité de notre part d'emprunter des sommes considérables selon des modalités satisfaisantes pourrait nuire à notre capacité de rembourser la dette venant à échéance, de financer les dépenses en immobilisations et de remplir nos autres obligations et pourrait donc avoir un effet défavorable important sur notre société.

Risque inhérent au régime de retraite

Nous avons un régime de pension agréé à prestations déterminées pour la majorité de nos employés. Les cotisations au régime de retraite sont établies en fonction d'évaluations actuarielles qui sont déposées auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario sur une base triennale. La plus récente évaluation qui a été déposée a été préparée en date du 31 décembre 2003 et nous avons commencé à effectuer des cotisations d'environ 80 millions de dollars par année aux termes de celle-ci en date du 1^{er} janvier 2004. L'évaluation suivante doit être préparée au 31 décembre 2006 et déposée au plus tard le 30 septembre 2007. Le niveau requis des cotisations à compter du 1^{er} janvier 2007 dépendra des

rendements futurs des placements, des changements apportés aux avantages ou des hypothèses actuarielles. D'après les facteurs actuels, nous estimons que les cotisations de retraite annuelles pour 2007 et les années ultérieures pourraient atteindre les 100 millions de dollars par année. Si la CEO établissait que certaines de ces dépenses ne peuvent être recouvrées auprès des clients, cela aurait un effet négatif sur notre société.

Risque inhérent au transfert de biens situés sur des terres indiennes

Les ordonnances de transfert aux termes desquelles nous avons fait l'acquisition de certaines des entreprises d'Ontario Hydro en date du 1^{er} avril 1999 n'ont pas transféré le titre de propriété de certains biens situés sur des terres détenues pour des bandes ou des organismes d'Indiens en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Se reporter à la rubrique « Dirigeants et autres personnes intéressés dans des opérations importantes – Liens avec la province et d'autres parties – Ordonnances de transfert ». Actuellement, la SFIEO détient ces biens. Aux termes des ordonnances de transfert, nous sommes tenus de gérer ces biens jusqu'à ce que nous obtenions toutes les autorisations et tous les consentements nécessaires à la conclusion du transfert du titre de ces biens en notre faveur. Nous ne pouvons prédire le montant global que nous pourrions devoir payer sur une base annuelle ou unique pour obtenir les autorisations et les consentements requis. Toutefois, nous nous attendons à devoir payer plus que la somme d'environ 850 000 \$ par année que nous versons actuellement à ces bandes et organismes indiens. Si nous ne pouvons obtenir les autorisations et les consentements des bandes et organismes indiens, la SFIEO continuera à détenir ces biens pour une période indéfinie. Si nous ne pouvons conclure un règlement négocié, nous pourrions avoir à déplacer ces biens à d'autres endroits à l'extérieur des terres indiennes moyennant un coût qui pourrait être élevé ou, dans certains cas limités, à abandonner une ligne et à la remplacer par des installations de production au diesel. Les coûts relatifs à ces biens pourraient avoir un effet défavorable important sur notre bénéfice net si nous ne pouvons pas les recouvrer au moyen d'ordonnances tarifaires futures.

Risque inhérent à la propriété par la province de couloirs de transport

Aux termes de la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, la province est devenue propriétaire de nos biens-fonds réservés aux couloirs de transport sous-jacents à notre réseau de transport. Même si la loi nous reconnaît le droit d'utiliser les couloirs de transport, notre capacité d'étendre nos réseaux pourrait être restreinte. De plus, d'autres utilisations des couloirs de transport par des tiers dans le cadre de l'exploitation de nos réseaux pourraient augmenter les risques liés à la sécurité ou les risques environnementaux.

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

Notre capacité de fonctionner efficacement sur le marché de l'électricité en Ontario dépend en partie de notre capacité d'élaborer, de maintenir et de gérer une infrastructure de technologie de l'information complexe. Nous employons des systèmes informatiques pour exploiter nos installations de transport et de distribution ainsi que nos systèmes financiers et de facturation, pour entrer des données et pour produire des rapports d'information courants et exacts utilisés dans le cadre de nos activités. La défaillance de l'un de ces systèmes pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos perspectives d'avenir.

Risque inhérent à l'arrangement d'impartition

Conformément à notre stratégie qui consiste à réduire les coûts d'exploitation, nous avons conclu en 2002 une convention de services d'impartition avec Inergi LP, membre du groupe de CapGemini Canada Inc. Se reporter à la rubrique « Description de l'entreprise – Arrangement d'impartition avec Inergi LP ». Si la convention conclue avec Inergi LP est résiliée pour quelque raison que ce soit, nous pourrions devoir

engager des dépenses considérables afin de rétablir la totalité ou une partie des fonctions en cause, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre bénéfice net.

Risque lié au marché et risque de crédit

Le risque lié au marché renvoie principalement au risque de perte qui pourrait résulter de modifications apportées au prix de marchandises, aux taux de change et aux taux d'intérêt. Nous n'avons pas de risque lié aux marchandises et notre risque de change est actuellement négligeable. Toutefois, il se pourrait que nous décidions d'émettre dans l'avenir des titres de créance libellés en devises. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt relativement au refinancement de notre dette à long terme. Nous recourons périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments du risque de taux d'intérêt. Nous estimons qu'une variation de 1 % des taux d'intérêt dans le cadre du refinancement de la dette à long terme qui vient à échéance en 2007 et en 2008 pourrait avoir une incidence d'environ 2 millions de dollars et 4 millions de dollars, respectivement, sur le bénéfice net.

Les actifs financiers créent un risque que le cocontractant omette de s'acquitter d'une obligation, ce qui entraînerait une perte financière. Les instruments financiers dérivés comportent un risque de crédit, soit le risque que le cocontractant soit en défaut à l'égard de ses obligations. Nous surveillons et réduisons au minimum le risque de crédit au moyen de diverses techniques, notamment en concluant des opérations avec des cocontractants qui jouissent d'une excellente cote de solvabilité, en limitant notre exposition totale à un même cocontractant et en concluant des conventions cadres qui prévoient un règlement sur une base nette. Nous ne négocions pas d'instruments dérivés liés au secteur de l'énergie. Nous sommes actuellement partie à un swap de taux d'intérêt d'un capital théorique de 40 millions de dollars. La juste valeur du swap est négligeable.

Actuellement, il n'y a aucune concentration importante du risque de crédit dans une catégorie particulière d'actifs financiers. Nous sommes tenus de procurer de l'électricité à des concurrents qui sont des détaillants et des sociétés de distribution locales intégrées, qui la revendent à leurs clients. La concentration du risque de crédit qui en résulte est atténuée par diverses garanties, dont des lettres de crédit, qui sont intégrées aux conventions de service que nous concluons avec ces détaillants conformément au code du règlement des ventes au détail de la CEO.

DIVIDENDES

Les dividendes sur nos actions ordinaires et actions privilégiées de série A sont déclarés au gré de notre conseil d'administration, sur la recommandation de notre direction, en fonction de nos résultats d'exploitation, de notre situation financière, de nos besoins de trésorerie et d'autres facteurs pertinents, comme la pratique dans le secteur d'activité et les attentes de l'actionnaire.

Nous avons pour politique de déclarer et de verser des dividendes en espèces sur nos actions ordinaires en fonction d'un calcul fondé sur notre bénéfice net réglementé, déduction faite des dividendes privilégiés, et notre bénéfice net non réglementé. Tout facteur ayant une incidence défavorable sur le bénéfice net de notre société serait probablement reflété dans nos dividendes.

Nous avons déclaré des dividendes annuels sur nos 100 000 actions ordinaires en circulation et avons versé à ce titre à la province un montant de 332 millions de dollars en 2006, comparativement à 273 millions de dollars en 2005 et à 247 millions de dollars en 2004. Nous avons déclaré un dividende cumulatif annuel total sur nos 12 920 000 actions privilégiées de série A en circulation et avons versé à ce titre à la province environ 18 millions de dollars en 2006, en 2005 et en 2004, ce dividende ayant été calculé au taux de 1,375 \$ par année par action, comme le prévoient les statuts constitutifs de notre société.

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

Description générale du capital-actions

Le capital-actions autorisé de notre société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires (les actions comportant droit de vote de notre société) et d'un nombre illimité d'actions privilégiées. Au 31 décembre 2006, 100 000 actions ordinaires et 12 920 000 actions privilégiées de série A sont émises et en circulation, la totalité desquelles appartiennent directement à la province.

Tous les titres comportant droit de vote de notre société sont détenus par la province. Par conséquent, notre société est contrôlée par la province.

Les actions ordinaires ne sont ni rachetables au gré de la Société, ni rachetables au gré du porteur. Les porteurs de nos actions ordinaires ont droit à une voix par action aux assemblées des porteurs d'actions ordinaires et ont le droit de recevoir des dividendes, dans la mesure où le conseil d'administration de notre société en déclare. Les porteurs de nos actions ordinaires ont également le droit de participer, proportionnellement au nombre d'actions ordinaires qu'ils détiennent, à toute distribution de l'actif de notre société au moment de sa dissolution ou de sa liquidation volontaire ou forcée. Comme l'indiquent nos statuts constitutifs, notre société a le droit de racheter la totalité ou toute partie des actions privilégiées de série A, sous réserve de certaines modalités qui y sont énoncées. Les actions privilégiées de série A donnent à leurs porteurs le droit à un dividende au taux de 1,375 \$ par année, par action.

Notre société n'a émis aucun titre assujetti à des restrictions.

NOTATION

Les notes que les agences de notation agréées ont attribuées à notre société sont les suivantes :

Agence de notation	Dette à court terme	Dette à long terme
Standard & Poor's Rating Services (« S&P »)	A-1	A
Dominion Bond Rating Service Inc. (« DBRS »)	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Services Inc. (« Moody's »)	Prime-1	Aa3

Les renseignements suivants portant sur la notation sont fondés sur des renseignements que les agences de notation ont rendus publics.

Les notes visent à fournir aux épargnants une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les agences de notation notent les titres de créance à long terme en fonction de catégories allant de la plus haute, soit « AAA », à la plus faible, soit « D » (« C » dans le cas de Moody's). Lorsque S&P attribue une note A à des titres de créance à long terme, cela signifie que le débiteur a une forte capacité de respecter ses engagements financiers en dépit du fait que ces titres soient considérés comme plus susceptibles de subir les contrecoups de changements défavorables des circonstances ou de la conjoncture économique que des obligations dont la note est plus élevée. Toutefois, la capacité du débiteur de respecter ses engagements financiers et ses obligations demeure élevée. S&P utilise le symbole plus ou moins pour indiquer le rang relatif au sein d'une catégorie. Les titres de créance à long terme auxquels DBRS attribue la note A sont considérés comme ayant une qualité de crédit satisfaisante et une protection appréciable de l'intérêt et du capital. Toutefois, les entités notées A sont considérées comme étant plus sensibles à une conjoncture économique défavorable et comme étant plus cycliques que les titres auxquels une note supérieure est attribuée. Le symbole « plus » indique le rang relatif attribué par DBRS au sein de

cette catégorie. Les titres de créance à long terme auxquels Moody's attribue la note Aa sont considérés comme des obligations de qualité élevée et comportent un risque de crédit très faible. Moody's ajoute un modificateur numérique aux catégories générales de notation allant de Aa à Caa. Le modificateur 3 indique une note située dans la partie inférieure de cette catégorie générale de notation.

Les notes mentionnées aux présentes ne constituent pas une recommandation d'achat, de vente ou de détention des titres de créance de notre société et n'abordent aucunement la question de leur cours ou de leur convenance pour un épargnant donné. Rien ne garantit que les notes demeureront en vigueur pour une période donnée ni qu'elles ne seront pas révisées ou retirées complètement à l'avenir par S&P, DBRS et Moody's si, à leur avis, les circonstances le justifient.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Nos débentures (7,15 %) échéant en 2010, nos débentures (7,35 %) échéant en 2030, nos billets de série 1 (6,40 %) échéant en 2011, nos billets de série 2 (6,93 %) échéant en 2032, nos billets de série 3 (5,77 %) échéant en 2012, nos billets de série 4 (6,35 %) échéant en 2034, nos billets de série 5 (6,59 %) échéant en 2043, nos billets de série 6 (4,00 %) échéant en 2008, nos billets de série 7 (3,950 %) échéant en 2009, nos billets de série 8 (4,100 %) à taux progressif et à échéance reportable échéant initialement en 2007, nos billets de série 9 (5,36 %) échéant en 2036, nos billets de série 10 (4,640 %) échéant en 2016 et nos billets de série 11 (5,000 %) échéant en 2046, ainsi que nos billets de série 9 de la SFIEO (4,45 %) échéant en 2007 et nos billets de série 10 de la SFIEO (4,55 %) échéant en 2007, ne sont inscrits à aucune bourse ni à aucun marché similaire.

Cours et volume des opérations

Les titres de créance que nous avons émis ne sont inscrits à aucune bourse reconnue ni inscrits à aucun système de cotation reconnu.

Placements antérieurs

Notre société a émis les tranches suivantes de billets à moyen terme en 2006 :

Billet	Valeur nominale (en millions de dollars)	Prix de vente (\$)	Produit brut (\$)
Série 10 (4,64 %) échéant en 2016	300	99,937	299 811 000 \$
Série 9 (5,36 %) échéant en 2036	250	99,228	248 070 000 \$
Série 10 (4,64 %) échéant en 2016	150	99,201	148 801 500 \$
Série 11 (5,00 %) échéant en 2046	75	99,828	74 871 000 \$

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Administrateurs

Le tableau suivant présente le nom, la municipalité de résidence et le poste principal de chacun de nos administrateurs au 31 décembre 2006.

Nom et municipalité de résidence

Rita Burak²⁾
Toronto (Ontario)
Canada
(Administratrice depuis le 11 juin 2002 et présidente du conseil depuis le 30 mai 2003)

Sami Bébawi⁴⁾⁵⁾
Outremont (Québec)
Canada
(Administrateur depuis le 8 octobre 2004)

Murray J. Elston¹⁾³⁾⁴⁾
Manotick (Ontario)
Canada
(Administrateur depuis le 11 juin 2002)

Don MacKinnon⁴⁾⁵⁾
Chatsworth (Ontario)
Canada
(Administrateur depuis le 11 juin 2002)

Eileen Mercier¹⁾²⁾⁶⁾
Toronto (Ontario)
Canada
(Administratrice depuis le 15 août 2002)

Walter Murray¹⁾³⁾⁶⁾
Bracebridge (Ontario)
Canada
(Administrateur depuis le 10 novembre 2005)

Kathleen O'Neill¹⁾²⁾³⁾⁶⁾⁷⁾
Toronto (Ontario)
Canada
(Administratrice depuis le 27 juillet 2005, qui a démissionné de son poste le 24 janvier 2007)

Douglas E. Speers¹⁾⁵⁾⁶⁾
Coldwater (Ontario)
Canada
(Administrateur depuis le 10 novembre 2005)

Kenneth D. Taylor⁴⁾⁵⁾
New York (New York)
É.-U.A.
(Administrateur depuis le 11 juin 2002)

Blake Wallace²⁾³⁾⁴⁾
Toronto (Ontario)
Canada
(Administrateur depuis le 22 novembre 2002)

Poste principal

Présidente du conseil d'administration
de Hydro One Inc.

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

Président et chef de la direction,
Association nucléaire canadienne

Président, Power Workers' Union

Administratrice de sociétés

Administrateur de sociétés

Administratrice de sociétés

Président du conseil et administrateur,
Emco Corporation

Président du conseil, Taylor and
Ryan Inc.

Vice-président et administrateur, Murray
& Company

- 1) Membre du comité de vérification et des finances
- 2) Membre du comité de gouvernance
- 3) Membre du comité des ressources humaines et des politiques publiques
- 4) Membre du comité de la réglementation et de l'environnement
- 5) Membre du comité de la santé et de la sécurité
- 6) Membre du comité des technologies de l'information
- 7) Mme O'Neill a démissionné du conseil d'administration en date du 24 janvier 2007. Avant sa démission, elle présidait le comité de gouvernance et a été membre du comité de vérification et des finances, du comité des ressources humaines et des politiques publiques et du comité des technologies de l'information.

Rita Burak a été nommée présidente du conseil de Hydro One Inc. Le 30 mai 2003. Elle a été vice-présidente de notre conseil d'administration du 22 août 2002 au 30 mai 2003. Elle est également administratrice de l'Équitable, Compagnie d'Assurance-Vie du Canada et présidente d'une société de consultation, The Network Executive Team, Management Consultants, Inc. et occupe ces postes depuis 2003 et 2001, respectivement. M^{me} Burak est vice-présidente du conseil de la University of Guelph, membre du conseil d'administration du Réseau universitaire de santé et du TELUS Ontario Advisory Committee ainsi que présidente du Toronto Community Board. De 1995 à 2000, elle a été secrétaire du Cabinet en Ontario et est membre de l'Ordre de l'Ontario. M^{me} Burak est administratrice de notre société depuis le 11 juin 2002.

Sami Bébawi est président de sa propre société de gestion de projets de construction, Geracon Inc. De 1999 au 31 décembre 2006, il a été vice-président directeur du Groupe SNC-Lavalin Inc. et membre du bureau du président ainsi que président de la société de construction lourde Socodec Inc. M. Bébawi a également été responsable de la politique en matière de gestion de projets. Il est ingénieur titulaire d'une maîtrise et compte plusieurs années d'expérience dans la conception et la construction de centrales thermiques, hydroélectriques et nucléaires. M. Bébawi est membre de l'Ordre des ingénieurs du Québec. Il est professeur associé à l'Université Concordia, à Montréal. M. Bébawi est administrateur de notre société depuis le 8 octobre 2004.

Murray J. Elston a été nommé président et chef de la direction de l'Association nucléaire canadienne (l'« ANC ») en date du 5 janvier 2004. L'ANC est un organisme sans but lucratif qui représente l'industrie nucléaire au Canada et soutient le développement et l'essor des technologies nucléaires à des fins pacifiques. Auparavant, il a été président de Les Compagnies de recherche pharmaceutique du Canada, association nationale qui représente plus 60 sociétés de recherche pharmaceutique, fonctions auxquelles il a été nommé en novembre 1998. De 1981 à 1994, il a été membre de l'Assemblée législative de l'Ontario, occupant tour à tour les postes de ministre de la Santé, de président du Conseil de gestion, de ministre des Institutions financières et président du Comité des comptes publics. M. Elston est l'ancien président de l'Institute of Mental Health and Research de l'Université d'Ottawa et président du Walkerton Clean Water Centre. Il siège également au conseil d'administration de la Fondation des infirmières et infirmiers du Canada. M. Elston est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Don MacKinnon est président du Power Workers' Union, syndicat des travailleurs de l'industrie de l'électricité, depuis mai 2000 et est monteur de ligne professionnel depuis 1971. Il a été vice-président du syndicat durant 11 ans avant son élection à titre de président. En 2000, M. MacKinnon a été nommé par le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie au Electricity Transition Committee. Il a été membre du conseil d'administration de l'Electrical and Utilities Safety Association et du Retail Management Board d'Ontario Hydro. En 2003, M. MacKinnon a été nommé par le ministre de l'Énergie au Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité, formé par le gouvernement. En 2005, M. MacKinnon est devenu membre du conseil d'administration de l'Association nucléaire canadienne. M. MacKinnon est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Eileen A. Mercier a établi sa propre entreprise de consultation en gestion, Finvoy Management Inc., spécialisée en stratégie financière, en restructuration et en gouvernance d'entreprise, en 1995. Avant quoi

elle avait été vice-présidente principale et chef des finances d'Abitibi-Price Inc. M^{me} Mercier siège activement au conseil d'administration de plusieurs entreprises et organismes sans but lucratif, dont celui de CGI Group Ltd., de Teekay Shipping Corporation, de la Banque ING du Canada, d'ING Canada Inc., de Shermag Inc., du Réseau universitaire de santé et de l'université York. En janvier 2007, M^{me} Mercier a été nommée présidente du Conseil du régime de retraite des enseignantes et des enseignants de l'Ontario. Elle est administratrice de notre société depuis le 15 août 2002.

Walter Murray a été vice-président du conseil et membre du comité de direction de RBC Marchés des Capitaux. Durant sa carrière de 38 ans auprès de la Banque Royale du Canada, jusqu'à sa retraite en avril 2005, il a occupé des postes de haut niveau pour un portefeuille de comptes canadiens et internationaux importants, des postes au sein des services aux entreprises à l'échelle canadienne et plusieurs affectations de cadres, notamment à titre de responsable régional de la division, établie à Chicago, des services aux entreprises de RBC pour le mid-ouest américain. Depuis 2000, M. Murray est membre du conseil d'administration d'Ivernica Inc. et président de son comité de vérification. M. Murray est administrateur de notre société depuis le 10 novembre 2005.

Kathleen O'Neill détient le titre de Fellow de l'Institut des comptables agréés et est membre du conseil d'administration de MDS Inc., du Groupe TSX Inc. et de la Banque Canadian Tire. Jusqu'en 2005, M^{me} O'Neill occupait des fonctions de direction auprès de BMO Groupe financier, dont en dernier lieu à titre de vice-présidente à la direction, développement du groupe Particuliers et entreprises et de responsable du Marché de la PME, fonction qu'elle a exercée de 2002 à 2004. Avant de se joindre à BMO Groupe financier en 1994, elle était associée en fiscalité chez PricewaterhouseCoopers de 1988 à 1994; elle était alors appelée à conseiller les clients sur des questions de structure d'entreprise et de fiscalité internationale ainsi qu'en matière de vérification. M^{me} O'Neill a une vaste expérience dans le domaine communautaire, notamment à titre de présidente du conseil d'administration du St. Joseph's Health Centre de Toronto (2001 à 2003), et de présidente du comité de vérification et des finances de ce centre (1996 à 2001). Elle siège actuellement au conseil d'administration de plusieurs organismes sans but lucratif. M^{me} O'Neill était administratrice de notre société depuis le 27 juillet 2005, mais a démissionné de son poste en date du 24 janvier 2007.

Douglas E. Speers est président du conseil et administrateur d'Emco Corporation, important distributeur canadien de matériaux de construction sur les marchés de la construction résidentielle, commerciale et industrielle. Avant sa nomination à titre de président du conseil, M. Speers a été président et chef de la direction d'Emco de 1997 à 2004. Entre 1971 et 1988, il a occupé plusieurs postes supérieurs auprès de Compagnie Pétrolière Impériale Limitée au Canada et d'Exxon International à New York. M. Speers détient le titre d'ingénieur professionnel en Ontario et est actuellement président du conseil exécutif du programme d'économie de l'énergie dans l'industrie canadienne (partenariat entre le gouvernement fédéral et le secteur privé), président du conseil des services et membre du conseil consultatif de la Richard Ivey School of Business. Il est membre du conseil d'administration d'un certain nombre de sociétés fermées et est administrateur de notre société depuis le 10 novembre 2005.

Kenneth D. Taylor est président du conseil de Taylor and Ryan Inc., société de consultation en affaires publiques, et était auparavant chancelier de la Victoria University à l'université de Toronto. M. Taylor siège au conseil d'administration d'un certain nombre de sociétés canadiennes et américaines. Il a été ambassadeur du Canada en Iran et consul général du Canada à New York. M. Taylor s'est vu décerner la médaille d'or du Congrès américain et est officier de l'Ordre du Canada. M. Taylor est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Blake Wallace, c.r. est actuellement vice-président et administrateur de Murray & Company, intermédiaire financier multiservices spécialisé dans les secteurs de l'immobilier commercial, industriel et résidentiel, le financement d'entreprises, les services de consultation (titres de créance et titres de participation), les privatisations et les partenariats public-privé. Il est également vice-président et chef du

contentieux de Murray & Company depuis 1972. M. Wallace a été vice-président du conseil de TVOntario. M. Wallace est administrateur de notre société depuis le 22 novembre 2002.

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 en date du 31 décembre 2006. Le 8 décembre 2006, Tom Parkinson a démissionné de son poste de président et chef de la direction de Hydro One et Laura Formusa a été nommée présidente et chef de la direction (intérimaire). Bien qu'en décembre 2006, nous ayons annoncé que les recherches pour un chef de la direction permanent avaient commencé, le processus de recherche formelle n'a pas encore débuté et ne débutera probablement pas avant que le Comité chargé d'examiner les sociétés d'électricité de l'Ontario ait remis son rapport. Se reporter à la rubrique « Déclaration sur la rémunération des membres de la haute direction » pour obtenir des renseignements sur les sommes versées à M. Parkinson au moment de sa démission.

Nom et municipalité de résidence

Poste auprès de notre société

Laura Formusa
Toronto (Ontario)
Canada

Présidente et chef de la direction (intérimaire)

Beth Summers
Oakville (Ontario)
Canada

Chef des finances

Myles D'Arcey
Ancaster (Ontario)
Canada

Premier vice-président, Exploitation des services aux abonnés

Tom Goldie
Mississauga (Ontario)
Canada

Premier vice-président, Services de gestion

Nairn McQueen
Dundas (Ontario)
Canada

Vice-président, Ingénierie et construction

Geoff Ogram
Toronto (Ontario)
Canada

Vice-président, Gestion d'actifs

Wayne Smith
Toronto (Ontario)
Canada

Vice-président, Exploitation du réseau

Laura Formusa a été nommée présidente et chef de la direction (intérimaire) le 8 décembre 2006. Auparavant, elle était chef du contentieux et secrétaire de Hydro One depuis le 2 janvier 2003. Elle s'est jointe à Ontario Hydro en 1980 et a occupé les postes de chef du contentieux adjoint ainsi que de chef du contentieux et secrétaire de Hydro One Networks Inc.

Beth Summers a été nommée chef des finances le 7 mai 2004, après avoir occupé le poste de contrôleur de Hydro One Networks Inc. Avant de se joindre à notre société en 2001, M^{me} Summers a été directrice principale, Certification et services de consultation auprès d'Ernst & Young s.r.l.

Myles D'Arcey a été nommé premier vice-président, Services à la clientèle de Hydro One Networks Inc. le 1^{er} mai 2005. M. D'Arcey est également président et chef de la direction de Hydro One Remote Communities Inc. Il s'est joint à Ontario Hydro en 1978 et a exercé les fonctions de vice-président, Services de postes de Hydro One Networks Inc.

Tom Goldie a été nommé premier vice-président, Services de gestion de Hydro One Networks Inc. le 16 septembre 2002. Il s'est joint à Ontario Hydro en 1977 et a exercé les fonctions de vice-président, Ressources humaines de Hydro One Inc.

Nairn McQueen a été nommé vice-président, Ingénierie et construction de Hydro One Networks Inc. le 28 août 2002. Avant d'entrer au service de Hydro One Networks Services Inc. en 2000 à titre de vice-président et directeur général, M. McQueen a été vice-président, Services d'ingénierie et de gestion de projets d'Agra Monenco.

Geoff Ogram a été nommé vice-président, Gestion d'actifs de Hydro One Networks Inc. le 1^{er} janvier 2005. Il s'est joint à Ontario Hydro en 1981 et a occupé le poste de vice-président, Stratégie et développement de Hydro One Networks Inc.

Wayne Smith a été nommé vice-président, Exploitation du réseau de Hydro One Networks Inc. le 1^{er} janvier 2005. Il s'est joint à Hydro One en 1980 et a occupé le poste de directeur, Mesures de rendement, stratégie et design, Gestion d'actifs liés aux réseaux de Hydro One Networks Inc.

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

Prêts consentis aux administrateurs et aux membres de la haute direction

Au 1^{er} février 2007, et depuis l'ouverture du dernier exercice complet de Hydro One, aucun administrateur, membre de la haute direction, employé, ex-administrateur, ex-membre de la haute direction ni ex-employé ni personne ayant des liens avec un administrateur ou membre de la haute direction de Hydro One ou de l'une de ses filiales n'était endetté envers Hydro One ou l'une de ses filiales à l'exception des prêts de nature courante ni n'avait une dette qui faisait l'objet d'un cautionnement, d'une convention de soutien, d'une lettre de crédit ou d'autres arrangements ou ententes similaires consentis par Hydro One ou l'une de ses filiales, à l'exception de certains subsides hypothécaires versés à M. Parkinson, ancien président et chef de la direction de Hydro One Inc., comme il est décrit à la rubrique « Déclaration sur la rémunération des membres de la haute direction – Rémunération des membres de la haute direction » qui commence à la page 58.

DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Liens avec la province et d'autres parties

Surviv

La province d'Ontario est propriétaire de toutes nos actions en circulation. En conséquence, elle a le pouvoir d'influer sur toutes les décisions de gouvernance qui nous touchent, notamment sur la composition de notre conseil d'administration. La province exerce donc un contrôle sur nos politiques, l'acquisition ou l'aliénation de nos éléments d'actif, la création de nouvelles dettes et le versement de dividendes aux porteurs de nos actions ordinaires et privilégiées.

La réglementation de l'industrie de l'électricité en Ontario incombe principalement à la CEO. La province nomme les membres de la CEO et comble les postes vacants au sein de celle-ci à son gré. La CEO est obligée de mettre en œuvre les directives approuvées de la province concernant la politique générale et les objectifs que doit viser la CEO, ainsi que d'autres directives destinées à régler les abus existants ou potentiels de pouvoir sur le marché par les participants du secteur. La SIERE dirige l'exploitation de notre réseau de transport. Les membres du conseil d'administration de la SIERE, à l'exception de son chef de la direction, sont nommés par la province, conformément aux règlements pris en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

Ordonnances de transfert

Les ordonnances de transfert aux termes desquelles nous avons acquis les entreprises de transport et de distribution de l'électricité et de services reliés à l'énergie de Ontario Hydro en date du 1^{er} avril 1999 n'ont pas opéré le transfert des éléments d'actif, des droits, des éléments de passif et des obligations dont le transfert aurait constitué une violation des modalités s'y rapportant ou une violation d'une loi ou d'une ordonnance. Les ordonnances de transfert n'ont pas transféré non plus certains 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 de la propriété de 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 de ce ministre et des bandes ou organismes indiens concernés ou, dans plusieurs cas, parce que les autorisations avaient expiré ou qu'elles n'avaient jamais été données en bonne et due forme. Ces éléments d'actif consistent principalement en des lignes de transport et de distribution d'environ 82 kilomètres qui sont utilisées pour livrer de l'électricité sur les réserves (dont environ 14 kilomètres sont utilisés uniquement pour servir des clients situés à l'extérieur des réserves). La SFIEO détient ces éléments d'actif.

Aux termes des ordonnances de transfert, nous devons également gérer à la fois les éléments d'actif détenus en fiducie jusqu'à ce que nous ayons obtenu tous les consentements nécessaires à la réalisation de leur transfert en notre faveur et les éléments d'actif par ailleurs conservés par la SFIEO qui se rapportent à nos entreprises. Nous avons conclu avec la SFIEO une entente aux termes de laquelle nous devons, dans le cadre de la gestion de ces éléments d'actif, prendre des directives de cette dernière lorsque nos mesures pourraient avoir des effets défavorables importants sur elle. La SFIEO a conservé le droit de contrôler et de gérer ces éléments d'actif, bien qu'elle doive nous aviser et nous consulter avant de le faire et qu'elle doive exercer ses pouvoirs à l'égard de ces éléments d'actif d'une manière qui facilitera l'exploitation de nos entreprises. Le consentement de la SFIEO est également exigé avant toute disposition de ces éléments d'actif.

La province a également transféré les dirigeants, les employés, les éléments d'actif et de passif et les droits et obligations d'Ontario Hydro de la même façon aux autres sociétés qui la remplacent. Ces ordonnances de transfert comprennent un mécanisme de règlement des conflits pour la résolution de tout conflit entre les divers cessionnaires relativement au transfert d'éléments d'actif et de passif et de droits ou d'obligations spécifiques.

Les ordonnances de transfert ne contiennent aucune déclaration ni garantie de la part de la province ou de la SFIEO relativement aux dirigeants, aux employés, aux éléments d'actif et de passif et aux droits et obligations transférés. De plus, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, la SFIEO a été libérée de sa responsabilité relativement à l'ensemble de l'actif et du passif transféré par les ordonnances de transfert, à l'exception de la responsabilité de la SFIEO touchant notre indemnisation, tel qu'il est indiqué ci-après. Aux termes des ordonnances de transfert, chaque cessionnaire indemnise la SFIEO à l'égard de tout l'actif et de tout le passif qui n'est pas effectivement transféré et est tenu de prendre toutes les mesures raisonnables pour conclure les transferts lorsque ceux-ci ne satisfont pas toutes les formalités requises.

Indemnisation

La SFIEO a convenu de nous indemniser quant à l'omission de transférer, aux termes des ordonnances de transfert, à nous et à certaines de nos filiales, des éléments d'actif, des droits ou des choses ou des participations s'y rapportant reliés à notre entreprise, ainsi que de certaines réclamations de tiers ou de certains intérêts ou droits fondés sur des vices de titres découlant des ordonnances de transfert, à l'exception de certains droits et réclamations de la Couronne et des réclamations visant tout compte de capitaux propres mentionnées antérieurement dans les états financiers d'Ontario Hydro, y compris les montants portant sur tout jugement, règlement ou paiement dans le cadre d'un litige entrepris par certaines commissions de services publics. La province a inconditionnellement et irrévocablement garanti en notre faveur et celle de nos filiales le paiement de toutes les sommes que doit la SFIEO aux termes de cet engagement d'indemnisation.

L'engagement d'indemnisation exclut plus particulièrement toute question à l'égard de laquelle nous avons convenu ou nous sommes tenus d'indemniser la SFIEO aux termes ou dans le cadre de toute ordonnance de transfert. Cet engagement exclut également toute réclamation reliée à des titres ou droits autochtones ou à l'absence d'un permis, d'un droit de passage, d'une servitude ou d'un droit similaire relatif à des terres détenues pour des bandes d'Indiens en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Cet engagement exclut également tout paiement versé ou tous les frais que nous avons engagés, toutes les pertes que nous avons subies ou toutes les dettes que nous avons contractées parce qu'une ordonnance de transfert a omis de transférer un élément d'actif d'Ontario Hydro décrit dans les dispositions de l'ordonnance de transfert concernant les transferts inopérants.

L'engagement d'indemnisation ne couvre pas la première tranche de 10 000 \$ de la valeur de chaque réclamation et ne s'applique qu'à l'excédent du total des réclamations sur 10 millions de dollars. Nous devons verser à la SFIEO des frais de 5 millions de dollars par année pour l'engagement d'indemnisation jusqu'au moment où les parties conviennent de mettre fin à cet engagement. Nous prévoyons que nous aurons besoin de cet engagement jusqu'à ce que toutes les réclamations susceptibles d'indemnisation aient été répertoriées et qu'un tribunal ait rendu à leur égard une ordonnance définitive et non susceptible d'appel. L'engagement d'indemnisation cesse d'être offert à nos filiales si nous cessons de les contrôler, à moins que la cessation de propriété ne résulte de la vente des actions d'une filiale dans le cadre de la réalisation d'une sûreté grevant ces actions par un créancier sans lien de dépendance avec Hydro One. L'engagement d'indemnisation peut être cédé en certaines circonstances avec le consentement du ministre des Finances.

La province a également convenu d'indemniser les administrateurs de Hydro One de toute responsabilité raisonnable qu'ils pourraient engager à la suite de toute poursuite civile, criminelle ou administrative à laquelle ils pourraient être parties, dans la mesure où cette responsabilité résulte d'une réclamation ou d'une décision selon laquelle leur approbation de cet engagement d'indemnisation par la SFIEO constituait un manquement à leur devoir d'exercer le degré de soin, de diligence ou de compétence qu'une personne raisonnablement prudente exercerait dans des circonstances similaires.

Nous avons indemnisé la SFIEO à l'égard des dommages, des pertes, des obligations, des responsabilités, des réclamations, des charges, des pénalités, de l'intérêt, des manques à gagner, des coûts et des dépenses découlant de toute question relative à nos activités et de toute omission de notre part de respecter nos obligations envers elle aux termes de conventions datées du 1^{er} avril 1999. Ces obligations incluent l'obligation d'employer les membres du personnel qui nous ont été transférés conformément aux ordonnances de transfert, d'effectuer et de remettre les retenues salariales, c'est-à-dire les retenues d'impôt et les cotisations de l'employeur, de gérer les biens meubles et immeubles que la SFIEO continue de détenir en fiducie ou autrement et de prendre toute autre mesure nécessaire pour nous transférer l'ensemble de ces biens, de payer les taxes foncières et certains autres frais, de permettre un accès aux livres et registres et d'assumer certaines autres responsabilités concernant l'actif que la SFIEO détient pour nous en fiducie.

Dettes

En son nom et celui de certaines de ses filiales, Hydro One a contracté une dette dans le cadre de l'acquisition de la quasi-totalité de l'actif, du passif, des droits et des obligations relatifs aux entreprises de transport et de distribution d'électricité et des services reliés à l'énergie d'Ontario Hydro. Cette dette, dont le capital total en cours au 31 décembre 2002 s'élevait à environ 2,5 milliards de dollars, était détenue par la SFIEO sous forme de billets à divers taux d'intérêt et dates d'échéance comprises entre 2002 et 2007. Le 20 février 2003, nous avons émis des billets additionnels d'un capital d'environ 213 727 000 \$ en faveur de la SFIEO aux termes d'une convention conclue entre notre société et la SFIEO en date du 20 février 2003 afin de constater le paiement que nous avons versé à la SFIEO dans le but de réduire le taux d'intérêt payable sur certains billets alors en cours. Le 5 mars 2003, la SFIEO a vendu pour environ 2,1 milliards de dollars de ces billets en cours dans le cadre d'un appel public à l'épargne sur les marchés canadiens des capitaux d'emprunt. Par suite de cette opération, notre société n'est plus endettée envers la SFIEO.

Couloirs de transport

Le 27 juin 2002, la province a adopté la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, selon laquelle nous devons notamment transférer à la province la propriété de tous les couloirs de transport et des terrains adjacents en échange d'un droit prévu par la loi d'utiliser ces terrains à des fins de transport et de distribution, à compter du 31 décembre 2002. Des biens-fonds réservés à des couloirs de transport d'une superficie totalisant 49 673 acres et ayant une valeur comptable nette d'environ 259 millions de dollars ont été transférés à la province. De plus, la propriété de biens fonciers alors inutilisés d'une valeur nette d'environ 7 millions de dollars a été transférée à la province et ces biens fonciers ont été déduits de l'avoir de l'actionnaire. Nous demeurons tenus d'engager certaines dépenses permanentes relativement à notre utilisation de ces terrains, notamment les dépenses d'entretien, les taxes foncières et le coût des travaux correctifs environnementaux futurs que la province peut exiger. La CEO est habilitée à restreindre ou à faire cesser toute utilisation des terrains affectés aux couloirs de transport qui entrave le réseau de transport. La province a par la suite décidé de nous remettre certains biens-fonds. Au cours de la période comprise entre 2003 et 2005, la province a remis environ 7 271 acres de biens-fonds d'une valeur comptable nette de 38,2 millions de dollars.

Questions relatives à l'exploitation

Hydro One reçoit ses revenus, que la SIERE est en partie chargée de percevoir des clients, en conformité avec les règles établies en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité* et de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, dans leur version modifiée à l'occasion.

Hydro One et la SIERE ont conclu une convention d'exploitation qui a pris effet en mai 2002 et qui énonce les responsabilités précises de chacune des parties à l'égard de la fourniture des services de transport. Hydro One achète également de l'électricité sur le marché au comptant que gère la SIERE (et qui, avant mai 2002, était géré par Ontario Power Generation Inc.).

Hydro One a conclu plusieurs contrats de service avec d'autres sociétés ayant remplacé Ontario Hydro, notamment Ontario Power Generation Inc. Ces services comprennent des services techniques, notamment d'exploitation, des services d'organisation interne, ainsi que des services liés à la logistique, aux télécommunications et à la technologie de l'information.

Paiements en remplacement des impôts sur les sociétés

Nous et nos filiales sommes exonérés de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) parce que nous sommes détenus par la province en propriété exclusive et que chacune de nos filiales nous appartient (directement ou indirectement) en

propriété exclusive. Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, nous et chacune de nos filiales sommes tenus de verser à la SFIEO, pour chaque année d'imposition, des sommes, appelées paiements en remplacement des impôts sur les sociétés, qui correspondent généralement aux impôts que nous aurions eu à payer en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) si nous n'avions pas été exonérés de l'impôt en vertu de ces lois.

Convention d'actionnaire et politique en matière de dividendes

Nous avons conclu une convention d'actionnaire avec la province relativement à la gouvernance de notre société. Aux termes de cette convention, nous devons fournir à la province l'information nécessaire, notamment financière, afin que la province puisse informer périodiquement l'Assemblée législative de l'Ontario de nos résultats. Cette information comprend toutes les questions importantes ou litigieuses, les rapports périodiques sur la conformité avec les mesures d'atténuation du pouvoir commercial, l'information sur toutes les questions nécessitant l'approbation de l'actionnaire et tous les rapports financiers. De plus, aux termes de la convention d'actionnaire, nous sommes tenus de consulter la province sur toutes les questions concernant notre politique en matière de dividendes et d'obtenir préalablement l'approbation de la province sur tout projet d'émission ou de transfert d'actions de Hydro One ou de l'une de ses filiales, toute opération importante, notamment la vente d'éléments d'actif, qui pourrait avoir un effet important sur la participation financière de la province ou sur notre capacité d'effectuer des paiements à la SFIEO ou des paiements en remplacement des impôts en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES

Le fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres pour les titres de créance de notre société est Services aux Investisseurs Computershare Inc., à Toronto, en Ontario.

Aux États-Unis, le fiduciaire et l'agent chargé de la tenue des registres pour les titres de créance de notre société est Bank of Nova Scotia Trust Company of New York, à New York, New York.

CONTRATS IMPORTANTS

Depuis le 1^{er} janvier 2002, notre société n'a conclu aucun contrat important hors du cours normal de ses activités, sauf les suivants :

- a) i) une troisième convention de fiducie complémentaire datée du 31 janvier 2003 relative à l'émission des billets de série 4 pour un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 200 000 000 \$ a été prélevée le 31 janvier 2003, une tranche 120 000 000 \$ a été prélevée le 25 juin 2004 et une tranche de 65 000 000 \$ a été prélevé le 24 août 2004, aux termes de la convention de fiducie conclue en date du 4 juin 2001 (la « convention de fiducie »);
- ii) une quatrième convention de fiducie complémentaire datée du 22 avril 2003 relative à l'émission des billets de série 5 pour un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 22 avril 2003 et une tranche 65 000 000 \$ a été prélevée le 20 août 2004, aux termes de la convention de fiducie;
- iii) une cinquième convention de fiducie complémentaire datée du 23 juin 2003 relative à l'émission des billets de série 6 pour un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 500 000 000 \$ a été prélevée le 23 juin 2003, aux termes de la convention de fiducie;

- iv) une sixième convention de fiducie complémentaire datée du 24 février 2004 relative à l'émission des billets de série 7 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 24 février 2004, aux termes de la convention de fiducie;
- v) une septième convention de fiducie complémentaire datée du 15 novembre 2004 relative à l'émission des billets de série 8 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 40 000 000 \$ a été prélevée le 15 novembre 2004, aux termes de la convention de fiducie;
- vi) une huitième convention de fiducie complémentaire datée du 19 mai 2005 relative à l'émission des billets de série 9 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 350 000 000 \$ a été prélevée le 19 mai 2005 et une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 24 avril 2006, aux termes de la convention de fiducie;
- vii) une neuvième convention de fiducie complémentaire datée du 3 mars 2006 relative à l'émission des billets de série 10 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 300 000 000 \$ a été prélevée le 3 mars 2006 et une tranche de 150 000 000 \$ a été prélevée le 22 août 2006, aux termes de la convention de fiducie;
- viii) une dixième convention de fiducie complémentaire datée du 19 octobre 2006 relative à l'émission des billets de série 11 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 75 000 000 \$ a été prélevée le 19 octobre 2006, aux termes de la convention de fiducie.

Chacune de ces conventions de fiducie complémentaires complète les modalités de la convention de fiducie, qui renferme les déclarations usuelles de notre société à l'égard du placement public de titres de créance sur le marché canadien.

- b) une convention de placement pour compte conclue en date du 24 juin 2005 entre notre société et BMO Nesbitt Burns Inc., Casgrain & Compagnie Limitée, Marchés mondiaux CIBC inc., Valeurs mobilières HSBC (Canada) Inc., Valeurs mobilières Banque Laurentienne Inc., Financière Banque Nationale Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., Scotia Capitaux Inc. et Valeurs Mobilières TD inc. (collectivement, les « courtiers ») relativement à un appel public à l'épargne sous forme de billets à moyen terme de Hydro One d'un capital global maximum de 2 500 000 000 \$. La convention de placement pour compte prévoit la nomination des courtiers à titre de mandataires non exclusifs de Hydro One afin de solliciter à l'occasion des offres d'achat de ses billets à moyen terme au Canada et, dans certaines circonstances, aux États-Unis.

On peut consulter des copies de ces documents sur le site www.sedar.com.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Ernst & Young s.r.l. fournit les services suivants à notre société :

- a) l'examen trimestriel des états financiers consolidés de notre société;
- b) la vérification annuelle des états financiers consolidés de notre société;

- c) la vérification annuelle des états financiers des entreprises de transport et de distribution de Hydro One Networks Inc., de Hydro One Remote Communities Inc. et de Hydro One Brampton Networks Inc.;
- d) la vérification annuelle de la caisse de retraite de notre société et des sociétés suivantes qui détiennent nos autres investissements : HOPF-HFG Investments Ltd., HOPF-HFM Investments Ltd., HOPF-PEJ Investments Ltd. et HOPF-PEP Investments Ltd..

Ernst & Young s.r.l. est indépendant au Canada conformément à ses règles de déontologie.

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a fourni des services de documentation, d'évaluation et d'amélioration des contrôles internes à l'égard de l'information financière et des contrôles de communication de l'information conformément au Règlement 52-109.

Mercers Human Resource Consulting LLC fournit les services suivants à notre société :

- a) évaluation actuarielle comptable annuelle (préparation du rapport d'évaluation)
- b) évaluation actuarielle triennale de la capitalisation (préparation du rapport d'évaluation en 2004);
- c) évaluation actuarielle comptable annuelle du régime de retraite complémentaire aux fins des lettres de crédit (préparation du rapport d'évaluation).

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Des renseignements complémentaires concernant Hydro One sont disponibles sur le site Web de SEDAR (système électronique de données, d'analyse et de recherche) à www.sedar.com.

Étant donné que nous n'avons qu'un actionnaire, la province, nous ne sommes pas tenus de préparer une circulaire de sollicitation de procurations. Des renseignements financiers supplémentaires sont fournis dans nos états financiers consolidés comparatifs vérifiés et le rapport des vérificateurs s'y rapportant et dans notre rapport de gestion pour le dernier exercice complet, ces documents pouvant être consultés sur le site de SEDAR à www.sedar.com.

DÉCLARATION SUR LA RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Rémunération des membres de la haute direction

Le tableau suivant présente, pour les exercices terminés les 31 décembre 2004 à 2006, la rémunération annuelle de chaque personne qui a occupé le poste de chef de la direction ou de chef des finances au cours du dernier exercice complet et de chacun des trois hauts dirigeants les mieux rémunérés, sauf les personnes qui ont agi à titre de chef de la direction et de chef des finances, à la fin du dernier exercice complet (les « hauts dirigeants désignés »). L'information fournie dans le tableau sommaire de la rémunération diffère de l'information publiée en vertu de la *Loi de 1996 sur la divulgation des traitements dans le secteur public* (Ontario) pour les exercices terminés les 31 décembre 2004 à 2006. Les différences sont liées au moment du versement des primes de rendement. La divulgation des traitements en vertu de la *Loi de 1996 sur la divulgation des traitements dans le secteur public* se limite aux montants qui figurent sur les formulaires T4 chaque année. L'information fournie dans le tableau sommaire de la rémunération est fondée sur l'année où la prime de rendement a été gagnée. La prime est généralement gagnée au cours d'une année et versée au début de l'année suivante.

Tableau sommaire de la rémunération

	<u>Année</u>	<u>Salaire</u>	<u>Prime¹⁾</u>	<u>Rémunération annuelle</u>		<u>Paielements aux termes du RILT</u>
				<u>Autre rémunération annuelle</u>	<u>Toute autre rémunération</u>	
Tom Parkinson	2006	761 786 \$	648 000 \$	137 199 \$ ³⁾	3 320 000 \$ ⁶⁾	
Président et chef de la direction ²⁾	2005	780 000 \$	702 000 \$	129 630 \$ ⁴⁾		
	2004	750 000 \$	600 000 \$	125 923 \$ ⁵⁾		
Laura Formusa ⁷⁾	2006	300 000 \$	135 000 \$	⁸⁾		
Présidente et chef de la direction	2005	280 000 \$	140 000 \$	⁸⁾		29 481 \$ ⁹⁾
intérimaire	2004	257 352 \$	135 000 \$	⁸⁾		29 481 \$ ¹⁰⁾
Beth Summers	2006	320 000 \$	145 000 \$	⁸⁾		
Chef des finances	2005	280 000 \$	140 000 \$	⁸⁾		9 466 \$ ⁹⁾
	2004	233 750 \$	125 000 \$	⁸⁾		9 466 \$ ¹⁰⁾
Myles D'Arcey	2006	310 000 \$	150 000 \$	⁸⁾		
Premier vice-président,	2005	285 000 \$	142 500 \$	⁸⁾		21 793 \$ ⁹⁾
Exploitation des services aux abonnés	2004	220 000 \$	66 000 \$	⁸⁾		21 793 \$ ¹⁰⁾
Tom Goldie	2006	330 000 \$	135 000 \$	⁸⁾		
Premier vice-président,	2005	280 000 \$	140 000 \$	⁸⁾		51 987 \$ ⁹⁾
Services de gestion	2004	268 233 \$	135 000 \$	⁸⁾		51 987 \$ ¹⁰⁾
Nairn McQueen	2006	260 000 \$	90 000 \$	⁸⁾		
Vice-président, Ingénierie et construction	2005	250 000 \$	100 000 \$	⁸⁾		21 548 \$ ⁹⁾
	2004	200 000 \$	80 000 \$	⁸⁾		21 548 \$ ¹⁰⁾

- 1) Représente les primes versées aux termes de notre régime incitatif à court terme.
- 2) M. Parkinson a été nommé président et chef de la direction le 9 avril 2003, avec prise d'effet le 21 janvier 2003. Le 8 décembre 2006, M. Parkinson a démissionné de son poste.
- 3) Inclut une allocation à l'intention des cadres de 37 619 \$ et un paiement de 49 215 \$ aux termes d'un programme d'avantages flexibles.
- 4) Inclut une allocation à l'intention des cadres de 40 000 \$ et un paiement de 40 478 \$ aux termes d'un programme d'avantages flexibles.
- 5) Inclut une allocation à l'intention des cadres de 40 000 \$ en un paiement de 41 544 \$ aux termes d'un programme d'avantages flexibles.
- 6) Représente les sommes versées, payables ou cumulées dans le cadre de la démission de M. Parkinson en date du 8 décembre 2006.
- 7) Le 8 décembre 2006, le conseil d'administration de Hydro One Inc. a nommé M^{me} Formusa au poste de présidente et chef de la direction (intérimaire). Auparavant, M^{me} Formusa était chef du contentieux et secrétaire.
- 8) M^{me} Formusa, M^{me} Summers, M. D'Arcey, M. Goldie et M. McQueen ont chacun droit à des avantages accessoires et à d'autres avantages dont le montant ne dépasse pas 50 000 \$ et 10 % du total de leur salaire annuel et de leur prime.
- 9) Ce montant représente l'ensemble de ce qui suit : i) le paiement du troisième et dernier versement relatif à la première période de rendement dans le cadre de notre régime incitatif à long terme, qui a été aboli en date du 31 décembre 2002 et ii) le paiement du second et dernier versement relatif à la deuxième période de rendement dans le cadre de ce régime pour M^{me} Formusa, M^{me} Summers, M. D'Arcey, M. Goldie et M. McQueen.
- 10) Ce montant représente l'ensemble de ce qui suit : i) le paiement du deuxième versement relatif à la première période de rendement dans le cadre de notre régime incitatif à long terme, qui a été aboli en date du 31 décembre 2002 et ii) le paiement du premier versement relatif à la deuxième période de rendement dans le cadre de ce régime pour M^{me} Formusa et M^{me} Summers, M. D'Arcey, M. Goldie et M. McQueen, respectivement.

Hydro One a établi un régime incitatif à court terme (le « régime incitatif à court terme ») à l'intention de nos hauts dirigeants et de nos cadres, ainsi que des régimes distincts pour les employés représentés par le Power Workers' Union et la Society of Energy Professionals. Se reporter à la rubrique « Rapport sur la rémunération de la direction – Mesures du rendement et objectifs ». Toutefois, dans le cadre du processus de négociation, le régime applicable aux employés représentés par la Society of Energy Professionals a été éliminé en date du 1^{er} janvier 2003 et celui des membres du Power Workers' Union a été éliminé en date du 1^{er} avril 2005.

Le comité des ressources humaines et des politiques publiques de notre conseil d'administration a apporté un certain nombre de changements à la rémunération de la direction en 2002 en ce qui a trait au salaire de base, au régime incitatif à court terme et au régime incitatif à long terme afin d'économiser des coûts. En ce qui a trait au régime incitatif à long terme, notre conseil d'administration, sur les conseils du comité, a décidé d'abolir le régime incitatif à long terme de notre société en date du 31 décembre 2002. Les crédits que les employés ont gagnés jusqu'à cette date ont été versés, à mesure que nous atteignons nos objectifs financiers pour les périodes de rendement en cause. Ce régime permettait aux dirigeants et aux cadres de recevoir des unités de rendement théoriques proportionnellement à leur salaire de base. La valeur de ces unités augmentait en fonction de la réalisation d'un objectif de rendement fondé sur le bénéfice net cumulatif de périodes de rendement de trois ans. Ces primes étaient acquises et versées sur une période de trois ans, pourvu que le dirigeant ou le cadre soit demeuré au service de Hydro One, à moins que le contraire ne soit stipulé dans le contrat de travail individuel pertinent et à la condition que l'objectif fondé sur le bénéfice net cumulatif de périodes de rendement de trois ans ait été atteint. Deux périodes de rendement avaient été établies avant l'abolition du régime. La première période de rendement allait du 1^{er} janvier 2000 au 31 décembre 2002 et la seconde, du 1^{er} janvier 2001 au 31 décembre 2003. Les primes ont été versées intégralement pour la première période de rendement et dans une proportion de deux tiers pour la seconde, pourvu que le dirigeant ou le cadre soit demeuré au service de Hydro One. Tous les versements ont maintenant été effectués aux termes du régime. Ainsi, 229 cadres ont reçu des paiements reliés au troisième et dernier versement de la première période de rendement, et 254 cadres ont reçu des paiements reliés au deuxième et dernier versement de la deuxième période de rendement. Ces versements ont été payés en 2005.

Les prestations payables aux termes du régime de pension agréé de Hydro One sont limitées par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Cette limite des prestations touche les participants dont les gains annuels moyens excèdent environ 125 000 \$ en 2007. Les participants dont les pensions seraient autrement limitées par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) participent à un régime de retraite complémentaire non enregistré qui prévoit des prestations correspondant à la différence entre les prestations de retraite maximums en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et les prestations calculées selon la formule prévue dans le régime de pension agréé Hydro One. Le régime de retraite complémentaire n'est pas capitalisé, et le revenu de retraite additionnel est payé à partir des revenus généraux. Le régime de retraite complémentaire est garanti par une lettre de crédit.

Le tableau suivant présente une estimation des prestations viagères annuelles totales payables aux termes du régime de pension agréé Hydro One et du régime de retraite complémentaire non enregistré. Le tableau présenté ci-dessous suppose une retraite à l'âge normal de 65 ans et prévoit que le maximum des gains ouvrant droit à pension, établis en vertu du Régime de pensions du Canada au moment de la retraite, correspondra au maximum pour 2007. La retraite à un âge antérieur peut assujettir les prestations à une réduction pour retraite anticipée.

Tableau du régime de retraite

Gains moyens les plus élevés	15 ans de service	20 ans de service	25 ans de service	30 ans de service	35 ans de service
200 000 \$	55 903 \$	74 538 \$	93 172 \$	111 806 \$	130 441 \$
300 000	85 903	114 538	143 172	171 806	200 441

Gains moyens les plus élevés	15 ans de service	20 ans de service	25 ans de service	30 ans de service	35 ans de service
400 000	115 903	154 538	193 172	231 806	270 441
500 000	145 903	194 538	243 172	291 806	340 441
600 000	175 903	234 538	293 172	351 806	410 441
800 000	235 903	314 538	393 172	471 806	550 441
1 000 000	295 903	394 538	493 172	591 806	690 441
1 200 000	355 903	474 538	593 172	711 806	830 441
1 400 000	415 903	554 538	693 172	831 806	970 441
1 600 000	475 903	634 538	793 172	951 806	1 110 441

Pour chaque année de service décomptée aux termes du régime de retraite de Hydro One (qui comprend le régime de pension agréé et un régime de retraite complémentaire), jusqu'à concurrence d'un maximum de 35 ans, la prestation prévue pour chaque membre de la direction qui participe au régime correspond à 2 % de la moyenne des gains annuels de base du participant pendant la période de 36 mois consécutifs (60 mois consécutifs pour les dirigeants engagés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date et pour les employés représentés par la Society of Energy Professionals engagés le 17 novembre 2005 ou après cette date) au cours de laquelle ses gains de base étaient les plus élevés, diminués de 0,625 % de la moyenne des gains annuels de base du participant jusqu'à concurrence du maximum des gains ouvrant droit à pension pour l'année pendant la période de 60 mois consécutifs au cours de laquelle ses gains de base étaient les plus élevés. Les gains annuels de base sont composés du salaire du participant et de 50 % de sa prime incitative à court terme. À moins que le contraire ne soit stipulé dans des contrats individuels, le régime de retraite de Hydro One prévoit une retraite anticipée avec pension non réduite à 65 ans ou lorsque l'âge plus les années d'emploi continu totalisent 82 ans ou plus (85 ans pour les dirigeants engagés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date et pour les employés représentés par la Society of Energy Professionals engagés le 17 novembre 2005 ou après cette date), selon le premier événement à survenir. Un participant au régime qui n'est pas admissible à une pension non réduite peut prendre sa retraite avec une pension réduite en tout temps après avoir atteint l'âge de 55 ans. Des prestations de raccordement sont prévues pour tous les participants au régime, sauf les dirigeants engagés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date et les employés représentés par la Society of Energy Professionals engagés le 17 novembre 2005 ou après cette date. Les prestations versées sont indexées à 100 % de la hausse des prix à la consommation de l'Ontario (75 % pour les dirigeants engagés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date et les employés représentés par la Society of Energy Professionals engagés le 17 novembre 2005 ou après cette date) le 1^{er} janvier de chaque année dans le cas des retraités, des rentiers et des ex-salariés recevant des rentes différées. La forme habituelle de pension pour un participant qui n'a pas de conjoint à la retraite est une pension payable à vie et garantie pendant cinq ans. La forme habituelle de pension pour un participant qui a un conjoint à sa retraite est une pension payable la vie durant du participant et qui se poursuit après le décès de celui-ci en faveur de son conjoint, au taux de 66⅔ % du montant que recevait le participant.

Chacun des hauts dirigeants désignés participe au régime de retraite de Hydro One. Les années de service décomptées projetées de chacun sont les suivantes : M. Parkinson – 16,3 années à 65 ans; M^{me} Formusa – 35 années à 65 ans; M^{me} Summers – 33,83 années à 65 ans, M. D'Arcey – 35 années à 65 ans, M. Goldie – 35 années à 65 ans et M. McQueen – 15,08 années à 65 ans.

M. Parkinson, M^{me} Formusa, M^{me} Summers, M. Goldie et M. McQueen sont tous parties à un contrat de travail conclu avec Hydro One, qui régit les modalités de leur emploi actuel ou ancien emploi auprès de Hydro One, selon le cas. M. Parkinson, M^{me} Formusa, M^{me} Summers, M. Goldie et M. McQueen avaient

tous droit en vertu de leur contrat de travail respectif au salaire, aux avantages et aux droits à retraite décrits précédemment. Comme il est indiqué ci-dessus, le 8 décembre 2006, M. Parkinson a démissionné de son poste de président et chef de la direction et M^{me} Formusa a été nommée présidente et chef de la direction (intérimaire). Aucune modification n'a été apportée aux modalités de l'emploi de M^{me} Formusa auprès de Hydro One au moment de sa nomination à titre de présidente et chef de la direction (intérimaire). Le conseil d'administration devrait revoir les modalités de l'emploi de M^{me} Formusa auprès de Hydro One au cours des prochains mois.

Conformément aux modalités du contrat de travail de M. Parkinson, l'emploi de ce dernier devait prendre fin le 31 janvier 2010, à moins qu'il ne soit prolongé d'un commun accord entre celui-ci et Hydro One. Aux termes de ce contrat, le salaire de base de M. Parkinson a été augmenté de 4 % en 2005, de 3,85 % en 2006 et il devait être augmenté de 4,9 % en 2007. Si Hydro One avait mis fin sans motif sérieux à l'emploi de M. Parkinson, celui-ci aurait eu droit i) à une somme égale à son salaire de base et à son allocation à l'intention des cadres pendant une période de 24 mois à compter de la date de cessation de son emploi (payable sous forme de versement forfaitaire ou en versements mensuels égaux pendant cette période de 24 mois), ii) à tous ses avantages pendant une période de 24 mois à compter de la date de cessation de son emploi (payables sous forme de versement forfaitaire ou en versements mensuels égaux pendant cette période de 24 mois), iii) à une prime correspondant au moins à la moyenne des trois primes précédentes qui lui ont été versées ou, si cette somme est plus élevée, à 25 % de son salaire de base (payable sous forme de versements forfaitaires ou en versements mensuels égaux pendant cette période de 24 mois), iv) au maintien du subside hypothécaire (dont il est traité ci-après) à concurrence d'un maximum de 125 000 \$ et v) au remboursement de certains frais de déménagement s'il déménage en Australie. M. Parkinson avait également le droit de cumuler des années de service décomptées aux termes du régime de retraite de Hydro One durant cette période (comme il est indiqué ci-après). Pour compenser les frais de déménagement de M. Parkinson au Canada, Hydro One s'est engagée, pendant la durée de son contrat de travail et à la cessation de son emploi, à lui verser une aide globale d'au plus 125 000 \$ relativement à l'intérêt mensuel payable aux termes du prêt hypothécaire relatif à sa résidence.

De plus, conformément au contrat de travail de M. Parkinson, celui-ci avait droit à des prestations de retraite complémentaires, qui comprennent une rente et d'autres avantages sur la même base que le régime de retraite de Hydro One, avec certaines améliorations. Ces prestations de retraite complémentaires prévoient le versement d'une rente de retraite anticipée non réduite en cas de cessation d'emploi à l'âge de 60 ans ou par la suite. Toutes ces prestations versées à M. Parkinson aux termes du régime de prestations de retraite complémentaires seront réduites par les prestations qui lui sont versées dans le cadre du régime de pension agréé de Hydro One, lorsque ces paiements sont effectivement versés. Toutes les années de service décomptées dans le cadre du régime de pension agréé de Hydro One seront également validées dans le cadre du régime de prestations de retraite complémentaires et Hydro One créditera le régime de prestations de retraite complémentaires d'une demi-année de service additionnelle pour chaque année de service décomptée aux termes du régime de retraite de Hydro One (y compris la période de 24 mois dont il est question ci-dessus). Dans certaines circonstances, y compris s'il est mis fin à son emploi sans motif sérieux, M. Parkinson aura droit à une demi-année de service additionnelle pour chaque année de service décomptée aux termes du régime de retraite de Hydro One (y compris la période de cessation). De plus, en cas de décès, de démission ou de départ à la retraite de M. Parkinson ou s'il est mis fin à son contrat de travail, avec ou sans motif, aux fins du calcul des prestations aux termes du régime de prestations de retraite complémentaires, la rémunération de base utilisée sera réputée avoir été majorée de 5 560 \$ par mois pour les 36 mois consécutifs durant lesquels sa rémunération de base était la plus élevée.

Dans le cadre de sa démission, M. Parkinson a reçu ou a le droit de recevoir une somme totale d'environ 3,3 millions de dollars composée i) d'un versement forfaitaire à l'égard de son salaire de base pour 2007 et de son allocation à l'intention des cadres pour une période de 24 mois à compter de la date de sa démission, ii) à tous ses avantages pour une période de 24 mois à compter de la date de sa démission (payables sous forme de versement forfaitaire ou durant cette période de 24 mois), iii) à une prime

correspondant à la moyenne des trois primes précédents qui lui ont été versées ou, si cette somme était plus élevée, à 25 % de son salaire de base (payable sous forme de versement forfaitaire ou sur la période de 24 mois qui suit la date de sa démission), iv) au paiement du subside hypothécaire payable à l'égard du déménagement de M. Parkinson au Canada (sous forme de versement forfaitaire) et v) au remboursement de certains frais de déménagement si M. Parkinson déménage en Australie. Aux termes du régime de retraite de Hydro One, Hydro One créditera également le régime de prestations de retraite complémentaires d'une année de service additionnelle pour chaque année de service décomptée aux fins des droits à la retraite et de l'admissibilité aux prestations, comme il est indiqué plus en détail ci-dessus. De plus, aux fins du calcul des prestations payables aux termes du régime de prestations de retraite complémentaires, la rémunération de base utilisée sera réputée avoir été majorée de 5 560 \$ par mois pour les 36 mois consécutifs durant lesquels sa rémunération de base était la plus élevée.

M. Parkinson a signé les décharges habituelles en faveur de Hydro One dans le cadre de sa démission et s'est engagé à garder confidentiels certains renseignements concernant Hydro One.

Si Hydro One met fin sans motif sérieux à l'emploi de M^{me} Formusa, de M^{me} Summers, de M. Goldie ou de M. McQueen, chacun d'entre eux aura le droit de recevoir une somme égale à son salaire de base à la date de cessation en versements mensuels égaux pendant une période de 24 mois (18 mois dans le cas de M. McQueen), de même que ses avantages durant la même période (et des primes correspondant à la moyenne des trois primes précédentes). M^{me} Formusa, M^{me} Summers, M. Goldie et M. McQueen continueront d'accumuler des années de service décomptées aux termes du régime de retraite de Hydro One durant cette période de 24 mois (18 mois dans le cas de M. McQueen).

RAPPORT SUR LA RÉMUNÉRATION DE LA DIRECTION

Responsabilités du comité des ressources humaines et des politiques publiques

Le comité des ressources humaines et des politiques publiques (le « comité ») a notamment pour mandat d'étudier le rendement et la rémunération de nos hauts dirigeants et de formuler des recommandations au conseil d'administration relativement à la rémunération du président. De plus, le comité est chargé d'évaluer la pertinence de notre structure organisationnelle actuelle et future, d'étudier la planification de la relève pour les dirigeants affectés au siège social et aux divisions ainsi que de conseiller le conseil d'administration sur des affaires publiques qui ont des incidences importantes sur notre société. Le comité est composé des administrateurs suivants : M. Blake Wallace (président), M. Walter Murray, M^{me} Kathleen O'Neill (qui a démissionné de son poste le 24 janvier 2007) et M. Murray Elston. L'honorable Bob Rae a été nommé président du comité en 2004 et a démissionné de son poste le 17 avril 2006.

Généralités

Notre conseil d'administration établit la rémunération des hauts dirigeants de Hydro One, notamment de ceux qui sont nommés dans le tableau sommaire de la rémunération (les « hauts dirigeants désignés »), suivant la recommandation du comité.

Le programme de rémunération de la direction de Hydro One est conçu de manière à lier les niveaux de rémunération au rendement et à être concurrentiel par rapport à celui des sociétés canadiennes de services publics et du secteur de l'énergie, qu'il s'agisse de sociétés dont les titres sont détenus dans le public ou de sociétés qui appartiennent à des intérêts privés. Ce programme est conçu pour attirer, motiver et conserver à notre service des dirigeants, ce qui est critique pour le succès actuel et à long terme de Hydro One. Il s'agit d'un aspect particulièrement important compte tenu des risques associés aux données démographiques relatives aux employés et à la concurrence que se livrent les sociétés du secteur de l'énergie pour des employés compétents. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque démographique inhérent à la main-d'œuvre ».

On évalue le niveau de responsabilité et l'importance relative des postes auprès de Hydro One afin d'établir des points de référence interne et externe appropriés. Pour maximiser l'objectivité, le comité effectue l'évaluation de chaque poste de haut dirigeant, en fonction de l'avis de consultants indépendants en matière de rémunération. Se reporter à la rubrique « Services d'un consultant indépendant » ci-après.

La rémunération des hauts dirigeants comprend un salaire de base et, éventuellement, une rémunération incitative annuelle et à court terme, le comité étant chargé d'approuver tous ces éléments. L'évaluation de la rémunération est fondée sur un certain nombre de facteurs quantitatifs et qualitatifs qui comprennent la contribution aux principales stratégies d'entreprise et aux résultats financiers. Se reporter à la rubrique « Mesures du rendement et objectifs » ci-après.

Services d'un consultant indépendant

Le comité retient les services d'un consultant indépendant du groupe Hay qui est chargé de lui fournir des conseils sur des questions liées à la rémunération, y compris la rémunération des dirigeants.

Mesures du rendement et objectifs

Hydro One établit ses mesures de rendement et ses objectifs sur une base annuelle. Le comité examine ces mesures et objectifs, qui sont ensuite examinés et approuvés par le conseil d'administration. Ces mesures et objectifs sont fondés sur les objectifs stratégiques clés de Hydro One en ce qui a trait à la sécurité, aux clients, à la fiabilité, aux finances et aux employés. Se reporter à la rubrique « Description de l'entreprise – Notre stratégie ».

Hydro One élabore des mesures et fixe des objectifs afin d'évaluer le rendement dans tous les secteurs stratégiques énumérés ci-dessus tout en s'assurant que les besoins des principales parties prenantes sont satisfaits. Le comité a déterminé que Hydro One avait atteint ou dépassé ses objectifs dans tous ses aspects en 2006, sauf la satisfaction des clients producteurs, et noté une amélioration dans un certain nombre de domaines par rapport à 2005.

Sécurité et employés

La nature potentiellement dangereuse des activités de Hydro One requiert qu'on accorde beaucoup d'importance à la sécurité. Dans ce domaine, Hydro One mesure le potentiel de danger raisonnable maximal afin de repérer les problèmes ou situations qui pourraient accroître le risque de blessures. Hydro One a obtenu un taux de 8,0 en 2006, ce qui représente 16 % de moins qu'en 2005 et 38 % de moins qu'en 2003. Hydro One a dépassé son objectif en 2006.

En ce qui a trait aux incidents graves qui se situent dans les zones de risque élevé, Hydro One porte une attention particulière aux contacts électriques, aux accidents avec les véhicules motorisés pouvant être prévenus, aux défaillances de l'équipement de travail, aux chutes d'objets et aux différents types de chutes en 2006. Le nombre d'incidents graves est passé de 9,3 incidents par million d'heures travaillées en 2003 à 5,2 en 2006. Hydro One a dépassé son objectif en 2006.

Clients

La satisfaction des clients est également un élément important pour Hydro One. Le sondage de la satisfaction des grandes sociétés faisant appel aux services de transport et de distribution indique une amélioration de la satisfaction de la clientèle, 86 % des clients s'étant montrés satisfaits en 2006 comparativement à 83 % en 2005. Hydro One a vu la satisfaction de ses grands clients s'améliorer d'année en année depuis 2002. Le sondage effectué auprès des abonnés du service résidentiel et des petites entreprises indique également une amélioration de la satisfaction, 83 % des clients s'étant montrés satisfaits en 2006 comparativement à 81 % en 2005. Bien que les résultats obtenus en 2006 dans le cadre

du sondage réalisé auprès des clients producteurs aient été satisfaisants, l'objectif n'a pas été atteint, et on s'emploiera à améliorer en 2007 les aspects qui laissaient à désirer. Le comité a déclaré que Hydro One avait atteint ou dépassé ses objectifs dans tous les aspects relatifs à la satisfaction de la clientèle, sauf la satisfaction des clients producteurs.

Fiabilité

La fiabilité est influencée par les conditions météorologiques et les contraintes de production et elle dépend des réseaux de transport et de distribution de la société, qui doivent être hautement performants. Hydro One est consciente que les entreprises de toute taille doivent obtenir un service fiable pour qu'elles puissent livrer leurs produits et services et Hydro One a pour objectif d'offrir un service de premier quartile. En 2006, Hydro One a atteint ses objectifs annuels en matière de fiabilité et a amélioré la plupart de ses résultats par rapport à 2005. Il s'agit d'un résultat d'autant plus exceptionnel que ces objectifs ont été atteints alors que la société a eu à composer avec un certain nombre de tempêtes dévastatrices tout au long de l'année, y compris des tempêtes consécutives importantes tout au long de l'été. Le comité a déclaré que Hydro One avait atteint ou dépassé ses objectifs dans ce domaine.

Résultats financiers

Finalement, l'excellence des résultats financiers figure au centre des préoccupations de Hydro One. En 2006, Hydro One a maintenu ou amélioré ses notes à l'égard de ses dettes à court terme et à long terme. En juin, la note attribuée à la dette à long terme de Hydro One a été portée à « A (élevé) » par Dominion Bond Rating Services Inc. en raison de facteurs clés, dont la prévision que Hydro One continuera d'afficher un solide bilan financier à moyen et à long termes. Le comité a déclaré que Hydro One avait atteint ou dépassé ses objectifs dans ce domaine.

Salaire de base

Le comité établit des fourchettes de salaire pour les postes qu'occupent les hauts dirigeants suivant une étude des données du marché tirées de sondages sur des groupes comparables et le secteur d'activité et des sondages nationaux que fournissent des conseillers indépendants. En 2002, le comité a révisé la politique de rémunération en ce qui a trait au salaire de base. Les groupes comparables que Hydro One utilise à cette fin sont composés de sociétés canadiennes de services publics et du secteur de l'énergie, qu'il s'agisse de sociétés dont les titres sont détenus dans le public ou de sociétés qui appartiennent à des intérêts privés. La politique de Hydro One quant au salaire de base des hauts dirigeants est d'établir la rémunération au 75^e centile du marché cible. Le niveau réel du salaire de base, dans la fourchette approuvée pour chaque haut dirigeant, y compris les hauts dirigeants désignés, est établi en fonction de la description de poste ainsi que du rendement et de l'expérience de chacun d'eux.

Régime incitatif à court terme

Le régime incitatif à court terme de Hydro One est un mécanisme utilisé par la société pour améliorer le rendement. Le personnel de direction ne reçoit pas d'options d'achat d'actions et la société n'accorde plus d'incitatifs à long terme. Le régime incitatif à court terme de Hydro One donne la possibilité aux participants, notamment aux hauts dirigeants désignés, de gagner un versement incitatif annuel en espèces en fonction de l'atteinte des objectifs de rendement qu'établit le conseil d'administration et de leur contribution individuelle à ces objectifs. On mesure le rendement en comparant les résultats réels aux cibles établies au début de l'année. Se reporter à la rubrique « Mesures du rendement et objectifs » ci-dessus. Les octrois possibles sont exprimés en pourcentage du salaire de base. Pour les hauts dirigeants désignés, les octrois possibles varient entre 0 % et 60 % du salaire de base (entre 0 % et 80 % du salaire de base pour le président et chef de la direction) lorsque les cibles de rendement sont atteintes, sous réserve de la latitude dont dispose le comité. Le conseil d'administration peut à son gré accorder un octroi supérieur au maximum dans le cas du président et chef de la direction.

Régime incitatif à long terme

Le régime incitatif à long terme est décrit ci-dessus. Le régime a été aboli en date du 31 décembre 2002, et les versements finaux aux termes du régime ont été effectués en 2005.

Rémunération du président et chef de la direction

La philosophie de rémunération au rendement sous-jacente au programme de rémunération de la direction de Hydro One s'applique également à la rémunération du président et chef de la direction et le comité fait des recommandations sur la rémunération du président et chef de la direction et le conseil l'approuve après une évaluation soignée de sa contribution personnelle au rendement de Hydro One. Cette évaluation est fondée sur un certain nombre de facteurs quantitatifs et qualitatifs incluant les résultats financiers, la planification stratégique, les mesures stratégiques, les qualités de meneur et le sens des affaires. Se reporter à la rubrique « Mesures du rendement et objectifs » ci-dessus.

Rémunération des administrateurs

Les règlements administratifs de Hydro One prévoient que les administrateurs peuvent recevoir pour leurs services une rémunération raisonnable, proportionnée à leurs fonctions, ainsi que le remboursement de toutes les dépenses raisonnables engagées dans l'exécution de leurs fonctions, notamment leurs frais de déplacement. Le conseil établit le montant de cette rémunération à l'occasion. La rémunération suivante est actuellement versée aux administrateurs :

Rémunération des administrateurs	25 000 \$ par année
Rémunération des présidents de comité	3 000 \$ par année
Participation aux réunions du conseil et des comités	900 \$ par réunion

Cette rémunération est révisée périodiquement. Toutefois, elle ne l'a pas été depuis 2001. Le président et chef de la direction n'a pas droit à cette rémunération.

La rémunération des administrateurs, déduction faite des retenues à la source, est versée trimestriellement par dépôt direct ou par chèque, selon les directives de l'administrateur en cause.

Rita Burak a été nommée présidente du conseil d'administration le 30 mai 2003. M^{me} Burak touche une rémunération annuelle de 150 000 \$, alors qu'auparavant le président du conseil d'administration touchait 250 000 \$ par année. M^{me} Burak ne reçoit pas de rémunération additionnelle pour ses services à titre d'administratrice.

Le rapport qui précède est fait par les membres du comité des ressources humaines et des politiques publiques :

M. Blake Wallace, président
M. Murray Elston
M. Walter Murray

NOMINATION DES VÉRIFICATEURS

Les vérificateurs de notre société sont Ernst & Young s.r.l., qui ont été nommés à ce titre pour la première fois le 18 janvier 1999.

INFORMATION SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DES FINANCES

La charte du comité de vérification et des finances

Le mandat de notre comité de vérification et des finances est reproduit à l'annexe A, qui est intégrée par renvoi aux présentes.

Composition du comité de vérification et des finances

Les membres actuels de notre comité de vérification et des finances sont Eileen A. Mercier, Murray J. Elston, Walter Murray et Douglas E. Speers. Kathleen O'Neill était membre du comité de vérification et des finances en 2006 jusqu'à ce qu'elle démissionne de son poste en date du 24 janvier 2007.

Tous les membres sont indépendants et possèdent des compétences financières, tels que ces termes sont définis dans les lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables.

Formation et expérience pertinentes

Outre l'expérience professionnelle générale de chaque membre, la formation et l'expérience de chaque membre du comité de vérification et des finances qui sont pertinentes pour l'exécution de ses fonctions à titre de membre du comité de vérification et des finances sont décrites ci-après.

M^{me} Mercier est titulaire d'un MBA de l'université York. Elle a fondé, en 1995, sa propre société de consultation en gestion, Finvoy Management Inc., qui se spécialise dans les questions liées aux stratégies financières, aux restructurations et à la gouvernance d'entreprise. De 1990 à 1995, M^{me} Mercier a été chef des finances d'Abitibi-Price Inc. De plus, M^{me} Mercier détient le titre de Fellow de l'Institut des banquiers canadiens. Depuis 1994, elle siège au comité de vérification de plusieurs conseils d'administration. Elle est également présidente du régime de retraite des enseignantes et des enseignants de l'Ontario.

M. Elston a occupé divers postes à titre de haut fonctionnaire au gouvernement de l'Ontario, y compris celui de président du Conseil de gestion, de président du Comité des comptes publics et de ministre des Institutions financières, poste qui comportait une fonction de réglementation des institutions financières. M. Elston a également été membre de la direction de plusieurs organismes sans but lucratif.

M^{me} O'Neill détient le titre de Fellow de l'Institute of Chartered Accountants. M^{me} O'Neill a occupé divers postes auprès de BMO Groupe financier. Elle a aussi été associée en fiscalité de PricewaterhouseCoopers et donnait à ce titre des conseils sur des questions relatives à la structure des sociétés et à la fiscalité internationale ainsi qu'en matière de vérification. M^{me} O'Neill a siégé au comité de vérification de plusieurs conseils d'administration et a été présidente du comité de vérification et des finances du St. Joseph's Health Centre.

M. Murray a été vice-président du conseil et membre du comité de direction de RBC Marchés des Capitaux. À ce titre, il était responsable des relations à l'égard d'un portefeuille de comptes canadiens et internationaux importants. Depuis 2000, M. Murray est administrateur d'Ivernia Inc. et président de son comité de vérification.

M. Speers détient un MBA de la Richard Ivey School of Business de l'Université Western Ontario. Il est actuellement administrateur d'Emco Corporation et a occupé plusieurs postes de cadres auprès de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée au Canada et auprès d'Exxon International. Il est membre du conseil d'administration d'un certain nombre de sociétés fermées.

Surveillance du comité de vérification et des finances

Notre comité de vérification et des finances n'a fait aucune recommandation au sujet de la mise en candidature et de la rémunération de vérificateurs externes dont la candidature n'a pas été approuvée par notre conseil d'administration.

Politiques et procédures de préapprobation

Conformément aux dispositions de son mandat, le comité de vérification et des finances ratifie tous les services autres que de vérification qui ont été préapprouvés par le président du comité et qui doivent être fournis à la Société par ses vérificateurs externes.

Frais liés aux services des vérificateurs externes

a) Honoraires de vérification

Les honoraires de vérification devant être facturés par Ernst & Young s.r.l. pour l'exercice 2006 sont évalués à 895 000 \$. Les honoraires de vérification facturés par Ernst & Young s.r.l. pour l'exercice 2005 se sont élevés à 699 100 \$.

b) Honoraires pour services liés à la vérification

Le montant total des honoraires liés à la vérification qui ont été facturés par Ernst & Young s.r.l. pour l'exercice 2006 a atteint 169 900 \$. Les services fournis étaient les suivants : consultations en comptabilité et relatives au contrôle interne, vérification du régime de retraite de Hydro One, traductions vers le français et examen des frais engagés par la direction.

Les honoraires liés à la vérification facturés par Ernst & Young s.r.l. pour l'exercice 2005 se sont élevés à 145 400 \$. Les services fournis étaient les suivants : consultations en comptabilité et relatives au contrôle interne, vérification du régime de retraite de Hydro One, traductions vers le français et examen des frais engagés par la direction.

c) Honoraires pour services fiscaux

Aucuns honoraires pour services fiscaux n'ont été facturés par Ernst & Young s.r.l. pour l'exercice 2006.

Les honoraires liés à des services de fiscalité facturés par Ernst & Young s.r.l. pour l'exercice 2005 se sont élevés à 1 200 \$. Les services fournis étaient les suivants : conseils généraux en fiscalité.

d) Tous les autres frais

Aucuns autres frais n'ont été facturés par Ernst & Young s.r.l. pour l'exercice 2006 ni pour l'exercice 2005.

INFORMATION CONCERNANT LA GOUVERNANCE

Conseil d'administration

Le conseil a effectué une évaluation de l'indépendance des administrateurs actuels de Hydro One et a conclu qu'ils étaient tous « indépendants » au sens des règles adoptées par les Autorités canadiennes en

valeurs mobilières (les « ACVM »). M. Tom Parkinson, qui était président et chef de la direction de notre société et membre du conseil d'administration jusqu'au 8 décembre 2006, n'était pas indépendant.

Le conseil a scindé les fonctions du président du conseil et du chef de la direction. M^{me} Rita Burak a été nommée présidente du conseil le 30 mai 2003 et est une administratrice indépendante. La principale responsabilité de la présidente du conseil d'administration consiste à assurer un leadership au conseil d'administration et à améliorer l'efficacité du conseil. La présidente du conseil d'administration s'assure également que les relations entre le conseil, la direction, l'actionnaire et les autres parties prenantes sont efficaces et qu'elles servent les intérêts de notre société.

Les administrateurs indépendants tiennent des réunions périodiques hors de la présence des administrateurs non indépendants et des membres de la direction. En 2006, sept réunions hors de la présence des membres de la direction ont eu lieu. De plus, le comité de vérification et des finances tient régulièrement des réunions avec les vérificateurs externes et le vérificateur interne. Le président du comité de vérification et des finances rencontre le vérificateur interne deux fois par année. Ces réunions favorisent la libre discussion entre les administrateurs indépendants.

Relevé de présence des administrateurs

Le tableau suivant est un relevé de présence de chaque administrateur aux réunions du conseil d'administration qui ont eu lieu au cours de la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2006.

Administrateur	Présence aux réunions du conseil
Rita Burak	15 de 15
Sami Bébawi	12 de 15
Murray J. Elston	13 de 15
Don MacKinnon ¹⁾	13 de 14
Eileen A. Mercier	13 de 15
Walter Murray	15 de 15
Kathleen O'Neill	15 de 15
Tom Parkinson ²⁾	14 de 14
Hon. Bob Rae ³⁾	2 de 3
Kenneth D. Taylor	13 de 15
Douglas E. Speers	15 de 15
Blake Wallace	15 de 15

1) M. MacKinnon n'a pas assisté à une réunion du conseil parce que cette réunion portait uniquement sur des questions de relations de travail et qu'en raison de ses fonctions de président du Power Workers' Union, il se trouvait en conflit d'intérêts.

2) M. Parkinson a été membre du conseil d'administration jusqu'au 8 décembre 2006.

3) L'honorable Bob Rae a été membre du conseil d'administration jusqu'au 17 avril 2006.

Appartenance au conseil d'administration d'autres émetteurs assujettis :

Administrateur	Émetteur assujetti
Rita Burak	Réseau universitaire de santé
Eileen A. Mercier	Groupe CGI Inc., ING Canada Inc., Shermag Inc., Teekay

Administrateur

Walter Murray

Kathleen O'Neill

Kenneth D. Taylor

Émetteur assujéti

Shipping Corporation, Réseau universitaire de santé

Ivernia Inc.

MDS Inc., Groupe TSX Inc.

Devine Entertainment Corp., Ascendia Brands Inc.

Mandat du conseil

Le conseil d'administration est responsable de la gérance de notre société et de la supervision de la conduite des activités commerciales et des affaires internes de notre société. Les responsabilités du conseil comprennent l'élaboration de la vision de notre société en matière de gouvernance, l'adoption d'un plan stratégique et l'identification des principaux risques associés à l'entreprise de notre société. Le conseil a adopté un mandat dont le texte est reproduit à l'annexe B, laquelle annexe est intégrée aux présentes par renvoi.

Descriptions de poste

Le conseil a adopté des descriptions de poste pour la présidente du conseil et les présidents de comités du conseil. La description de poste de chaque président de comité est énoncée dans le mandat du comité. En général, les présidents de comité doivent assurer un leadership à leur comité et rendre compte au conseil au nom du comité. Le conseil a également adopté une description de poste à l'égard du président et chef de la direction, qui énonce les principales fonctions et responsabilités de ce poste.

Comités du conseil d'administration

Le conseil d'administration a créé cinq comités permanents du conseil et un comité consultatif spécial du conseil et il délègue à chacun de ces comités certaines responsabilités qui lui incombent. Nonobstant cette délégation, le conseil conserve son rôle de surveillance et demeure responsable en dernier lieu de toutes les questions déléguées aux comités.

Les cinq comités permanents du conseil sont le comité de vérification et des finances, le comité de gouvernance, le comité des ressources humaines et des politiques publiques, le comité de la réglementation et de l'environnement et le comité de la santé et de la sécurité. Le comité consultatif spécial du conseil est le comité des technologies de l'information. Les fonctions et les responsabilités de chacun de ces comités sont énoncées dans un mandat officiel écrit. Ces mandats sont révisés au moins une fois par année pour faire en sorte qu'ils reflètent les meilleures pratiques ainsi que les exigences applicables des organismes de réglementation. Une description sommaire des responsabilités de chaque comité est présentée ci-après.

Comité de vérification et des finances

Le comité de vérification et des finances est composé entièrement d'administrateurs indépendants comme l'exige les règles des ACVM (pour de plus amples renseignements, se reporter au mandat du comité de vérification et des finances qui est joint aux présentes). Le comité de vérification et des finances est chargé de superviser l'intégrité des méthodes comptables et de la présentation de l'information financière, les contrôles internes, la vérification interne, les risques importants associés à l'entreprise, la conformité financière et les politiques en matière de déontologie.

Comité de gouvernance

Le comité de gouvernance est composé entièrement d'administrateurs indépendants. Ce comité agit en tant que comité de mise en candidature du conseil d'administration et fait des recommandations à l'égard des candidats aux postes d'administrateurs, de la nomination des membres des comités, de la rémunération des administrateurs et de la politique de gouvernance applicable aux comités et à l'ensemble du conseil. Le comité révisé les critères généraux et particuliers applicables aux candidats à l'élection au conseil. Cet examen a pour but d'assurer que la composition du conseil reflète la meilleure diversité de compétences et d'expérience qui lui permettront de guider la stratégie à long terme et l'exploitation continue de notre société. De plus, le comité procède à une évaluation annuelle du conseil et fait des recommandations sur les modifications à apporter au processus d'évaluation.

Comité des ressources humaines et des politiques publiques

Le comité des ressources humaines et des politiques publiques est composé entièrement d'administrateurs indépendants. Le comité fait des recommandations sur la politique de rémunération des cadres, fait l'évaluation du rendement du chef de la direction, formule des recommandations sur la stratégie de négociation avec les syndicats et joue un rôle consultatif auprès du conseil dans le domaine des politiques publiques et des responsabilités sociales de l'entreprise. À cet égard, le comité se penche en outre sur la planification de la relève et les recommandations en vue de la nomination des cadres à des postes de direction. En 2005, les services de Hay Management Consultants ont été retenus afin qu'ils étudient la rémunération de la direction et fournissent un avis à cet égard. Pour de plus amples renseignements sur la rémunération des cadres de notre société, se reporter à la rubrique « Déclaration sur la rémunération des membres de la haute direction ».

Comité de la réglementation et de l'environnement

Le comité de la réglementation et de l'environnement fait le suivi de la conformité de notre société avec les exigences réglementaires et environnementales et les risques connexes, révisent les politiques s'y rapportant et supervisent de façon générale les processus et les procédures reliés à la conformité réglementaire et environnementale au sein de notre société.

Comité de la santé et de la sécurité

Le comité de la santé et de la sécurité joue un rôle consultatif auprès du conseil en ce a trait aux politiques et aux normes de santé et de sécurité, fait le suivi de la conformité avec la réglementation sur la santé et la sécurité au sein de notre société et révisé les plans d'intervention en cas d'urgence de notre société et fait un compte rendu à ce sujet au conseil.

Comité des technologies de l'information

Le comité des technologies de l'information est composé entièrement d'administrateurs indépendants et a été mis sur pied à titre de comité consultatif spécial du conseil chargé spécialement d'assister le conseil dans sa responsabilité de surveillance des questions relatives à la stratégie de remplacement des systèmes d'application d'entreprise de notre société.

La stratégie de remplacement des systèmes d'application d'entreprise consiste à remplacer nos applications d'entreprise personnalisées par des applications de systèmes logiciels disponibles sur le marché afin de simplifier notre infrastructure de technologie de l'information et d'améliorer la fonctionnalité de nos procédés d'entreprise.

Orientation et formation continue

Lorsqu'ils deviennent membres du conseil, tous les nouveaux administrateurs se voient remettre un guide à l'intention des administrateurs qui décrit sommairement l'organisation, le fonctionnement financier, le régime réglementaire et l'exploitation de notre société. Ce guide contient également des renseignements sur la structure du conseil et de ses comités, les mandats de ces comités et des renseignements généraux sur les obligations d'un administrateur. En outre, les nouveaux administrateurs visitent les installations de nos sociétés et rencontrent la haute direction dans le cadre de séances d'information. Grâce à ces séances d'orientation avec la haute direction et aux visites des installations, les administrateurs acquièrent une compréhension approfondie de l'entreprise de notre société, ce qui les aide dans l'exécution de leurs obligations et l'exercice de leurs fonctions à titre d'administrateurs.

Sur une base plus permanente, dans le cadre des réunions régulières du conseil, les administrateurs reçoivent des exposés et des rapports sur des sujets reliés à l'entreprise de notre société, soit à la suite de suggestions faites par la direction ou à la demande de membres du conseil. De plus, les administrateurs reçoivent de l'information de la direction, notamment au sujet de mesures découlant d'une réunion du conseil.

Éthique commerciale

Le conseil a adopté un code d'éthique commerciale écrit (le « code »). Le code énonce en détails les principes et les attentes en ce qui a trait à la déontologie, aux conflits d'intérêts et à la conformité aux lois. Ce code fait partie des structures de contrôle interne de Hydro One et s'applique à tous ses administrateurs, dirigeants et employés. Le code s'applique également aux mandataires, aux consultants, aux entrepreneurs et aux partenaires commerciaux de Hydro One, dans la mesure du possible. Le code est affiché sur l'Intranet de la Société et sur son site Web externe à www.HydroOne.com.

Notre société a un responsable de l'éthique commerciale qui doit s'assurer que les mesures appropriées sont prises aux fins de l'investigation et de la résolution des infractions connues ou soupçonnées à l'égard du code et du dépistage et du signalement de toutes ces infractions. Le conseil fait un suivi de la conformité au code par l'entremise du comité des ressources humaines et des politiques publiques et du comité de vérification et des finances, dont relève le responsable de l'éthique commerciale. Le chef de la direction assume en dernier lieu la responsabilité de la conformité de notre société au code. De plus, le conseil d'administration se conforme à une politique en matière de conflit d'intérêts selon laquelle les administrateurs sont tenus d'exercer un jugement indépendant lorsqu'ils examinent des opérations et des contrats dans lesquels un administrateur détient un intérêt important.

Évaluation du conseil, des comités et des administrateurs

Un processus est en place pour l'évaluation de l'efficacité du conseil d'administration et de ses comités. Ce processus comprend deux questionnaires écrits que les administrateurs remplissent chaque année. Le sondage d'autoévaluation de l'efficacité du conseil traite des responsabilités, du fonctionnement et de l'efficacité du conseil. Le questionnaire d'autoévaluation des administrateurs permet à chaque administrateur de cerner les points à améliorer et d'évaluer le rendement. Les réponses des administrateurs à ces questionnaires sont compilées dans deux rapports sommaires que le comité de gouvernance étudie pour établir quelles mesures pourraient s'imposer, le cas échéant. Le président du comité de gouvernance fournit au conseil un rapport sur les rapports sommaires. En plus des questionnaires écrits, le président du conseil rencontre chaque administrateur une fois par année pour discuter du rendement individuel et de l'efficacité du conseil.

ANNEXE A
MANDAT DU COMITÉ DE VÉRIFICATION ET DES FINANCES

1. Conformément au règlement administratif n° 1 de Hydro One Inc. (la « Société »), un comité d'administrateurs devant être connu sous le nom de « comité de vérification et des finances » (ci-après appelé le « comité ») est par les présentes établi.
2. Le comité est composé d'au moins quatre administrateurs qui répondent aux exigences applicables en vertu de la *Loi sur les valeurs mobilières* (Ontario) et de ses règlements d'application, notamment :
 - Indépendance. Le comité est composé d'administrateurs qui satisfont aux exigences en matière d'indépendance et de composition du comité de vérification des autorités de réglementation des valeurs mobilières compétentes ou de tout organisme gouvernemental ou de réglementation qui régit la Société en vigueur à l'occasion. Un membre ne peut accepter de rémunération de consultation ou compensatoire, sauf la rémunération qui lui est versée pour ses services à titre d'administrateur et le remboursement de ses frais par la Société.
 - Compétences financières. Tous les membres doivent posséder des compétences financières (au moment de leur nomination à titre de membre du comité ou à l'intérieur d'un délai raisonnable après leur nomination). Un membre possède des compétences financières s'il a la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présente des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables dans l'ensemble à ceux des questions dont on peut raisonnablement penser qu'elles seront soulevées par les états financiers de la Société.
3. Les membres du comité doivent être nommés, ou leur mandat doit être reconduit, à la réunion d'organisation du conseil d'administration (le « conseil ») immédiatement après chaque assemblée annuelle de l'actionnaire de la Société. Chaque membre du comité demeure en poste jusqu'à ce que son successeur soit nommé, sauf s'il démissionne de son poste, s'il est destitué par le conseil ou qu'il cesse de siéger au conseil d'administration de la Société. Si une vacance survient à tout moment au sein du comité, le conseil peut suppléer à cette vacance et doit le faire si, par suite de celle-ci, le comité compte moins de quatre administrateurs. Si un poste devient vacant au sein du comité, les membres restants peuvent exercer tous les pouvoirs du comité tant qu'un quorum demeure en poste.
4. Le conseil ou, à défaut de celui-ci, les membres du comité doivent désigner un membre à titre de président. Si le président du comité n'est pas présent à une réunion du comité, le comité doit désigner l'un des membres présents à titre de président de la réunion. Le président du comité est chargé d'assurer un leadership au comité, notamment de préparer l'ordre du jour, de présider les réunions et d'établir les tâches du comité. Le président d'une réunion du comité a une voix prépondérante en cas d'impasse. Le comité doit également nommer un secrétaire qui n'est pas nécessairement un administrateur.
5. Le lieu et l'endroit des réunions du comité et l'ordre du jour de ces réunions sont déterminés à l'occasion par les membres du comité, sous réserve des conditions suivantes :
 - a) le quorum aux réunions est constitué de trois membres, qui participent à la réunion en personne, par téléphone ou par un autre moyen de télécommunication qui permet à tous les participants à l'assemblée de communiquer entre eux et de s'entendre les uns les autres;
 - b) le comité se réunit au moins une fois par trimestre;

- c) l'avis de convocation à chaque réunion est donné par écrit ou par télécopieur à chaque membre du comité, aux vérificateurs internes et aux vérificateurs externes de la Société au moins 24 heures avant l'heure fixée pour cette réunion. Toutefois, un membre peut, de quelque manière que ce soit, renoncer à un avis de convocation et le fait pour un membre d'assister à une réunion constitue une renonciation à l'avis de convocation sauf s'il assiste à une réunion dans le but exprès de s'objecter à une opération aux motifs que la réunion n'a pas été légalement convoquée. Le comité peut exiger que les vérificateurs externes assistent à une ou à plusieurs réunions du comité aux frais de la Société, lesquels seront inclus dans la rémunération annuelle des vérificateurs externes. Une réunion du comité peut être convoquée par le secrétaire du comité à la demande du président du comité ou du chef de la direction de la Société, ou encore par un membre du comité, les vérificateurs externes ou les vérificateurs internes. Malgré les dispositions du présent paragraphe, le comité a en tout temps le droit de déterminer qui doit et ne doit pas présent être à une partie de la réunion du comité.
6. Le président du comité est chargé de faire un compte rendu au conseil, au nom du comité, sur les questions que le comité a étudiées, sur ses activités et sur la conformité au présent mandat.
7. Pour l'application du présent article, le terme « Société » désigne Hydro One Inc. et ses filiales, tel que ce terme est défini dans le Règlement 52-110 sur les comités de vérification.

Le comité doit :

- 1) dans le cadre de ses fonctions de consultation :
- a) examiner les procédés de vérification interne de la Société et conseiller le conseil sur ses pratiques et procédés de vérification et obtenir une assurance adéquate que les contrôles internes sont adéquats;
 - b) rencontrer séparément les vérificateurs externes et les vérificateurs internes et faire rapport au conseil sur ces rencontres;
 - c) examiner les recommandations des membres de la direction de la Société au sujet de la nomination ou de la reconduction du mandat des vérificateurs externes et faire des recommandations au conseil au sujet de la mise en candidature et de la rémunération des vérificateurs externes devant être nommés à chaque assemblée annuelle de l'actionnaire. Si un changement de vérificateurs externes est proposé, le comité devra s'enquérir des raisons du changement, y compris de la réaction des vérificateurs sortants, ainsi que des compétences des nouveaux vérificateurs proposés avant de faire sa recommandation au conseil;
 - d) examiner périodiquement la nature et l'étendue de la conformité aux exigences concernant les déductions et remises prévues par la loi, notamment la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), la *Loi sur la taxe d'accise* (Canada) et la *Loi sur l'assurance-emploi* (Canada), la nature, l'étendue et les motifs de la non-conformité ainsi que les moyens et l'échéancier prévus pour corriger les lacunes, et faire rapport au conseil sur l'état d'avancement de ces questions;
 - e) examiner et réévaluer le mandat du comité au moins une fois par année et faire rapport au conseil sur les résultats de cet examen, y compris toute modification recommandée à l'égard du mandat;

- f) le comité doit rencontrer la direction afin d'examiner et d'évaluer le processus et les systèmes en place pour l'examen des documents d'information publics qui contiennent l'information financière vérifiée et non vérifiée, ainsi que leur efficacité;
 - g) présenter dans la notice annuelle toute l'information sur le comité exigée par les autorités de réglementation des valeurs mobilières compétentes;
 - h) examiner et évaluer avec la direction et soumettre à l'approbation du conseil tout contrat important ou encore toute opération ou autre question importante touchant la Société et un actionnaire ou toute autre personne qui est propriétaire, directement ou indirectement, de titres avec droit de vote de la Société. À cette fin, « important » désigne une opération, un contrat ou une question ayant une incidence importante, ou dont on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait une incidence importante, sur la situation financière de la Société ou le cours ou la valeur de ses titres.
- 2) Dans le cadre de l'exercice de ses pouvoirs :
- a) examiner et soumettre à l'approbation du conseil :
 - i) les états financiers annuels vérifiés, le rapport de gestion annuel et tout supplément du rapport de gestion annuel de la Société requis ainsi que les communiqués de presse connexes avant que la Société publie cette information;
 - ii) les états financiers (trimestriels) intermédiaires, le rapport de gestion intermédiaire et tout supplément du rapport de gestion intermédiaire de la Société requis ainsi que les communiqués de presse connexes avant que la Société publie cette information, sauf si le conseil délègue au comité un tel pouvoir d'approbation comme il est prévu au paragraphe b) ci-après;
 - iii) tous les états financiers figurant dans les prospectus et autres notices d'offre ainsi que les états financiers requis par les autorités de réglementation des valeurs mobilières;
 - iv) la notice annuelle de la Société et toute autre information similaire devant être déposée conformément aux exigences des autorités de réglementation des valeurs mobilières;
 - v) les prospectus, notices d'offre de la Société ou modifications de ces documents. Pour les besoins du présent mandat, « prospectus » désigne un prospectus provisoire, un prospectus ou une modification d'un tel document, à l'exclusion d'un supplément de fixation du prix;
 - vi) les plans et objectifs de financement annuels de la Société, notamment les stratégies en matière de risque de change et de risque de taux d'intérêt;
 - b) sous réserve du pouvoir délégué par le conseil, examiner et approuver les états financiers intermédiaires, le rapport de gestion intermédiaire et tout supplément

du rapport de gestion intermédiaire de la Société, et examiner et approuver les communiqués de presse connexes;

- c) discuter avec les vérificateurs externes des résultats de leur examen des états financiers intermédiaires et du rapport de gestion intermédiaire, y compris des questions que les vérificateurs externes pourraient soulever aux comités de vérification en vertu des principes comptables généralement reconnus et des normes de vérification généralement reconnues conformément aux lois et règlements sur les valeurs mobilières applicables;
- d) examiner l'émission, aux termes d'un prospectus préalable de la Société, de débentures, de billets et/ou d'autres titres de créance non garantis et garantis de la Société, conformément au pouvoir délégué par le conseil ainsi que le dépôt auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières de tout supplément de prospectus connexe;
- e) examiner et surveiller les plans de vérification des vérificateurs externes et examiner, préapprouver et surveiller directement le travail des vérificateurs externes de la Société dont les services ont été retenus aux fins de la préparation ou de la publication d'un rapport des vérificateurs ou de la prestation d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation pour le compte de la Société, y compris la résolution de toute divergence entre la direction et les vérificateurs externes au sujet de l'information financière. Le comité a le pouvoir de communiquer directement avec les vérificateurs internes et externes.

Le comité doit également examiner le degré de coordination entre les plans de vérification des vérificateurs internes et des vérificateurs externes et vérifiera dans quelle mesure il est possible de se fier à l'étendue de la vérification prévue en vue de déceler des faiblesses dans les contrôles internes, des fraudes ou d'autres actes illégaux. Toute recommandation importante faite par les vérificateurs en vue de renforcer les contrôles externes sera examinée;

- f) préapprouver tous les services de vérification et services autres que de vérification devant être fournis à la Société par ses vérificateurs externes. Relativement aux services autres que de vérification, le comité doit adopter des politiques et procédures particulières pour s'assurer que les services autres que de vérification ne sont pas interdits ou restreints par les autorités de réglementation des valeurs mobilières. Le comité peut également déléguer à un ou à plusieurs de ses membres le pouvoir de préapprouver des services de vérification et des services autres que de vérification, auquel cas la préapprobation de ces services par un membre doit être soumise au comité et ratifiée par celui-ci à sa première réunion prévue après la préapprobation;
- g) examiner les procédés de contrôle interne et le rapport annuel sur les contrôles internes de la direction pour s'assurer qu'ils sont conformes aux lois et que tout conflit d'intérêts est écarté, y compris procéder à un examen des politiques et pratiques concernant les frais et avantages accessoires des membres de la direction, y compris l'utilisation des actifs de la Société;
- h) examiner les fonctions et responsabilités de l'équipe de vérification interne concernant les contrôles, les procédés et les pratiques comptables de la Société;

- i) examiner les programmes et politiques de gestion concernant le caractère adéquat et l'efficacité des contrôles internes relatifs aux systèmes de comptabilité et d'information financière mis en place au sein de la Société et, en particulier, le comité examinera la réaction de la direction aux recommandations sur les contrôles internes des vérificateurs internes et externes;
- j) recevoir et examiner les rapports périodiques reçus des vérificateurs internes et externes sur le caractère approprié des politiques et pratiques importantes en matière de comptabilité et d'information de la Société et les modifications qui y sont apportées, y compris les points laissés à l'appréciation de la direction et les estimations qui ont une incidence importante sur les états financiers, les traitements comptables de rechange et leurs ramifications, les divergences entre la direction et les vérificateurs internes et externes et inclure dans l'examen une discussion avec les vérificateurs externes au sujet de la qualité, et non seulement de l'acceptabilité, des principes comptables, du caractère raisonnable des jugements importants ainsi que de la clarté et de l'exhaustivité de l'information fournie;
- k) examiner avec la direction, les vérificateurs externes et, si nécessaire, les conseillers juridiques, tout litige, toute réclamation ou toute autre éventualité, y compris les cotisations fiscales, qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société, et la manière dont ces questions ont été présentées dans les états financiers;
- l) examiner, au moins une fois par année, le programme d'assurance de la Société;
- m) discuter tous les ans de l'indépendance des vérificateurs par rapport à la direction et à la Société avec les vérificateurs externes et faire rapport au conseil sur cette question et, à cet égard, demander aux vérificateurs qu'ils confirment par écrit qu'ils sont indépendants et qu'ils communiquent les relations qu'ils ont avec la Société pouvant être considérées comme influant sur l'indépendance, y compris les services autres que de vérification et les honoraires liés à ces services ainsi que leur incidence;
- n) examiner les procès-verbaux des assemblées du comité de vérification de filiales de la Société ainsi que les questions importantes et les recommandations faites par les vérificateurs à l'égard de ces filiales;
- o) examiner les services sur lesquels reposent les honoraires des vérificateurs externes et le montant de ces honoraires à la lumière du nombre et de la nature des rapports publiés par les vérificateurs, de la qualité des contrôles internes, de la taille, de la complexité et de la situation financière de la Société et de l'étendue de la vérification interne et de tout autre soutien fourni par la Société aux vérificateurs externes et examiner tous les autres honoraires liés à des services autres que de vérification des vérificateurs ou d'autres cabinets comptables;
- p) examiner les services de consultation et professionnels retenus par la direction, y compris les services juridiques externes, sur une base annuelle;
- q) examiner et traiter adéquatement toute plainte concernant des questions liées à la comptabilité, aux contrôles comptables internes ou à la vérification reçue depuis la dernière réunion du comité, y compris les plaintes formulées confidentiellement par des personnes souhaitant garder l'anonymat;

- r) recevoir et examiner tout rapport de preuve d'une violation importante des lois sur les valeurs mobilières ou d'une obligation fiduciaire déposé par les conseillers juridiques de la Société par suite d'une réaction inappropriée de la direction.
- 3) Examiner et approuver les politiques d'embauche de la Société qui concernent les associés et les employés actuels ainsi que les anciens associés et employés des vérificateurs externes actuels et anciens vérificateurs externes de la Société.
- 4) Examiner, au moins une fois par année :
 - a) à titre informatif :
 - i) les principaux risques inhérents aux objectifs d'entreprise de la Société;
 - ii) le financement global du risque, y compris l'achat d'assurance;
 - iii) la philosophie en matière de rétention du risque et les lignes directrices en matière de tolérance au risque;
 - iv) les polices de prévention des sinistres et les programmes de gestion du risque;
 - b) aux fins d'approbation par le comité, la politique et le cadre de la Société en matière de gestion du risque d'entreprise;
 - c) et recommander au conseil, aux fins d'approbation, toutes les stratégies en matière de gestion du risque, y compris les stratégies relatives au risque de change et au risque de taux d'intérêt.
- 5) En ce qui concerne le régime de retraite de Hydro One et tout régime de remplacement, examiner la politique de financement, les états financiers annuels vérifiés, les rapports périodiques décrivant l'état de la composition des actifs et le rendement de la caisse de retraite et tout autre rapport ou politique lié au régime de retraite devant être soumis au conseil, notamment ceux qui doivent être remis dans le cadre du mandat du comité de retraite, du mandat du conseil d'administration ou du mandat de l'unité sur le placement des fonds de retraite.
- 8. Dans les cas où les membres du comité estiment que, pour s'acquitter dûment de leurs obligations fiduciaires envers la Société, il est nécessaire d'obtenir l'avis de conseillers indépendants et d'autres conseillers experts, le comité a le pouvoir de retenir les services des experts appropriés et de les rémunérer. Le conseil est tenu au courant du choix des experts et des conclusions de ces derniers par l'intermédiaire des rapports périodiques qui lui seront remis par le comité.

ANNEXE B
MANDAT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION
DE HYDRO ONE INC.

FONCTIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

1. Le conseil d'administration de Hydro One Inc. (le « conseil ») est responsable de la gérance et de la supervision de la direction, des activités commerciales et des affaires internes de la Société, notamment de ses filiales, au sens de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario).
2. Le conseil est élu par l'actionnaire unique, soit la province d'Ontario, qui est représentée par le ministre de l'Énergie (l'« actionnaire »). Le conseil est chargé d'identifier des candidats appropriés aux postes d'administrateurs et de faire des recommandations à ce sujet à l'actionnaire.

RÔLE ET RESPONSABILITÉS

Le conseil assume le rôle et les responsabilités énoncés ci-après. En outre, le conseil exerce les fonctions qui peuvent lui être imposées aux termes de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), des règlements administratifs de la Société, de la convention avec l'actionnaire conclue en date du 6 octobre 1999 (la « convention d'actionnaire »), dans sa version modifiée à l'occasion, et de toutes les lois applicables.

1. Gouvernance

- a) Le conseil est chargé d'élaborer la vision de la Société en matière de gouvernance, notamment d'élaborer un ensemble de principes et de lignes directrices s'y rapportant et de déléguer d'autres questions comme il le juge bon au comité de gouvernance pour examen.
- b) Le conseil est chargé d'élaborer la démarche de la Société en ce qui a trait aux relations de gouvernance avec son actionnaire unique.

2. Planification stratégique

Le conseil a la responsabilité :

- a) d'adopter un processus de planification stratégique et d'approuver, au moins une fois par an, un plan stratégique qui prend en compte, notamment, les occasions et les risques de l'entreprise ainsi que le contexte commercial dans lequel elle exerce ses activités;
- b) d'étudier et d'approuver les plans, notamment commerciaux, financiers et stratégiques, que propose la direction pour permettre à la Société de mettre en œuvre sa stratégie;
- c) d'adopter des processus pour le suivi des progrès que réalise la Société vers ses objectifs stratégiques et ses objectifs d'exploitation et de réviser et de modifier ses directives à la direction en fonction de l'évolution des circonstances entourant la Société;
- d) de prendre des mesures lorsque le rendement de la Société est inférieur aux objectifs de rendement ou si d'autres circonstances spéciales le justifient;
- e) d'approuver les états financiers vérifiés, les états financiers intermédiaires, les notes complémentaires et les rapports de gestion qui accompagnent ces états financiers ainsi que la notice annuelle de la Société;

- f) d'étudier et d'approuver les opérations importantes qui ne font pas partie du cours normal des affaires, sous réserve de la convention d'actionnaire.

3. **Gestion des risques**

Le conseil a la responsabilité :

- a) de définir les principaux risques de l'activité de la Société et de veiller à la mise en œuvre de systèmes appropriés de suivi et de gestion de ces risques en fonction de la viabilité à long terme de la Société;
- b) de superviser l'intégrité des systèmes de contrôle interne et d'information de gestion de la Société;
- c) d'approuver toutes les politiques et procédures importantes applicables à l'exploitation de la Société et faire un suivi de la conformité à celles-ci;
- d) d'approuver des politiques et procédures destinées à assurer que la Société est exploitée à tout moment conformément aux lois et aux règlements applicables.

4. **Gestion des ressources humaines**

- a) Le conseil est chargé d'approuver la nomination du président et chef de la direction. Le conseil est également chargé d'approuver la rémunération du président et chef de la direction après avoir étudié les recommandations du comité des ressources humaines et des politiques publiques.
- b) Le conseil s'assure, dans la mesure du possible, que le président et chef de la direction et les autres membres de la haute direction sont intègres et qu'ils créent une culture d'intégrité dans l'ensemble de l'organisation.
- c) Le conseil est chargé de s'assurer de la mise en place de programmes de planification de la relève, notamment des programmes de formation, de perfectionnement, de supervision et de conservation des cadres, y compris du président et chef de la direction.

5. **Communication et présentation de l'information**

- a) Le conseil est chargé d'approuver et de réviser à l'occasion la politique de communication de l'information afin d'assurer des communications exactes et diligentes avec l'actionnaire, les porteurs de titres de créance, les employés, les analystes financiers, les gouvernements, les autorités de réglementation, les médias et le public.
- b) Le conseil est chargé de superviser la présentation de l'information à l'actionnaire de la Société, les réponses aux demandes de renseignements et les autres obligations en matière de présentation de l'information énoncées dans la convention d'actionnaire ainsi que d'assurer des communications ouvertes et transparentes avec l'actionnaire.

6. **Réunions du conseil et documentation**

- a) La présidente du conseil, en consultation avec le président et chef de la direction et le chef du contentieux et secrétaire, prépare l'ordre du jour de chaque réunion du conseil.

- b) Les documents relatifs aux réunions sont fournis aux administrateurs avant chaque réunion du conseil assez tôt pour leur permettre de les examiner.
- c) Les administrateurs indépendants (terme défini dans les lois sur les valeurs mobilières applicables) tiennent périodiquement des réunions hors de la présence des membres de la direction.

7. Comités du conseil

- a) Le conseil s'acquitte de ses responsabilités tant directement que par l'intermédiaire de ses comités : le comité de vérification et des finances, le comité de gouvernance, le comité des ressources humaines et des politiques publiques, le comité de la santé et de la sécurité et le comité de la réglementation et de l'environnement. En plus de ces comités permanents, le conseil peut à l'occasion constituer des comités spéciaux pour traiter de certaines questions à plus court terme.
- b) Le conseil est chargé d'approuver les mandats de chaque comité du conseil.
- c) Pour faciliter la communication entre le conseil et chaque comité du conseil, chaque président de comité est chargé de faire un compte rendu au conseil sur les questions importantes que le comité a étudiées à la première réunion du conseil qui suit la réunion du comité.

FORMATION CONTINUE DES ADMINISTRATEURS ET ÉVALUATION

- 1. Chaque nouvel administrateur doit participer au programme de formation des administrateurs de Hydro One et à tout programme de formation continue des administrateurs.
- 2. Chaque année, avec l'aide du comité de gouvernance, le conseil étudie et évalue le rendement du conseil, de chacun de ses comités et de chaque administrateur, ainsi que le caractère adéquat du présent mandat.