

NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2011

hydro**One**

LE 23 MARS 2012

HYDRO ONE INC.
NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2011

TABLE DES MATIÈRES

DÉFINITIONS.....	2
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	4
INFORMATION PROSPECTIVE	4
RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX SUR HYDRO ONE.....	8
Notre mission et notre vision.....	8
Survol	8
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE	8
Contexte du secteur de l'électricité	9
OEO	9
CEO	9
SIERE	9
Mesures législatives récentes	9
Le PREI, la directive sur l'approvisionnement diversifié et le Plan énergétique à long terme.....	9
Grille tarifaire réglementée	10
Loi sur la prestation ontarienne pour l'énergie propre.....	12
Conservation et gestion de la demande.....	12
Approvisionnement auprès de nouvelles sources d'énergie	13
Faits nouveaux chez Hydro One.....	14
Réseau de distribution de pointe	14
Compteurs intelligents	14
Cornerstone	15
Passage aux PCGR des États-Unis	15
Faits récents.....	16
Émission de titres d'emprunt	16
La Commission de réforme des services publics de l'Ontario.....	16
Examen du programme TRG.....	16
Notre stratégie	16
Notre entreprise de transport	18
Survol	18
Planification du transport	19
Programmes de dépenses en immobilisations liées au transport.....	19
Grands projets d'aménagement du réseau de transport.....	20
Projets de transport au niveau du raccordement à la charge locale.....	22
Soutien du transport	22
Biens de transport.....	23
Postes de transport	23
Lignes de transport.....	23
Activités de réseau	24
Installations de télécommunications	24
Michigan.....	25
NERC (North American Electric Reliability Corporation)/NPCC (Northeast Power Coordinating Council Inc.)	25
Normes de protection des infrastructures essentielles de la NERC.....	26
Notre entreprise de distribution	26

Programmes de dépenses en immobilisations liés à la distribution.....	27
Biens de distribution.....	27
Notre entreprise de télécommunications	28
Personnel	28
Rémunération	29
Arrangement d'impartition avec Inergi LP	29
Questions financières	29
Régime de retraite	30
Assurance	31
Environnement	31
Système de gestion environnementale et de la santé et sécurité.....	31
Permis et approbations	31
Réglementation sur les rejets.....	32
Substances dangereuses.....	32
BPC	32
Amiante	33
Herbicides	33
Produits de préservation du bois	34
Évaluation et remise en état des terrains	34
Champs électriques et magnétiques.....	34
Santé et sécurité.....	35
Poursuites et application de la loi.....	36
Exonération de l'impôt sur les transferts d'électricité.....	36
RÉGLEMENTATION.....	36
Régime législatif et fonctionnement.....	36
Généralités.....	36
Arrangements contractuels, codes et permis	37
Convention d'exploitation avec la SIERE.....	37
Relations de Hydro One avec d'autres intervenants du marché.....	37
Codes de l'industrie de l'électricité.....	37
Permis dans l'industrie de l'électricité	37
Permis de transport.....	38
Permis de distribution.....	39
Ordonnances tarifaires et questions connexes relatives aux entreprises de Hydro One	40
Transport	40
Ordonnances tarifaires en vigueur et examen de la structure tarifaire existante de l'entreprise de transport.....	40
Concurrence	41
Évitement	42
Demandes relatives aux installations	42
Responsabilité à l'égard des coûts de raccordement et lignes reliées aux secteurs	43
Changements réglementaires touchant la répartition du rajustement global.....	44
Distribution.....	44
Ordonnances tarifaires en vigueur et structure tarifaire de l'entreprise de distribution	44
Protection de la tarification en régions rurales et éloignées.....	47
Protection tarifaire et détermination des avantages directs découlant de l'obligation de permettre le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable.....	47
Responsabilité des coûts de raccordement.....	48
Exemption à l'égard du code des réseaux de distribution.....	49
FACTEURS DE RISQUE	49
Propriété par la province	49
Risque lié à la réglementation	50
Risque lié au financement par emprunt.....	51

Risque lié aux projets de transport	51
État des actifs.....	52
Risque lié aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre	52
Risque environnemental	52
Risque lié aux événements naturels imprévus et autres	53
Risque lié à l'infrastructure de technologie de l'information	54
Risque lié au régime de retraite	54
Risque de marché et de crédit.....	55
Risque lié aux relations de travail	55
Risque lié au transfert d'actifs situés dans des terres indiennes	55
Risque lié à la convention d'impartition	56
Risque lié à la propriété de la province des corridors de transport.....	56
DIVIDENDES	56
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	57
Description générale de la structure du capital.....	57
NOTATION.....	57
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	58
Cours et volume des opérations.....	58
Ventes et Placements antérieurs	58
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	59
Administrateurs	59
Renseignements sur certains administrateurs	63
Membres de la haute direction	64
Prêts aux administrateurs et aux membres de la haute direction	66
DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS	
DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	66
Relations avec la province et d'autres parties	66
Survol	66
Ordonnances de transfert.....	67
Indemnisation	68
Questions relatives à l'exploitation	69
Palements en remplacement des impôts sur les sociétés	69
Entente de principe	69
FIDUCIAIRES ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES	70
CONTRATS IMPORTANTS	70
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	73
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	74
DÉCLARATION DE LA RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION	74
Aperçu	74
Composition du comité RH	76
Expérience directe et pertinente des membres du comité.....	76
Harmonisation des politiques et des pratiques en matière de rémunération avec la gestion des	
risques	77
Consultants indépendants retenus par le comité RH	79
ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION	79
Rendement global pour 2011.....	88
Rôle des membres de la haute direction visés dans l'établissement de la rémunération des	
membres de la haute direction	91

TABLEAU SOMMAIRE DE LA RÉMUNÉRATION	91
Régime de retraite à prestations déterminées	93
NOMINATION DES AUDITEURS	98
INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT ET DES FINANCES	98
La charte du comité d'audit et des finances	98
Composition du comité d'audit et des finances	98
Formation et expérience pertinentes	98
Surveillance du comité d'audit et des finances	99
Politiques et procédures de préapprobation	100
Frais liés aux services des auditeurs externes	100
INFORMATION CONCERNANT LA GOUVERNANCE	100
Conseil d'administration	100
Relevé de présence des administrateurs	101
Appartenance au conseil d'administration d'autres émetteurs assujettis :	101
Mandat du conseil	102
Descriptions de poste	102
Comités du conseil d'administration	102
Comité d'audit et des finances	102
Comité de la transformation opérationnelle	102
Comité de gouvernance	103
Comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement	103
Comité des ressources humaines	103
Comité des placements et du régime de retraite	103
Comité de la réglementation et des politiques publiques	103
Orientation et formation continue	104
Éthique commerciale	104
Évaluation du conseil, des comités et des administrateurs	105
ANNEXE A – MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT 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 2011.

DÉFINITIONS

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

« **BPC** » désigne les biphényles polychlorés;

« **Centre de contrôle** » désigne le Centre de contrôle du réseau de l'Ontario de Hydro One situé au nord de Toronto, en Ontario;

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

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

« **charges EE et A** » désigne les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration;

« **code de la CGD** » désigne le code de la CGD régissant les distributeurs d'électricité;

« **CMVO** » désigne la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario;

« **FERC** » désigne la Federal Energy Regulatory Commission;

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

« **GTR** » désigne la grille tarifaire réglementée applicable au prix de l'électricité pour les petits abonnés et les abonnés désignés;

« **Hydro One** », « **notre société** », « **notre** », « **nous** » et « **la société** » désignent Hydro One Inc. ainsi que ses filiales et les sociétés qu'elle a remplacées, sauf si le contexte ne s'y prête pas;

« **IASB** » désigne l'International Accounting Standards Board;

« **IFRS** » désigne les Normes internationales d'information financière;

« **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;

« **Loi sur la CEO** » désigne la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, dans sa version modifiée;

« **Loi sur l'électricité** » désigne la *Loi de 1998 sur l'électricité*, dans sa version modifiée;

« **Loi sur l'énergie verte** » désigne la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte*;

« **Loi sur les évaluations environnementales** » désigne la *Loi sur les évaluations environnementales* (Ontario);

« **ministère** » ou « **ministre** » désigne le ministère de l'Énergie ou le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure, selon le cas, et leur ministre respectif;

« **MRPV** » désigne le mécanisme de rajustement pour perte de revenus;

« **NERC** » désigne la North American Electric Reliability Corporation;

« **norme OHSAS 18001** » désigne le référentiel de système de gestion de la santé et de la sécurité au travail;

« **NPCC** » désigne le Northeast Power Coordinating Council Inc.;

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

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

« **OPG** » désigne Ontario Power Generation Inc.;

« **PCGR des États-Unis** » désigne les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique;

« **PD** » désigne un poste de distribution;

« **Plan énergétique à long terme** » désigne le « Plan énergétique à long terme de l'Ontario pour l'édification d'un avenir énergétique propre », que la province a annoncé le 23 novembre 2010;

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

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

« **PS** » désigne un poste de sectionnement;

« **PT** » désigne un poste de transformation;

« **PWU** » désigne le Power Workers' Union;

« **RDP** » désigne le réseau de distribution de pointe;

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

« **SDL** » désigne une société de distribution locale;

« **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;

« **TFHC** » désigne la tarification en fonction de l'heure de consommation;

« **TRG** » désigne le Programme de tarifs de rachat garantis établi par l'OEO;

« **TRG pour les microprojets** » désigne le Programme de tarifs de rachat garantis pour les microprojets établi par l'OEO.

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.

INFORMATION PROSPECTIVE

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; la GTR et la TFHC qu'instaure la CEO; les attentes concernant la dispense relative à la TFHC pour les abonnés ruraux et le délai de transfert de ceux-ci à la TFHC; la Loi sur l'énergie verte et notre plan sur l'énergie verte, la *Loi de 2010 sur la prestation ontarienne pour l'énergie propre*, le PREI ainsi que le Plan énergétique à long terme et la directive sur l'approvisionnement diversifié du ministère, y compris les investissements supplémentaires qui en découlent, et notre capacité de récupérer le coût de ces investissements; le programme de TRG; les compteurs intelligents, y compris leurs capacités, leurs coûts et le recouvrement de ceux-ci; la mise en place d'une solution de distribution de pointe pour notre entreprise de distribution, y compris les investissements futurs et la possibilité d'en récupérer le coût; les attentes à l'égard du projet Cornerstone; l'incidence prévue des programmes et des objectifs de la CGD, notamment les attentes en matière de financement s'y rapportant; les PCGR des États-Unis et leur adoption y compris les effets qu'ils auront sur nos besoins de revenus; les attentes à l'égard des raccordements des nouvelles sources d'énergie à nos réseaux de transport et de distribution, notamment leur coût et leur incidence sur nos réseaux; les attentes à l'égard de la production d'énergie renouvelable dans le futur, notamment la possibilité d'engager des dépenses en immobilisations s'y rapportant; notre stratégie, y compris nos objectifs stratégiques; nos dépenses en immobilisations et autres plans d'investissement futurs; la fiabilité de nos réseaux de transport et de distribution, notamment le rendement de l'équipement; notre capacité de transport d'électricité; les attentes quant à la croissance de la charge et aux nouvelles sources d'énergie; nos projets d'investissements actuels et futurs, y compris les avantages prévus, les dates d'achèvement et notre capacité de recouvrer les coûts rattachés à ces projets et d'obtenir

les approbations environnementales et d'autres approbations réglementaires à l'égard de ces projets; nos démarches en cours y compris les résultats attendus et les dates d'achèvement; les attentes à l'égard des normes de la NERC, l'incidence en matière de coûts découlant de leur adoption et le recouvrement possible de ces coûts au moyen des tarifs, l'embauche et le maintien en poste du personnel et la conservation et le développement des compétences des employés existants; notre entente d'impartition avec Inergi LP; les attentes quant aux dépenses environnementales et aux autres questions environnementales, y compris les travaux et les coûts prévus pour nous conformer aux règlements sur les BPC; les coûts potentiels futurs liés à l'amiante et à l'évaluation et la remise en état de terrains, notre capacité de recouvrer ces coûts et le besoin d'approbations et d'évaluations environnementales; les attentes à l'égard du plan de la CEO relatif à un nouveau cadre de réglementation de l'électricité; les attentes à l'égard de notre convention d'exploitation avec la SIERE; les énoncés sur nos demandes d'autorisation de tarifs sur les tarifs de transport et de distribution et les factures des abonnés; le projet de la ligne de jonction est-ouest; les actifs de raccordement, y compris le recouvrement des frais s'y rapportant; 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 tarifs, aux ordonnances tarifaires, au recouvrement des coûts, aux taux de rendement et aux structures tarifaires, tant à l'égard de notre entreprise de transport qu'à l'égard de notre entreprise de distribution; les attentes à l'égard du recouvrement de nos dépenses dans les tarifs futurs et les incidences en découlant; le dépôt et le statut des demandes que nous avons présentées à la CEO et le moment auquel la CEO rend ses décisions; les attentes portant sur notre stratégie de rationalisation des biens relatifs à la distribution; la possibilité que la province fasse des déclarations aux termes de notre entente de principe avec elle; les attentes ayant trait aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre; nos besoins d'emprunt; l'incidence estimative des variations du rendement prévu des obligations du gouvernement du Canada à long terme (servant à déterminer notre taux de rendement réglementé) sur notre revenu net; les attentes ayant trait aux dépenses prévues liées aux transferts d'éléments d'actif situés sur les terres indiennes; la propriété par la province de nos couloirs de transport; les cotisations de retraite futures et nos régimes de retraite; les attentes ayant trait à la nécessité d'obtenir l'indemnité de la SFIEO relativement aux ordonnances de transfert initiales; les attentes à l'égard de la mise en place de programmes de santé et sécurité; nos relations de travail et les poursuites auxquelles nous sommes actuellement parties. Les termes « vise », « pourrait », « s'attend », « prévoit », « a l'intention », « tentera », « 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 futur 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 et elle nie toute obligation de mettre à jour ces énoncés prospectifs, 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 et d'autres organismes de réglementation sur les demandes en cours, notamment en matière tarifaire; l'absence de retard dans l'obtention des approbations requises; l'absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos entreprises de distribution et de transport; l'absence de changements défavorables dans la réglementation environnementale; la résolution satisfaisante de la question de la comptabilité des activités à tarifs réglementés par l'adoption et l'application des PCGR des États-Unis, un environnement réglementaire stable; et l'absence de tout événement important survenant en dehors du cours normal des affaires. Ces hypothèses reposent sur l'information dont dispose actuellement Hydro One, notamment de l'information que Hydro One a obtenue de sources indépendantes. 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, notamment la possibilité que la province fasse des déclarations aux termes de l'entente de principe que nous avons conclue avec elle, ainsi que le fait que nous pourrions avoir des conflits d'intérêts avec elle et des parties reliées;
- l'opposition publique à l'égard des approbations et des accords pour les projets nécessaires aux fins de l'accroissement de la capacité de transport et de distribution, et leur obtention en retard ou l'incapacité de les obtenir;
- le risque que des approbations réglementaires accordées antérieurement soient contestées, portées en appel ou révoquées;
- le risque que des dépenses en immobilisations imprévues soient nécessaires pour permettre la production d'énergie renouvelable ou pour résoudre des difficultés techniques imprévues;
- les risques associés aux caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre et à notre incapacité éventuelle d'attirer et de conserver des employés compétents;
- les risques associés à la réalisation de nos programmes de maintenance et d'immobilisations nécessaires aux fins du maintien du rendement de notre actif vieillissant;
- le risque que nous ne puissions nous procurer les matériaux nécessaires à l'exécution de nos programmes de travaux;
- 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;
- les dates et les résultats des décisions réglementaires au sujet de nos besoins de revenus, du recouvrement des coûts et des tarifs;
- le risque que la charge ou que la consommation tombe sous les niveaux prévus;
- des changements imprévus de nos coûts;
- les risques que des cocontractants soient en défaut à l'égard des obligations qui leur incombent aux termes des contrats sur instruments dérivés en vigueur;
- les risques associés aux fluctuations des taux d'intérêt et des taux d'escompte;
- les risques associés aux fluctuations du rendement prévu des obligations du gouvernement du Canada à long terme;
- 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 et d'autres obligations;
- l'incidence que pourrait avoir l'incapacité de recouvrer nos coûts du régime de retraite;

- les taux d'intérêt futurs, les rendements des placements, les changements en matière d'avantages sociaux et les changements des hypothèses actuarielles;
- 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 engagions des frais importants dans le cadre du transfert d'éléments d'actif situés sur les terres indiennes;
- les risques associés à la sécurité des systèmes d'information et au maintien d'une infrastructure de systèmes de technologie de l'information complexes et aux transferts de la plupart de nos processus opérationnels et financiers à un système intégré de production de rapports financiers et commerciaux;
- la possibilité que nous soyons exposés à des coûts et à des obligations environnementaux importants, lesquels sont actuellement indéterminés ou sous-estimés;
- le risque que les hypothèses sous-jacentes aux passifs environnementaux comptabilisés et aux actifs réglementaires connexes puissent changer;
- le risque que la présence ou le rejet de substances dangereuses ou nocives puisse entraîner des réclamations de tiers et/ou des ordonnances gouvernementales;
- le risque que des dépenses environnementales futures ne puissent être recouvrées au moyen des tarifs d'électricité futurs;
- le risque qu'il soit établi que l'exposition à des champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques peut causer des problèmes de santé;
- 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;
- l'incidence de la propriété par la province des terrains sous-jacents à notre réseau de transport;
- les incidences de la Loi sur l'énergie verte et du Plan énergétique à long terme sur notre société et les frais et dépenses qui en découlent;
- les incidences d'une intensification de la concurrence sur notre entreprise de transport.

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 détail à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle. Vous devriez étudier soigneusement la rubrique « Facteurs de risque ».

En outre, Hydro One vous prie de noter que l'information prospective fournie dans la présente notice annuelle à l'égard de dépenses futures potentielles est fournie afin de donner un contexte quant à la nature de certains de nos projets futurs et pourrait ne pas convenir à d'autres fins.

RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX SUR HYDRO ONE

Hydro One appartient 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 sur l'électricité et la Loi sur la CEO.

Notre mission et notre vision

Notre mission et notre vision s'inspirent de nos valeurs fondamentales, à savoir la santé et la sécurité, l'excellence, la gestion responsable et l'innovation. Nos valeurs se traduisent dans tous les aspects de nos activités quotidiennes et représentent ce qui compte le plus pour nous.

Notre rôle clé en tant que gestionnaire du réseau d'électricité de la province consiste à fournir un réseau de transport et de distribution de l'électricité sûr, fiable et efficace sur le plan des coûts et à raccorder des sources d'énergie propre et renouvelable au réseau d'électricité de la province.

Survol

Nous sommes la plus importante 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 96,6 % de la capacité de transport en Ontario, en fonction des revenus approuvés par la CEO. En fonction de l'actif, notre réseau de transport compte parmi les principaux en Amérique du Nord et notre réseau de distribution occupe le premier rang en Ontario. 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 10 milliards de dollars de notre actif totalisant 18 milliards de dollars au 31 décembre 2011, transporte de l'électricité par le truchement de notre réseau à haute tension à partir des installations des producteurs jusqu'à nos propres réseaux de distribution, à des sociétés de distribution locales et à des sociétés branchées à notre réseau de transport. Nous possédons et exploitons en outre des 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 7 milliards de dollars de notre actif totalisant 18 milliards de dollars au 31 décembre 2011, distribue l'électricité à l'aide de notre réseau de distribution à faible tension dans les municipalités et les régions rurales. Nos abonnés de la distribution incluent des sociétés de distribution locales, des abonnés dont la charge excède 5 MW et des abonnés ruraux et urbains. Hydro One Brampton Networks Inc., notre société de distribution urbaine, sert des abonnés du Grand Toronto. Par l'entremise de notre filiale Hydro One Remote Communities Inc., nous exploitons également de petits réseaux de production et de distribution réglementés dans des 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 d'abonnés commerciaux qui font appel aux réseaux à large bande. L'actif de ce secteur comptait pour quelque 700 millions de dollars des 18 milliards de dollars que représente le total de notre actif au 31 décembre 2011.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE

La description suivante de l'entreprise de notre société et de son évolution est surtout axée sur les trois dernières années. À la présente rubrique, nous décrivons également le contexte dans le secteur de

l'électricité, les mesures politiques et législatives mises en œuvre récemment ainsi que notre stratégie et présentons un survol de nos entreprises de transport et de distribution.

Contexte du secteur de l'électricité

Les activités de notre société, à titre de participant au secteur de l'électricité en Ontario, sont régies par les parties clés suivantes dans ce secteur.

OEO

L'OEO a été créé en 2004 en vertu d'une modification apportée à la Loi sur l'électricité et ses objets sont définis dans la partie II.1 de la Loi sur l'électricité. Il s'agit d'une personne morale sans but lucratif et sans capital-actions exerçant ses activités aux termes d'un permis de la CEO et régie par celle-ci. L'OEO a pour mandat d'assurer un approvisionnement en électricité adéquat et efficace en Ontario au moyen de la planification de l'offre et de la demande d'électricité. L'OEO a pour mission de s'assurer que les besoins en électricité sont remplis au bénéfice de l'Ontario, actuellement et dans l'avenir. L'OEO planifie l'offre d'électricité et obtient de l'électricité auprès de diverses sources et facilite les mesures requises aux fins de l'atteinte des cibles de conservation.

CEO

Principal organisme de réglementation dans le secteur de l'électricité en Ontario, la CEO est un tribunal juridictionnel indépendant qui réglemente le secteur de l'électricité en Ontario dans l'intérêt public et qui veille à protéger adéquatement les intérêts des consommateurs sur les marchés de l'énergie. La CEO délivre des permis à tous les participants du secteur de l'électricité, notamment à la SIERE, aux producteurs, aux transporteurs, aux distributeurs, aux grossistes et aux détaillants. La CEO se voit conférer son mandat et son autorisation aux termes de la Loi sur la CEO, la Loi sur l'électricité et un certain nombre d'autres lois provinciales.

SIERE

La SIERE est l'administrateur du réseau de l'électricité de l'Ontario. La SIERE veille à la fiabilité du réseau d'électricité de l'Ontario, fait des prévisions quant à l'offre et à la demande d'électricité et coordonne les mesures d'urgence touchant le réseau d'électricité en Ontario. De plus, la SIERE gère le marché de gros de l'électricité et surveille le marché pour assurer une concurrence équitable.

Mesures législatives récentes

Le PREI, la directive sur l'approvisionnement diversifié et le Plan énergétique à long terme

Le 17 septembre 2008, la province a donné à l'OEO une directive enjoignant à celui-ci de revoir le PREI, qui avait initialement été déposé auprès de la CEO en 2007, en vue d'établir de nouvelles cibles dans divers domaines, notamment les sources d'énergie renouvelables et la conservation. La directive demandait également à l'OEO d'entreprendre un processus amélioré de consultation des Premières nations et des communautés Métis à la lumière de son obligation potentielle de consultation. Par suite de la directive, la CEO a suspendu son examen du PREI le 2 octobre 2008.

Le 23 novembre 2010, la province a publié pour consultation une ébauche de directive sur l'approvisionnement diversifié. Cette ébauche de directive a pour objet d'énoncer les objectifs que devra atteindre le nouveau PREI. Également, le 23 novembre 2010, la province a publié le Plan énergétique à long terme, qui faisait état de besoins en électricité prévus de l'Ontario jusqu'en 2030. Le Plan énergétique à long terme appuie l'approvisionnement continu auprès de sources d'énergie renouvelable d'une capacité d'au plus 10 700 MW. Le Plan énergétique à long terme traitait de sept questions clés, à

savoir la demande, l'approvisionnement, la conservation, le transport, les collectivités autochtones, les investissements en capital et les prix de l'électricité.

Le Plan énergétique à long terme indiquait que la province avait l'intention de donner pour directive à Hydro One de mettre en œuvre trois projets de transport prioritaires pour permettre l'approvisionnement à de nouvelles sources de production, qui sont énoncés ci-après :

1. la compensation série dans le sud-ouest de l'Ontario
2. le recâblage entre Sarnia et London
3. une nouvelle ligne de transport à l'ouest de London.

Le 17 février 2011, la province a publié une directive sur l'approvisionnement diversifié, par laquelle elle demande à l'OEO de préparer un nouveau PREI conforme au Plan énergétique à long terme afin de répondre aux objectifs prévus dans ce dernier. La directive sur l'approvisionnement diversifié décrivait les questions clés du Plan énergétique à long terme sur lesquelles l'OEO devait se pencher, notamment la demande, la conservation, l'énergie nucléaire, l'abandon graduel du charbon et la conversion potentielle des installations alimentées au charbon, les ressources renouvelables, notamment les ressources hydroélectriques, le gaz naturel, le transport, le réseau intelligent, la fiabilité et l'exploitabilité, les conséquences du plan sur les consommateurs d'électricité, la consultation des Premières nations et l'observation des règlements. Dans une lettre portant la même date adressée à la CEO à l'égard de la directive sur l'approvisionnement diversifié, le ministre de l'Énergie a indiqué qu'il s'attendait à ce que le nouveau PREI soit soumis à la CEO ultérieurement en 2011 aux fins d'examen par la CEO, par les parties prenantes et par le public. Il a donné pour directive à la CEO d'effectuer cet examen au plus tard 12 mois après avoir reçu le nouveau PREI.

Le 17 février 2011, la province a donné à la CEO une directive lui demandant de modifier le permis de transport de Hydro One Networks Inc. afin d'obliger Hydro One à mettre en œuvre dans le sud-ouest de l'Ontario trois projets prioritaires liés au transport décrits dans le Plan énergétique à long terme et à accroître la capacité de court-circuit et/ou la capacité de transfert à au plus 15 postes de transformation afin de permettre le raccordement de petites installations de production d'énergie renouvelable. Le 28 février 2011, la CEO a rendu une décision et une ordonnance modifiant le permis de transport de Hydro One Networks Inc. en conformité avec cette directive.

Grille tarifaire réglementée

Le 1^{er} avril 2005, la CEO a mis en œuvre la GTR. Celle-ci ne réglemente que le prix de l'électricité et ne touche aucunement les tarifs facturés pour le transport et la distribution de l'électricité. La GTR a également introduit des seuils de consommation saisonniers. Dans le cas des consommateurs résidentiels, le seuil (la quantité d'électricité qui est facturée au tarif du palier inférieur) 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 entre le tarif du palier inférieur et le tarif du palier supérieur est fixé à 750 kWh par mois durant l'été et durant l'hiver. Voici un résumé de tarifs par kWh récents établis pour les abonnés assujettis à la GTR :

Tarification prévue par la GTR (par kWh)		
Hiver (du 1 ^{er} novembre 2010 au 30 avril 2011)	Tarif du palier inférieur	6,4 cents
	Tarif du palier supérieur	7,4 cents

Tarification prévue par la GTR (par kWh)		
Été (du 1 ^{er} mai 2011 au 31 octobre 2011)	Tarif du palier inférieur	6,8 cents
	Tarif du palier supérieur	7,9 cents
Hiver (du 1 ^{er} novembre 2011 au 30 avril 2012)	Tarif du palier inférieur	7,1 cents
	Tarif du palier supérieur	8,3 cents

Comme il a été indiqué ci-dessus, la tarification prévue par la GTR est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2005. Les abonnés admissibles continueront de verser les tarifs prévus par la GTR jusqu'à ce que Hydro One installe des compteurs intelligents et que les systèmes nécessaires soient implantés et permettent l'instauration de la TFHC à l'égard de ces abonnés. Lorsque les abonnés auront le droit d'être assujettis à la TFHC, les tarifs ordinaires de la GTR ne leur seront plus offerts, et l'électricité leur sera facturée aux tarifs de la TFHC prévus par la GTR.

L'un des objectifs que poursuit la CEO en établissant la TFHC consiste à inciter les abonnés à réduire leur consommation en période de consommation totale élevée (les « périodes de pointe ») en la déplaçant à des périodes de faible demande (les « périodes creuses »). Tous les abonnés admissibles du réseau de distribution de Hydro One sont passés à la TFHC dès le mois de juin 2011, à l'exception de certains abonnés situés dans certaines régions rurales et très peu peuplées, pour lesquels une dispense a été obtenue jusqu'au 31 décembre 2012. Le tableau suivant présente les trois périodes établies aux fins de la TFHC et le tarif applicable à chacune.

Tarification prévue par la GTR (par kWh) – TFHC		
Hiver (du 1 ^{er} novembre 2010 au 30 avril 2011)	Période creuse 19 h à 7 h	5,1 cents
	Période médiane 11 h à 17 h	8,1 cents
	Période de pointe 7 h à 11 h et 17 h à 19 h	9,9 cents
Été (du 1 ^{er} mai 2011 au 31 octobre 2011)	Période creuse 19 h à 7 h	5,9 cents
	Période médiane 7 h à 11 h et 17 h à 19 h	8,9 cents
	Période de pointe 7 h à 17 h	10,7 cents
Hiver (du 1 ^{er} novembre 2011 au 30 avril 2012)	Période creuse 19 h à 7 h	6,2 cents
	Période médiane 11 h à 17 h	9,2 cents
	Période de pointe 7 h à 11 h et 17 h à 19 h	10,8 cents

Les prix dans le cadre de la nouvelle GTR sont calculés à des intervalles de six mois et résultent de la prise en compte intégrée de la modification de la période de base et des rajustements. Les modifications de prix prennent effet au début d'un mois civil.

Loi sur la prestation ontarienne pour l'énergie propre

Comme elle l'a annoncé dans le document intitulé « *Perspectives économiques et revue financière de 2010* », la province a adopté la *Loi de 2010 sur la prestation ontarienne pour l'énergie propre*, qui vise à faciliter pour les abonnés ontariens le passage à un réseau d'électricité plus propre. En vertu de cette loi, les consommateurs résidentiels, les fermes et les petites entreprises admissibles bénéficieront d'une aide financière équivalant à un crédit de 10 % à l'égard du coût total facturé de l'électricité, taxes comprises. Ce crédit réduit leurs frais d'électricité pour chaque période de facturation et est offert à l'égard de l'électricité consommée à compter du 1^{er} janvier 2011 et avant le 1^{er} janvier 2016.

Conservation et gestion de la demande

La province a établi des cibles provinciales précises pour la CGD et les entreprises de distribution de Hydro One ont prévu des dépenses dans leurs plans qui les aideront à atteindre ces objectifs. La CEO exige que chaque distributeur dépose un rapport annuel qui comprend une analyse des coûts par rapport aux avantages au plus tard le 30 avril de chaque année à l'égard des résultats de son programme de CGD.

L'OEO dépose annuellement ses prévisions budgétaires auprès de la CEO et les droits qu'il se propose d'exiger aux fins d'approbation aux termes de l'article 25.21 de la Loi sur l'électricité. Ces demandes comprennent les droits que l'OEE exige pour la gestion des programmes de CGD devant être mis en œuvre par des sociétés de distribution locales comme Hydro One.

En vertu de l'article 27.2 de la Loi sur la CEO, la province est habilitée à donner à la CEO une directive enjoignant à celle-ci de prendre des mesures afin de fixer les objectifs en matière de CGD que doivent atteindre les SDL et les autres titulaires de permis. La directive peut exiger que la CEO précise, comme condition d'un permis, que les SDL et les autres titulaires de permis atteignent les objectifs en matière de conservation. La province a donné une directive à la CEO et une directive à l'OEO qui ont été publiées le 23 avril 2010. L'OEO se voyait donner pour directive de promouvoir la conservation dans trois secteurs clés : i) la coordination stratégique par l'OEO des programmes faisant l'objet d'un processus d'appel d'offres géré par l'OEO, ii) les programmes d'efficacité énergétique et de réponse à la demande visant les communautés des Premières nations et des Métis et iii) le soutien et le financement des programmes de recherche et d'innovation en matière de CGD. La CEO a publié le code de la CGD le 16 septembre 2010. Le 11 novembre 2010, la CEO a publié les objectifs définitifs de CGD. Hydro One Networks Inc. s'est vu attribuer un objectif de réduction de la demande de pointe de 214 MW et un objectif de réduction de la consommation d'énergie de 1 130 GWh, tandis que Hydro One Brampton Networks Inc. s'est vu attribuer un objectif de réduction de la demande de pointe de 46 MW et un objectif de réduction de la consommation d'énergie de 190 GWh, dans les deux cas pour la période allant de 2011 à 2014, ce qui équivaut à une réduction de 1 % de la consommation globale d'électricité.

Le code de la CGD obligeait les SDL à soumettre à la CEO une stratégie en matière de CGD au plus tard le 1^{er} novembre 2010. Dans notre mémoire, nous avons décrit de quelle façon nous prévoyons atteindre notre objectif en matière de CGD durant la période allant de 2011 à 2014. On estime que 77 % de l'objectif de Hydro One Networks Inc. et 83 % de l'objectif de Hydro One Brampton Networks Inc. seront atteints par le truchement des programmes de CGD pour l'ensemble de l'Ontario faisant l'objet d'un processus d'appel d'offres géré par l'OEO. Le reste de l'objectif devait être atteint au moyen de six autres programmes que nous avons demandé à la CEO d'approuver à raison d'un budget total d'environ 40 millions de dollars. Cette somme aurait été financée par tous les contribuables au moyen du mécanisme d'ajustement global. Une audience portant sur l'examen de la demande conjointe relative à la CGD de Hydro One Networks Inc. et de Hydro One Brampton Networks Inc. et sur le financement des

six programmes individuels a débuté le 4 mars 2011. La CEO a ajourné l'audience le 7 mars 2011, Hydro One Networks Inc. et Hydro One Brampton Networks Inc. ont par la suite demandé et obtenu l'approbation de la CEO afin de retirer leur demande respective. Notre société continuera de recourir principalement aux programmes faisant l'objet d'un processus d'appel d'offres géré par l'OEO pour atteindre ses objectifs de conservation obligatoires.

Le 5 janvier 2012, la CEO a publié un projet de directives sur la CGD à l'intention de tous les distributeurs d'électricité. Ces directives donnent des indications plus précises sur certaines dispositions du code de la CGD et sur la nature de la preuve que les distributeurs devront déposer à l'appui d'une demande relative aux programmes de la CGD qu'approuve la CEO. Ces directives abordent deux sujets clés, soit les suivants :

1. Économies liées aux tarifs de la TFHC :

- a) Les économies liées aux tarifs de la TFHC peuvent être prises en compte pour l'atteinte des cibles de la CGD.
- b) La CEO recommandait que l'OEO évalue les économies liées aux tarifs de la TFHC pour l'ensemble de la province, puis qu'il les répartisse entre les distributeurs.

2. Le MRPV :

- a) Un compte d'écart lié au MRPV sera établi.
- b) Ce compte d'écart lié au MRPV doit comptabiliser la différence entre les deux paramètres suivants :
 - i) le niveau des programmes de CGD inclus dans les prévisions de charge des distributeurs;
 - ii) les résultats des incidences réelles et vérifiées des activités de CGD qu'exercent les distributeurs entre 2011 et 2014 dans le cadre de programmes faisant l'objet d'un processus d'appel d'offres géré par l'OEO et dans le cadre des programmes de CGD qu'approuve la CEO.

Approvisionnement auprès de nouvelles sources d'énergie

Conformément à une directive provinciale, l'OEO a mis sur pied le programme de TRG visant l'approvisionnement auprès de sources d'énergie renouvelables. Ce programme vise tant les projets de production de grande envergure que les petits projets et, lorsqu'il vise de petits projets de production (de 10 kW ou moins), il est appelé « TRG pour les microprojets ». Dans le cadre de ces programmes, l'OEO a conclu avec les producteurs des contrats, conditionnels ou non, aux termes desquels il leur versera un tarif fixe pour l'électricité produite durant une certaine période. Hydro One poursuit ses efforts afin de raccorder ces projets pour lesquels des contrats fermes ont été conclus, lorsque les évaluations techniques et économiques le permettent.

La province a annoncé le 31 octobre 2011 que le programme TRG ferait l'objet d'un examen. Lorsque le programme de TRG a été annoncé initialement, les examens devaient avoir lieu tous les deux ans. Le public et les parties prenantes ont été invités à soumettre leurs commentaires et leurs suggestions jusqu'au 14 décembre 2011.

Faits nouveaux chez Hydro One

Réseau de distribution de pointe

Dans le cadre de sa stratégie visant à tirer parti de l'infrastructure découlant de son investissement dans les compteurs intelligents, Hydro One a instauré son programme du RDP. Cette mesure visait initialement à préparer le recours généralisé à l'énergie renouvelable distribuée. La CEO a approuvé à titre d'enveloppes de financement des dépenses en immobilisations de 92 millions de dollars ainsi que des charges EE et A de 20 millions de dollars dans le cadre de l'instance relative aux tarifs de distribution de Hydro One Networks Inc. pour les années de référence 2010 et 2011. Ces sommes seront recouvrées par le truchement d'un avenant tarifaire ne devant être révisé qu'en fonction du montant réel des dépenses. Des investissements supplémentaires importants sont prévus au cours des prochaines années, sous réserve de l'analyse de rentabilité et des approbations des autorités de réglementation.

En 2011, la phase de conception du projet de RDP a pris fin. En 2012, on devrait élaborer et installer l'équipement sur le terrain et le système logiciel de contrôle central dans une zone pilote en Ontario. Ce projet pilote a pour but et pour objectif de confirmer les décisions en matière d'élaboration fonctionnelle et de fournir des données en temps réel à l'égard des composantes.

Compteurs intelligents

La Loi sur l'électricité prévoyait initialement le cadre législatif régissant l'installation de compteurs intelligents dans tous les foyers et les petites entreprises de l'Ontario, d'ici le 31 décembre 2010. Les distributeurs d'électricité sont responsables du déploiement d'une infrastructure de compteurs intelligents et de la technologie de communication connexe afin de respecter les exigences minimales définies dans le règlement. La province a nommé la SIERE en tant qu'entité ayant notamment pour mandat le stockage de toutes les données provinciales en fonction de l'heure. Les distributeurs sont également responsables de la mise en œuvre de la TFHC.

À la fin de 2011, Hydro One Networks Inc. et Hydro One Brampton Networks Inc. avaient installé plus de 1,3 million de compteurs intelligents, et elles sont actuellement en voie d'établir des systèmes et d'achever les travaux d'intégration requis pour appuyer la TFHC. Ces compteurs peuvent mesurer et indiquer l'utilisation pendant des périodes prédéterminées, permettre la lecture à distance et, s'ils sont combinés aux systèmes fournis par la SIERE, donner aux abonnés accès à l'information sur leur consommation quotidienne 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 continuent de progresser pour l'essentiel conformément au plan. Hydro One Networks Inc. avait installé environ 1,2 million de compteurs intelligents à la fin de 2011 et avait mis en service les nouveaux systèmes, apporté des modifications aux anciens systèmes et achevé l'intégration nécessaire avec le système de gestion et de stockage des données de compteurs (FGSDC) de la SIERE afin de mettre en œuvre la TFHC.

À cet égard, Hydro One Networks Inc. a atteint l'objectif établi par la CEO, qui consistait à faire passer environ 1,05 million d'abonnés à la TFHC au plus tard à la fin de juin 2011. De plus, Hydro One Brampton Networks Inc. a fait passer environ 129 500 abonnés à la TFHC à la fin de juillet 2011. Ces abonnés consomment dorénavant l'énergie et reçoivent des factures en fonction de la TFHC dans le cadre de la GTR et ont accès aux renseignements sur la consommation en fonction de l'heure par Internet dès le lendemain de la consommation.

Les coûts totaux du projet demeurent élevés, les dépenses en immobilisations en 2011 s'établissant à environ 66,1 millions de dollars pour Hydro One Networks Inc. et à 4,5 millions de dollars pour

Hydro One Brampton Networks Inc. et les dépenses en 2012 devant s'élever à environ 80,2 millions de dollars pour Hydro One Networks Inc. et à un montant minime pour Hydro One Brampton Networks Inc.

En 2010, Hydro One Networks Inc. a déposé une requête auprès de la CEO en vertu de l'article 74 de la Loi sur la CEO afin d'obtenir une dispense à l'égard de l'application obligatoire de la TFHC à environ 150 000 abonnés situés dans certaines régions rurales et très peu peuplées du territoire de desserte de Hydro One, où un équipement de communication cellulaire supplémentaire est nécessaire au fonctionnement des compteurs intelligents. Au début de 2011, la CEO a accordé cette dispense, et Hydro One Networks Inc. continue d'examiner et d'évaluer d'autres solutions de rechange qui pourraient offrir une façon plus économique que le compteur intelligent pour desservir ces régions.

Cornerstone

Cornerstone est un projet entrepris par notre société et qui prévoit le remplacement planifié et graduel de systèmes de technologie de l'information (« TI ») organisationnels clés de Hydro One qui ont atteint leur « fin de vie ». Également, Cornerstone vise à transformer les processus administratifs fondés sur ses nouveaux systèmes de TI organisationnels clés et continuer à répondre aux exigences commerciales. Ensemble, les nouveaux systèmes de TI organisationnels et les processus administratifs transformés (qui comprennent quatre phases) permettent à Hydro One de ramener les gains d'efficacité dans son entreprise. La phase un a mis en œuvre les systèmes organisationnels à l'appui des fonctions de gestion du travail, de l'actif et de la chaîne d'approvisionnement et a été achevée en 2008. La phase deux étendait les fonctionnalités des systèmes de TI afin de remplacer l'ancien système qui gérât les fonctions des finances, de l'information, de la paie et des ressources humaines et a été achevée en 2009. La phase trois visant d'autres mesures d'optimisation entre 2011 et 2014, période au cours de laquelle les nouveaux systèmes de TI organisationnels seront étendus à diverses unités d'exploitation pour produire des avantages supplémentaires en matière de planification des activités, d'analyse des actifs, d'optimisation de la chaîne d'approvisionnement et de gestion des activités sur le terrain. La dernière phase, soit la phase quatre, est actuellement en cours. Elle vise à remplacer les systèmes d'information sur les abonnés et les systèmes de facturation entre 2011 et 2013.

Passage aux PCGR des États-Unis

Nous avions auparavant prévu d'adopter les IFRS à compter du 1^{er} janvier 2012 et de retraiter les résultats comparatifs de 2011. Puisque l'IASB n'a pas élaboré de plan définitif incluant des directives sur les conventions comptables des entreprises à tarifs réglementés, nous avons commencé à évaluer la possibilité d'adopter les PCGR des États-Unis au lieu des IFRS durant la premier trimestre de 2011. Le 7 juillet 2011, nous avons présenté une demande à la CVMO en vue d'obtenir une dispense à l'égard des exigences de l'article 3.2 du Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables, aux termes desquelles nous devrions déposer des états financiers consolidés préparés conformément aux IFRS pour les périodes de présentation de l'information financière commençant après le 1^{er} janvier 2012. Nous avons demandé l'approbation de la CVMO en vue d'adopter plutôt les PCGR des États-Unis, sans avoir à nous enregistrer auprès de la Securities and Exchange Commission, pour nos exercices 2012, 2013 et 2014. Le 21 juillet 2011, la CVMO a approuvé notre demande, et nous a accordé la dispense demandée. En vertu du Règlement de l'Ontario 395/11, Hydro One doit dresser ses états financiers consolidés conformément aux PCGR des États-Unis pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2012.

En outre, le 23 novembre 2011, la CEO a approuvé par une décision motivée les rajustements nécessaires devant être apportés aux besoins de revenus de transport de Hydro One Networks Inc. pour 2012 et à certains comptes d'écart par suite de l'utilisation des PCGR des États-Unis. Notre conseil d'administration a adopté une résolution nous autorisant à présenter l'information financière selon les PCGR des États-Unis.

Faits récents

Émission de titres d'emprunt

Le 13 janvier 2012, notre société a émis des billets à 3,20 % échéant en 2022 d'un capital global de 300 000 000\$ dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme.

La Commission de réforme des services publics de l'Ontario (le « rapport Drummond »)

Le rapport Drummond, rendu public le 15 février 2012, a formulé plusieurs recommandations relatives à notre société et à notre secteur d'activité, dont les suivantes : éliminer la Prestation ontarienne pour l'énergie propre le plus rapidement possible, revoir tous les autres programmes de subventions pour les coûts d'énergie, afin de déterminer s'ils permettent d'optimiser les ressources et d'atteindre les objectifs stratégiques établis, élaborer un PREI s'inspirant du Plan énergétique à long terme de l'Ontario, consolider les 80 SDL de l'Ontario selon les régions, examiner le programme de TRG, passer en revue le rôle des divers organismes du secteur de l'électricité afin de repérer les économies administratives, restructurer le marché de gros de l'électricité, ainsi que réaliser des gains d'efficience au sein de l'OPG et de notre société, notamment en créant des partenariats stratégiques.

Examen du programme TRG

Le 22 mars 2012, la province a diffusé les résultats du premier examen du TRG, qui a été annoncé en octobre 2011, et s'est engagée à poursuivre le programme. Elle a accepté toutes les recommandations qui ont découlé de l'examen, notamment : poursuivre son engagement relatif à l'énergie propre, rationaliser les processus et créer davantage d'emplois, encourager la participation accrue des collectivités et des autochtones, accroître la participation des municipalités, réduire les prix pour refléter la baisse des coûts et développer une économie fondée sur l'énergie propre en Ontario. Se reporter à la rubrique « Approvisionnement auprès de nouvelles sources d'énergie ».

Notre stratégie

Notre stratégie d'entreprise est dictée par notre mission, notre vision et nos valeurs. Notre mission et notre vision consistent à être une société novatrice et de confiance qui fournit une source d'électricité de manière sécuritaire, fiable et efficiente afin de créer de la valeur pour nos clients. Nos valeurs reflètent nos croyances fondamentales, à savoir les suivantes :

- Santé et sécurité – Rien n'est plus important que la santé et la sécurité de nos employés et de ceux qui exercent des activités sur notre propriété, ainsi que le maintien d'un environnement sans risque pour le public.
- Excellence – Nous atteignons l'excellence grâce à nos programmes de formation continue, nous assurant d'être préparés et outillés pour donner un service de grande qualité.
- Gestion responsable – Nous investissons dans nos actifs et notre personnel de manière à bâtir un réseau d'électricité sécuritaire et durable sur le plan environnemental d'un point de vue commercial.
- Innovation – Nous innovons grâce à de nouveaux processus, à notre personnel et à la technologie qui nous permettront de trouver de nouvelles solutions pour répondre aux besoins de notre clientèle.

Nous avons établi huit objectifs stratégiques qui sont inextricablement liés entre eux. Ils favorisent l'accomplissement de notre mission et la concrétisation de notre vision.

- *Créer un milieu de travail où ne survient aucune blessure et assurer la sécurité du public.* La santé et la sécurité doivent faire partie intégrante de l'ensemble de nos activités. Nous devons continuer à créer un engouement pour la prévention en matière de blessures. Nous allons renforcer notre culture en matière de sécurité déjà bien établie grâce à notre programme Objectif zéro (*Journey to Zero*) et atteindre des résultats de classe mondiale. Nous continuerons à soutenir que la santé et la sécurité de nos employés sont primordiales.
- *Répondre aux besoins de nos abonnés.* Nous respectons nos engagements, faisons de nos clients la pierre angulaire de notre planification, communiquons de manière efficace, coordonnons l'ensemble des unités d'affaires et optimisons les occasions d'améliorer notre image de marque.
- *Innover de manière continue.* L'innovation est essentielle pour accomplir notre mission et concrétiser notre vision. Elle constitue l'une de nos valeurs fondamentales. Au cours des deux prochaines décennies, nous proposerons des solutions novatrices qui amélioreront la fiabilité et l'efficacité de nos réseaux de transport et de distribution et nous rehausserons la capacité de nos abonnés à mieux gérer leurs coûts d'énergie.
- *Bâtir et entretenir un réseau à la fois fiable et rentable.* Notre stratégie en matière de transport consiste à maintenir, à l'échelle de la province de l'Ontario, un réseau solide et fiable qui peut combler les nouveaux besoins de production de la province, à gérer nos actifs vieillissants et à répondre à la demande d'électricité grâce à une expansion prudente et à un entretien efficace. Notre stratégie en matière de distribution est axée sur l'intégration de la technologie RDP qui assure la prestation d'un service fiable sur des territoires géographiques variés, le soutien aux raccordements d'une énergie renouvelable et la recherche de l'efficacité par la mise en œuvre de mesures visant à stimuler la productivité et par l'esprit d'ouverture face aux possibilités de rationaliser le secteur de la distribution.
- *Protéger et préserver l'environnement.* Conformément à notre valeur portant sur la gestion responsable, nous jouons un rôle de premier plan dans la réduction de l'empreinte carbonique de l'Ontario en offrant une énergie propre et renouvelable et en instaurant des mesures qui permettent à nos abonnés de gérer et de réduire leur consommation d'énergie.
- *Rehausser notre gestion de talents.* Nous sommes convaincus que notre principale force réside dans l'expertise de notre personnel. Pour maintenir cet avantage, nous devons régler la question de la structure démographique de la main-d'œuvre, de la diversité, du développement de compétences de base cruciales ainsi que la rétention des compétences et des connaissances. Notre stratégie en matière de main-d'œuvre nous permettra de réaliser des gains appréciables en ce qui concerne la souplesse de la main-d'œuvre, l'amélioration de la productivité et la réduction des coûts.
- *Maintenir une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire.* Nous nous sommes engagés à maintenir nos tarifs le plus bas possible pour nos clients et à offrir un revenu, notamment sous forme de dividendes, à notre actionnaire. Pour ce faire, nous continuerons à nous concentrer sur la réduction des coûts, sur la gestion efficace de nos actifs et sur l'accroissement de notre productivité.
- *Accroître notre productivité et notre rentabilité.* Pour accomplir notre mission et concrétiser notre vision, nous devons constamment chercher à rehausser notre productivité au moyen d'une gestion efficace des coûts. La productivité est l'un des éléments clés à l'atteinte de nos autres objectifs stratégiques et, en particulier, à la création de valeur pour nos clients et pour notre actionnaire.

Nous sommes conscients du rôle pivot que jouera l'innovation dans la construction d'un réseau électrique intelligent qui favorisera un environnement sain en Ontario. Nous entendons devenir le chef de file de notre secteur en mettant l'innovation au service de l'économie de la province et de ses résidents.

En 2011, nous figurions parmi les 50 sociétés les mieux cotées sur le plan de la responsabilité sociale au Canada selon Corporate Knights, principal organisme qui dresse un palmarès des sociétés canadiennes sur le plan de la responsabilité sociale en tenant compte des répercussions des activités des sociétés en matière de carbone, d'eau, de déchets et d'énergie ainsi que de la qualité de la caisse de retraite, de la diversité du conseil, du ratio de la rémunération du travailleur le moins bien rémunéré par rapport à celle du chef de la direction et des recettes fiscales produites.

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 48 sociétés de distribution locales, nos propres entreprises de distribution et 93 sociétés branchées à notre réseau de transport. 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 99 de ceux-ci situés en Ontario sont branchés directement au réseau de transport. Notre réseau de transport dessert plus de quatre millions d'abonnés, directement ou indirectement, et a transporté environ 141,5 TWh d'électricité à l'échelle de l'Ontario en 2011. Les revenus de notre entreprise de transport ont compté pour environ 25 % de nos revenus totaux en 2011 et pour environ 26 % et 24 % de nos revenus totaux en 2010 et en 2009, 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 locales, les abonnés industriels et notre propre entreprise de distribution au détail. 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 (7), le Québec (11), le Michigan (4), le Manitoba (3) et le Minnesota (1).

Grâce à ces 26 interconnexions, nous pouvons faciliter des importations d'environ 4 600 MW et des exportations d'environ 6 000 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, ainsi que 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 relativement peu entravée bien qu'il existe certaines périodes de courte durée où les contraintes de transport limitent l'utilisation économique de la production. 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 sont étudiés en Ontario, leur incidence sur le réseau de transport est évaluée et, au besoin, des programmes d'investissement dans le transport sont lancés en temps opportun.

Planification du transport

Hydro One élabore des plans de transport pour les nouvelles installations de transport et aux fins de remise en état et de remplacement des installations de transport existantes, au besoin. Les plans pour les nouvelles installations indiquent l'équipement, la configuration et l'acheminement projetés, de même que les capacités qui en découleront pour le réseau, la région et les investissements dans la transformation et le raccordement. Nous consultons également les abonnés pour déterminer les besoins, les moments opportuns et les solutions techniques pour les nouvelles installations de transformation et de raccordement. Nous consultons les communautés touchées, les parties prenantes ainsi que les Premières nations et les Métis dans le cadre du processus d'aménagement de projets de construction ou d'amélioration de lignes de transport.

Le besoin de capacité locale et de réseau supplémentaire est déterminé en consultation avec les abonnés de l'OEO (qui planifie les programmes de CGD et de production d'électricité futurs) et en réponse aux politiques et directives gouvernementales. Le besoin de solutions à court et à long terme peut également être souligné dans les rapports de fiabilité produits par la SIERE. La SIERE évalue l'incidence des installations projetées sur le réseau d'après les demandes faites par Hydro One, conformément aux règles du marché. Les projets portant sur de nouvelles lignes de transport de plus de deux kilomètres doivent être approuvés par la CEO, qui délivre alors un permis de construction. Une ligne de transport ou un poste de transport (au sens attribué aux expressions *transmission line* et *transmission station* dans le *Regulation 116/01* de l'Ontario, pris en vertu de la Loi sur les évaluations environnementales) est assujéti au processus d'examen préalable (au sens attribué à l'expression *Environmental Screening Process* dans le *Regulation 116/01*) et pourrait être assujéti à une évaluation environnementale spécifique ou une évaluation environnementale de portée générale.

Hydro One élabore ses plans de maintenance, de remise en état ou de remplacement des installations existantes d'après les normes en matière de maintenance, les évaluations de l'état des biens et les critères de fin de la durée de vie propres à chaque type d'équipement. La priorité est accordée à chaque type d'investissement d'après les risques qu'il réduit. Les plans d'investissement font également partie des demandes de tarification que nous soumettons à la CEO.

Programmes de dépenses en immobilisations liées au transport

Les dépenses en immobilisations engagées pour le réseau de transport devraient être importantes pour la période allant de 2012 à 2013 et ainsi atteindre un montant net d'environ 2,0 milliards de dollars globalement. Notre programme de dépenses en immobilisations est conçu pour répondre aux besoins engendrés par l'évolution du profil de production de la province, favoriser l'accroissement de la charge prévu dans toutes les régions de l'Ontario et soutenir l'augmentation prévue de la production d'énergie renouvelable en application de la Loi sur l'énergie verte, comme il est décrit ci-après. En outre, ce programme cherche à soutenir ou à améliorer nos résultats sur le plan de la fiabilité du transport, soit un positionnement dans le quartile supérieur au Canada pour les réseaux de transport de 230 kV et plus. Ce programme continue d'être axé sur le maintien du rendement des actifs vieillissants grâce à des programmes d'entretien et de remise en état ainsi que sur le remplacement des actifs arrivés à la fin de leur vie utile.

Le 22 décembre 2010, Hydro One Networks Inc. a reçu une lettre du ministre de l'Énergie lui demandant d'entamer immédiatement la planification et le travail de mise en œuvre pour faire progresser les trois projets prévus par le Plan énergétique à long terme, à savoir la compensation série dans le sud-ouest de l'Ontario, le recâblage à l'ouest de London et l'établissement d'une nouvelle ligne à l'ouest de London, à un rythme accéléré.

Le 17 février 2011, le ministre a donné une directive à la CEO pour qu'elle modifie le permis de transport de Hydro One Networks Inc. afin que celle-ci élabore les projets indiqués ci-après, selon la portée et le calendrier prévus par les recommandations de l'OEO, et en demande l'approbation, et la CEO a rendu une décision et une ordonnance en ce sens le 28 février 2011. Les projets visés sont les suivants :

1. la mise à niveau d'une ou de plusieurs lignes de transport à l'ouest de London;
2. l'établissement d'une nouvelle ligne de transport à l'ouest de London.

En outre, aux termes de la modification du permis, Hydro One Networks Inc. est tenue d'élaborer et de mettre en œuvre les projets suivants en matière de transport, selon la portée et le calendrier prévus par les recommandations de l'OEO :

1. l'amélioration de la capacité de transfert par l'installation d'un ou de plusieurs appareils, comme des compensateurs série ou des compensateurs voltampères réactifs statiques, ou d'autres appareils similaires dans le sud-ouest de l'Ontario;
2. l'accroissement de la capacité de courts-circuits et/ou de la capacité de transfert à au plus 15 postes de transport au cours d'une période de 48 mois débutant le 1^{er} mars 2011 afin de permettre le raccordement de petites installations de production d'énergie renouvelable.

Outre les projets indiqués ci-dessus, nous mettons en œuvre un certain nombre d'autres projets dans le cadre de nos investissements liés au transport. Ces projets, ainsi que ceux qui sont indiqués ci-dessus, nécessiteront diverses approbations, notamment celles de la CEO et celles qui sont prévues par la Loi sur les évaluations environnementales. Nos principaux programmes courants de dépenses en immobilisations liés au transport pour lesquels nous avons obtenu ou nous tentons activement d'obtenir les approbations requises sont décrits ci-après. Ces projets décrits ci-après sont à divers stades d'avancement, et il se pourrait que leur construction ne soit pas entamée si les approbations requises ne sont pas obtenues ou si l'accroissement prévu de la production ne se concrétise pas.

Grands projets d'aménagement du réseau de transport

- Nouvelle ligne de transport double circuit de 500 kV de Bruce à Milton

L'édition de décembre 2007 de l'*Ontario Reliability Outlook* de la SIERE a indiqué que le transport existant dans le sud de l'Ontario ne peut accepter la production qui devrait entrer en service dans la région de Bruce au cours des prochaines années. La province était également de cet avis, et l'OEO a déterminé que la meilleure solution pour accroître la capacité de transfert du réseau actuel de 500 kV de Hydro One Networks Inc. est de construire une nouvelle ligne de transport à double circuit de 500 kV entre la centrale nucléaire Bruce et le PS Milton afin d'intégrer de façon sécuritaire les huit unités des installations nucléaires Bruce et la production éolienne potentielle et engagée dans la région.

L'approbation de la CEO pour la ligne de 500 kV a été obtenue, sous réserve de certaines conditions, en septembre 2008 et, en décembre 2009, une approbation conditionnelle a été obtenue en vertu de la Loi sur les évaluations environnementales. En octobre 2009, nous avons obtenu l'approbation de la Commission de l'escarpement du Niagara, mais cette approbation a ensuite fait l'objet d'un appel. L'audition de l'appel a débuté le 26 janvier 2010 et a pris fin le 6 avril 2010. L'agent enquêteur chargé d'entendre l'appel a remis son rapport au ministre des Ressources naturelles le 28 octobre 2010 et, le 10 mai 2011, le ministre a donné pour directive à la Commission de l'escarpement du Niagara de délivrer un permis d'aménagement lorsque Hydro One Networks Inc. remplirait certaines conditions. Toutes les conditions ont été remplies, et le permis d'aménagement a été délivré le 14 septembre 2011. Les activités de construction dans cette région sont maintenant entamées.

Hydro One Networks Inc. a informé la CEO que l'on s'attend à ce que le coût de ce projet excède les estimations initiales. En outre, dans une lettre datée du 7 janvier 2011, Hydro One Networks Inc. a

informé la CEO qu'en raison d'un changement dans la méthodologie d'établissement des coûts, le coût total projeté de 695 millions de dollars indiqué dans notre demande de tarifs passerait à 755 millions de dollars. La nouvelle ligne devrait être en service en 2012.

Le 26 février 2010, une demande d'expropriation de terrains a été déposée auprès de la CEO en vertu de la Loi sur la CEO. Dans le cadre de l'audience qui a débuté le 11 novembre 2010, Hydro One Networks Inc. visait à obtenir des pouvoirs d'expropriation à l'égard de 57 des 355 terrains touchés par le projet. Hydro One Networks Inc. avait conclu des ententes volontaires lui accordant les droits fonciers nécessaires à l'égard de tous les autres terrains et a conclu de telles ententes à l'égard de 10 autres terrains après le début de l'audience, ce qui laissait 47 terrains à exproprier. La construction du projet a débuté au printemps de 2010 sur les terrains où les approbations et les droits fonciers nécessaires ont été obtenus. Le 15 mars 2011, la CEO a rendu une décision et une ordonnance donnant à Hydro One les pouvoirs d'expropriation à l'égard de ces 47 terrains restants. L'acquisition des droits de propriété à l'égard de ces terrains restants (au moyen d'ententes volontaires ou d'expropriation) a pris fin en juillet 2011, de sorte que les travaux de construction ont alors débuté sur ces terrains restants.

- Renforcement du réseau de transport du nord-est : installation de quatre batteries de condensateurs shunt

Pour permettre une production d'énergie renouvelable dans le nord de l'Ontario conformément à la directive de la province et atténuer la congestion dans l'interface entre le nord de l'Ontario et le sud de l'Ontario, l'OEO a recommandé des mesures à court terme afin de renforcer le réseau de transport du nord-est de l'Ontario. Ces mesures comprenaient l'installation de condensateurs en série sur les circuits nord-sud à 500 kV à la sous-station Nobel (en service au 30 novembre 2010), un compensateur voltampère réactif statique et des nouvelles batteries de condensateur shunt au PT Porcupine (en service au 20 décembre 2011) et d'un autre compensateur du même type au PT Kirkland Lake (en service en mars 2011), d'une nouvelle batterie de condensateurs shunt au PT Essa (en service au 24 novembre 2011), d'une nouvelle batterie de condensateurs shunt au PT Hanmer (en service au 23 décembre 2011) et d'une batterie de condensateurs shunt remise en état au PT Hanmer.

La CEO a approuvé ces projets dans le cadre de la demande de tarifs de transport pour 2011-2012.

- Renforcement du réseau de transport dans la région de Woodstock

La charge locale fournie dans la région de Woodstock du sud de l'Ontario à 115 kV a dépassé la capacité de transport fiable. Ce projet est conçu pour augmenter la capacité de transport au moyen d'un tronçon de 11 kilomètres d'une nouvelle ligne à double circuit de 230 kV sur l'emprise actuelle de la ligne de 115 kV, entre le PT Ingersoll et un nouveau poste appelé PT Karn. Le projet comprend également la construction de la nouvelle installation du PT Karn. Ces projets devraient porter à 290 MW la capacité de transport dans la région de Woodstock en vue d'une croissance future. Toutes les approbations requises pour ce projet ont été obtenues, et sa mise en service est actuellement prévue pour avril 2012.

- Projet de renforcement du réseau de transport dans les quartiers intermédiaires de Toronto

La charge dans la région des quartiers intermédiaires de Toronto est actuellement fournie par trois circuits de 115 kV entre le PT Leaside et le PT Wiltshire. Ces circuits alimentent le PT Bridgman et le PT Dufferin à partir du PT Leaside et fournissent également une capacité de transfert de charge entre le PT Leaside et le PT Manby. Ce projet, dans le cadre duquel un tronçon de câble vieillissant sera remplacé, devrait offrir une capacité additionnelle par l'ajout d'une ligne de 115 kV entre le PT Leaside et le PT Bridgman. La date de mise en service de ce projet est actuellement prévue pour 2014. Hydro One Networks Inc. a obtenu toutes les approbations requises à l'égard de ce projet et s'affaire actuellement à conclure l'acquisition des droits fonciers nécessaires.

- Reconstruction du poste de sectionnement Hearn

Notre société a initialement déterminé que le poste de sectionnement Hearn existant de 115 kV devait faire l'objet d'une remise à neuf au cours des cinq prochaines années. Hydro One Networks Inc. projette maintenant de reconstruire le PT Hearn et a entamé les études techniques préliminaires et les travaux d'aménagement. Ce projet vise des travaux sur un poste et ne nécessite pas d'approbation particulière de la CEO. Des approbations découlant de la Loi sur les évaluations environnementales seront obtenues dans le cadre des travaux techniques préliminaires qui sont déjà entamés. La date de mise en service est actuellement prévue pour la fin de 2013.

- Rénovation des installations extérieures à 115 kV du PT Manby, du PT Leaside, du PT Hawthorne et du PT Allanburg

Pour permettre l'intégration de nouvelles sources d'énergie renouvelable dans les régions de Toronto, d'Ottawa et de Niagara, la capacité court-circuit des installations extérieures de chacun du PT Manby, du PT Leaside, du PT Hawthorne et du PT Allanburg à 115 kV passera des 40 kA actuels à 50 kA grâce au remplacement des disjoncteurs à 115 kV. La mise en service de ces installations est prévue pour la fin de 2013.

- Projet de renforcement du réseau dans la région de Niagara

Ce projet comprend la construction d'une ligne de 230 kV sur 76 kilomètres entre notre PT Allanburg dans la région de Niagara et notre PT Middleport dans la région de Hamilton. Le projet de renforcement du réseau dans la région de Niagara est conçu pour atténuer les problèmes de congestion au sein du réseau de transport qui restreignent le transfert de la production provenant de la région de Niagara et les importations provenant de l'État de New York. Le projet de renforcement du réseau dans la région de Niagara progresse essentiellement selon le calendrier établi, exception faite de certains travaux qui ont été retardés en raison de la création, sur une partie de la ligne, d'un blocus lié à des revendications de terres autochtones. En conséquence, la CEO a conclu que ce projet requiert un régime réglementaire spécial et, dans sa décision d'août 2007, elle a établi que l'intérêt capitalisé à l'égard de ce projet pouvait être passé en charges et récupéré à titre de charges de l'exercice à compter du 1^{er} janvier 2007. On prévoit que ce projet pourra être achevé environ deux mois après le règlement du dossier des réclamations territoriales entre la province et les Six nations.

Projets de transport au niveau du raccordement à la charge locale

Pour ce qui est du raccordement de la charge locale, Hydro One continue de traiter les besoins en approvisionnement de notre clientèle de façon à pouvoir répondre à leur charge accrue. Dans le cas des projets qui s'imposent pour assurer un approvisionnement fiable en électricité aux collectivités, la participation et le soutien des SDL concernées aux fins d'études de planification conjointes et tout au long du processus de consultation et d'approbation demeurent essentiels. En prévision des besoins à venir en matière de raccordement de la charge locale, nous avons amorcé des pourparlers avec des abonnés afin de réaliser d'importants travaux d'agrandissement du réseau de transport ou de construire de nouveaux postes de transformation et, au besoin, de procéder à des raccordements de lignes dans des villes comme Mississauga, Oshawa, Woodstock, Essex County, Ancaster et Brampton. Des investissements ciblés dans le rendement au point de livraison à la clientèle, la qualité de l'électricité et nos réseaux de 115 kV et de 230 kV devraient accroître la fiabilité de nos services.

Soutien du transport

En fonction du maintien de notre rendement dans le quartile supérieur, notre plan d'investissement comprend des dépenses accrues en vue du remplacement et de la remise en état de notre infrastructure de transport vieillissante. Les investissements sont axés sur les biens de transport qui se répercutent

davantage sur la fiabilité. Des programmes de remplacement ciblés pour des composantes comme l'appareillage de connexion isolé au gaz naturel, des disjoncteurs à air et des transformateurs, ainsi que des programmes de contrôle améliorés pour la protection contre les contacts avec les animaux, ont été adoptés afin que nous restions dans le quartile supérieur de rendement en matière de fiabilité du transport en Amérique du Nord. Également, nous avons continué d'entreprendre des travaux de remise à neuf dans un plus grand nombre de postes que nous l'avons fait dans le passé. Compte tenu de l'âge de notre actif et de notre infrastructure, d'importantes efficiences peuvent être réalisées lorsque ces investissements plus importants peuvent être effectués de manière intégrée.

Biens de transport

Nos biens de transport peuvent être répartis dans quatre catégories fonctionnelles, soit les postes de transport, les lignes de transport, les activités de réseau et les installations de télécommunications.

Postes de transport

Les postes de transport sont utilisés pour l'approvisionnement en électricité, la transformation de tension et la commutation et comme points de raccordement pour la clientèle et les producteurs.

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, 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 abonnés 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 286 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 282 kilomètres de câbles souterrains dans les régions urbaines.

Le réseau de transport comporte environ 29 000 kilomètres de lignes à haute tension dont les principales composantes sont constituées de câbles, de conducteurs, 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 réseau

Nous assurons la gestion de tous nos biens de transport et d'un grand nombre de nos biens de répartition à partir d'un seul endroit, le Centre de contrôle. À titre de propriétaire et d'exploitant de la plus grande partie du réseau de transport de l'Ontario, nous avons la responsabilité, aux termes de la Loi sur l'électricité, de faire en sorte que nos biens soient exploités d'une façon sûre et fiable qui optimise le rendement pour les abonnés raccordés à notre réseau.

Par conséquent, le Centre de contrôle est l'autorité de contrôle de notre réseau de transport et de grandes parties du réseau de répartition. Le Centre de contrôle est un centre opérationnel qui surveille et contrôle nos réseaux de transport et de répartition à l'aide du système de gestion de réseaux. Grâce à ce système informatique, le Centre de contrôle fait fonctionner à distance l'équipement de transport, répond aux alarmes et aux éventualités et peut restaurer et rediriger le courant après une panne.

Le Centre de contrôle étudie, approuve, exécute et/ou autorise toutes les opérations de commutation et de contrôle des biens de notre réseau de transport et du réseau de répartition. Le Centre de contrôle remplit également une fonction de répartition à l'égard de l'ensemble de notre actif de transport et de distribution. Le Centre de contrôle coordonne avec les parties prenantes et les clients toutes les interruptions de service planifiées de l'équipement de transport et de répartition. En outre, le Centre de contrôle est chargé d'aviser les abonnés touchés de toutes les interruptions planifiées à l'égard du réseau de distribution. Pour les périodes d'indisponibilité nécessaires du réseau de distribution, le Centre de contrôle crée des avis d'interruption qui contiennent tous les renseignements pertinents sur l'interruption, l'affectation des équipes sur le terrain, communique l'heure estimative de la réparation et confirme la remise en service aux abonnés du réseau de distribution de Hydro One.

Le Centre de contrôle est doté d'un personnel complet sur les lieux, affecté au service à la clientèle, aux installations, à la technologie d'exploitation, à la formation, aux procédés et à la planification commerciale. Il existe une installation de secours pleinement fonctionnelle qui serait dotée en personnel en cas d'évacuation du Centre de contrôle.

Installations de télécommunications

Nos besoins en télécommunications comprennent les services nécessaires visant la protection et l'exploitation du réseau d'électricité ainsi que la transmission de messages vocaux et de données administratives. Pour la protection et le contrôle du réseau d'électricité de même que les communications vocales nécessaires au contrôle et à la restauration des biens de distribution et de transport, les besoins en matière de fiabilité et de sécurité sont très stricts et doivent continuer d'être comblés en cas de panne prolongée. Ces exigences en matière de télécommunications sont essentielles au respect de nos obligations en matière de fiabilité du transport, à la protection de nos biens et la restauration efficace et rapide après des situations impondérables. Ces besoins sont comblés par l'utilisation 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 des réseaux faisant appel à diverses technologies de communication comme les câbles à fibres optiques et les câbles métalliques ainsi que le matériel de transmission sans fil et de réseau sur courants porteurs.

En mai 2011, le conseil d'administration de Hydro One a autorisé le programme de réseau étendu (wan), dont l'achèvement est prévu pour la fin de 2014. Ce projet est mis en œuvre pour répondre de façon efficace sur le plan des coûts à la croissance des besoins en largeur de bande liés aux télécommunications,

qui devraient être plus que décuplés à la fin de 2012 par rapport au niveau de 2009. Ce projet sera mis en œuvre en quatre étapes.

Projets liés à l'interconnexion

Une interconnexion est une installation de transport qui relie physiquement des réseaux de transport adjacents appartenant à des territoires différents (p. ex. des provinces ou des pays) aux fins de transferts d'électricité.

Michigan

Deux de nos interconnexions avec l'État du Michigan ont été améliorées par l'installation de deux déphaseurs et d'un autotransformateur. Les régulateurs de déphasage ont été mis en service dans le cadre des situations d'urgence survenues en 2005. Ce matériel, lorsqu'il sera mis en service avec les régulateurs de déphasage de l'International Transmission Company (« ITC ») à ces installations de Bunce Creek, nous permettra de mieux contrôler les interconnexions du Michigan afin de gérer les débits de courant transfrontaliers entre l'Ontario et le Michigan et, indirectement, entre l'Ontario et l'État de New York. Par conséquent, la capacité d'exportation de l'Ontario augmentera de 1 000 MW et notre capacité d'importation, de 500 MW, une fois qu'elles seront pleinement en exploitation.

En juillet 2010, l'installation du dernier régulateur de déphasage au Michigan a été achevée. Hydro One et ITC ont conclu des conventions révisées en matière d'interconnexion. La mise en service des régulateurs de déphasage dépend maintenant de l'obtention par ITC d'un permis présidentiel aux États-Unis. On prévoit que ces formalités seront remplies en 2012. Dans le cadre d'essais périodiques de nos régulateurs de déphasage en décembre 2011, nous avons établi que l'un de ceux-ci était défectueux. Nous sommes à évaluer si ce régulateur de déphasage peut être réparé ou s'il doit être remplacé.

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

En Ontario, les règles du marché nous obligent à respecter les normes de fiabilité établies par la NERC et le NPCC, et notre permis de transport nous oblige à respecter les règles du marché. Une modification des règles du marché qui a pris effet le 8 juillet 2011 a fait en sorte que les normes de fiabilité établies par la NERC et le NPCC dont l'application n'a pas été suspendue ou qui n'ont pas été révoquées et renvoyées à l'autorité en cause (la NERC et le NPCC) en vue d'un nouvel examen par la CEO ont été déclarées en vigueur en Ontario a) lorsque ces normes de fiabilité ont été déclarées en vigueur aux États-Unis ou, dans le cas des critères de fiabilité du NPCC, lorsqu'ils ont été déclarés en vigueur par le NPCC et b) après l'expiration du délai accordé pour la demande d'un examen devant la CEO et la conclusion de cet examen.

Le 18 novembre 2010, la FERC, organisme de réglementation américain qui supervise la NERC, a publié l'ordonnance n° 743 qui donne pour directive à la NERC de réviser sa définition de réseau de production-transport d'électricité (au sens attribué au terme *bulk electric system*) afin de répondre aux préoccupations techniques de la FERC et de s'assurer d'inclure dans cette définition toutes les installations nécessaires à l'exploitation d'un réseau de transport électrique interconnecté. La FERC estime que la meilleure façon d'atteindre ses objectifs consiste a) à éliminer de la définition actuelle le pouvoir discrétionnaire au niveau régional; b) à établir une ligne de démarcation très nette de façon à inclure dans la définition toutes les installations exploitées à 100 kV ou plus, exception faite de certaines installations exploitées selon une configuration radiale et c) à établir un processus d'exemption et des critères afin d'exclure les installations qui ne sont pas nécessaires à l'exploitation d'un réseau de transport interconnecté. Selon l'ordonnance de la FERC, la NERC a reçu pour directive de déposer la définition révisée ainsi que le plan de mise en œuvre et le processus d'exemption d'ici le 25 janvier 2012. Le conseil des fiduciaires de la

NERC a approuvé cette définition, le plan de mise en œuvre et le processus d'exemption le 18 janvier 2012, et ceux-ci ont été déposés à la FERC le 25 janvier 2012.

La FERC évaluera maintenant le document déposé et pourrait l'approuver ou le renvoyer avec des directives supplémentaires. La NERC a achevé son travail avec les intervenants du secteur d'activité pour respecter la date de dépôt de janvier 2012. La nouvelle définition proposée et le processus d'exemption ont été soumis au conseil des fiduciaires de la NERC aux fins d'approbation avant la date limite de dépôt. La définition proposée, le plan de mise en œuvre et le processus d'exemption ont été déposés à la CEO le 1^{er} mars 2012.

Si la définition proposée par la FERC est appliquée en Ontario, un nombre nettement plus important d'installations de transport (soit toutes les installations exploitées à 100 kV ou plus, exception faite des installations définies exploitées selon une configuration radiale) devront se conformer aux normes de fiabilité de la NERC, ce qui, selon l'évaluation de Hydro One, n'ajouterait guère à la fiabilité du réseau interconnecté de production-transport d'électricité. L'adoption de cette nouvelle mesure imposerait des frais additionnels importants aux propriétaires d'installations de transport comme Hydro One. Nous prévoyons que ces frais seraient étalés sur un certain nombre d'années et pourraient être recouverts au moyen des tarifs. Nous collaborons actuellement avec la SIERE et l'OEO afin d'élaborer un processus d'exemption « ontarien » qui permettra l'application de la nouvelle définition d'une manière efficace sur le plan des coûts lorsque des gains peuvent être réalisés sur le plan de la fiabilité.

Normes de protection des infrastructures essentielles de la NERC

Les normes de protection de l'infrastructure essentielle de la NERC (« cybersécurité ») sont entrées en vigueur en 2009. Les normes sont conçues afin de s'assurer que les services publics et les autres utilisateurs, propriétaires et exploitants du réseau de production-transport d'électricité en Amérique du Nord ont mis en place des procédures appropriées pour protéger l'infrastructure essentielle contre les cyberattaques. Par conséquent, les mesures de sécurité à l'égard de l'information et des installations, tant matérielles qu'électroniques, de Hydro One ont été mises à niveau afin de répondre aux exigences de sécurité les plus strictes et de répondre aux exigences de la NERC.

Les normes de protection de l'infrastructure critique de la NERC sont en voie de changer en réponse à l'ordonnance n° 706 de la FERC du 16 mai 2008, aux termes de laquelle la FERC donnait pour directive à la NERC d'élaborer des modifications à l'égard de sa norme de cybersécurité sur le repérage des actifs électroniques critiques (*Standard CIP-002-1 Cyber Security – Critical Cyber Asset Identification*) en réponse aux préoccupations de la FERC se rapportant au repérage des actifs critiques visés par les normes. La NERC a déposé une nouvelle version des normes auprès de la FERC et des autorités gouvernementales canadiennes en février 2011 et a continué de travailler sur des normes révisées traitant de questions figurant dans l'ordonnance de la FERC qui n'étaient pas abordées dans les normes déposées. Au 23 mars 2012, la FERC n'avait pas encore approuvé les normes déposées. La NERC prévoit terminer la version révisée des normes avant la fin de 2012. Compte tenu des normes déposées et des normes révisées proposées, la liste des actifs dont Hydro One est propriétaire et exploitante auxquels les normes s'appliquent s'allongera, ce qui entraînera des efforts et des frais supplémentaires.

Notre entreprise de distribution

Nos réseaux de distribution fournissent de l'électricité aux abonnés à l'aide de lignes de distribution à basse tension. En 2011, les réseaux de distribution ont livré environ 29,2 TWh d'électricité à environ 1,4 million d'abonnés dans les régions rurales et urbaines (y compris environ 138 000 abonnés au service de détail urbains situés à Brampton, en Ontario). Les réseaux de distribution desservent en outre 23 sociétés de distribution locales qui ne sont pas directement raccordées à notre réseau de transport, 33 autres sociétés de distribution locales qui sont raccordées à notre réseau de transport et 29 abonnés dont la charge excède 5 MW. Les installations de distribution sont constituées de lignes d'une longueur

d'environ 120 000 kilomètres, qui fonctionnent surtout à des tensions de 50 kV ou moins, et de 1 008 postes de distribution et de régulation dont nous sommes propriétaires. Nos réseaux de distribution distribuent l'électricité à partir de notre réseau de transport et de plus de 7 800 petites génératrices (240 génératrices d'une puissance supérieure à 10 kW et environ 7 600 d'une puissance inférieure à 10 kW). 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, nos réseaux de distribution sont configurés pour approvisionner surtout les régions rurales faiblement peuplées. Pour fournir un service rentable dans ces régions, les réseaux de distribution sont configurés en grande partie comme un réseau en série, c'est-à-dire qu'ils sont configurés 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 afin d'assurer la reprise du service. Les revenus de nos entreprises de distribution ont compté pour environ 74 % de nos revenus totaux pour 2011 et environ 74 % et 73 % de nos revenus totaux en 2009 et en 2010, respectivement.

Programmes de dépenses en immobilisations liés à la distribution

Les dépenses en immobilisations de notre entreprise de distribution pour la période allant de 2012 à 2014 sont évaluées à environ 2 milliards de dollars. Conformément à notre demande de tarifs de distribution approuvée, les dépenses en immobilisations pour notre entreprise de distribution pour 2012 devraient être axées sur de nouveaux raccordements de la charge, les appels de dépannage, les travaux de réparation après les tempêtes, le remplacement des poteaux de bois et le renforcement de la capacité du réseau. En réponse à la Loi sur l'énergie verte et au programme de TRG administré par l'OEO qui a été adopté pour la mise en œuvre des technologies relatives à l'énergie renouvelable, nous accroissons également nos activités de raccordement de sources de production ainsi que les mises à niveau du réseau de distribution pour permettre l'intégration de cette nouvelle production. Nous poursuivons, à la grandeur de l'Ontario, le remplacement des biens de distribution qui ont atteint leur fin de vie utile par des installations à tension plus élevée et qui répondent aux normes courantes. En outre, nous prévoyons continuer à construire de nouvelles lignes et de nouveaux postes en réponse aux prévisions de croissance du réseau ou aux besoins de forte charge, et nous prévoyons continuer à axer nos efforts sur l'amélioration de l'efficacité du réseau de distribution. Le budget comprend également des investissements dans le RDP.

En outre, nous continuons à mettre en œuvre des programmes destinés à améliorer le rendement au niveau de la fiabilité de notre réseau de distribution au moyen de pratiques améliorées d'entretien et de dégagement des lignes.

Le moment auquel ces dépenses seront engagées est incertain, car il dépend de diverses approbations, notamment des approbations de demandes tarifaires par la CEO ainsi que de la mesure dans laquelle le coût des investissements que nous avons effectués dans le réseau de distribution pour permettre le raccordement de sources d'énergie renouvelable pourra être récupéré.

Biens de distribution

Les installations de distribution d'électricité consistent en trois éléments de réseau : i) les lignes à basse tension qui relient nos postes de transport à nos postes de distribution ainsi qu'à certains abonnés industriels, producteurs locaux et sociétés de distribution locales; ii) les postes de distribution et de régulation et iii) nos lignes de distribution à basse tension partant des postes de distribution et reliant des abonnés industriels, commerciaux, agricoles et résidentiels, des producteurs locaux de même que des sociétés de distribution locales intégrées. Ces trois éléments de réseau 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 19 réseaux réglementés de production et de distribution dans le nord de l'Ontario qui desservent 21 collectivités éloignées non branchées au réseau de distribution de l'électricité de l'Ontario, dont les installations nous appartiennent ou appartiennent à la SFIEO ou, dans le cas de Marten Falls, à la Première nation de Marten Falls. Ces collectivités éloignées comportent au total quelque 3 500 abonnés. L'électricité destinée à être utilisée par ces collectivités éloignées est produite par 57 génératrices fonctionnant au diesel dont nous sommes les propriétaires-exploitants et auxquelles viennent s'ajouter de petites quantités de production éolienne ou hydroélectrique. Aux termes de l'article 48.1 de la Loi sur l'électricité et du *Regulation 199/02* pris en vertu de celle-ci, 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 abonnés commerciaux qui ont besoin d'un réseau à large bande. Hydro One Telecom Inc. tire profit des biens de télécommunication de la société faisant partie de son groupe et livre des solutions de télécommunication à large bande avant-gardistes aux entreprises de télécommunications, aux fournisseurs de services indépendants et à d'importants abonnés des secteurs privé et public.

Hydro One Telecom Inc., une entreprise dotée d'installations non dominante inscrite auprès du CRTC, fournit des services de télécommunication à large bande en Ontario avec des connexions jusqu'à Montréal et à Buffalo (État de New York) ainsi que jusqu'à Détroit (Michigan). Son réseau de fibres optiques s'étend sur plus de 5 000 kilomètres. Hydro One Telecom Inc. s'acquitte de la gestion des systèmes de télécommunication et des fonctions connexes qui sont nécessaires à notre entreprise de transport et de distribution, notamment des réseaux internes de transmission de données et de communications téléphoniques. Elle fournit également un soutien dans le cadre de nos activités liées aux compteurs intelligents et au RDP.

Personnel

À la fin de 2011, notre filiale Hydro One Networks Inc. comptait 5 428 employés permanents, soit 645 cadres non syndiqués, 3 455 employés représentés par le PWU et 1 328 employés représentés par la Society of Energy Professionals. Globalement, Hydro One Inc., Hydro One Remote Communities Inc. et Hydro One Telecom Inc. comptent 146 employés au total. Hydro One Inc., Hydro One Networks Inc., Hydro One Remote Communities Inc. et Hydro One Telecom Inc. comptaient également 1 817 employés temporaires, notamment 24 cadres, 754 employés représentés par le PWU, 83 employés représentés par la Society of Energy Professionals et 956 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. De plus, notre filiale Hydro One Brampton Networks Inc. comptait 51 employés permanents non syndiqués, 112 employés actifs représentés par les Travailleurs et travailleuses canadien(ne)s de l'automobile, 44 employés représentés par la Fraternité internationale des ouvriers en électricité et 7 employés contractuels.

Le 23 mars 2011, notre société et la PWU ont conclu un protocole d'entente à l'égard du renouvellement de la convention collective dont la durée débute le 1^{er} avril 2011 et se termine le 31 mars 2013. Également en 2011 nous avons négocié des conventions d'une durée de trois ans, qui expireront dans les deux cas le 31 mars 2014, 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. Enfin, nous avons négocié une convention collective d'une durée de trois ans avec le Canadian Union of Skilled Workers

qui expirera le 30 avril 2014. La convention collective que nous avons conclue avec la Society of Energy Professionals expire le 31 mars 2013. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque lié aux relations de travail ».

Nous prévoyons continuer de nous concentrer sur les activités visant à attirer du personnel et à le conserver ainsi que sur le maintien et le perfectionnement des compétences de tous nos employés afin de promouvoir la productivité en milieu de travail et 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 44 ans et compte environ 15 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. Dans le cadre du programme de planification de la relève, le recrutement de nouveaux employés dans les domaines clés est en cours. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque lié aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre ».

Rémunération

Le 18 mai 2010, la *Loi de 2010 sur les mesures de restriction de la rémunération dans le secteur public visant à protéger les services publics* est entrée en vigueur. Cette loi impose un gel de la structure salariale du personnel politique et des employés de l'Assemblée législative exclus des négociations ainsi que de celle de l'ensemble des employés de la fonction publique exclus de la négociation, pour une période de deux ans allant jusqu'au 31 mars 2012. Cette loi s'applique aux employés exclus des négociations de Hydro One. La loi prévoit une exception à l'égard des salariés représentés par des associations de négociation collective, ce qui inclut les syndicats accrédités ou reconnus en vertu de la *Loi sur les 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 (société du groupe de CapGemini Canada Inc.) une convention d'impartition en date du 28 décembre 2001 à l'égard de services fournis à compter du 1^{er} mars 2002. En date du 1^{er} mai 2010, nous nous sommes prévalus de l'option qui nous était offerte aux termes de la convention afin de prolonger la durée existante jusqu'au 28 février 2015. 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.

Aux termes de la convention, Inergi LP se voit garantir des revenus minimums globaux d'environ 400 millions de dollars sur les cinq dernières années de la convention. Dans la mesure où nous avons acheté le volume minimum de services auprès d'Inergi correspondant aux revenus garantis, nous sommes libres d'acheter d'autres services ailleurs. 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. 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. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque lié à la convention d'impartition ».

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.

Nous avons réalisé des économies annuelles au cours des dernières années en axant nos efforts 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.

Nous avions auparavant prévu d'adopter les IFRS quant à nos états financiers consolidés à compter du 1^{er} janvier 2012 et de retraiter les sommes comptabilisées dans le bilan d'ouverture au 1^{er} janvier 2011 en fonction des IFRS. Puisque l'IASB n'a pas élaboré de plan définitif incluant des directives sur les conventions comptables des entreprises à tarifs réglementés, nous avons commencé à évaluer la possibilité d'adopter les PCGR des États-Unis au lieu des IFRS durant le premier trimestre de 2011. Le 7 juillet 2011, nous avons présenté une demande à la CVMO en vue d'obtenir une dispense à l'égard des exigences de l'article 3.2 du Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables, aux termes desquelles nous devrions déposer des états financiers consolidés préparés conformément aux IFRS pour les périodes de présentation de l'information financière commençant après le 1^{er} janvier 2012. Nous avons demandé l'approbation de la CVMO en vue d'adopter plutôt les PCGR des États-Unis, sans avoir à nous enregistrer auprès de la Securities and Exchange Commission, pour nos exercices 2012, 2013 et 2014. Le 21 juillet 2011, la CVMO a approuvé notre demande et nous a accordé la dispense demandée. Notre conseil d'administration a adopté une résolution nous autorisant à présenter l'information financière selon les PCGR des États-Unis. Par conséquent, nos états financiers consolidés au 31 mars 2012 seront préparés conformément aux PCGR des États-Unis et refléteront les chiffres comparatifs d'un exercice. Notre bilan consolidé d'ouverture établi selon les PCGR des États-Unis au 1^{er} janvier 2010 sera fondé sur une application rétrospective des PCGR des États-Unis. La société prévoit que l'application actuelle des PCGR du Canada à l'égard de ses activités à tarifs réglementés sera généralement conforme aux PCGR des États-Unis. La société évaluera toute différence entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis ainsi que son incidence sur ses états financiers consolidés dans le cadre de son projet de passage aux PCGR des États-Unis.

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 2011, on dénombrait 5 463 membres actifs et 7 375 retraités, participants invalides et prestataires d'une rente différée. Conformément aux exigences de la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario), une évaluation actuarielle préparée au 31 décembre 2009 a été déposée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario en septembre 2010. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque lié 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 événements naturels imprévus et autres ».

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 environnemental ». Les passifs environnementaux estimatifs font l'objet d'une révision annuelle ou à des intervalles plus rapprochés si des modifications importantes sont apportées à la réglementation ou si d'autres événements pertinents surviennent. Les modifications apportées aux estimations sont comptabilisées de manière prospective.

Système de gestion environnementale et de la santé et sécurité

La politique environnementale de Hydro One prévoit notamment que nous repérerons, évaluerons et gérerons les risques environnementaux importants et que nous intégrerons des considérations environnementales dans notre processus décisionnel. Dans le cadre de notre système de gestion environnementale et de la santé et sécurité, nous avons un système de gestion environnementale conçu en fonction de la mise en œuvre de notre politique environnementale destinée à repérer et à évaluer les répercussions environnementales de notre exploitation et de nos installations et à contribuer à l'amélioration continue de notre performance environnementale. Notre système de gestion comprend une évaluation annuelle des risques liés à certaines questions environnementales importantes comme les BPC et notre programme de remise en état des terrains. Ce système de gestion environnementale nous a permis de repérer et d'évaluer des risques et de mettre en œuvre des mesures de contrôle afin d'atténuer les risques importants. 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 et approbations

Nous sommes tenus d'obtenir et de conserver des permis et des approbations spécifiques des autorités fédérales, provinciales et locales à l'égard de la conception, de la construction et de l'exploitation d'installations de transport et de distribution nouvelles ou mises à niveau. Il s'agit notamment d'approbations découlant d'une évaluation environnementale, de permis à l'égard d'installations qui seront situées dans des parcs ou d'autres secteurs réglementés ou qui franchissent des cours d'eau et d'approbations de rejets dans l'atmosphère et dans l'eau. Bien que la majorité de ces permis et approbations soient prévus par des lois provinciales, certains projets peuvent nécessiter des approbations environnementales du gouvernement fédéral, par exemple des autorisations prévues par la *Loi sur les pêches* (Canada), la *Loi sur la protection des eaux navigables* (Canada) et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (Canada). La *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* peut

s'appliquer à des projets sur des terres de régime fédéral, notamment les réserves des Premières nations et les parcs fédéraux. Les installations d'interconnexion avec des entreprises de services publics établies dans d'autres provinces et États voisins nécessitent également une approbation du gouvernement fédéral et sont soumises à un examen des autorités de réglementation fédérales.

L'aménagement de nouvelles installations de transport et les grands projets d'agrandissement nécessitent une approbation en vertu de la Loi sur les évaluations environnementales. De façon générale, les projets plus importants sont assujettis au processus d'évaluation environnementale individuelle. La majorité des approbations relèvent du processus d'évaluation environnementale de portée générale, qui prévoit un processus d'approbation simplifié. La portée, l'échéancier et le coût des évaluations environnementales dépendent de l'envergure et du type de projet, de son emplacement (en milieu urbain ou en milieu rural), de la sensibilité environnementale de terres touchées et de l'importance des incidences environnementales possibles.

Réglementation sur les rejets

La législation environnementale fédérale, provinciale et municipale régit le rejet de substances précises 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. 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.

BPC

Aux termes du règlement adopté par Environnement Canada en 2008, toutes les pièces d'équipement et matières contenant des BPC en concentrations de 500 parties par million (« ppm ») ou plus, sauf les transformateurs sur poteau et l'équipement électrique auxiliaire connexe ainsi que les ballasts de tubes fluorescents, devaient être éliminées avant la fin de 2009. Hydro One a demandé et obtenu un permis d'Environnement Canada qui prolonge le délai aux fins de l'élimination d'équipement électrique particulier contenant ou pouvant contenir des BPC en concentrations de 500 ppm ou plus (la dernière date fixée étant le 31 décembre 2014). Pour ce qui est des BPC présents en concentrations de 50 ppm ou plus dans les transformateurs sur poteau et l'équipement électrique auxiliaire connexe, les ballasts de tubes fluorescents et les autres équipements électriques, ils doivent être éliminés avant la fin de 2025. Par ailleurs, les liquides qui contiennent des BPC en concentrations de 2 ppm ou plus et qui ont été retirés des équipements ne peuvent être réutilisés.

Jusqu'à maintenant, environ 97,7 % des BPC de Hydro One ont été détruits de façon sécuritaire. Les déchets contaminés par des BPC sont transportés jusqu'à des installations de destruction détenant une accréditation provinciale pour y être incinérés ou détruits par un processus chimique. Les 2,3 % restants se retrouvent en concentrations extrêmement faibles (généralement de moins de 500 ppm) dans de petits appareils électriques dispersés à l'échelle de l'Ontario. Hydro One estime que, pour se conformer à ce

règlement, elle devra inspecter, mettre à l'essai, modifier, remplacer et/ou éliminer environ 262 000 pièces d'équipement.

Notre meilleure estimation consolidée à l'égard des dépenses autres qu'en immobilisations que Hydro One devra engager pour se conformer au règlement définitif sur les BPC adopté en 2008 est d'environ 242 millions de dollars. Compte tenu de nos dépenses de 9 millions de dollars pour 2011, ce total correspond à une diminution d'environ 57 millions de dollars par rapport à nos dépenses futures estimatives requises aux fins de la conformité aux exigences de la réglementation fédérale sur les BPC. Les dépenses liées à l'évaluation de la contamination par les BPC dans les transformateurs de distribution sur poteaux devraient être engagées à un rythme relativement uniforme au cours de la période allant de 2015 à 2023. Nos dépenses liées à l'inspection et à la mise à l'essai de l'équipement de nos postes de distribution et de transport devraient être engagées avant la fin de 2014. Nos dépenses futures autres qu'en immobilisations devant être engagées pour restaurer l'équipement qui présente une contamination par les BPC supérieures aux limites acceptables prévues par la réglementation devraient être engagées à un rythme relativement uniforme au cours de la période allant de 2019 à 2025. Par suite de cette mise à jour de l'estimation des dépenses futures autres qu'en immobilisations devant être engagées pour la conformité aux règlements existants sur les BPC, nous avons réduit notre passif environnemental au 31 décembre 2011 d'environ 55 millions de dollars par rapport à celui du 30 septembre 2011, ce passif représentant la valeur actualisée des dépenses futures estimatives autres qu'en immobilisations. Comme nous prévoyons que ces dépenses futures continueront de pouvoir être recouvrées au moyen des tarifs futurs d'électricité, une réduction équivalente d'environ 55 millions de dollars a également été inscrite au compte de contrepartie de l'actif réglementaire connexe, afin de refléter la probabilité continue du recouvrement futur, auprès de la clientèle, de ces dépenses au titre de la contamination par les BPC.

Amiante

À la suite de modifications réglementaires, nous prévoyons engager ultérieurement des dépenses afin de repérer, d'enlever et d'éliminer le matériel contenant de l'amiante se trouvant dans certaines de nos installations. Au cours de 2010, la société a effectué une étude avec l'aide d'un expert externe afin d'estimer les dépenses futures associées à l'enlèvement de l'amiante avant la démolition des installations. Sur le fondement de cette étude, la société a comptabilisé à cet égard un passif de 7 millions de dollars au 31 décembre 2011 en fonction de la valeur actualisée nette des dépenses totales futures qui, selon les meilleures estimations de la société, s'élèvent à 18 millions de dollars pour l'exécution des activités d'enlèvement de l'amiante. Nous prévoyons que ces dépenses futures pourront être recouvrées dans les tarifs d'électricité des années à venir.

Herbicides

Nous utilisons des herbicides pour la lutte contre la végétation incompatible sur les emprises, le long des lignes de transport et de distribution et pour le contrôle de toute la végétation 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 d'herbicides. La *Loi sur les pesticides* (Ontario) et le *Regulation 63/09* prévoient une exception pour les travaux publics, qui permet l'application d'herbicides dans le cadre de programmes de services d'utilité publique. Nous collaborons avec des agences gouvernementales et externes afin de nous assurer de notre conformité. Tel qu'il est indiqué ci-dessous, l'utilisation historique d'herbicides a contaminé certaines de nos propriétés et quelques propriétés avoisinantes.

Le 11 mars 2011, le ministère des Richesses naturelles a constitué un comité indépendant chargé d'enquêter sur la portée et l'échelle de l'utilisation de l'herbicide 2,4,5-T en Ontario. Ce comité enquêtera sur l'utilisation de cet herbicide par les ministères et organismes du gouvernement de l'Ontario et examinera les effets possibles de l'exposition à l'herbicide 2,4,5-T sur la santé. Les conclusions du comité seront rendues publiques. Les sociétés qui ont remplacé Hydro One ont utilisé dans le passé cet herbicide

pour la maîtrise de la végétation. On ne peut évaluer pour le moment les répercussions, s'il en est, que les conclusions du comité auront sur Hydro One.

Produits de préservation du bois

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

Hydro One Networks Inc. a mis sur pied 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 et à nos centres de réparation. Notre filiale Hydro One Remote Communities Inc. a également un programme destiné aux centrales dont elle est propriétaire ou qu'elle exploite. Ces programmes visent 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 nos terrains 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, et d'autres substances telles que 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.

Hydro One Networks Inc. possède 2 212 sites. À environ 880 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 de l'Ontario (pour au moins une substance visée). Nous avons achevé le nettoyage de 181 sites, à certains desquels nous avons enlevé des réservoirs souterrains de stockage de carburant ou de ravitaillement. 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 de l'Ontario (au niveau local et au niveau du siège social) ainsi que les autorités locales et les médecins hygiénistes du ministère de la Santé participent activement au programme. D'autres travaux pourraient être nécessaires si nous vendons ou désaffectons ces sites.

Les dépenses consolidées futures reliées au programme d'évaluation de sites et de mesures correctives de Hydro One Networks Inc. sont actuellement évaluées à quelque 46 millions de dollars. On prévoit que ces dépenses seront engagées durant la période qui se termine en 2020 et en majorité avant 2017. Les dépenses consolidées estimatives pour 2012 s'élèvent à environ 5 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. Des organisations de la santé nationales et internationales, y compris l'Organisation mondiale de la Santé, ont indiqué qu'il n'existe pas suffisamment de preuves pour conclure que le faible niveau d'exposition de nos collectivités

à ces champs a des effets indésirables sur la santé.¹⁾ Santé Canada « ne juge pas nécessaire d'élaborer des lignes directrices à l'intention de la population canadienne parce que les preuves scientifiques ne sont pas assez fortes pour conclure que l'exposition cause des problèmes de santé ».²⁾ 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, à notre connaissance, aucun de ces échelons gouvernementaux n'a de projet visant à les réglementer.

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 quartile supérieur 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 de veiller à la sécurité publique, et nous concentrons nos efforts sur l'élimination des blessures graves et des « accidents évités de justesse » qui auraient pu en être l'occasion. Nous avons élaboré et continuons d'élaborer 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.

Des mesures sont en place afin d'évaluer le nombre de jours de travail perdus et d'interventions du personnel médical en raison d'accidents du travail. Ces indicateurs font l'objet d'un suivi par la direction et par le comité de santé, sécurité et environnement du conseil d'administration. La rémunération de la direction est en partie liée à l'atteinte des cibles de rendement annuelles en matière de santé et sécurité. En cas de blessure, un programme de suivi efficace nous permet d'assurer que les employés se rétablissent et reviennent au travail le plus tôt possible.

En 2011, nous avons maintenu le programme en matière de sécurité appelé *Journey to Zero* (Objectif zéro), instauré en 2009. Dans le cadre de ce programme, nous comparons notre démarche en matière de gestion de santé et de sécurité avec celle d'entreprises de premier ordre afin de déceler les écarts éventuels. Nous avons établi les priorités parmi les occasions d'amélioration et avons poursuivi leur mise en œuvre en 2011 et prévoyons de continuer à le faire à l'avenir.

En 2011, nous avons porté une attention particulière aux mesures liées au programme Objectif zéro, à la planification de l'inscription aux fins de la norme OHSAS 18001, à la formation, notamment en matière de sécurité, au mentorat et à l'encadrement sur le terrain et à la sécurité des jeunes travailleurs et des nouvelles recrues et à un certain nombre de mesures visant le bien-être des employés. Comme dans le passé, nous nous sommes concentrés sur des domaines précis de risque, notamment les décharges électriques, l'épuisement et les chutes. Grâce à un examen des incidents, nous espérons comprendre et prévenir les facteurs qui y contribuent.

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 et les risques ont été décelés et évalués, et des mesures ont été prises pour réduire les risques importants au minimum.

¹⁾ Par exemple, Organisation mondiale de la Santé (OMS). *Champs électromagnétiques et santé publique*. Aide-mémoire n° 322, juin 2007; *Extremely Low Frequency Fields, Critères d'hygiène de l'environnement*, Vol. 238, Genève, OMS, juin 2007.

²⁾ Santé Canada. Votre santé et vous : Champs électriques et magnétiques de fréquences extrêmement basses. http://www.hc-sc.gc.ca/iyh-vsv/envIRON/magnet_f.html.

Poursuites et application de la loi

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 avons également assumé 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. Il n'y a actuellement aucune action en cours qui serait susceptible d'avoir un effet défavorable important sur notre société.

Exonération de l'impôt sur les transferts d'électricité

En 2009, la province a rendu permanente l'exonération de l'impôt sur les transferts qui s'appliquent lorsque des entreprises de services publics vendent des biens relatifs à la distribution d'électricité à d'autres services publics en Ontario. La province a indiqué dans le passé que l'exonération de l'impôt sur les transferts vise à encourager les efficacités et à promouvoir le regroupement entre les services publics d'électricité en Ontario. Hydro One demeure à l'affût des occasions stratégiques de rationalisation du secteur de la distribution, sur une base volontaire et commerciale, et nous y donnerons suite si elles cadrent avec notre mission et notre vision et les directives de notre actionnaire. Notre plan d'investissement ne comprend actuellement aucun financement à l'égard de la rationalisation des SDL.

RÉGLEMENTATION

Régime législatif et fonctionnement

Généralités

La Loi sur l'électricité et la Loi sur la CEO établissent en grande partie le vaste cadre législatif du marché de l'électricité en Ontario. La Loi sur l'électricité énonce les principes fondamentaux du secteur de l'électricité en Ontario et a permis le libre accès non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution. La Loi sur la CEO habilite la CEO à régir le marché de l'électricité en Ontario et lui donne le mandat de le faire.

La CEO fournit un cadre pour l'examen des besoins de revenus de distribution et de transport des entreprises de services publics de l'électricité, de manière que les tarifs puissent être établis en fonction de la moyenne historique ou des besoins prévus. Se reporter aux rubriques « Réglementation – Ordonnances tarifaires et questions connexes relatives aux entreprises de Hydro One – Distribution – 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 – Hydro One Remote Communities Inc. ». Un groupe de travail mis sur pied par la CEO se penche régulièrement sur les questions de répartition des coûts.

Le 27 octobre 2010, la CEO a annoncé qu'elle projetait de renouveler son cadre réglementaire afin de rendre compte de l'importance des investissements futurs destinés au réseau. Ce programme a pour objectif de contribuer à assurer une distribution de l'électricité fiable et efficace sur le plan des coûts aux consommateurs ontariens. Le 8 novembre 2011, la CEO a publié cinq documents de discussion du personnel de la CEO et rapports de consultation à l'appui dans le but d'amorcer un dialogue avec les parties prenantes. Ces documents et rapports traitaient de nombreuses questions, notamment de la planification des investissements dans le réseau de distribution, de la planification régionale, du RDP, de l'atténuation de l'incidence des hausses de tarifs et de la mesure du rendement. Ce projet devrait déboucher sur un cadre réglementaire comportant plusieurs domaines de changement éventuels,

notamment l'élaboration des barèmes tarifaires, la répartition des coûts, la responsabilité pour les coûts, les exigences de présentation de l'information et une grille d'évaluation du rendement.

Arrangements contractuels, codes et permis

Convention d'exploitation avec la SIERE

En vertu de la Loi 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 une convention d'exploitation d'une durée de 10 ans ayant pris effet le 1^{er} mai 2002, qui établit les responsabilités spécifiques des parties concernant la prestation du service de transport. On prévoit que la convention conclue entre notre société et la SIERE sera renouvelée.

Par opposition, 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 locales, en conformité avec le cadre réglementaire.

Relations de Hydro One avec d'autres intervenants du marché

Les producteurs, les sociétés de distribution locales et les abonnés 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 approvisionnés à partir du marché de gros par des lignes et des installations que la CEO définit comme étant de la « distribution », ou réputées telles par la CEO, et appartenant à des SDL. En vertu de la Loi sur l'électricité, les SDL 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 SDL doivent informer la SIERE de toute situation dans leur réseau de distribution pouvant influencer sur la capacité des producteurs et des abonnés intégrés de participer aux marchés élargis administrés par la SIERE.

Codes de l'industrie de l'électricité

La CEO a émis et, dans certains cas, modifié plusieurs codes qui régissent l'exploitation des entités ayant obtenu une licence de la CEO en Ontario. Ces codes comprennent 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 du secteur du détail, le code de conduite des détaillants en électricité, le code relatif aux compteurs divisionnaires intelligents et le code de la CGD. Ces codes prescrivent les normes de conduite et les normes de service minimums pour les transporteurs, les distributeurs, les fournisseurs de compteurs divisionnaires intelligents et/ou les détaillants sur le marché de l'électricité. Ces codes sont disponibles sur le site Web de la CEO à www.ontarioenergyboard.ca.

Permis dans l'industrie de l'électricité

Les permis de transport et de distribution de Hydro One Networks Inc. ont été délivrés en 2003 et en 2004, respectivement. Les permis se rapportant à toutes nos entreprises réglementées comportent une durée de 20 ans et intègrent les exigences de la CEO en matière d'information et de tenue de registres (*Electricity Reporting and Record Keeping Requirements*). La Loi sur l'énergie verte a modifié nos permis pour permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable et la mise en œuvre du RDP. Se reporter aux rubriques « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et

permis – Permis de transport » et « Réglementation – Arrangements contractuels, codes et permis – Permis de distribution ».

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, qui prévoit la direction, par celle-ci, de l’exploitation de notre réseau de transport. Le 8 juin 2001, nous avons conclu une 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 et accès prioritaire en ce qui concerne le raccordement** – Nous ne refuserons pas de faire une offre de raccordement à notre réseau de transport si la demande 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. Les responsabilités respectives de Hydro One et du client qui demande un raccordement sont décrites dans la procédure de raccordement énoncées dans notre permis. Nous sommes tenus d’assurer aux installations de production d’énergie renouvelable qui satisfont aux exigences prescrites par la réglementation provinciale un accès prioritaire en ce qui concerne le raccordement au réseau de transport.
- **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.
- **Préparation de plans** – Nous sommes tenus de préparer des plans que nous devons faire approuver par la CEO de la manière et au moment que prescrit la CEO ou la réglementation pour définir l’extension ou le renforcement du réseau de transport qui seront nécessaires pour permettre le raccordement d’installations de production d’énergie renouvelable et de préparer des plans pour l’élaboration et la mise en place du RDP à l’égard du réseau 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** – La construction, l’expansion ou le renforcement de notre réseau de transport est assujéti aux dispositions législatives, aux approbations des organismes de réglementation, aux permis, aux codes et aux règles du marché. La SIERE ou la CEO peut nous demander d’étendre ou de renforcer notre réseau de transport si elle le juge nécessaire pour le

maintien de la sécurité, de la fiabilité ou de l'intégrité du réseau. Se reporter à la rubrique « Développement général de l'entreprise – Notre entreprise de transport – Projets liés à l'interconnexion ».

- **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 (ceux de Hydro One Networks Inc., de Hydro One Brampton Networks Inc. et de Hydro One Remote Communities Inc.) sont similaires à celles de notre permis de transport, décrites ci-dessus. De plus, ces permis prévoient ce qui suit :

- **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'OPG;
- **Obligation en matière de branchement et de service et accès prioritaire en ce qui concerne le raccordement** – 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. Nous sommes également tenus d'assurer aux installations de production d'énergie renouvelable qui satisfont aux exigences prescrites par la réglementation provinciale un accès prioritaire en ce qui concerne le raccordement au réseau de distribution;
- **Préparation de plans** – nous obligent à préparer des plans que nous devons faire approuver par la CEO de la manière et au moment que prescrit la CEO ou la réglementation pour définir l'extension ou le renforcement du réseau de distribution qui seront nécessaires pour permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable et de préparer des plans pour l'élaboration et la mise en place du RDP à l'égard du réseau de distribution.

Hydro One Networks Inc. détient un permis de distribution provisoire pour servir la collectivité de Cat Lake dans le nord-ouest de l'Ontario. Le permis provisoire a été délivré initialement en juillet 2006 et a été renouvelé régulièrement pour des durées consécutives de trois mois chacune.

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, établi selon une formule des capitaux propres moyens attribuables à nos actions ordinaires par l'application d'une prime du risque des capitaux propres déterminée pour prévoir les taux d'intérêt sur les obligations à long terme.

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, en général, 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.

Transport

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

Les tarifs de transport de Hydro One sont établis à l'aide des tarifs de transport uniforme, qui 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, ainsi que les installations 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 deux dollars par MWh.

Le 19 mai 2010, Hydro One Networks Inc. a déposé sa demande d'approbation de besoins de revenus et de tarifs de transport pour 2011 et 2012. Cette demande comprenait une demande visant l'approbation du plan en matière d'énergie verte relatif à son entreprise de transport. L'audience a débuté le 20 septembre 2010 et a pris fin le 7 octobre 2010.

Le 23 décembre 2010, la CEO a rendu sa décision sur la demande. Dans cette décision, les besoins de revenus pour 2011, qui étaient de 1 446 millions de dollars selon la demande initiale, ont été ramenés à environ 1 350 millions de dollars, et les besoins de revenus pour 2012, qui étaient d'environ 1 547 millions de dollars dans la demande initiale, ont été portés à environ 1 660 millions de dollars. Par

suite de ces changements, les tarifs de transport augmentent d'environ 7 % en 2011 et de 26 % (11 % à l'exclusion des effets des normes IFRS) en 2012, contre 15,7 % et 9,8 % dans la demande originale. Les principaux changements comprennent un taux de rendement des capitaux propres inférieur de 9,66 % en 2011 et de 10,09 % en 2012, le refus d'inclure nos travaux de construction en cours dans la demande de base tarifaire à l'égard de la ligne de transport entre Bruce et Milton et des réductions générales de 3 % et de 4 % des charges EE et A pour 2011 et 2012, respectivement. La CEO a ordonné à Hydro One d'adopter les normes IFRS en 2012 et de comptabiliser l'augmentation de 200 millions de dollars dans les besoins de revenus de 2012. Le plan en matière d'énergie verte de Hydro One Networks Inc. n'a pas été approuvé. La CEO a approuvé les tarifs de transport uniformes pour 2011 le 17 janvier 2011. Les tarifs étaient en vigueur pour janvier 2011.

Le 17 janvier 2011, le PWU a interjeté appel de la décision de la CEO à l'égard de la demande d'approbation de besoins de revenus et de tarifs de transport de Hydro One pour 2011 et 2012 devant la Cour supérieure de justice (Cour divisionnaire) invoquant une erreur de droit, la CEO ayant fait défaut de permettre à Hydro One Networks Inc. de recouvrer avec prudence les coûts raisonnablement engagés au titre des charges EE et A (13 millions de dollars en 2011 et 18 millions de dollars en 2012). Cet appel n'a pas d'incidence sur le recouvrement des tarifs de transport de 2011 pendant la durée des procédures. La Cour a entendu l'appel dans cette affaire en octobre 2011. L'appel a été rejeté en février 2012.

Le 15 juillet 2011, Hydro One Networks Inc. a déposé une requête visant une modification de la décision de la CEO portant sur sa demande antérieure de tarifs de transport afin d'établir ses besoins de revenus et ses tarifs de transport d'électricité pour 2012 ainsi qu'obtenir l'approbation de l'utilisation des PCGR des États-Unis pour la comptabilité des activités à tarifs réglementés et la présentation de l'information, à compter du 1^{er} janvier 2012. En réponse, la CEO a de son propre chef procédé par écrit pour considérer les rajustements des besoins de revenus de transport de Hydro One Networks Inc. pour 2012 et d'autres rajustements ainsi que les comptes d'écart qui pourraient être nécessaires si Hydro One Networks Inc. était autorisée à utiliser les PCGR des États-Unis pour les besoins de la réglementation. L'adoption des PCGR des États-Unis au lieu des IFRS modifiées réduira d'environ 200 millions de dollars les besoins de revenus pour 2012, ce qui réduira en conséquence d'environ 15 % la majoration tarifaire. La CVMQ a approuvé l'adoption des PCGR des États-Unis le 21 juillet 2011. Dans la décision motivée qu'elle a rendue le 23 novembre 2011, la CEO a approuvé tous les rajustements résultants devant être apportés aux besoins de revenus tirés du transport, aux dépenses en immobilisations et à la base tarifaire pour 2012 que Hydro One Networks Inc. avait défini dans sa preuve. La CEO a également approuvé la création de comptes d'écart pour la comptabilisation des frais associés au passage aux PCGR des États-Unis et la comptabilisation de l'incidence des différences entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis pour 2012. La CEO a également donné pour directive à Hydro One Networks Inc. d'examiner ses pratiques actuelles et projetées en matière de capitalisation. Compte tenu du contexte très particulier des activités de transport et de distribution de Hydro One Networks Inc., la CEO a déclaré que celle-ci ne devrait pas être empêchée de présenter une demande afin d'étendre l'application des PCGR des États-Unis à son entreprise de distribution selon des modalités appropriées, dans un cadre d'application autonome.

Le 1^{er} décembre 2011, Hydro One Networks Inc. a soumis à la CEO un projet à l'égard de ses besoins de revenus de transport pour 2012 qui tient compte de l'adoption approuvée des PCGR des États-Unis aux fins de la tarification et, conformément aux directives de la CEO, une mise à jour des paramètres liés aux coûts du capital pour 2012. La CEO a par la suite approuvé les besoins de revenus proposés de 1 418 millions de dollars pour 2012 ainsi que des nouveaux tarifs de transport uniformes pour 2012 qui prennent effet le 1^{er} janvier 2012 et qui représentent une majoration d'environ 8 % des tarifs de transport.

Concurrence

En vertu de la Loi sur la CEO, 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 abonnés 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 abonnés industriels et les sociétés de distribution locales 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 raccordement, les sociétés de distribution locales qui détiennent leurs propres installations de raccordement 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 abonnés continueront d'avoir le choix de faire intégrer leurs nouvelles installations de raccordement dans nos installations de transport et de transformation et nos groupes de lignes existants ou encore de construire et de détenir leurs installations de raccordement. Nous prévoyons continuer d'entretenir et de restaurer nos biens de raccordement 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 abonnés 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.

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, entre autres, les principes régissant l'évitement des réseaux de transport.

Demandes relatives aux installations

Les prolongements de plus de deux kilomètres de lignes de transport nécessitent l'approbation préalable de la CEO aux termes de l'article 92 de la Loi sur la CEO, ainsi qu'une évaluation environnementale et d'autres approbations. Les exigences de dépôt de la CEO 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 sur la CEO, assurent un examen complet des projets de transport proposés. Que l'autorisation de la CEO pour amorcer la construction soit reçue ou non, le recouvrement des coûts à l'égard des installations approuvées nécessite quand même l'approbation définitive de la CEO dans le cadre d'une demande d'autorisation de tarifs de transport.

Le 29 août 2007, l'OEO a déposé son premier PREI auprès de la CEO aux fins d'approbation. Le 17 septembre 2008, le ministre a donné une directive supplémentaire ordonnant à l'OEO de réexaminer le PREI courant afin d'accélérer les cibles de conservation et d'accroître le nombre de sources d'énergie renouvelable dans le portefeuille des sources d'approvisionnement. En outre, le ministre a demandé à l'OEO d'entreprendre un processus amélioré de consultation des communautés des Premières nations et des Métis à la lumière d'une obligation potentielle de consultation.

Le 21 septembre 2009, la province a annoncé avoir demandé à Hydro One d'entreprendre 20 projets en matière de transport et d'en demander l'approbation à l'appui de la Loi sur l'énergie verte afin de contribuer au raccordement de sources d'énergie renouvelable au réseau. Au début de mai 2010, le ministre a demandé à l'OEO de désigner les projets de transport critiques devant être mis en œuvre le plus rapidement possible afin de soutenir le programme de TRG ainsi que la mesure de fabrication et de mise en œuvre liée à l'énergie solaire et/ou éolienne annoncée par la province en janvier 2010. Les travaux portant sur les 20 projets de transport ont été suspendus jusqu'à ce que l'OEO achève son plan modifié en matière de transport. Le 23 novembre 2010, le ministère a publié le Plan énergétique à long terme, qui définissait trois projets prioritaires en matière de transport que la province demandait à Hydro One de mettre en œuvre. Comme il a été indiqué ci-dessus, dans une lettre datée du 22 décembre 2010, le ministre a demandé à Hydro One d'entamer la planification et les travaux d'aménagement à l'égard de ces trois projets prioritaires. Par la suite, aux termes d'une directive donnée à la CEO le 17 février 2011 ainsi qu'aux termes d'une décision et d'une ordonnance de la CEO datée du 28 février 2011, le permis de transport de Hydro One a été modifié afin que celle-ci puisse entreprendre ces trois projets et planifier des travaux de mise à niveau et demander l'approbation de ces travaux visant jusqu'à 15 postes de transport.

Le 26 août 2010, la CEO a publié sa nouvelle politique sur les plans d'aménagement de projets de transport (*Framework for Transmission Project Development Plans*). Cette politique établit un cadre pour les nouveaux investissements de transport en Ontario et instaure un processus concurrentiel d'appel d'offres pour l'aménagement de projets liés au transport.

Le 29 mars 2011, le ministre a exprimé l'intérêt que suscitait, pour la province, l'amorce par la CEO du processus de désignation à l'égard de la ligne de jonction est-ouest. Le projet de la ligne de jonction est-ouest constitue la première extension du réseau traitée selon ce nouveau processus. L'OEO propose une ligne double-circuit à 230 kV que l'OEO propose d'installer sur 400 kilomètres en bordure d'un couloir existant de Hydro One Networks Inc. sur la rive nord du Lac Supérieur, entre les postes de transformation de Wawa à l'est et celui de Lakehead à l'ouest. Selon le rapport de l'OEO publié le 30 juin 2011, la mise en service est prévue pour 2017.

Cette nouvelle ligne aboutira aux installations de Hydro One, et celle-ci participe au processus de désignation à titre de soumissionnaire par le truchement de sa participation d'un tiers dans la société en commandite créée pour le projet de la ligne de jonction est-ouest (Great Lakes Transmission, Bamkushwada LP (un certain nombre de Premières nations dans la région du projet) et Hydro One détiennent des participation égales dans cette société en commandite). La société en commandite a déposé à la CEO une demande de permis de transport d'électricité datée du 20 septembre 2011. Six autres parties ont également consigné leur intention de participer au processus d'appel d'offres se rapportant à la ligne de jonction est-ouest. La CEO a convoqué une réunion le 10 janvier 2012 afin de discuter du dépôt des plans et du processus d'évaluation de ceux-ci.

Responsabilité à l'égard des coûts de raccordement et lignes reliées aux secteurs

En janvier 2008, la CEO a lancé un processus de consultation afin d'examiner la question de la responsabilité des coûts de raccordement des installations de production et des installations de charge aux réseaux de transport d'électricité.

Le 29 octobre 2008, la CEO a publié sa proposition visant à modifier le code des réseaux de transport et a adopté une solution « hybride » à l'égard de la responsabilité des coûts pour les lignes reliées aux secteurs (*enabler lines*) exigées par un PREI approuvé ou motivées par une directive ministérielle. La solution hybride verrait initialement un regroupement des coûts des lignes reliées aux secteurs par le transporteur, les producteurs payant leur quote-part lorsqu'ils seront prêts à se raccorder.

Le 20 octobre 2009, la CEO a adopté les modifications définitives devant être apportées au code des réseaux de transport, n'effectuant que de légers changements aux modifications proposées antérieurement. Dans son avis, la CEO a reconnu que certains producteurs pourraient préférer se raccorder au réseau de distribution plutôt qu'au niveau du réseau de transport pour réduire au minimum leurs frais de raccordement, mais elle n'a proposé aucun changement compensateur à l'égard des règles proposées sur la responsabilité des coûts, déclarant qu'elle s'attendait à ce que les exploitants de réseau de transport planifient en conséquence. Ces nouvelles exigences sont entrées en vigueur immédiatement.

Changements réglementaires touchant la répartition du rajustement global

En octobre 2010, la province a annoncé un changement concernant la méthodologie de répartition du rajustement global. Selon cette nouvelle méthodologie, les abonnés dont la demande de pointe mensuelle moyenne est supérieure à 5 MW se verraient attribuer des frais de rajustement globaux en fonction de la méthodologie dite *High Five*. Cette méthodologie répartit les frais en fonction de la demande des abonnés au cours des cinq demandes de pointe les plus élevées au cours de l'année antérieure, plutôt qu'en fonction d'un tarif fixe de 7,0 \$ par MWh de consommation d'énergie. Les abonnés dont la demande de pointe mensuelle moyenne est inférieure à 5 MW se verraient imputer le rajustement global en fonction de leur consommation d'énergie durant la période de facturation, conformément à la méthodologie actuelle. Cette nouvelle méthodologie permettrait aux grands clients industriels de réduire leurs frais d'électricité et le paiement affecté au rajustement global, ce qui nécessiterait un accroissement de la contribution d'un abonné résidentiel moyen, laquelle sera reflétée dans les tarifs de la GTR que la CEO établit tous les six mois. Hydro One a mis en œuvre cette modification le 1^{er} janvier 2011, conformément à la nouvelle réglementation.

Distribution

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

Hydro One Brampton Networks Inc.

Le 6 novembre 2009, Hydro One Brampton Networks Inc. a demandé un rajustement de ses tarifs de distribution conformément au mécanisme de réglementation par incitatifs de deuxième génération de la CEO. Cette demande visait une réduction de 1,8 % à l'égard de ses tarifs de base approuvés pour 2009, l'aliénation d'actifs réglementaires du groupe 1 totalisant environ 8,8 millions de dollars sur une période de deux ans et aucune modification des frais supplémentaires de 1,00 \$ liés au financement des compteurs intelligents et des frais de 0,12 \$ par mois pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent à la disposition du compte. Ce rajustement net reflète l'application d'un facteur d'indexation des prix moins la productivité, une réduction des taux de l'impôt des sociétés et une réduction du taux de la taxe sur le capital de l'Ontario. Le 13 avril 2010, la CEO a approuvé les rajustements tarifaires demandés aux fins de l'établissement des tarifs de distribution pour 2010.

Le 30 juin 2010, Hydro One Brampton Networks Inc. a présenté une demande fondée sur le coût de prestation du service pour 2011, laquelle a été rajustée par la suite le 2 septembre 2010, afin de rendre compte de la décision du Conseil des normes comptables du Canada de permettre le report de l'adoption des IFRS pour les entités à tarifs réglementés au 1^{er} janvier 2012. Par la décision qu'elle rendait le 4 avril 2011, la CEO a approuvé des besoins de revenus d'environ 59,5 millions de dollars, la récupération du MRPV d'environ 2,4 millions de dollars sur une période de 20 mois et l'aliénation

d'actifs réglementaires du groupe 2 d'une valeur d'environ 960 mille dollars sur une période de 8 mois. La date de mise en œuvre de la décision était fixée au 1^{er} mai 2011 et sa date de prise d'effet, au 1^{er} janvier 2011. La composante de la distribution dans la facture d'un abonné qui consomme en moyenne 800 kWh par mois s'est accrue de 2,8 %, et la facture totale a augmenté d'environ 0,5 % en 2011.

Le 15 septembre 2011, Hydro One Brampton Networks Inc. a demandé un rajustement de ses tarifs de distribution conformément au mécanisme de tarification par incitatifs de troisième génération de la CEO. Ce rajustement net reflète l'application d'un facteur d'indexation des prix moins la productivité. Le 22 décembre 2011, la CEO a approuvé une hausse de 0,78 % de ses tarifs de base approuvés pour 2011, la disposition de comptes de passifs réglementaires d'environ 3,8 millions de dollars sur une période d'un an et le recouvrement d'environ 430 mille dollars au titre du MRPV sur une période d'un an. Le 5 janvier 2012, la CEO a rendu son ordonnance tarifaire définitive. La composante distribution de la facture d'un abonné résidentiel type (qui consomme 800 kWh par mois) présentera une réduction de 3,03 \$ (13,21 %) et sa facture totale, une réduction de 1,82 \$ (1,74 %).

Hydro One Networks Inc.

Le 13 juillet 2009, Hydro One Networks Inc. a déposé sa demande de tarifs de distribution pour 2010 et 2011, aux termes de laquelle elle visait à obtenir des besoins de revenus de 1 181 millions de dollars pour 2010 et de 1 294 millions de dollars pour 2011. En réponse à la Loi sur l'énergie verte, notre demande comprenait le plan en matière d'énergie verte de Hydro One Networks Inc., qui définit l'extension ou le renforcement du réseau de distribution qui sera nécessaire afin de permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable et planifie l'aménagement et la mise en place du RDP par rapport à notre réseau de distribution. Hydro One Networks Inc. a déposé une mise à jour de sa preuve déposée préalablement le 25 septembre 2009 afin de refléter les nouveaux renseignements sur les mécanismes de recouvrement et les montants à la charge des clients de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks Inc. à l'égard des investissements effectués aux termes du plan en matière d'énergie verte. La demande mise à jour visait l'approbation par la CEO de besoins de revenus d'environ 1 150 millions de dollars et 1 264 millions de dollars fondés sur un taux de rendement des capitaux propres de 8,11 % et de 9,09 % pour 2010 et 2011, respectivement. Dans le cadre de l'instance relative aux tarifs de distribution pour 2010-2011, les commissaires de la CEO ont indiqué que l'utilisation du taux de rendement des capitaux propres révisé de 9,75 % établi par la CEO en 2010 était appropriée. Le 18 février 2010, la CEO a rendu une décision intérimaire aux termes de laquelle elle approuve, sur une base provisoire, la méthodologie qu'adopte Hydro One Networks Inc. pour la répartition des frais liés au plan en matière d'énergie verte entre Hydro One Networks Inc. et tous les abonnés établis dans la province. Le 24 février 2010, la CEO a informé les entreprises de services publics qu'elle avait révisé le taux de rendement des capitaux propres, le faisant passer de 9,75 % à 9,85 % pour 2010. Le 9 avril 2010, la CEO a rendu une décision dans laquelle elle approuvait des besoins de revenus de 1 146 millions de dollars pour 2010.

Les besoins de revenus pour 2010 ont été rajustés pour qu'il soit tenu compte de la décision de la CEO d'appliquer un taux de rendement des capitaux propres plus élevé, soit 9,85 %, pour 2010 et de réduire de 40 millions de dollars les charges EE et A. La hausse moyenne des tarifs de distribution résultant des besoins de revenus approuvés pour 2010 s'établit à environ 9,3 % pour 2010. Pour un abonné résidentiel moyen qui consomme 1 000 kWh par mois, l'augmentation de la facture moyenne attribuable aux frais de livraison est d'environ 3,3 % ou 4,74 \$ par mois. Pour un abonné résidentiel moyen qui consomme 800 kWh par mois, l'augmentation de la facture totale attribuable aux frais de livraison est d'environ 3,2 % ou 3,77 \$ par mois.

Les besoins de revenus pour 2011 ont été rajustés pour qu'il soit tenu compte de la décision de la CEO de réduire de 40 millions de dollars les charges EE et A et pour que soit reflétée une réduction de 44 millions de dollars du programme de dépenses en immobilisations. Le 15 novembre 2010, la CEO a publié la mise à jour des paramètres relatifs au coût du capital à l'égard des tarifs prenant effet le 1^{er} janvier 2011. Le

nouveau taux de rendement des capitaux propres pour 2011 est fixé à 9,66 %. L'application du taux de rendement des capitaux propres inférieur produit des besoins de revenus révisés de 1 218 millions de dollars. Les besoins de revenus approuvés pour 2011 entraînent une hausse moyenne des tarifs de distribution d'environ 8,7 % pour 2011. Pour un abonné résidentiel moyen qui consomme 1 000 kWh par mois, la hausse de la facture totale est d'environ 3,0 % ou 5,03 \$ par mois. Dans le cas d'un abonné résidentiel moyen qui consomme 800 kWh par mois, l'augmentation de la facture totale est d'environ 3,5 % ou 4,83 \$ par mois.

Le 1^{er} décembre 2011, Hydro One Networks Inc. a présenté une demande afin d'être autorisée à adopter les PCGR des États-Unis aux fins de l'établissement des tarifs, de la comptabilité réglementaire et de la présentation de l'information réglementaire de son entreprise de distribution au 1^{er} janvier 2012. On a estimé que les besoins de revenus théoriques de l'entreprise de distribution de Hydro One pour 2012 seraient accrus de 166 millions de dollars si les IFRS étaient utilisées plutôt que les PCGR des États-Unis. Une décision est attendue au premier trimestre de 2012. Hydro One a indiqué à la CEO qu'elle ne demandait aucune modification de ses tarifs de distribution approuvés pour le moment.

Le 22 juillet 2010, la CEO a publié une lettre à l'égard des consommateurs d'énergie à faible revenu par laquelle elle informait les parties prenantes des mesures qu'elle mettra en œuvre dans les domaines suivants : 1) une aide financière d'urgence, 2) des programmes cibles de conservation et de gestion de la demande et 3) des règles plus souples touchant le service à la clientèle. Par une lettre adressée à tous les distributeurs le 20 octobre 2010, la CEO leur donnait pour directive de mettre sur pied un programme d'aide financière d'urgence en fonction d'une date de prise d'effet prévue pour janvier 2011. La CEO a demandé à chaque distributeur d'établir un fonds d'aide financière d'urgence correspondant à 0,12 % de ses revenus totaux de distribution. Le fonds de Hydro One Networks Inc. s'établit à environ 1,5 million de dollars pour 2011 et 2012. Ce fonds ne peut être financé au moyen des tarifs de distribution ni d'un compte d'écart.

Le 4 août 2010, la CEO a publié une directive définitive sur la TFHC et exigé que tous les abonnés admissibles de Hydro One Networks Inc. passent à la TFHC au plus tard en juin 2011. À compter du 1^{er} mai 2010, Hydro One Networks Inc. a amorcé le transfert des abonnés à la TFHC et, le 30 juin 2011, 1,05 million d'abonnés assujettis à la GTR étaient passés à la TFHC, de sorte que Hydro One Networks Inc. avait atteint l'objectif. Le 13 août 2010, la CEO a également établi de nouvelles exigences de présentation de l'information à l'égard du déploiement des compteurs intelligents et de l'instauration de la TFHC. Hydro One a déposé son premier rapport en conformité avec la nouvelle exigence le 10 septembre 2010.

Hydro One Network Inc. a également déposé une demande de dispense auprès de la CEO à l'égard d'environ 150 000 abonnés auxquels ces mesures ne peuvent s'appliquer en raison de limitations technologiques. La CEO a accordé à Hydro One Networks Inc. la dispense relative à l'application de la TFHC au plus tard en juin 2011 à l'égard des 150 000 abonnés visés par la demande de dispense. Cette dispense s'applique jusqu'au 31 décembre 2012. La CEO a demandé à Hydro One Networks Inc. de déposer un rapport trimestriel sur les progrès réalisés dans l'application de la TFHC aux abonnés visés par la dispense. Le 31 janvier 2012, Hydro One Networks Inc. a remis son deuxième rapport, dans lequel elle indiquait que plus de 6 000 abonnés visés par la dispense avaient été transférés avec succès à la TFHC.

Hydro One Remote Communities Inc.

L'entreprise de Hydro One Remote Communities Inc. est dispensée de l'application d'un certain nombre d'articles de la Loi sur l'électricité, laquelle concerne le marché concurrentiel. Hydro One Remote Communities Inc. continue notamment d'appliquer des tarifs groupés aux abonnés des collectivités éloignées. L'entreprise de Hydro One Remote Communities Inc. est exploitée au seuil de rentabilité. Par conséquent, tout bénéfice ou toute perte de l'exercice est reporté dans un compte d'écart réglementaire afin d'être inclus dans le calcul des tarifs futurs exigés des abonnés.

Hydro One Remote Communities Inc. a déposé sa demande de tarifs pour 2011 aux termes du mécanisme de tarification par incitatifs (MTI) de troisième génération de la CEO le 15 octobre 2010. Dans sa décision du 28 mars 2011, la CEO a approuvé une augmentation de 0,38 % des tarifs de base de la distribution et de la production d'électricité à compter du 1^{er} mai 2011.

Le 15 octobre 2010, Hydro One Remote Communities Inc. a déposé sa demande de tarifs pour 2011 aux termes du mécanisme de tarification par incitatifs de troisième génération de la CEO. Le 28 mars 2011, la CEO a approuvé les tarifs de Hydro One Remote Communities Inc. pour 2011 aux fins de leur application le 1^{er} mai. Les tarifs approuvés représentent une hausse de 0,38 %, ce qui équivaut à 0,38 \$ par mois pour un abonné qui consomme 1 000 kWh par mois.

Le 25 novembre 2011, une demande à l'égard des tarifs de distribution pour 2012 a été déposée aux termes du MTI de troisième génération de la CEO. Cette demande visait à faire approuver une augmentation d'environ 0,4 % des tarifs de base de la distribution et de la production d'électricité à compter du 1^{er} mai 2012. Conformément à la décision de la CEO à l'égard de la demande visant l'entreprise de transport de Hydro One Networks Inc., une demande concernant le passage aux PCGR des États-Unis a été déposée le 16 décembre 2011.

Le 8 décembre 2011, la CEO a indiqué dans une lettre que la question des PCGR des États-Unis ne pouvait être tranchée dans le cadre d'une demande aux termes du MTI et a sollicité le dépôt d'une demande distincte pour se pencher sur cette question. Le 16 décembre 2011, une demande distincte à l'égard de l'utilisation des PCGR des États-Unis a été déposée aux fins de l'examen de cette question.

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 tarifaire 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.

Depuis le 1^{er} janvier 2003, le montant de la réduction tarifaire pour nos 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 des distributeurs dans trois localités qui étaient auparavant des collectivités éloignées.

En 2009, la CEO a approuvé un montant annuel de 27,5 millions de dollars au titre de la protection tarifaire pour nos abonnés en région éloignée.

Protection tarifaire et détermination des avantages directs découlant de l'obligation de permettre le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable

Le 21 décembre 2011, la CEO a rendu une décision et une ordonnance établissant les frais à l'égard de la protection de la tarification en région rurale ou éloignée pour 2012. La CEO a indiqué que tout recouvrement excédentaire ou déficitaire du montant total des frais pour 2012 sera comptabilisé dans un compte d'écart tenu par Hydro One Networks Inc. La CEO a établi qu'à compter du 1^{er} janvier 2012, les frais liés à la protection de la tarification en région rurale ou éloignée devant être perçus par la SIÈRE demeureront au niveau actuel de 0,13 cents par kilowattheure. La CEO a également établi qu'à compter du 1^{er} mai 2012, ces frais devant être perçus par la SIÈRE seront réduits à 0,11 cents par kilowattheure.

La Loi sur la CEO, dans sa version modifiée par la Loi sur l'énergie verte, comprend maintenant un nouveau mécanisme de protection tarifaire aux termes duquel certains ou la totalité des frais approuvés par la CEO qu'engage un distributeur pour effectuer un investissement admissible dans le but de raccorder une source de production d'énergie renouvelable ou d'en permettre le raccordement à son réseau de distribution peuvent être recouverts auprès de tous les abonnés provinciaux, plutôt qu'auprès

seulement des abonnés du distributeur qui effectue l'investissement. Par conséquent, le 25 septembre 2009, la CEO a informé toutes les sociétés de distribution locales et toutes les autres parties prenantes de son intention de lancer un processus de consultation sur la façon dont la CEO devrait établir les avantages qui reviennent directement aux consommateurs d'un distributeur qui a engagé des frais pour effectuer un investissement admissible dans son réseau de distribution afin d'en permettre l'accès à des installations de production d'énergie renouvelable. La CEO a publié un document de travail le 14 décembre 2009 instaurant une consultation avec les distributeurs et d'autres parties prenantes sur le mécanisme proposé de répartition des coûts. La politique de la CEO est en grande partie compatible avec la démarche que Hydro One Networks Inc. a adoptée pour la répartition des avantages directs, de sorte que Hydro One Networks Inc. n'a pas soumis de nouveau sa répartition des avantages directs pour le moment. En juin 2010, la CEO a publié un rapport qui reconnaît la nécessité d'établir un cadre tenant compte de la grande diversité des distributeurs par rapport à la quantité d'énergie renouvelable devant être raccordée et de l'ampleur de l'investissement admissible connexe.

Responsabilité des coûts de raccordement

En réponse à l'adoption de la Loi sur l'énergie verte, la CEO a publié le 5 juin 2009 un avis de modifications proposées au code des réseaux de distribution. Par ces modifications proposées, la CEO visait à réviser sa démarche actuelle en ce qui a trait à la répartition des coûts entre un distributeur et un producteur pour le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable. Dans le cadre de ces modifications, dont le libellé est devenu définitif le 21 octobre 2009, la CEO définit trois types d'actifs de distribution associés au raccordement d'installations d'énergie renouvelable, soit les actifs de raccordement, les actifs d'extension et les améliorations liées à l'implantation de l'énergie renouvelable. Les coûts des actifs de raccordement seront à la charge des producteurs. Les distributeurs seront tenus de financer les coûts suivants :

- tous les coûts d'extension indiqués dans le cadre d'un plan;
- tous les autres coûts d'extension engagés à la demande d'un producteur jusqu'à concurrence d'un plafond de 90 000 \$ par MW et par projet (le producteur payant le reste);
- toutes les améliorations liées à l'implantation de l'énergie renouvelable.

Comme il a été indiqué ci-dessus, Hydro One Networks Inc. a déposé avec sa demande de tarifs de distribution pour 2010-2011 un plan en matière d'énergie verte qui reflète les catégories d'investissement indiquées ci-dessus. Le 10 mars 2010, la CEO a proposé que d'autres modifications soient apportées au code des réseaux de distribution qui engloberaient dans ce mécanisme les abonnés des sources de production visés par le programme de TRG. Ces dernières modifications sont conformes à la tâche continue qui incombe à la CEO de répartir convenablement entre un distributeur et un producteur les coûts liés au raccordement d'une installation de production d'énergie renouvelable à un réseau de distribution.

Le 15 juillet 2010, la CEO a publié des modifications à l'égard du code des réseaux de distribution qui concerne les règles relatives à la responsabilité des coûts pour le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable. Avant ces modifications, les distributeurs avaient intérêt à retarder le raccordement dans l'espoir qu'un autre producteur le fasse avant eux et, ce faisant, qu'il absorbe le coût du raccordement. Les modifications ont pour objet d'éliminer l'intérêt qu'avaient les distributeurs à retarder les raccordements pour éviter de contribuer au coût d'agrandissement.

Nous nous sommes engagés à raccorder un certain nombre de producteurs conformément aux modalités de diverses conventions qu'elle avait signées avant de découvrir certains problèmes techniques liés à ces raccordements. Ces problèmes, que nous n'aurions pu raisonnablement prévoir au moment de la conclusion de ces conventions, ont causé ou causeront des problèmes de qualité du service de l'électricité

à nos abonnés. Aux termes du Code des réseaux de distribution, les producteurs prendraient normalement en charge les frais liés au règlement des problèmes de raccordement. Toutefois, ces frais sont considérables et sont aussi imprévus pour les producteurs. Par conséquent, le problème pour notre société réside dans le recouvrement des frais supplémentaires liés au raccordement de ces producteurs. Nous avons demandé à la CEO de permettre le recouvrement des frais engagés au moyen des fonds tarifaires. En décembre 2010, la CEO a décidé que nous devrions comptabiliser les frais engagés dans des comptes de report et en demander le recouvrement dans les demandes tarifaires futures, sous réserve de la production d'une preuve quant au caractère raisonnable des frais engagés.

Exemption à l'égard du code des réseaux de distribution

Le 19 avril 2011, nous avons présenté à la CEO une demande visant à être dispensés durant six mois de l'application de certains articles du code des réseaux de distribution prévoyant des échéances pour le traitement des demandes de raccordement des petites génératrices intégrées. Nos demandes de dispense s'expliquaient par le fait que le nombre de demandes de raccordement de ces petites génératrices intégrées dépassait largement nos attentes et devrait continuer d'augmenter. En outre, nous tentions d'obtenir que les délais de raccordement de la production soient rajustés et correspondent au délai de raccordement de la charge. Depuis le lancement du programme PRG pour les microprojets, notre société a à elle seule délivré plus de 10 000 offres de branchement, et plus de 7 600 projets ont été raccordés en conséquence. Nous demandons une dispense d'une durée de six mois pour traiter le nombre important prévu de demandes de raccordement de petites génératrices intégrées, pour gérer les périodes de construction, de nouveaux branchements et de charges élevées de l'été et pour apporter les changements nécessaires au processus interne. Le 11 octobre 2011, la CEO a rendu sa décision et son ordonnance des exemptions de raccordements indirects qui nécessitent une évaluation des lieux et de nouveaux délais pour le branchement de sources de production (conformes au délai prévu pour le branchement de la charge).

Le 14 décembre 2011, la CEO a rendu une ordonnance définitive obligeant Hydro One Networks Inc. à déposer son premier rapport de conformité et un rapport mensuel par la suite, jusqu'à ce qu'elle ait respecté les exigences du code des réseaux de distribution pendant trois mois consécutifs.

FACTEURS DE RISQUE

Propriété par la province

La province détient la totalité de nos actions en circulation. Par conséquent, elle a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration et d'en nommer le président, et peut influencer directement sur nos principales décisions d'affaires et d'entreprise. Le gouvernement de l'Ontario et nous-mêmes avons conclu une entente de principe relativement à certains aspects de la gouvernance de notre société. En septembre 2008 et en vertu de cette entente, la province a produit une déclaration retirant certains pouvoirs aux administrateurs de la société en matière de délocalisation d'emplois aux termes de la convention d'impartition conclue avec Inergi L.P. Se reporter à la rubrique « Dirigeants et autres personnes intéressés dans des opérations importantes – Entente de principe ». En 2009, le gouvernement de l'Ontario a demandé aux entités, et notamment à Hydro One, de se conformer à certaines mesures de reddition de comptes concernant les contrats de consultation ainsi que les frais de déplacement des employés, de repas et de représentation. La province pourrait nous demander de respecter d'autres mesures de reddition de comptes ou de produire d'autres déclarations semblables dans l'avenir et certaines d'entre elles pourraient nuire sensiblement à nos activités. Les notes attribuées à Hydro One pourraient changer en fonction des notes attribuées à la province dans la mesure où les agences de notation relient les deux notes étant donné que Hydro One appartient à la province.

Des conflits d'intérêts entre Hydro One et la province peuvent surgir en raison de l'obligation qu'a la province d'agir dans l'intérêt des résidents de l'Ontario à l'égard d'un grand nombre de questions, y

compris la réglementation du secteur de l'industrie de l'électricité et des questions environnementales, toute cession ou opération future par la province relativement à sa participation dans notre entreprise, la propriété de la province d'OPG et le calcul du montant du dividende ou des montants en remplacement des impôts. Nous pourrions être dans l'incapacité de résoudre tout conflit potentiel avec la province, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Risque lié à la réglementation

Nous sommes assujettis au risque lié à la réglementation, y compris l'approbation par la CEO des tarifs pour nos activités de transport et de distribution offrant une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts estimatifs de la prestation du service sûr et fiable en temps opportun et de réaliser les taux de rendement approuvés.

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

Notre charge pourrait aussi subir l'incidence négative des programmes de CGD. Le Plan énergétique à long terme donne pour directive à l'OEO d'atteindre des objectifs provisoires de CGD qui consistent en une réduction de 4 550 MW de la demande de pointe estivale provinciale et en des économies d'énergie cumulatives de 13 TWh d'ici la fin de 2015. La directive du ministre datée du 31 mars 2010 a établi un objectif de CGD à l'échelle de la province pour les SDL, cet objectif étant une réduction de 1 330 MW de la demande de pointe estivale dans la province et des économies d'énergie cumulatives de 6 000 GWh pour la période allant de 2011 à 2014. Les objectifs de Hydro One Networks Inc. ont été établis à 214 MW et à 1 130 GWh, et ceux de Hydro One Brampton Networks Inc., à 46 MW et à 190 GWh pour la période allant de 2011 à 2014. Ces prévisions sont prises en compte dans nos besoins en matière de produits en vue de leur approbation par la CEO afin de nous assurer que les mesures de CGD visées n'entraînent pas une baisse de nos produits. Nous courons le risque que nos produits diminuent si ces objectifs sont dépassés. En septembre 2010, le code de la CGD visant les distributeurs d'électricité a été établi. Ce Code énonce les obligations et les exigences que doivent remplir les distributeurs qui détiennent un permis à l'égard des objectifs de CGD énoncés dans leur permis. Il prévoit également les conditions et les règles auxquelles les distributeurs détenant un permis doivent se conformer s'ils choisissent d'utiliser les programmes de CGD approuvés par la CEO pour atteindre leurs objectifs de CGD. La mise en application de ce Code pourrait entraîner une détérioration supplémentaire de nos produits sans une indemnisation appropriée. La CEO a reconnu le besoin de compenser les services publics pour toute perte de produits découlant de ces programmes, mais l'approche, l'ampleur et l'échéancier d'un tel mécanisme de compensation n'ont pas encore été établis. Nous sommes aussi assujettis au risque de perte de produits en raison d'autres facteurs, comme les tendances économiques et les conditions météorologiques.

Conformément au Plan énergétique à long terme, nous prévoyons effectuer, au cours des prochaines années, des investissements pour raccorder de nouveaux postes de production d'énergie renouvelable. En outre, il est toujours possible que nous devions engager des dépenses en immobilisations imprévues pour entretenir ou améliorer nos actifs étant donné, surtout, qu'une nouvelle technologie est nécessaire pour permettre la production d'énergie renouvelable et que des problèmes techniques non prévus pourraient être décelés dans la mise en œuvre des projets. Il existe également un risque que la CEO ne nous autorise pas à recouvrer la totalité de ces investissements à l'avenir. Dans la mesure du possible, nous nous efforçons d'atténuer ce risque en nous assurant d'effectuer des dépenses prudentes, en demandant à l'organisme de réglementation des directives claires sur le partage des coûts ainsi que l'approbation préalable de nos dépenses en immobilisations.

Même si nous prévoyons que toutes ces dépenses seront entièrement recouvrables après examen par la CEO, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait entraîner une dépréciation des actifs et des imputations à nos résultats d'exploitation, ce qui pourrait avoir une incidence négative importante sur notre société.

Risque lié au financement par emprunt

Nous prévoyons contracter des emprunts pour rembourser notre dette existante et financer une partie de nos dépenses en immobilisations. Un montant élevé de notre dette actuelle viendra à échéance de 2012 à 2015, dont une tranche de 600 millions de dollars en 2012 et une autre de 600 millions de dollars en 2013. Nous prévoyons engager des dépenses en immobilisations d'environ 1,8 milliard de dollars au cours de chacun des exercices 2012 et 2013. Les flux de trésorerie d'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisants pour financer le remboursement de notre dette existante et nos dépenses en immobilisations. Notre capacité à obtenir un financement par emprunt suffisant et à un coût raisonnable pourrait subir considérablement l'incidence négative de nombreux facteurs, y compris le cadre réglementaire en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, les conditions du marché, les cotes attribuées à nos titres d'emprunt par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Notre incapacité à emprunter des montants importants selon des modalités satisfaisantes pourrait entraver notre capacité à rembourser la dette arrivant à échéance, à financer des dépenses en immobilisations et à respecter d'autres obligations et engagements et, par conséquent, pourrait avoir une incidence négative sur notre société.

Risque lié 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 restrictions en matière d'exploitation. En Ontario, les raccordements nouveaux et prévus à des installations de production, y compris les raccordements aux installations de production d'énergie renouvelable découlant du programme de TRG dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte, et la croissance de la charge ont augmenté si bien que certains tronçons de nos réseaux de transport et de distribution atteignent leur pleine capacité ou presque. Ces contraintes ou congestions limitent la capacité de notre réseau de transporter l'électricité de manière fiable à partir des nouvelles sources de production et de sources existantes (y compris au moyen d'interconnexions élargies avec les services publics voisins) aux grands centres de consommation ou de satisfaire aux charges accrues des abonnés. Par conséquent, nous avons commencé à investir dans l'accroissement de la capacité de transport et l'amélioration de la fiabilité des livraisons des sources de production existantes et de sources futures aux abonnés ontariens.

Dans de nombreux cas, ces investissements sont tributaires d'un ou de plusieurs processus et/ou approbations suivants : les approbations environnementales, l'obtention des approbations de la CEO, dont éventuellement des expropriations, et des processus de consultation appropriés avec les Premières nations et les Métis. L'obtention des approbations de la CEO et des approbations en vertu de la Loi sur les évaluations environnementales et la mise en œuvre de ces processus peuvent également faire l'objet d'une opposition quant à l'emplacement projeté des réseaux de transport. Cette situation pourrait nuire à la fiabilité du transport et/ou à la qualité de notre service et avoir par conséquent une incidence défavorable importante sur notre société.

Par suite de l'instauration du processus concurrentiel de planification de la mise en valeur de projets de transport de la CEO le 26 août 2010, tous les transporteurs intéressés devront déposer une soumission auprès de la CEO relativement aux projets d'amélioration du réseau et des installations d'implantation visés. Par le passé, de tels projets auraient été accordés en fonction des tarifs et du permis de construction prévu par l'article 92. L'augmentation de la concurrence dans le secteur du transport pourrait avoir une incidence sur notre programme de travaux futurs et sur notre capacité d'élargir l'empreinte de notre

réseau de transport actuel. En outre, seuls les frais de soumission du soumissionnaire retenu sont recouvrables, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

État des actifs

Nous vérifions continuellement l'état de nos actifs et effectuons leur entretien, leur remise en état ou leur remplacement afin de nous assurer de leur bon fonctionnement et de garantir la constance de la qualité du service. Nos programmes de dépenses en immobilisations et d'entretien ont été ajustés à la hausse afin d'assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants. La réalisation de ces programmes est tributaire en partie de facteurs externes, comme la planification des interruptions de service avec la SIERE et les abonnés du réseau de transport, l'approbation du financement par la CEO et la disponibilité des fournisseurs d'équipement et de services de consultation. En outre, 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 par suite des priorités accordées aux abonnés et aux producteurs.

Nous avons modifié notre processus de planification afin de tenir compte de ces facteurs de dépendance externes et nous nous efforçons de surmonter ces difficultés pour réaliser nos programmes de travaux. Toutefois, si nous ne pouvons mettre à exécution ces programmes en temps opportun et de façon optimale, le rendement de l'équipement fléchira, ce qui risque de compromettre la fiabilité du réseau provincial ainsi que notre capacité de livrer suffisamment d'électricité et/ou d'assurer la sécurité de l'approvisionnement des abonnés, et d'accroître les coûts d'exploitation et d'entretien de ces actifs. Cette situation pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

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

À la fin de 2011, environ 18 % de nos employés étaient admissibles à la retraite et d'ici 2013, ce pourcentage pourrait atteindre jusqu'à 21 %. Par conséquent, notre réussite dépend de notre capacité d'attirer et de garder à notre service suffisamment d'employés compétents pour remplacer ceux qui partiront à la retraite. Il s'agira d'un défi de taille puisque nous prévoyons une vive concurrence sur le marché de la main-d'œuvre qualifiée dans les années à venir. De plus, nombre de nos employés possèdent une expérience et des compétences qui seront aussi très recherchées par les autres entreprises du secteur de l'électricité notamment. Nous avons déjà perdu un nombre important de membres de la direction, tant ceux qui occupaient des postes de cadre que ceux qui étaient les successeurs logiques à des postes de cadre. Nous nous efforçons donc de repérer et de former plus tôt les membres du personnel qui démontrent des capacités en tant que cadre. De surcroît, nous devons continuer de parfaire nos programmes de formation technique et d'apprentissage et nos plans de relève pour nous assurer de pouvoir combler nos besoins futurs en personnel opérationnel. Notre incapacité à recruter et à garder à notre service du personnel compétent pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque environnemental

Notre système de gestion des questions de santé, de sécurité et d'environnement est conçu pour nous assurer que les dangers et risques sont détectés et évalués et que des contrôles sont instaurés afin d'atténuer les risques importants. Ce système comprend un comité permanent de notre conseil d'administration qui a des pouvoirs de direction en matière environnementale (se reporter à la rubrique « Comités du conseil d'administration – Comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement »). Compte tenu du territoire que traverse notre réseau et de la quantité de matériel que nous détenons, nous ne pouvons toutefois garantir que tous ces risques seront décelés et atténués sans que cela entraîne des coûts et des dépenses importants pour notre société. Ce qui suit décrit certaines questions pouvant influencer fortement sur nos activités.

Nous sommes assujettis à une réglementation environnementale détaillée aux échelons fédéral, provincial et municipal au Canada. En cas de non-conformité, nous pourrions faire l'objet d'amendes et autres pénalités. En outre, la présence ou l'émission de substances dangereuses ou autres substances nocives pourraient donner lieu à des réclamations de tiers et/ou à des ordonnances gouvernementales exigeant des mesures précises de notre part, comme la tenue d'une enquête, le contrôle et la mise en œuvre de mesures correctives à l'égard des effets de ces substances. Nous participons actuellement à un programme volontaire d'évaluation et de remise en état de terrains touchant la plupart de nos postes et centres de service. Ce programme comprend 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 plans de remise en état pour notre entreprise et les propriétés privées adjacentes. La contamination de nos biens pourrait limiter notre capacité de vendre ces actifs ultérieurement.

Nous constatons un passif en nous fondant sur nos meilleures estimations de la valeur actualisée des dépenses qu'il nous faudra engager afin de nous conformer au règlement d'Environnement Canada sur les BPC et de la valeur actualisée des dépenses futures qu'il nous faudra engager pour mener à terme notre programme d'évaluation et de remise en état de terrains. Les dépenses requises afin de nous acquitter de notre obligation au titre des BPC devraient être engagées sur la période se terminant en 2025, alors que les dépenses liées à l'évaluation et à la remise en état de terrains devraient l'être sur la période se terminant en 2020. Le montant réel des dépenses environnementales futures et réelles pourrait différer considérablement des estimations ayant servi au calcul des passifs environnementaux paraissant dans notre bilan. Nous ne disposons pas d'une couverture d'assurance à l'égard de ces dépenses environnementales.

En vertu de la réglementation applicable, nous prévoyons engager ultérieurement des dépenses afin de repérer, d'enlever et d'éliminer le matériel contenant de l'amiante se trouvant dans certaines de nos installations. Nous comptabilisons une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations à la valeur actualisée des dépenses futures estimatives requises. Ces estimations sont fondées sur une étude, par des experts externes, des dépenses actuelles associées au retrait du matériel contaminé de nos installations.

Nous sommes aussi exposés au risque que posent l'obtention d'approbations et de permis gouvernementaux et le renouvellement des approbations et permis existants relatifs à la construction ou à l'exploitation de nos installations, ce qui pourrait nécessiter la tenue d'évaluations environnementales ou l'imposition de conditions, ou les deux, et ainsi causer des retards et des hausses de coûts.

Nous prévoyons que l'ensemble de nos dépenses environnementales futures pourra continuer à être recouvré par les tarifs d'électricité futurs. Par contre, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait avoir une incidence défavorable sur notre société.

Les scientifiques et les spécialistes en santé publique étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. S'il devait être conclu que ces champs présentent de fait un risque pour la santé ou si l'État décidait d'instaurer des limites quant à l'exposition, des litiges pourraient s'ensuivre, et nous pourrions être tenus de prendre des mesures d'atténuation coûteuses comme la relocalisation de certaines de nos installations, ou bien éprouver des difficultés à trouver des emplacements pour de nouvelles installations et à en construire. N'importe laquelle de ces mesures pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié aux événements naturels imprévus et autres

Nos installations sont exposées aux effets de conditions climatiques difficiles, de catastrophes naturelles, d'événements d'origine humaine, y compris des cyberattaques et des attaques physiques de type terroriste, et éventuellement, d'événements désastreux, tels qu'un accident ou incident majeur à l'installation d'un tiers (comme une centrale) à laquelle nos biens de transport ou de distribution sont

raccordés. Bien que leur construction, leur exploitation et leur entretien soient conformes aux normes de l'industrie, nos installations pourraient ne pas résister à de telles éventualités en toute circonstance. Nous ne disposons pas d'une assurance contre les dommages causés à nos câbles, 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 produits d'exploitation et les coûts des réparations pourraient être substantiels, surtout en ce qui concerne bon nombre de nos installations qui sont situées dans des régions éloignées. Nous pourrions aussi 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, ce qui nous permet de livrer de grandes quantités d'électricité par d'autres moyens. Advenant une importante perte non assurée, nous présenterions une demande de recouvrement auprès de la CEO. Toutefois, rien ne garantit que la CEO approuverait notre demande, en totalité ou en partie, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre résultat net.

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

Notre capacité à exercer nos activités de manière efficiente dans le marché ontarien de l'électricité dépend en partie du développement, du maintien et de la gestion de systèmes de technologie de l'information complexes qui sont utilisés pour faire fonctionner nos installations de transport et de distribution, nos systèmes financiers et nos systèmes de facturation et de gestion. Notre dépendance croissante à l'égard de nos systèmes d'information et l'élargissement des réseaux de données augmentent notre exposition aux menaces informatiques. Nous atténuons ce risque de diverses façons, notamment en utilisant des outils de gestion des événements compromettant la sécurité dans le cadre de notre réseau d'électricité et de nos réseaux internes, en séparant notre réseau d'électricité de nos réseaux internes, en effectuant des balayages de nos réseaux pour contrer les menaces connues de cyberattaques et en sensibilisant tout notre personnel à ces questions au moyen d'une formation. Nous avons également retenu les services d'experts externes pour évaluer les aspects de la sécurité et de la protection des renseignements personnels de notre programme de compteurs intelligents en ce qui a trait aux données sur nos abonnés. Nous effectuons des évaluations des vulnérabilités de nos actifs virtuels critiques et nous nous assurons d'intégrer dans nos nouvelles ressources de TI ces contrôles de sécurité et de protection des renseignements personnels. Bien que des systèmes de sécurité et de contrôles en cas de sinistres soient en place, rien ne garantit que nos réseaux ne seront pas touchés par des défaillances ou des atteintes à la sécurité. Une défaillance de ces systèmes ou des atteintes à la sécurité pourrait avoir de lourdes conséquences pour notre société.

Risque lié au régime de retraite

Nous offrons un régime de retraite enregistré à prestations déterminées à la majorité de nos salariés. Les cotisations versées sont fondées sur des évaluations actuarielles qui sont déposées auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario tous les trois ans. L'évaluation la plus récente établie le 31 décembre 2009 a été déposée en septembre 2010. Notre société a versé à son régime de retraite des cotisations de 145 millions de dollars pour 2010 et de 148 millions de dollars pour 2011 afin de répondre aux besoins de capitalisation minimaux. Un montant supplémentaire non récurrent de 48 millions de dollars a été versé en décembre 2010, et une cotisation supplémentaire de 3,8 millions de dollars a également été effectuée en 2011 pour compléter le financement associé à la liquidation partielle du régime. Les cotisations qui seront versées après 2011 dépendront des rendements des placements, des variations des prestations et des hypothèses actuarielles, et elles pourraient comprendre d'autres cotisations volontaires versées de temps à autre. Néanmoins, il est prévu que les cotisations futures soient importantes. Si la CEO établissait que certaines de nos charges au titre du régime de retraite n'étaient pas recouvrables auprès des abonnés, cette décision aurait une incidence défavorable importante sur notre société, et ce risque pourrait être accru si le montant des cotisations requises devait augmenter.

Risque de marché et de crédit

Le risque de marché renvoie principalement au risque de pertes qui pourraient résulter des variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. Nous ne sommes pas exposés au risque lié aux marchandises. Nous sommes assujettis au risque de change puisque, dans le cadre de nos programmes et projets d'investissement, nous concluons des contrats d'achat d'équipement et de matériel que nous réglons en devises. Ce risque de change est négligeable. Il se peut que nous émettions des titres d'emprunt libellés en devises dans l'avenir, titres que nous devrions couvrir en dollars canadiens conformément à notre politique de gestion des risques. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt puisque notre taux de rendement réglementé est établi à l'aide d'une formule fondée en partie sur les prévisions de rendement des obligations à long terme du Canada. Nous estimons qu'une diminution de 1 % du rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada réduirait le bénéfice net de nos entreprises de transport d'environ 18 millions de dollars et celui de nos entreprises de distribution d'environ 10 millions de dollars. Notre bénéfice net subit les contrecoups des hausses des taux d'intérêt puisque notre dette à long terme qui vient à échéance est refinancée aux taux du marché. Nous recourons périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments du risque de taux d'intérêt.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné que la contrepartie pourrait ne pas respecter ses engagements. Nous surveillons et tentons de réduire au minimum le risque de crédit en recourant à différentes techniques, y compris traiter avec des contreparties qui jouissent d'une note élevée, limiter le degré d'exposition totale à des contreparties individuelles, conclure des ententes-cadres permettant un règlement au net et surveiller la situation financière de nos contreparties. Nous ne négocions pas de dérivés dans le secteur de l'énergie. Cependant, nous avons de temps à autre des swaps de taux d'intérêt en cours. À l'heure actuelle, il n'existe aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. Nous devons fournir de l'électricité pour le compte de détaillants concurrents et de SDL intégrées aux fins de sa revente à leurs clients. Les concentrations du risque de crédit en résultant sont atténuées grâce à divers accords de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont intégrés à nos contrats de services avec ces détaillants conformément au code des règlements de détail de la CEO. Une gestion inadéquate de ces risques pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié aux relations de travail

La vaste majorité de nos employés sont représentés par le PWU ou la Society of Energy Professionals. Au cours des dernières années, des efforts considérables ont été déployés afin d'accroître notre souplesse pour permettre une exploitation plus efficace sur le plan des coûts. Même si nous sommes parvenus à une meilleure souplesse dans nos conventions collectives, nous ne serons pas nécessairement en mesure d'apporter d'autres améliorations. La convention collective actuelle du PWU arrivera à échéance le 31 mars 2013 et celle de la Society of Energy Professionals, le 31 mars 2013. Nous courons des risques financiers liés à notre capacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires. De plus, en cas de conflit de travail, nous pourrions être exposés à un risque opérationnel lié au respect continu des exigences relatives à notre permis d'assurer le service aux abonnés. N'importe lequel de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié au transfert d'actifs situés dans des terres indiennes

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles nous avons acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro le 1^{er} avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété de certains actifs situés dans des terres appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Se reporter à la rubrique « Dirigeants et autres personnes intéressés dans des opérations importantes – Relations avec la province et d'autres parties – Ordonnances de

transfert ». La SFIEO détient actuellement la propriété en common law de ces actifs, et nous les gérons jusqu'à ce que nous obtenions toutes les autorisations nécessaires pour parachever le transfert de leur titre de propriété. Pour occuper des terres faisant parties d'une réserve, Hydro One doit détenir des permis valides délivrés par Sa Majesté la Reine du chef du Canada. Pour chaque permis, nous devons négocier un protocole d'entente avec la bande, la SFIEO et les personnes des Premières nations qui détiennent des droits d'occupation. Ce protocole d'entente comprend des dispositions aux termes desquelles la Première nation consent à la délivrance d'un permis par le ministère fédéral des Affaires autochtones et du Nord canadien. Nous pouvons difficilement prévoir le total du montant que nous pourrions avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour conclure les conventions nécessaires avec les bandes indiennes. Toutefois, nous nous attendons à devoir payer plus que la somme d'environ 1,1 milliard de dollars que nous avons versée en 2011. La SFIEO continuera de détenir ces actifs jusqu'à ce que nous soyons en mesure de négocier des conventions avec les bandes indiennes et les occupants. Si nous ne pouvons conclure des conventions satisfaisantes et obtenir des permis fédéraux, nous pourrions devoir déplacer ces actifs situés sur des terres de réserves indiennes à d'autres endroits, et le coût de ce déplacement pourrait être élevé. Dans un petit nombre de cas, nous pourrions devoir abandonner une ligne et la remplacer par une centrale diesel. Ces coûts potentiels pourraient avoir une incidence négative importante sur notre bénéfice net si nous étions dans l'incapacité de les recouvrer par le truchement des ordonnances tarifaires futures.

Risque lié à la convention d'impartition

Conformément à notre stratégie de réduction des charges d'exploitation, nous avons modifié et prolongé notre convention d'impartition de services avec Inergi LP, laquelle sera en vigueur jusqu'au 28 février 2015. Se reporter à la rubrique « Développement général de l'entreprise – Arrangement d'impartition avec Inergi LP ». Si cette convention prenait fin pour une quelconque raison, nous pourrions devoir engager des charges importantes pour changer de fournisseur, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos clients éventuels.

Risque lié à la propriété de la province des corridors de transport

Conformément à la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, le gouvernement de l'Ontario a acquis la propriété des terrains de nos corridors de transport constituant notre réseau de transport. Bien que la loi nous autorise à utiliser les corridors de transport, nous pourrions être limités dans notre capacité d'agrandir nos réseaux. Aussi, d'autres utilisations des corridors de transport par des tiers parallèlement à l'exploitation de nos réseaux pourraient faire augmenter les risques liés à la sécurité ou à l'environnement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre société.

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, du maintien de la structure du capital réglementaire réputée, 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 150 millions de dollars en 2011, comparativement à

10 millions de dollars en 2010 et à 170 millions de dollars en 2009. 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 au cours de chacune des années 2011, 2010 et 2009, ce dividende ayant été calculé au taux de 1,375 \$ par année par action, comme le prévoient les statuts constitutifs de notre société. En outre, nous avons effectué des versements en remplacement d'impôts d'environ 80 millions de dollars à la SFIEO en 2011, comparativement à 48 millions de dollars en 2010.

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

Description générale de la structure du capital

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 2011, 100 000 actions ordinaires et 12 920 000 actions privilégiées de série A étaient 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 assujéti 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 Inc. (« S&P »)	A-1	A+
DBRS Limited (« 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 contrechocs 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 « + » ou « - » 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. La mention « élevé » 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 (7,35 %) échéant en 2030, 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 9 (5,36 %) échéant en 2036, nos billets de série 10 (4,640 %) échéant en 2016, nos billets de série 11 (5,000 %) échéant en 2046, nos billets de série 12 (4,89 %) échéant en 2037, nos billets de série 13 (5,18 %) échéant en 2017, nos billets de série 15 (5,00 %) échéant en 2013, nos billets de série 17 (6,03 %) échéant en 2039, nos billets de série 18 (5,49 %) échéant en 2040, nos billets de série 19 (3,13 %) échéant en 2014, nos billets de série 20 (4,4 %) échéant en 2020, nos billets de série 21 (2,95 %) échéant en 2015, nos billets de série 22 (taux variable correspondant au taux des acceptations bancaires de trois mois majoré de 0,40 %) échéant en 2015, nos billets de série 23 (4,39 %) échéant en 2041, nos billets de série 24 (4,00 %) échéant en 2051 et nos billets de série 25 (3,20 %) échéant en 2022 sont actuellement en circulation et ils 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.

Ventes et Placements antérieurs

Notre société a émis les tranches suivantes de billets à moyen terme en 2011 :

Billet	Capital (en millions de dollars)	Prix de vente par tranche de 100 \$ de capital (\$)	Produit brut (\$)
Série 21 (2,95 %) échéant en 2015	250	99,581	248 952 500 \$
Série 22 (taux variable correspondant au taux des acceptations bancaires de trois mois majoré de 0,40 %) échéant	50	100,00	50 000 000 \$

Billet	Capital (en millions de dollars)	Prix de vente par tranche de 100 \$ de capital (\$)	Produit brut (\$)
en 2015			
Série 23 (4,39 %) échéant en 2041	300	99,901	299 703 000 \$
Série 24 (4,00 %) échéant en 2051	100	99,980	99 980 000 \$

Le 13 janvier 2012, nous avons émis des billets de série 25 (3,20 %) échéant en 2022 d'un capital global supplémentaire de 300 millions de dollars, ce qui représente un produit brut de 299 772 000 \$.

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 2011.

Nom et municipalité de résidence

Poste principal

James Arnett²⁾
Toronto (Ontario)
Canada
(Administrateur et président du conseil du 31 mars 2008 au 8 décembre 2008 et administrateur et président du conseil du 17 février 2009 jusqu'à ce jour)

Président du conseil d'administration,
Hydro One Inc.

Sami Bébawi⁶⁾
Montréal (Québec)
Canada
(Administrateur depuis le 8 octobre 2004)

Président, Geracon Inc.

Kathryn A. Bouey¹⁾⁵⁾⁶⁾
Toronto (Ontario)
Canada
(Administratrice depuis le 30 mars 2007)

Présidente,
TBG Strategic Services Inc.
Administratrice de sociétés

George Cooke¹⁾⁴⁾⁷⁾
Toronto (Ontario)
Canada
(Administrateur depuis le 25 janvier 2010)

Président et chef de la direction,
Compagnie d'assurance générale
Dominion du Canada

Laura Formosa
Toronto (Ontario)
Canada
(Administratrice depuis le 30 mars 2007)

Présidente et chef de la direction
Hydro One Inc.

Nom et municipalité de résidence**Poste principal**

Janet Holder⁴⁾⁵⁾⁷⁾
Prince George (Colombie-Britannique)
Canada
(Administratrice depuis le 1^{er} juillet 2010)

Vice-présidente directrice,
Accès dans l'Ouest
Enbridge Inc.

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

Président, PWU

Michael J. Mueller¹⁾²⁾⁶⁾
Tecumseh (Ontario)
Canada
(Administrateur depuis le 30 mars 2007)

Administrateur de sociétés

Walter Murray¹⁾³⁾⁷⁾
Bracebridge (Ontario)
Canada
(Administrateur depuis le 10 novembre 2005)

Administrateur de sociétés

Robert L. Pace²⁾³⁾⁷⁾
Glen Margaret (Nouvelle-Écosse)
Canada
(Administrateur depuis le 30 mars 2007)

Président et chef de la direction,
The Pace Group Ltd.

Gale Rubenstein²⁾³⁾⁴⁾
Toronto (Ontario)
Canada
(Administratrice depuis le 30 mars 2007)

Associée, Goodmans LLP

Douglas E. Speers³⁾⁵⁾⁶⁾
Coldwater (Ontario)
Canada
(Administrateur depuis le 10 novembre 2005, président du conseil du 8 décembre 2008 jusqu'au 17 février 2009)

Administrateur de sociétés

- 1) Membre du comité d'audit et des finances
- 2) Membre du comité de gouvernance
- 3) Membre du comité des ressources humaines
- 4) Membre du comité de la réglementation et des politiques publiques
- 5) Membre du comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement
- 6) Membre du comité de la transformation opérationnelle
- 7) Membre du comité des placements et du régime de retraite

James Arnett a été nommé président du conseil de Hydro One Inc. le 31 mars 2008. M. Arnett a eu une brillante carrière à titre de haut dirigeant, d'administrateur de sociétés et d'avocat. Avant d'être nommé président du conseil de Hydro One Inc., le poste principal de M. Arnett en 2007 a été celui d'avocat-conseil auprès de Fraser Milner Casgrain S.E.N.C.R.L., et M. Arnett a cessé d'exercer ces fonctions le 31 janvier 2010. M. Arnett a présidé le comité d'examen des organismes, mis sur pied par la province d'Ontario en 2007, qui était chargé d'étudier le mode d'établissement de la rémunération des cadres

supérieurs œuvrant dans le secteur de l'électricité en Ontario et l'instauration d'une collaboration plus efficace entre les sociétés de l'électricité en Ontario. Il a été conseiller spécial du premier ministre de l'Ontario à l'égard de l'industrie sidérurgique de 2004 à 2006 et à l'égard de l'industrie de l'automobile en 2008 et 2009. M. Arnett a été président et chef de la direction de Molson Inc., société de portefeuille diversifiée qui, de 1997 à 2000, s'est transformée sous sa direction en une société brassicole spécialisée. Auparavant, il a été associé principal au sein d'un grand cabinet d'avocats canadien, dont il a dirigé le groupe de droit des sociétés et de droit commercial à Toronto en plus d'avoir été associé résident au bureau de Washington, D.C. de ce cabinet. Il a été président du conseil du Toronto East General Hospital. M. Arnett est titulaire d'un baccalauréat ès arts et d'un baccalauréat en droit de l'Université du Manitoba et d'une maîtrise en droit de la Harvard Law School.

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 du Groupe SNC-Lavalin Inc. 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.

Kathryn A. Bouey est présidente de TBG Strategic Services Inc., société de conseils en gestion. De 2001 à 2005, elle était sous-ministre du Secrétariat du Conseil de gestion de l'Ontario et, auparavant, elle a occupé divers postes de cadre supérieur auprès du gouvernement de la province, notamment ceux de sous-ministre des Affaires intergouvernementales (de 1999 à 2001) et de sous-ministre adjointe du Groupe des services généraux du ministère de la Santé et des Soins de longue durée (de 1997 à 1999). Elle est actuellement administratrice du St. Joseph's Health Centre. Auparavant, elle a été présidente du conseil de la Commission de la fonction publique de l'Ontario et a siégé aux conseils de la Fondation canadienne pour la vérification intégrée, d'OPG, de l'Office ontarien de financement, de la Commission du Régime de retraite de l'Ontario et du Sheridan College Institute of Technology and Applied Learning. M^{me} Bouey a obtenu une maîtrise ès arts (économie) de l'université Carleton en 1981 et a été certifiée par l'Institut des administrateurs de société en 2006. Elle est administratrice de notre société depuis le 30 mars 2007.

George L. Cooke a été nommé président et chef de la direction de la Compagnie d'assurance générale Dominion du Canada en 1992. Avant sa nomination à ce titre, M. Cooke a été vice-président (division de l'Ontario) de S.A. Murray Consulting Inc. (société de consultation en relations gouvernementales) entre 1990 et 1992. Parmi les postes qu'il a occupés auparavant figurent ceux de conseiller spécial, Politiques auprès du vice-premier ministre et trésorier ontarien (1989-1990), de directeur général de l'Ontario Automobile Insurance Board (1988-1989) et des fonctions auprès de la CEO (1980-1988). M. Cooke est titulaire d'un baccalauréat ès art spécialisé en sciences politiques (1975) et d'une maîtrise en administration des affaires (1977) de l'université Queen's, située à Kingston, en Ontario. Il détient également un doctorat honorifique en droit (1999) de l'université Assumption, située à Windsor. Il est actuellement administrateur de la Compagnie d'assurance générale Dominion du Canada, d'E-L Financial Corporation Limited, du Bureau d'assurance du Canada et de la Société d'indemnisation en matière d'assurances IARD. M. Cooke est administrateur de notre société depuis le 26 janvier 2010.

Laura Formusa a été nommée présidente et chef de la direction de Hydro One Inc. le 23 novembre 2007, après y avoir assumé les fonctions de présidente et chef de la direction par intérim depuis le 8 décembre 2006. M^{me} Formusa compte plus de 30 ans de service auprès d'Ontario Hydro et de Hydro One Inc. Elle a exercé à titre d'avocate dans les domaines du droit des sociétés et du droit commercial, de la réglementation et de l'environnement et a occupé divers postes de cadre supérieur au sein de la société avant d'être nommée chef du contentieux de Hydro One en 2003. M^{me} Formusa est titulaire d'un baccalauréat en droit de la Osgoode Hall Law School et a été admise au Barreau du Haut-Canada en 1980, après son admission au Barreau de l'Ontario. M^{me} Formusa remplit actuellement

un deuxième mandat à titre de fiduciaire de la Banting Research Foundation et est administratrice de DHX Media Ltd. M^{me} Formusa a été accréditée par l'Institut des administrateurs de sociétés en 2010 et est administratrice de notre société depuis le 30 mars 2007.

Janet Holder a été nommée vice-présidente directrice, Accès dans l'Ouest, d'Enbridge Inc. le 1^{er} septembre 2011 et assume la direction générale du projet de pipelines Northern Gateway de cette société. Auparavant, M^{me} Holder était présidente, Distribution de gaz d'Enbridge Inc., poste qu'elle occupait depuis janvier 2008. Tout au long de sa carrière, elle a principalement travaillé dans le secteur de la distribution du gaz naturel et a également occupé des postes de haut niveau au siège social et dans la division des pipelines de liquides d'Enbridge. Elle a occupé un certain nombre de postes de direction auprès de diverses entreprises d'Enbridge depuis 1992, dont notamment ceux de vice-présidente, Services de soutien, de Pipeline Enbridge Inc. (de 2006 à 2008) et de vice-présidente, Services-marchés d'Enbridge Inc. (de 2004 à 2006). M^{me} Holder est titulaire d'un baccalauréat ès science (génie chimique) de l'Université du Nouveau-Brunswick (1979) et d'une maîtrise en administration des affaires (1982) de l'université McMaster, située à Hamilton, en Ontario. Elle est également membre du conseil d'administration de plusieurs organismes, dont les suivants : l'Association canadienne du gaz (première vice-présidente du conseil), l'Ontario Energy Association, Saint Elizabeth Health Care Foundation (présidente du conseil et administratrice), Saint Elizabeth Health Care (conseil de gouvernance), West Park Healthcare Centre Foundation (vice-présidente du conseil) et membre du conseil des gouverneurs de l'Université du Nouveau-Brunswick. M^{me} Holder a été membre du conseil d'Enbridge Gas Distribution Inc. Elle est également présidente de la campagne de Centraide Toronto pour 2011. M^{me} Holder est également titulaire de l'accréditation de *Chartered Director* (université McMaster). Elle est administratrice de notre société depuis le 1^{er} juillet 2010.

Don MacKinnon est président du PWU 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. Il est également membre de la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie. En octobre 2011, il est devenu membre du comité consultatif du Centre for Labour Management Relations de l'université Ryerson. Dernièrement, M. MacKinnon s'est joint au conseil de Plug'nDrive Ontario et est devenu membre du conseil de l'Advisory Council of the Waterloo Institute for Sustainable Energy (WISE) de l'université de Waterloo. M. MacKinnon est administrateur de notre société depuis le 11 juin 2002.

Michael J. Mueller est ancien leader mondial de la pratique des services aux sociétés privées/des marchés intermédiaires de PricewaterhouseCoopers (PwC) et ancien membre de l'équipe du leadership en vérification mondiale, de l'équipe du leadership en conseil mondial et du Conseil des marchés mondiaux de PwC. Avant son départ à la retraite en juillet 2007, il avait également occupé chez PwC le poste d'associé directeur national pour le Canada et d'associé en relations principal pour un certain nombre des principaux clients du cabinet. Il est également comptable agréé et évaluateur d'entreprises agréé. Jusqu'en 2009, il a été conseiller agréé en matière d'insolvabilité. En décembre 2008, M. Mueller a été nommé au comité consultatif économique de l'Ontario par le ministre des Finances de l'Ontario et, juillet 2010, il a été nommé administrateur de SMART Technologies Inc. Par le passé, il a participé comme suit dans la collectivité : il a été membre du Conseil des gouverneurs du Stratford Shakespearean Festival of Canada; président de la Windsor Symphony Society, président du Better Business Bureau of Windsor and Essex Counties et il est actuellement administrateur de la Windsor Essex Economic Development Commission, président du conseil de la Odette School of Business de l'université de Windsor et membre du comité de conformité de Caesars Windsor. Il est administrateur de notre société depuis le 30 mars 2007.

Walter Murray a été vice-président du conseil et membre du comité de direction de RBC Marchés des Capitaux qui offre des services bancaires d'investissement et des services financiers aux entreprises. Durant sa carrière de 38 ans auprès de RBC Banque Royale et jusqu'à son départ à la retraite en avril 2005, il a notamment occupé le poste de cadre supérieur des services bancaires d'investissement chargé de superviser et de diriger toutes les activités financières et de prestations de conseils pour un portefeuille de comptes canadiens et internationaux importants, le poste de dirigeant des services bancaires aux entreprises à l'échelle canadienne ainsi que plusieurs autres postes de cadre, notamment celui de responsable régional de la division des services bancaires aux entreprises de RBC pour le Midwest américain. M. Murray est administrateur de notre société depuis le 10 novembre 2005.

Robert L. Pace est président et chef de la direction de The Pace Group Ltd, le propriétaire-exploitant d'un certain nombre de sociétés situées dans le Canada atlantique, dont : Maritime Broadcasting System Ltd., groupe composé de 24 stations de radio; MBS Realty Ltd. et Shredder's. Il a commencé sa carrière professionnelle auprès du cabinet d'avocats Chandler Moore situé à Halifax, où il a pratiqué le droit de la famille et le droit commercial. De 1981 à 1984, il a fourni des conseils sur les provinces de l'Atlantique au Premier ministre du Canada. M. Pace est actuellement membre du conseil d'administration de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, de Canadian Health Care Consulting Services Ltd., de High Liner Foods Incorporated, de la Atlantic Salmon Federation, du Public Gardens Restoration Committee (Halifax) et de la Walter and Duncan Gordon Foundation. M. Pace a été admis au Barreau de la Nouvelle-Écosse en 1981 après avoir obtenu son baccalauréat en droit de l'université Dalhousie, où il est également devenu titulaire d'un MBA en 1977. Il est administrateur de notre société depuis le 30 mars 2007.

Gale Rubenstein est associée du cabinet d'avocats Goodmans LLP et membre du comité de direction de ce cabinet. Elle se spécialise en restructuration et en insolvabilité commerciale, en mettant l'accent sur les institutions financières, tant nationales qu'internationales, et sur les restructurations des régimes de retraite. M^{me} Rubenstein a été conseillère juridique principale auprès des liquidateurs de nombreuses institutions financières et conseillère juridique auprès du Surintendant des institutions financières du Canada et du Surintendant des services financiers de l'Ontario. Elle a rédigé de nombreux articles sur l'insolvabilité des sociétés d'assurance et des banques, et a aidé à mettre à jour le document intitulé Canada's Insurance Companies Act: Legislation and Commentary publié par LexisNexis. Elle a obtenu son baccalauréat en droit de la Osgoode Hall Law School et est actuellement administratrice de l'Institut de l'insolvabilité du Canada, membre d'Insol International, administratrice de la Canadian Lawyer Liability Assurance Society et administratrice de la Osgoode Hall Alumni Association. Elle est administratrice de notre société depuis le 30 mars 2007.

Douglas E. Speers est l'ancien président du conseil et administrateur d'Emco Corporation, important distributeur canadien de matériaux sur les marchés de la construction résidentielle, commerciale et industrielle. Avant sa nomination à titre de président du conseil d'Emco Corporation, M. Speers a été président et chef de la direction de cette société de 1997 à 2004. Entre 1971 et 1988, il a occupé plusieurs postes supérieurs auprès de Compagnie Pétrolière Impériale Limitée, au Canada, et auprès d'Exxon International, à New York. M. Speers détient le titre d'ingénieur professionnel en Ontario et est membre du conseil consultatif de la Richard Ivey School of Business et président sortant du conseil et administrateur de la Ivey Management Services Company. Il est membre du conseil d'administration de diverses sociétés privées et est administrateur de notre société depuis le 10 novembre 2005.

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

Renseignements sur certains administrateurs

Walter Murray était administrateur d'Ivernia Inc. (« Ivernia ») lorsque la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario a rendu une ordonnance d'interdiction d'opérations temporaire visant la direction

et les initiés le 22 mai 2003 par suite d'un retard dans le dépôt des états financiers consolidés annuels vérifiés de l'exercice 2002 et de certains autres documents d'information dans les délais prescrits par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières. Les dépôts exigés ont été retardés en raison de l'existence de négociations continues à propos d'une coentreprise et l'obtention d'un financement pour Ivernia, dont l'issue aurait influé sur la présentation des états financiers d'Ivernia. Tous les dépôts de documents d'information ont été effectués, et l'ordonnance d'interdiction d'opérations a expiré le 23 juillet 2003.

Membres de la haute 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 2011.

<u>Nom et municipalité de résidence</u>	<u>Poste auprès de notre société</u>
James Arnett Toronto (Ontario) Canada	Président du conseil d'administration de Hydro One Inc.
Laura Formusa Toronto (Ontario) Canada	Présidente et chef de la direction
Sandy Struthers Toronto (Ontario) Canada	Vice-président directeur et chef des finances
Joseph Agostino Toronto (Ontario) Canada	Chef du contentieux
Myles D'Arcey Toronto (Ontario) Canada	Premier vice-président, Services aux abonnés
Nairn McQueen Dundas (Ontario) Canada	Premier vice-président, Ingénierie et construction
Carmine Marcello Thornhill (Ontario) Canada	Vice-président directeur, Stratégie
Wayne Smith Toronto (Ontario) Canada	Premier vice-président, Exploitation du réseau
Peter Gregg Oakville (Ontario) Canada	Vice-président directeur, Exploitation

Nom et municipalité de résidence**Poste auprès de notre société**

John Fraser
Mississauga (Ontario)
Canada

Premier vice-président, Audit interne et chef de la gestion des risques

John Macnamara
Waterdown (Ontario)
Canada

Vice-président, Santé, sécurité et environnement

Robert Cultraro
Pickering (Ontario)
Canada

Premier vice-président, Chef des placements et des régimes de retraite

La notice biographique de James Arnett est présentée ci-dessus à la rubrique « Administrateurs ».

La notice biographique de Laura Formusa est présentée ci-dessus à la rubrique « Administrateurs ».

Sandy Struthers a été nommé vice-président directeur et chef des finances avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2010, après avoir occupé le poste de premier vice-président et chef des finances. M. Struthers s'est joint à Hydro One en 2000, à titre de directeur dans le domaine des finances, et a occupé divers postes supérieurs en finances, notamment celui de directeur, Stratégies financières et directeur, Fusions et acquisitions Finances. En 2005, il a été nommé chef de l'information, poste dans le cadre duquel il a mis en œuvre diverses avancées importantes dans l'infrastructure de TI de la société. Avant de se joindre à Hydro One, M. Struthers était associé au sein d'un cabinet national d'experts-comptables.

Joseph Agostino a été nommé chef du contentieux le 13 décembre 2007 après avoir assumé les fonctions de chef du contentieux par intérim depuis le 8 décembre 2006. Le 24 novembre 2011, M. Agostino a été nommé chef de la conformité de Hydro One et de ses filiales. Il s'est joint à Ontario Hydro en 1995 et a auparavant occupé le poste de chef du contentieux adjoint de Hydro One Networks Inc.

Myles D'Arcey a été nommé premier vice-président, Services aux abonnés 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.

Nairn McQueen a été nommé premier vice-président, Ingénierie et construction avec prise d'effet le 15 avril 2009 après avoir occupé le poste de vice-président, Ingénierie et construction de Hydro One Networks Inc. depuis le 28 août 2002. Avant d'entrer au service de Hydro One Networks Services Inc. en 2000 à titre de directeur du Service d'ingénierie, M. McQueen a été vice-président, Services d'ingénierie et de gestion de projets d'Agra Monenco.

Carmin Marcello a été nommé vice-président directeur, Stratégie, avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2010. Auparavant, il était premier vice-président, Gestion de l'actif et projets corporatifs de Hydro One Networks Inc. depuis le 15 avril 2009, après avoir occupé les postes de vice-président, Gestion de l'actif depuis le 6 mars 2009 et de vice-président, Projets corporatifs de Hydro One Networks Inc. depuis le 21 mars 2007. M. Marcello s'est joint à Ontario Hydro en 1987 et a occupé divers postes de direction, y compris celui de directeur, Investissements dans le réseau et de directeur, Transformation du centre de contrôle du réseau de l'Ontario.

Wayne Smith a été nommé premier vice-président, Exploitation du réseau de Hydro One Networks Inc. avec prise d'effet le 15 avril 2009, après avoir occupé le poste de vice-président, Exploitation du réseau

de Hydro One Networks Inc. depuis le 1^{er} janvier 2005. Il s'est joint à Hydro One en 1980 et a occupé le poste de directeur de la planification des investissements et de la gestion de l'actif de Hydro One Networks Inc.

Peter Gregg a été nommé vice-président directeur, Exploitation avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2010. Auparavant, il était premier vice-président, Affaires générales et réglementaires de Hydro One Networks Inc. depuis le 1^{er} avril 2009. M. Gregg s'est joint à Hydro One Networks Inc. en 2004 à titre de vice-président, Affaires générales et a été nommé vice-président, Bureau de direction en 2005 puis vice-président, Affaires générales et réglementaires au début de 2007. Avant de travailler pour Hydro One Networks, M. Gregg était responsable des affaires générales et des communications auprès de l'Autorité aéroportuaire du Grand Toronto.

John Fraser a été nommé vice-président, Audit interne et chef de la gestion des risques le 1^{er} mai 2003. Avant de se joindre à Hydro One Networks Inc. le 12 mai 1999, il a été vice-président principal, Assurance de la qualité de Newcourt Credit Group Inc. Il a occupé auparavant les postes de vérificateur général de Ontario Hydro Services Company Limited, de vérificateur général et de chef de la gestion des risques de Ontario Hydro Services Company Limited et de vérificateur général et chef de la gestion des risques de Hydro One Networks Inc.

John Macnamara a été nommé vice-président, Santé, sécurité et environnement le 4 mai 2009. Avant de se joindre à ce titre à Hydro One Networks Inc. en 2009, M. Macnamara a été vice-président international, Santé et sécurité et coprésident du comité mixte international de santé et sécurité d'Arcelor Mittal.

Robert Cultraro a été nommé premier vice-président et chef des placements et des régimes de retraite avec prise d'effet le 1^{er} juin 2011. Auparavant, M. Cultraro était vice-président par intérim, caisse de retraite, de Hydro One. M. Cultraro s'est joint à Hydro One le 2 janvier 2006 à titre de directeur, caisse de retraite.

Les administrateurs et les membres de la haute direction n'ont aucun lien de parenté entre eux.

Prêts aux administrateurs et aux membres de la haute direction

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.

DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Relations avec la province et d'autres parties

Survol

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 du conseil de la CEO et pourvoit 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 sur l'électricité.

L'OEO a pour mandat de prévoir l'offre et la demande d'électricité à moyen et à long terme et de faire de la planification et de prendre les mesures visant à répondre à l'offre et à la demande. Les membres de son conseil d'administration sont nommés par le gouvernement de la province.

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 d'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 70 kilomètres qui sont utilisées pour livrer de l'électricité sur les réserves (dont environ 14 kilomètres sont utilisés uniquement pour servir des abonnés 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 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 mentionnés 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.

Questions relatives à l'exploitation

Hydro One reçoit ses revenus, que la SIERE est en partie chargée de percevoir des abonnés, en conformité avec les règles établies en vertu de la Loi sur l'électricité et de la Loi sur la CEO, 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.

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

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), de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (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 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) pour les années d'imposition se terminant avant le 1^{er} janvier 2009, de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) par la suite si nous n'avions pas été exonérés de l'impôt en vertu de ces lois.

Entente de principe

Nous avons conclu une entente de principe avec la province en mars 2008 relativement à notre mandat, nos responsabilités, nos attentes en matière de rendement et la rémunération de nos cadres. Aux termes de cette entente, nous devons préparer des plans d'investissement à l'égard de nouveaux projets de transport et de distribution et prioriser les investissements dans la capacité de transport et de distribution afin de soutenir les projets qui sont nécessaires pour le maintien de la sécurité et de la fiabilité permanentes du réseau. Cette entente exige également que nous réalisions des projets spéciaux que nous communiquerons à l'occasion la province au moyen d'une convention d'actionnaire unanime ou d'une déclaration conforme aux dispositions de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario). En outre, cette entente exige que nous obtenions 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 sur l'électricité.

Avec prise d'effet le 24 septembre 2008, la province a fait une déclaration aux termes de l'entente de principe et de l'article 108 de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) (la « directive de l'actionnaire ») relativement à la délocalisation d'emplois aux termes de la convention d'impartition conclue avec Inergi LP (la « convention avec Inergi »). La déclaration permet à la province d'assumer tous les pouvoirs décisionnels relativement à la délocalisation d'emplois aux termes de la convention avec Inergi et retire ces pouvoirs au conseil d'administration de Hydro One. Les administrateurs et membres de

la direction de Hydro One sont chargés de prendre des mesures nécessaires pour mettre en application l'intention de la directive de l'actionnaire.

En date du 19 avril 2011, la province a fait une déclaration afin d'empêcher notre société de recouvrer des coûts au moyen du processus de réglementation à l'égard des améliorations apportées dans le cadre du programme de TRG pour les microprojets ou les petits producteurs visés par le TRG, que ce soit directement ou indirectement, au titre des investissements faits et des dépenses engagées, ou devant l'être, afin de financer de manière appropriée la mise à niveau d'au plus 15 postes de transformation aux termes des modifications apportées en date du 28 février 2011 aux conditions des permis de transport de Hydro One Networks Inc.

Des copies de l'entente de principe et de la directive de l'actionnaire ont été déposées auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières dans chacune des provinces du Canada, et on peut en prendre connaissance à www.sedar.com.

FIDUCIAIRES 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 Société de fiducie Computershare du Canada, située à Toronto, en Ontario.

Aux États-Unis, le fiduciaire et l'agent chargé de la tenue des registres pour certains 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 prélevée le 24 août 2004, aux termes de la convention de fiducie conclue en date du 4 juin 2001 entre Hydro One et Société de fiducie Computershare du Canada (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 et une tranche de 150 000 000 \$ a été prélevée le 19 mai 2005, 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 400 000 000 \$ 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 et dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 13 septembre 2010, aux termes de la convention de fiducie;
- ix) une onzième convention de fiducie complémentaire datée du 13 mars 2007 relative à l'émission de billets de série 12 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 400 000 000 \$ a été prélevée le 13 mars 2007, aux termes de la convention de fiducie;
- x) une douzième convention de fiducie complémentaire datée du 18 octobre 2007 relative à l'émission de billets de série 13 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 300 000 000 \$ a été prélevée le 18 octobre 2007 et une tranche 300 000 000 \$ a été prélevée le 3 mars 2008, aux termes de la convention de fiducie;
- xi) une treizième convention de fiducie complémentaire datée du 3 mars 2008 relative à l'émission de billets de série 14 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 3 mars 2008, aux termes de la convention de fiducie;
- xii) une quatorzième convention de fiducie complémentaire datée du 10 novembre 2008 relative à l'émission de billets de série 15 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 400 000 000 \$ a été prélevée le 10 novembre 2008 et une tranche 200 000 000 \$ a été prélevée le 14 janvier 2009, aux termes de la convention de fiducie;
- xiii) une quinzième convention de fiducie complémentaire datée du 19 novembre 2008 relative à l'émission de billets de série 16 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 100 000 000 \$ a été prélevée le 19 novembre 2008 et une tranche 100 000 000 \$ a été prélevée le 13 janvier 2009, aux termes de la convention de fiducie;
- xiv) une seizième convention de fiducie complémentaire datée du 3 mars 2009 relative à l'émission de billets de série 17 d'un capital global de 1 000 000 000 \$,

dont une tranche de 300 000 000 \$ a été prélevée le 3 mars 2009, aux termes de la convention de fiducie;

- xv) une dix-septième convention de fiducie complémentaire datée du 16 juillet 2009 relative à l'émission de billets de série 18 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 300 000 000 \$ a été prélevée le 16 juillet 2009 et une tranche de 200 000 000 \$ a été prélevée le 15 mars 2010, aux termes de la convention de fiducie;
- xvi) une dix-huitième convention de fiducie complémentaire datée du 19 novembre 2009 relative à l'émission de billets de série 19 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 19 novembre 2009 et une tranche de 500 000 000 \$ a été prélevée le 22 janvier 2010, aux termes de la convention de fiducie;
- xvii) une dix-neuvième convention de fiducie complémentaire datée du 15 mars 2010 relative à l'émission de billets de série 20 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 300 000 000 \$ a été prélevée le 15 mars 2010, aux termes de la convention de fiducie;
- xviii) une vingtième convention de fiducie supplémentaire datée du 13 septembre 2010 relative à l'émission de billets de série 21 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 13 septembre 2010 et une tranche de 250 000 000 \$ a été prélevée le 19 janvier 2011, aux termes de la convention de fiducie;
- xix) une vingt et unième convention de fiducie supplémentaire datée du 24 janvier 2011 relative à l'émission de billets de série 22 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 50 000 000 \$ a été prélevée le 24 janvier 2011, aux termes de la convention de fiducie;
- xx) une vingt-deuxième convention de fiducie supplémentaire datée du 29 juillet 2011 modifiant la définition de « PCGR du Canada » (*Canadian GAAP*) dans la convention de fiducie;
- xxi) une vingt-troisième convention de fiducie supplémentaire datée du 26 septembre 2011 relative à l'émission de billets de série 23 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 300 000 000 \$ a été prélevée le 26 septembre 2011, aux termes de la convention de fiducie;
- xxii) une vingt-quatrième convention de fiducie supplémentaire datée du 22 décembre 2011 relative à l'émission de billets de série 24 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 100 000 000 \$ a été prélevée le 22 décembre 2011, aux termes de la convention de fiducie;
- xxiii) une vingt-cinquième convention de fiducie supplémentaire datée du 13 janvier 2012 relative à l'émission de billets de série 25 d'un capital global de 1 000 000 000 \$, dont une tranche de 300 000 000 \$ a été prélevée le 13 janvier 2012, 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 datée du 23 août 2011 conclue entre, d'une part, notre société et, d'autre part, BMO Nesbitt Burns Inc., Casgrain & Compagnie Limitée, Marchés mondiaux CIBC inc., Valeurs mobilières Desjardins inc., Valeurs mobilières HSBC (Canada) Inc., Valeurs mobilières Banque Laurentienne Inc., Merrill Lynch Canada 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 non garantis de Hydro One d'un capital global maximum de 3 000 000 000 \$. La convention de placement pour compte, dans sa version modifiée, 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

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a fourni les services suivants à notre société :

- a) l'examen trimestriel des états financiers consolidés de notre société;
- b) l'audit annuel des états financiers consolidés de notre société;
- c) l'audit annuel 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) l'audit annuel 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.

Le cabinet KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. est indépendant au Canada conformément à ses règles de déontologie.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, Deloitte & Touche s.r.l. a fourni une évaluation annuelle du solde des écarts d'acquisition de notre société.

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

- a) l'évaluation actuarielle comptable annuelle (préparation du rapport d'évaluation) à l'égard des régimes de retraite enregistrés et non enregistrés et des autres régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi;
- b) l'évaluation actuarielle triennale de la capitalisation (dernière évaluation achevée au 31 décembre 2009, prochaine évaluation prévue pour 2012);
- c) l'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 audités et le rapport des auditeurs 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 DE LA RÉMUNÉRATION DE LA HAUTE DIRECTION

ANALYSE DE LA RÉMUNÉRATION

Aperçu

La présente analyse présente une description de la démarche rigoureuse de Hydro One à l'égard de la rémunération des membres de la haute direction, des éléments de la rémunération de la direction et de la rémunération versée aux membres de la haute direction visés.

Le programme de rémunération de la haute direction de Hydro One est conçu en fonction des objectifs suivants :

- recruter, motiver et maintenir en poste des cadres ayant les habiletés nécessaires pour soutenir et développer un réseau de fournitures d'électricité sûr, efficace et fiable;
- établir des niveaux de rémunération fondés sur le rendement qui sont concurrentiels par rapport à ceux des sociétés énergétiques et de services publics canadiennes et d'autres sociétés comparables, ouvertes et fermés.

Étant donné la concurrence qui existe dans le secteur de l'électricité pour l'embauche d'employés spécialisés et les défis que représentent les caractéristiques démographiques des employés pour Hydro One et d'autres entreprises du secteur de l'électricité, Hydro One s'efforce d'attirer, de garder à son service et de rémunérer des employés compétents en nombre suffisant pour remplacer ceux qui prennent leur retraite ainsi que pour permettre à la société d'entreprendre son programme futur de travaux et d'infrastructures.

La méthodologie globale de la société à l'égard des employés actuels et nouveaux faisant partie de la direction, notamment des cadres actuels et nouveaux et des membres de la haute direction vise à faire en sorte que la rémunération totale (le salaire de base, les valeurs aux termes des régimes incitatifs, les prestations de retraite et les avantages sociaux) se situe au 50^e centile de la rémunération totale (c.-à-d. le salaire, la prime cible, la valeur actualisée nette annualisée des versements incitatifs à long terme, les avantages sociaux et les prestations de retraite) de notre groupe de sociétés comparables qui est composé à parts égales d'entités du secteur public et d'entités du secteur privé, comme il est décrit ci-après. Cette méthodologie est conforme au rapport du comité d'examen des organismes qui a été établi par la province en 2007 afin d'examiner la rémunération des cadres de cinq institutions nommées du secteur de l'électricité dans la province, dont Hydro One, et de faire des recommandations à cet égard.

Notre programme de rémunération est conçu pour récompenser le rendement soutenu au moyen de l'élément salaire de base du programme, et le rendement à long terme ou axé sur des projets, au moyen du régime incitatif à court terme (le « régime incitatif »). Globalement, le programme vise à récompenser le

travail qui favorisera le rendement et la productivité de la société en conformité avec notre stratégie d'entreprise.

En 2011, tout comme en 2010, les pratiques de Hydro One en matière de rémunération ont été appliquées en conformité avec la *Loi de 2010 sur les mesures de restriction de la rémunération dans le secteur public visant à protéger les services publics* (la « Loi sur les mesures de restriction ») qui est entrée en vigueur le 18 mai 2010. Cette loi impose jusqu'au 31 mars 2012, sous réserve d'exception prévue dans cette loi, des mesures de restriction à l'égard des programmes de rémunération (notamment du salaire de base et des dispositions relatives au régime incitatif des programmes de rémunération) des employés du secteur public exclus de la négociation, ce qui comprend les membres de la haute direction visés de Hydro One.

Les membres de la haute direction visés de Hydro One pour 2011 étaient les suivants :

Nom	Fonction
Laura Formusa	Présidente et chef de la direction
Sandy Struthers	Vice-président directeur et chef des finances
Myles D'Arcey	Premier vice-président, Services aux abonnés et président et chef de la direction de Hydro One Remote Communities Inc.
Carmine Marcello	Vice-président directeur, Stratégie
Peter Gregg	Vice-président directeur, Exploitation

GOUVERNANCE

Le comité des ressources humaines (le « comité RH ») du conseil d'administration de Hydro One est entièrement indépendant au sens des lois canadiennes sur les valeurs mobilières. Il s'acquitte au nom du conseil de la surveillance des questions relatives aux ressources humaines, notamment de la rémunération. Dans le cadre de ses fonctions de consultation liées à la rémunération de la haute direction, le comité a pour mandat d'examiner chaque année les éléments suivants et de les soumettre au conseil pour approbation :

- toutes les fourchettes de salaire de la direction;
- les pratiques de Hydro One concernant la rémunération totale de tous les employés;
- tout rajustement du salaire de base du président et chef de la direction;
- le montant global du fonds incitatif à court terme;
- le montant de tout versement incitatif à court terme devant être fait au président et chef de la direction;
- les modalités de l'entente de rendement devant être conclue avec la présidente et chef de la direction pour l'année suivante;
- les mesures de rendement internes applicables à Hydro One;
- le rendement de Hydro One par rapport à ses mesures de rendement internes.

En outre, le comité HR étudie chaque année les éléments suivants et les approuve :

- le montant de tout rajustement du salaire de base des dirigeants qui relèvent directement du président et chef de la direction, le comité informant le conseil de sa décision à cet égard;
- le montant de tout versement incitatif à court terme devant être fait aux dirigeants qui relèvent directement du président et chef de la direction, le comité informant le conseil de sa décision à cet égard;
- le montant de tout rajustement des salaires de base de la direction (globalement), le comité informant le conseil de sa décision à cet égard;
- le montant de tout résultat incitatif à court terme lié à la direction (globalement), le comité informant le conseil de sa décision à cet égard.

De plus, le comité RH étudie chaque année les éléments suivants :

- les avantages prévus aux termes des régimes de retraite et régimes d'avantages sociaux à l'intention des employés actifs et inactifs;
- les implications des risques liés aux politiques et pratiques de Hydro One en matière de rémunération.

Composition du comité RH

Le 31 décembre 2011, les membres de notre comité RH étaient Douglas E. Speers, Walter Murray, Robert Pace et Gale Rubenstein. Les membres du comité RH ont été choisis et nommés pour siéger à ce comité en fonction de leurs connaissances, de leur expérience et de leur bagage en matière de rémunération de la haute direction et de gestion des risques liés aux pratiques et aux politiques de rémunération. Ils ont chacun une expérience en ces matières à titre de cadre de sociétés ou d'entités commerciales ouvertes et fermées. Les membres du comité RH sont nommés par le conseil d'administration, sur la recommandation du président du conseil, et la direction ne joue aucun rôle dans le choix des membres du comité.

Expérience directe et pertinente des membres du comité

Douglas E. Speers est membre du conseil d'administration de Hydro One depuis le 10 novembre 2005 et est membre et président du comité RH depuis le 5 avril 2007. Il a une connaissance approfondie des politiques et des pratiques de Hydro One en matière de rémunération. M. Speers a été président et chef de la direction d'Emco Corporation, société cotée en bourse, qui distribue des matériaux de construction, et en cette qualité, il était responsable de tous les éléments de la rémunération, notamment du salaire de base, des versements incitatifs à court et à long termes, des avantages sociaux et des prestations de retraite. En outre, M. Speers a été président de La CIE matériaux de construction DP Canada et était notamment responsable de la rémunération et des avantages sociaux offerts au personnel syndiqué et non syndiqué. Il a subséquemment été nommé président du conseil d'Emco Corporation et a conservé la responsabilité de tous les aspects de la rémunération. Il a aussi été nommé président du conseil de La CIE matériaux de construction DP Canada et a conservé la responsabilité de la rémunération et des avantages sociaux offerts au personnel syndiqué et non syndiqué. En outre, M. Speers a siégé, notamment à titre de président, à divers comités de retraite.

Walter Murray est membre du conseil d'administration de Hydro One depuis le 10 novembre 2005 et membre du comité RH depuis le 15 décembre 2005. En outre, M. Murray est président du comité des placements et du régime de retraite, qui fait le suivi du régime de retraite de Hydro One pour le compte du

conseil. Par conséquent, toutes les questions de retraite liées à la rémunération au sein de Hydro One lui sont familières. M. Murray est le président sortant de notre comité d'audit et des finances et demeure membre de ce comité. M. Murray a une connaissance approfondie des politiques et des pratiques de Hydro One en matière de rémunération. M. Murray a été membre du conseil d'administration d'Ivernia Inc. de 2000 à 2009 et membre de son comité des ressources humaines, qui était chargé de la surveillance de ses pratiques en matière de rémunération.

Robert Pace est membre du conseil d'administration de Hydro One depuis le 30 mars 2007 et est membre du comité RH depuis le 5 avril 2007. En outre, M. Pace est membre de notre comité des placements et du régime de retraite, qui est chargé de la surveillance du régime de retraite de Hydro One. Par conséquent, les questions de retraite liées à nos pratiques en matière de rémunération lui sont familières. M. Pace est président et chef de la direction de Pace Group Ltd., qui est propriétaire et exploitante d'un certain nombre de sociétés dans les provinces de l'Atlantique et, en cette qualité, il est responsable des pratiques en matière de rémunération de ses sociétés, ces pratiques lui étant familières. En outre, il est membre du conseil d'administration de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada et préside son comité des ressources humaines et de la rémunération depuis quatre ans. De plus, M. Pace est administrateur de Les Aliments High Liner Incorporée depuis 14 ans et est membre de son comité des ressources humaines depuis 2011. En outre, M. Pace a suivi un programme de formation pour les cadres sur la rémunération de la haute direction à la Harvard Business School en novembre 2011. M. Pace connaît bien les politiques et les pratiques de Hydro One en matière de rémunération.

Gale Rubenstein est membre du conseil d'administration de Hydro One depuis le 30 mars 2007 et est membre du comité RH depuis le 9 décembre 2010. M^{me} Rubenstein est associée au sein du cabinet d'avocats Goodmans LLP et est membre des comités de direction et de la rémunération de ce cabinet. Les pratiques et les politiques de Hydro One en matière de rémunération lui sont familières. M^{me} Rubenstein exerce dans le domaine du droit de l'insolvabilité et, à ce titre, elle possède une expérience pratique à l'égard des questions de rémunération et des créances relatives à la rémunération qui doivent être établies et approuvées par le tribunal dans des affaires d'insolvabilité et des opérations de réorganisation d'entreprise.

Harmonisation des politiques et des pratiques en matière de rémunération avec la gestion des risques

Le conseil d'administration est chargé d'étudier les principaux risques liés aux objectifs commerciaux de la société et est également chargé d'approuver la politique et le cadre de la société en matière de gestion du risque d'entreprise. Le comité RH, en matière de rémunération, est chargé de prendre en compte les conséquences des risques associés aux politiques et pratiques en matière de rémunération de la société. Hydro One a adopté une démarche rigoureuse aux fins du repérage et de l'évaluation des risques à l'égard de facteurs qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la société, et le comité RH en tient compte au moment d'établir la rémunération. Cette démarche et cette surveillance ont pour objectif d'atténuer les risques excessifs que pourrait prendre la direction.

Les éléments suivants de gestion des risques ont été intégrés à nos pratiques en matière de rémunération :

- nous avons adopté officiellement une politique et un cadre en matière de gestion du risque d'entreprise;
- le conseil exerce une surveillance continue des questions de gestion du risque qui touchent la société;
- le conseil établit chaque année à l'égard de Hydro One un plan stratégique pluriannuel qui clarifie ses objectifs stratégiques et tient compte des risques;

- les objectifs stratégiques constituent le fondement de la fiche de pointage par rapport à laquelle le rendement de la société est mesuré et la rémunération incitative est établie;
- les mesures et les cibles figurant dans la fiche de pointage de la société sont fondées sur des facteurs objectifs et des critères propres au secteur d'activité, et le comité RH établit et approuve les cibles;
- l'évaluation annuelle globale du rendement qu'effectue le comité RH par rapport aux mesures et aux cibles figurant dans la fiche de pointage de la société détermine le montant global du versement incitatif à court terme;
- d'autres comités du conseil outre le comité RH examinent les mesures et les cibles figurant dans la fiche de pointage de la société durant l'année afin de suivre et d'évaluer le rendement tout au long de l'année;
- le premier vice-président, audit interne et chef de la gestion des risques auditent l'atteinte des cibles figurant dans la fiche de pointage de la société afin de s'assurer que les cibles atteintes sont représentées avec exactitude, et il fait un compte-rendu en conséquence au comité RH, avant l'examen et l'évaluation que doit effectuer le comité RH;
- l'atteinte des cibles de rendement figurant dans la fiche de pointage de la société est fondée sur le rendement de l'ensemble de la société, non pas le rendement des membres de la haute direction visés;
- seulement une partie de la rémunération totale est fondée sur des versements aux termes d'un régime incitatif;
- dans le cas des membres de la haute direction visés, les versements aux termes d'un régime incitatif sont à risque et ne sont pas garantis. Le comité RH étudie et évalue le rendement des membres de la haute direction visés afin d'établir le montant des versements aux termes de régime incitatif qui leurs seront versés;
- certains maximums s'appliquent à la rémunération incitative et, dans le cas des membres de la haute direction visés, exception faite du président et chef de la direction, le versement maximum est établi à 60 % de la rémunération de base; dans le cas du président et chef de la direction, le versement maximum correspond à 25 % de la rémunération de base;
- Hydro One n'attribue à la direction, notamment aux membres de la haute direction visés, aucune option, aucun bon de souscription ni d'autres droits d'achat à l'égard de ses actions, notamment aucun droit à la plus-value d'actions;
- aucun élément de la rémunération n'incite les membres de la haute direction à prendre des risques excessifs afin d'accroître directement leur rémunération;
- comme il est indiqué ci-après, le comité RH retient depuis 2008 les services d'un expert indépendant afin que celui-ci lui fournisse des conseils en matière de rémunération, notamment des conseils quant au repérage des risques associés à nos pratiques de rémunération concernant la direction et les membres de la haute direction visés;
- le comité RH délibère, au cours de plusieurs réunions, de sujets importants liés à la rémunération pour rendre une décision éclairée;
- le comité RH tient régulièrement des réunions à huis clos, particulièrement pour rendre des décisions indépendantes.

Consultants indépendants retenus par le comité RH

En décembre 2008, le comité RH, en conformité avec les pouvoirs d'obtenir les conseils d'experts indépendants, a retenu les services de Hugessen Consulting Inc., société de consultation indépendante qui fournit des conseils aux conseils d'administration et aux comités de rémunération sur la rémunération de membres de la haute direction, afin qu'elle fournisse au comité RH des conseils sur la compétitivité et l'efficacité des programmes de rémunération de la société, notamment sur tous les éléments de la rémunération des cadres de Hydro One. Des représentants de Hugessen Consulting Inc. ont assisté à toutes les réunions du comité RH en 2011 et ont exprimé leurs vues indépendantes au comité RH, notamment en ce qui a trait aux questions de rémunération. De plus, Hugessen Consulting Inc. a fourni au comité RH des services liés à la conception de la fiche de pointage de la société pour 2012. Hugessen Consulting Inc. continue de fournir ses services au comité RH et ne fournit à Hydro One aucun autre conseil en matière de rémunération. Pour ses conseils en 2011, Hugessen Consulting Inc. a touché une rémunération de 170 402,05 \$.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION

La rémunération des membres de la haute direction comprend un salaire de base, une rémunération au rendement attribuée aux termes du régime incitatif, un régime de retraite et des programmes de soins de santé et de soins dentaires, qui sont décrits ci-après. Chacun des membres de la haute direction visés, soit M^{me} Formusa, M. Struthers, M. D'Arcey, M. Marcello et M. Gregg, a droit à ces éléments de rémunération aux termes de son contrat de travail. Hydro One n'offre pas aux membres de sa haute direction de frais d'adhésion à des clubs personnels, d'allocations d'automobiles ni de comptes de frais de représentation. La province a publié la Directive applicable aux avantages accessoires du secteur parapublic, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2011 et qui s'applique à Hydro One. Cette directive prévoit que, sous réserve des exceptions qui y sont énoncées, aucun avantage accessoire n'est autorisé dans les ministères, les organismes visés et les organismes désignés. Hydro One se conforme à la Directive applicable aux avantages accessoires.

La composante de la rémunération en espèces totale (« RET ») du programme comprend le salaire de base plus le régime incitatif. La RET est établie par rapport à la rémunération directe totale au sein de l'ensemble du groupe de sociétés comparables (salaire de base, versements incitatifs à court terme et versements incitatifs à long terme). Pour tous les employés faisant partie de la direction, le maximum payable au titre du régime incitatif correspond à un pourcentage de la rémunération de base établi selon l'échelle et la fourchette de salaire de l'employé. Dans le cas des membres de la haute direction visés autres que le président et chef de la direction, le maximum payable au titre du régime incitatif correspond à 60 % du salaire de base du membre de la haute direction visé. Pour tous les membres de la haute direction visés, le montant de la RET maximum correspond au salaire de base et à l'attribution complète aux termes du régime incitatif. La valeur de la composante du régime incitatif dans la RET reflète les versements incitatifs à court terme dans le groupe de sociétés comparables. On a établi le salaire de base à un niveau plus élevé que dans le groupe de sociétés comparables pour contrebalancer la composante de rémunération à long terme qu'offrent bon nombre d'entités figurant dans le groupe de sociétés comparables, puisque Hydro One n'a pas de régime incitatif à long terme.

Le comité RH a approuvé un groupe de sociétés comparables soumis par la direction avec l'aide de ses conseillers en rémunération externes, le Groupe Hay Limitée. La direction de la société a retenu les services du Groupe Hay Limitée, afin d'obtenir des conseils en matière de rémunération, notamment sur la rémunération de la haute direction. Ces services sont distincts de ceux que Hugessen Consulting Inc. a fournis directement au comité RH, comme il a été indiqué ci-dessus. En 2011, le Groupe Hay Limitée a touché une rémunération de 42 013,12 \$ pour ses conseils et ses services qui comprenaient des consultations et des évaluations, notamment des évaluations de postes, pour des postes de direction et de cadres.

Le groupe de sociétés comparables se compose de 30 sociétés canadiennes (15 du secteur public et 15 du secteur privé). Quatre de ces entités ne sont *pas* présentées comme des secteurs isolables dans les états financiers de leur société mère devant présenter de l'information financière et, par conséquent, l'information financière n'était pas disponible sur ces entités. Toutefois, ces quatre entités font partie du groupe d'entités sur lesquelles Hay compile de l'information en matière de rémunération. Des 26 entités faisant partie du groupe de sociétés comparables pour lesquelles l'information financière est disponible, environ 65 % sont de plus petite taille que Hydro One en fonction des revenus et de l'actif, selon leurs états financiers annuels publics les plus récents.

On trouvera ci-après la liste des sociétés du groupe de sociétés comparables :

Secteur public	Secteur privé
Association canadienne de normalisation – Groupe CSA	ArcelorMittal Dofasco Inc.
Banque de développement du Canada	Bruce Power
British Columbia Hydro and Power Authority	Chemin de fer Canadien Pacifique
Enersource Hydro Mississauga	Chemins de fer nationaux du Canada
Financement agricole Canada	Enbridge Gas Distribution Inc.
Gouvernement de l'Ontario	Fortis Inc.
Office de l'électricité de l'Ontario	Newfoundland Power Inc.
Ontario Power Generation	NOVA Chemicals Corporation
Power Stream Inc.	Nova Scotia Power Inc.
SaskEnergy Incorporated	Siemens Canada Limitée
SaskPower	Société aurifère Barrick
SaskTel	Suncor Énergie Inc.
Société canadienne d'hypothèques et de logement	Ultramar Ltée
Société canadienne des postes	Vale Inco Limitée
Toronto Hydro Corporation	Xstrata Nickel Canada
Total 15	Total 15

1) Salaire de base

Le salaire (annuel) de base vise à rémunérer les membres de la haute direction visés pour le rendement soutenu au quotidien. Le conseil d'administration de Hydro One établit des fourchettes de salaires de base pour chaque membre de la haute direction visé en fonction de comparaisons de postes comparables au sein du groupe de sociétés comparables.

Le niveau réel du salaire de base, au sein de la fourchette approuvée pour chaque membre de la haute direction, y compris chaque membre de la haute direction visé, est établi selon les fonctions liées au poste et le rendement et l'expérience de la personne. Avant l'adoption de la Loi sur les mesures de restriction, le président et chef de la direction soumettait chaque année une recommandation à l'égard du salaire de base au comité RH pour chaque personne qui relève directement de lui. Le comité RH établissait le salaire de base de ces membres de la haute direction puis faisait rapport de sa décision au conseil d'administration. Dans le cas du président et chef de la direction, le comité RH proposait un salaire de base au conseil d'administration, pour approbation. Jusqu'au 31 mars 2012, les hausses du salaire de base sont assujetties aux mesures de restriction que prévoit la Loi sur les mesures de restriction de sorte qu'en conformité avec cette loi, aucune hausse du salaire de base n'a été accordée aux membres de la haute direction visés en 2011.

Le positionnement du membre de la haute direction visé dans la fourchette est fonction de son niveau de rendement relativement aux exigences du poste. Le conseil d'administration de Hydro One établit une augmentation du salaire de base fondée sur des comparaisons par rapport au marché. Le rendement est établi selon le rendement quotidien à ce poste, tant pour ce qui est des résultats que des comportements, et est souvent lié au niveau d'expérience aux fonctions en question. Hydro One n'accorde pas d'augmentation salariale d'office ou qui sont fonction des conditions économiques à ses membres de la haute direction visés. Le salaire de base d'un membre de la haute direction visé peut augmenter une fois l'an, mais pas nécessairement.

2) Rémunération au rendement

Notre société n'attribue à ses membres de la haute direction aucune option, aucun bon de souscription ni aucun autre droit permettant l'achat de ses actions, notamment aucun droit à la plus-value des actions. La rémunération au rendement, soit la rémunération autre que le salaire de base, se limite au régime incitatif.

Le régime incitatif de Hydro One est un mécanisme qu'utilise la société pour stimuler le rendement qui est distinct des rajustements au salaire de base. Le régime incitatif a été conçu de façon à établir un lien étroit entre le rendement de la société, le rendement de la personne et la rémunération à risque. Le régime incitatif de Hydro One offre aux participants, y compris les membres de la haute direction visés, la possibilité d'obtenir un versement incitatif annuel au comptant en fonction de deux éléments. Le premier est l'atteinte des cibles de rendement de la société établies par le conseil d'administration. Le deuxième est l'apport du participant à l'atteinte de ces cibles.

Afin de déterminer le montant du versement incitatif payable au président et chef de la direction, le comité RH a établi des pondérations et des niveaux d'atteinte spécifiques pour chaque mesure du rendement de la société intégrée dans son entente de rendement et pour d'autres objectifs qualitatifs et en matière de leadership. L'évaluation du président et chef de la direction est effectuée par le comité RH et approuvée par le conseil d'administration de Hydro One.

Dans le cas des employés faisant partie de la direction, le versement incitatif à court terme maximum est établi en fonction de chaque classe salariale des employés faisant partie de la direction et correspond à un pourcentage de la rémunération de base pour cette classe particulière. Pour chacun des membres de la haute direction visés, les attributions possibles varient entre 0 % et un maximum de 60 % du salaire de base. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, les fourchettes d'attributions possibles pour les membres de la haute direction visés étaient les suivantes : entre 0 % et 25 % du salaire de base dans le cas de M^{me} Formusa et entre 0 % et 60 % du salaire de base dans le cas de MM. Struthers, D'Arcey, Marcello et Gregg. La fourchette applicable à M^{me} Formusa a été établie par le comité RH et approuvée par le conseil en 2007. La fourchette applicable aux membres de la haute direction visés autres que le président et chef de la direction a été établie par le comité RH en 2006 et approuvée par le conseil. Les fourchettes applicables aux membres de la haute direction visés n'ont pas changé de 2010 à 2011.

La rémunération au rendement pour les membres de la haute direction visés autres que le président et chef de la direction comporte deux éléments, soit l'établissement du montant des fonds et l'attribution des fonds. Ces éléments seront décrits séparément.

Établissement du montant des fonds : Le pourcentage maximum des fonds est établi au gré du conseil d'administration de Hydro One, en fonction d'une recommandation du comité RH. Les fonds disponibles pour les membres de la haute direction visés (autres que le président et chef de la direction) correspondent à un pourcentage du montant total qui serait payable dans l'hypothèse où chaque personne a gagné son attribution à court terme maximum. En 2011, le pourcentage maximum des fonds disponibles pour les membres de la haute direction visés a été établi à 75 % de ce montant potentiel total. Le comité RH a effectué cette détermination, qui a été recommandée au conseil d'administration et approuvée par celui-ci,

en mesurant le rendement de la société à la fin de l'année par rapport à diverses cibles de rendement et mesures de la société établies au début de l'année.

Attribution des fonds : Les fonds sont attribués parmi les membres de la haute direction en fonction du rendement. Il ne s'agit pas d'une attribution générale à l'ensemble de ceux-ci. Les membres de la haute direction visés sont évalués par rapport à leur entente de rendement et aux autres personnes qui relèvent directement du président et chef de la direction, en fonction d'évaluations objectives et subjectives. Ces évaluations des membres de la haute direction visés, à l'exception du président et chef de la direction et de M. D'Arcey, sont effectuées par le président et chef de la direction et approuvées par le comité RH. L'évaluation de M. D'Arcey est effectuée par le vice-président directeur, Exploitation et est approuvée par le président et chef de la direction. Aucune personne relevant directement du chef de la direction ne peut recevoir plus que son paiement incitatif à court terme maximum. On trouvera ci-après un exposé supplémentaire concernant l'évaluation du rendement des membres de la haute direction visés, dans la partie touchant le rendement individuel.

a) Mesures et cibles de rendement de la société

Le comité RH, avec l'apport de la haute direction, élabore annuellement, à la fin de chaque année pour l'année suivante, les mesures et cibles de rendement de Hydro One au moyen d'une fiche de pointage équilibrée. La fiche de pointage équilibrée vise à mesurer le rendement de la société de façon large, couvrant tous les aspects clés de son rendement. Les mesures qui figurent sur la fiche de pointage visent à faire en sorte que la société réalise sa stratégie.

À l'automne de chaque année, la direction de Hydro One définit des mesures et des cibles clés qui devraient selon elle favoriser le rendement de la société au cours de l'année à venir et soumet ces mesures et cibles recommandées au comité RH. Pour 2011, les mesures du rendement de la société étaient liées à la stratégie d'entreprise de Hydro One qui a été mise à jour en 2011. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Développement général de l'entreprise – Examen du programme TRG

Le 22 mars 2012, la province a diffusé les résultats du premier examen du TRG, qui a été annoncé en octobre 2011, et s'est engagée à poursuivre le programme. Elle a accepté toutes les recommandations qui ont découlé de l'examen, notamment : poursuivre son engagement relatif à l'énergie propre, rationaliser les processus et créer davantage d'emplois, encourager la participation accrue des collectivités et des autochtones, accroître la participation des municipalités, réduire les prix pour refléter la baisse des coûts et développer une économie fondée sur l'énergie propre en Ontario. Se reporter à la rubrique « Approvisionnement auprès de nouvelles sources d'énergie ».

Notre stratégie ». La direction et le comité RH ont étudié et évalué les mesures et les cibles afin de s'assurer qu'elles couvraient tous les aspects clés du rendement de la société et qu'elles étaient assez rigoureuses pour soutenir un rendement supérieur et la mise en œuvre de la stratégie d'entreprise. Le comité RH a ensuite recommandé à l'ensemble du conseil d'administration d'approuver ces mesures et ces cibles, qui sont fondées sur les objectifs stratégiques clés de Hydro One dans les domaines de la sécurité, de la satisfaction des abonnés, de l'innovation en permanence, de la fiabilité du réseau de transport et de distribution, de la protection de l'environnement, de la motivation des employés, de la valeur pour l'actionnaire et de la productivité.

Le tableau suivant indique les mesures du rendement de l'entreprise de Hydro One pour 2011, qui ont été harmonisées avec ses objectifs stratégiques, ainsi que les cibles établies pour chacune de ces mesures. En 2011, le conseil d'administration a établi que Hydro One a atteint ou dépassé 14 des 17 cibles. Le contexte de ces cibles est décrit plus en détail à la rubrique qui traite de chaque objectif stratégique ci-après.

Objectif stratégique	Mesure de rendement	Clôture de l'exercice		
		Réel	Cible	
Milieu de travail où ne survient aucune blessure	Blessures nécessitant des soins médicaux [†] Nombre de blessures par tranche de 200 000 heures de travail	△	3,7	2,2
Satisfaction des abonnés	Satisfaction des abonnés du secteur du transport (pourcentage de satisfaction / résultats disponibles en mai et en octobre)	△	85	89
	Satisfaction des abonnés du secteur de la distribution (pourcentage de satisfaction)	△	83	85
Innovation en permanence	Mesures liées au réseau intelligent – Compteurs intelligents permettant la TFHC et implantation du réseau vert (pourcentage des étapes clés / résultats disponibles trimestriellement)	★	100	90
Fiabilité du réseau de transport et de distribution	Transport – fréquence des interruptions imprévues sur le réseau de 115/230 kV (par point de livraison) ^Φ	★	0,21	0,25
	Transport – durée des interruptions imprévues sur le réseau de 115/230 kV (minutes par point de livraison) ^Φ	★	8,9	15,0
	Distribution – durée des interruptions (heures par abonné)	△	6,9	6,8
Protection de l'environnement	Projet énergétique à long terme et projet d'installation de ligne entre Bruce et Milton (pourcentage des étapes atteintes)	★	100	90
	Réduction des gaz à effet de serre (nombre de tonnes métriques) Flotte/installations/SF6	★	3,555	2,736
	Conservation et gestion de la demande (pourcentage des étapes atteintes)	★	100	90
Motivation des employés	Sondage auprès des employés (note moyenne globale)	★	3,94	3,79
Valeur pour l'actionnaire	Bénéfice net après impôts ^{*, +} (en millions de dollars)	●	641	613
	Note (attribuée à la dette à long terme) ⁺	●	A	A
Productivité	Transport – coûts unitaires [*] (pourcentage des dépenses en immobilisations de maintien et charges d'exploitation et d'entretien par actif)	●	4,9	5,0
	Distribution – coûts unitaires [*] (dépenses en immobilisations et charges d'exploitation et d'entretien par kilomètre de ligne) en milliers de dollars par kilomètre	●	6,6	6,8
	Collaborative Planning Index (%)	★	93	87
	Économies liées au projet Cornerstone (en millions de dollars)	★	41,3	38,5
Légende	★ Supérieur aux prévisions (d'au moins 5 %)	● Conforme aux prévisions	△ Inférieur aux prévisions	

[†] Sous-catégorie des blessures devant être signalées à la CSPAAT. – Pour Networks uniquement et compte non tenu des résultats des filiales.

^Φ Tous les points de livraison multi-circuit.

- * Un résultat de plus ou moins 5 % est considéré comme conforme à la cible.
- + Résultats relatifs à Hydro One Inc., y compris l'ensemble de ses filiales.

La fiche de pointage pour 2011 est non pondérée. Chaque mesure est une mesure clé pour assurer le rendement de la société et toutes les mesures sont reliées. Pour ce qui est de l'évaluation du rendement, le comité RH est tenu d'exercer son jugement lorsqu'il s'agit de pondérer les résultats de chaque mesure et de déterminer si le rendement cible global de la société, comme l'indique la fiche de pointage, est atteint. Si, globalement, le rendement figurant sur la fiche de pointage est atteint ou dépassé, le fonds incitatif à court terme peut être provisionné en fonction d'un certain pourcentage des versements incitatifs à court terme maximums, ce pourcentage allant jusqu'à 100 %, selon la recommandation du comité RH, mais sous réserve, en dernier lieu, de l'appréciation du conseil d'administration. Si, globalement, le rendement figurant sur la fiche de pointage n'est pas atteint, le comité RH établit et recommande un niveau de provisionnement inférieur, toujours sous réserve de l'appréciation du conseil d'administration. Pour 2011, le conseil d'administration a adopté une démarche conforme aux pratiques antérieures, selon lesquelles le niveau des fonds avait été fixé à 75 % du montant maximum pouvant être affecté au régime incitatif à court terme si, tout compte fait, les objectifs étaient atteints ou dépassés. Compte tenu des pratiques antérieures, l'établissement du niveau des fonds à 75 % au maximum est compatible avec les dispositions de la Loi sur les mesures de restriction. Si, tout compte fait, les objectifs n'étaient pas atteints, le conseil se réservait le droit de réduire le pourcentage des fonds affectés au régime incitatif à court terme. Pour 2011, tout compte fait, les cibles ont été atteintes, et le conseil d'administration a exercé son pouvoir discrétionnaire et établi à son gré que le niveau des fonds serait fixé à 75 % du montant maximum affecté au régime incitatif à court terme.

1. Sécurité; milieu de travail où ne survient aucune blessure

La sécurité est au centre des préoccupations de la société et son premier objectif stratégique clé. La sécurité de nos employés revêt la plus grande importance. Pour 2011, Hydro One a établi comme mesure de rendement pour cet objectif stratégique, les blessures nécessitant des soins médicaux (en plus des premiers soins). Les mesures nécessitant des soins médicaux correspondent au nombre d'incidents qui sont signalés à la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail et sont calculées par tranche de 200 000 heures travaillées. En 2011, Hydro One avait fixé un objectif d'au plus 2,2 incidents par 200 000 heures travaillées dans le but d'atteindre cet objectif. Hydro One a pris un certain nombre de mesures afin de maintenir l'accent sur l'amélioration de la santé et sécurité. Elle a notamment organisé des ateliers, poursuivi le programme Objectif zéro (*Journey to Zero*), amélioré le suivi des compétences obligatoires et de la formation en sécurité, amélioré la formation des conducteurs et son programme d'évaluation s'y rapportant et poursuivi le programme de mentorat sur le terrain afin de rehausser ses attentes à l'égard des superviseurs et du personnel. Le nombre d'incidents en 2011 a augmenté et, par conséquent, Hydro One n'a pas atteint cet objectif.

2. Satisfaction des abonnés

La satisfaction des abonnés des secteurs du transport et de la distribution mesure le degré selon lequel ils sont satisfaits du service qu'ils reçoivent de nous. La réputation de la société exerce une influence clé sur la satisfaction de la clientèle, et Hydro One continue de se concentrer sur l'amélioration de sa réputation. La satisfaction des abonnés se mesure en fonction des résultats obtenus de divers sondages qui sont effectués par des tiers indépendants pour le compte de Hydro One. Pour les abonnés du secteur du transport en 2011, nous avons ciblé un taux de satisfaction de 89 % et n'avons pas atteint cet objectif. Pour nos abonnés du secteur de la distribution, nous avons ciblé un taux de satisfaction de 85 % et n'avons pas atteint cet objectif.

Malgré ces résultats, E Source Review a rendu hommage à Hydro One, la classant troisième au Canada parmi les entreprises de services publics d'électricité et de gaz naturel pour la qualité du service à la clientèle offert au moyen d'un système téléphonique automatisé et son système de réponse vocale

interactif. De plus, Hydro One s'est vu décerner le prix de la responsabilité sociale dans le cadre du programme Électricité durable de l'Association canadienne de l'électricité. Ce prix souligne ses qualités de meneuse dans la mobilisation de ses parties prenantes. Ce prix décerné à Hydro One souligne notamment sa participation à des foires et à des salons dans toute la province sous le thème « Understanding Your Power » dans le but de se rapprocher de sa clientèle et de ses parties prenantes.

3. Innovation en permanence

Nous cherchons à élaborer et à proposer des solutions novatrices qui améliorent la fiabilité et l'efficacité de nos services d'électricité et permettent à nos abonnés de mieux gérer leur consommation d'énergie. La facturation des abonnés aux tarifs de la TFHC constitue la dernière étape de l'instauration des compteurs intelligents. Nous avons fixé comme jalon 1,05 million de compteurs aux tarifs de la TFHC pour 2011. Les projets liés à la mise en œuvre d'un réseau vert font partie intégrante des moyens que Hydro One met en œuvre pour se conformer à la Loi sur l'énergie verte et de sa stratégie favorisant l'innovation. Notre objectif correspondait à un pourcentage d'achèvement d'un certain nombre d'étapes clés concernant à la fois le nombre de compteurs intelligents permettant la TFHC et les projets liés à la mise en œuvre d'un réseau vert en réponse aux objectifs de la Loi sur l'énergie verte. Nous avons pour objectif d'avoir achevé à la clôture de l'exercice 90 % de toutes les étapes clés établies pour l'ensemble de ces programmes. Pour 2011, nous avons dépassé notre objectif.

Nous avons reçu deux prix en 2011. D'une part, le Utilities Telecom Council nous a décerné le prix Apex pour souligner l'excellence et le caractère novateur de nos systèmes de communication et du service que nous offrons aux collectivités que nous desservons et pour souligner l'installation de six stations WiMax devant assurer les communications sans fil pour la mise à l'essai d'applications liées au réseau intelligent. D'autre part, nous avons reçu le prix d'excellence en gestion de projet d'Utilimetrics, en hommage au déploiement des compteurs intelligents et au transfert des abonnés à la TFHC.

4. Fiabilité du transport et de la distribution

Hydro One cherche à accroître et à conserver la confiance du public dans ses activités, à titre de gérant du réseau d'électricité de l'Ontario. En 2011, Hydro One a continué à mettre l'accent sur cette priorité stratégique en investissant dans les éléments d'actif principaux de son réseau de transport d'électricité et en exploitant le réseau actuel pour les abonnés de façon sécuritaire, fiable et efficace. La fiabilité du transport est mesurée par la fréquence et la durée des interruptions imprévues du service aux abonnés. La fiabilité du réseau de distribution est évaluée par la durée des interruptions de service. Les résultats de rendement obtenus par Hydro One est comparé avec ceux obtenus par d'autres sociétés de grande taille membres de l'Association canadienne de l'électricité (« ACÉ »). La fiabilité est en partie tributaire des conditions météorologiques et, par conséquent, pour atteindre des résultats, Hydro One a besoin d'un rendement efficace des réseaux de transport et de distribution. Hydro One est consciente du fait que, quelle que soit leur taille, les entreprises ont besoin d'un service fiable pour pouvoir livrer leurs produits et leurs services et que les abonnés s'attendent à ce que les interruptions soient d'une durée raisonnablement limitée.

Pour ce qui est du réseau de transport, en 2011, Hydro One ciblait un taux d'interruption de 0,25 par point de livraison quant à la fréquence des interruptions imprévues. À la clôture de l'exercice, la fréquence des interruptions imprévues s'établissait à 0,21. Nous avons dépassé cette cible.

Quant à la durée des interruptions imprévues sur le réseau de transport, la cible était de 15 minutes par point de livraison. La durée des interruptions imprévues à la clôture de l'exercice s'établissait à 8,9 minutes. Nous avons dépassé cette cible.

Quant à la durée des interruptions au sein du réseau de distribution, la cible pour 2011 avait été établie à 6,8 heures par abonné pour 2011. Un certain nombre d'orages survenus en décembre 2011 ont entraîné

des interruptions pour un grand nombre d'abonnés durant plusieurs jours, ce qui a eu une incidence négative sur la durée des interruptions touchant les abonnés pour l'ensemble de l'exercice. En conséquence, la durée des interruptions s'est établie à 6,9 heures, soit 0,1 heure de plus que la cible, que Hydro One n'a donc pas atteinte.

5. Protection de l'environnement

Les mesures que prend Hydro One pour protéger l'environnement s'harmonisent avec la Loi sur l'énergie verte sont la preuve de notre engagement de livrer une énergie propre et renouvelable. Dans cet esprit, Hydro One a mis au point trois mesures de rendement clés pour 2011, à savoir i) le Plan énergétique à long terme et le projet d'installation d'une ligne entre Bruce et Milton; ii) la réduction des gaz à effet de serre et iii) la CGD.

Le Plan énergétique à long terme de la province, publié en 2010, définit cinq projets prioritaires devant être achevés d'ici 2018 afin qu'un approvisionnement diversifié croissant puisse être transporté de façon fiable dans toute la province. Dans le cadre du Plan énergétique à long terme, Hydro One doit voir à l'élaboration de trois de ces projets. Ces trois projets prioritaires et la continuation de nos travaux dans le cadre du projet d'installation d'une ligne entre Bruce et Milton sont conformes à nos engagements de protéger l'environnement et de soutenir la Loi sur l'énergie verte. Aux fins du Plan énergétique à long terme, Hydro One s'est fixée comme objectif de franchir les étapes clés qui lui permettraient d'achever les phases d'élaboration des trois projets. Pour le projet d'installation d'une ligne entre Bruce et Milton, Hydro One visait un achèvement à 90 % des étapes critiques aux dates fixées en 2011. Nous avons dépassé notre cible à l'égard des projets liés au Plan énergétique à long terme et au projet d'installation d'une ligne entre Bruce et Milton pour 2011.

Quant à la réduction des gaz à effet de serre, Hydro One a établi comme cible l'élimination de 2 736 tonnes métriques de gaz à effet de serre au moyen des mesures suivantes : a) le programme portant sur son parc de véhicules (150 tonnes), b) le programme de réduction des émissions d'hexafluorure de soufre (SF₆) (2 536 tonnes), c) les installations d'électricité (50 tonnes). Hydro One a réussi à éliminer globalement 3 555 tonnes métriques de gaz à effet de serre au moyen de ces mesures et a donc dépassé son objectif.

En matière de CGD, Hydro One est tenue de se conformer au code de la CGD de la CEO et d'atteindre les objectifs établis à son égard pour la période allant de 2011 à 2014. Pour 2011, Hydro One s'était fixée pour objectif dans le cadre d'un plan interne d'atteindre 90 % des étapes clés qu'elle avait définies à l'égard de ses programmes pour 2011. Hydro One a dépassé son objectif pour 2011 en franchissant intégralement toutes les étapes clés.

6. Esprit d'engagement des employés

Les atouts les plus précieux de Hydro One sont ses employés. Hydro One poursuit ses efforts, notamment par des activités de perfectionnement offertes aux employés et à la direction, afin d'accroître l'esprit d'engagement des employés et de faire en sorte que les employés adhèrent aux valeurs fondamentales de l'entreprise que sont la sécurité, la gestion responsable, l'excellence et l'innovation. La société a commencé à mesurer et à améliorer cet esprit d'engagement en 2008 au moyen de questionnaires gérés par un tiers expert indépendant, son objectif étant d'améliorer le pointage moyen total d'une année à l'autre. En 2011, le taux de réponse au questionnaire a été le plus élevé obtenu jusqu'à ce jour soit un taux de participation de 86 %. L'objectif de faire passer le pointage moyen total de 3,70 (sur 5) obtenu en 2010 à 3,79 en 2011 a été atteint, puisque le pointage réel a été de 3,94.

7. Valeur pour l'actionnaire

L'atteinte d'un solide rendement financier est établie à l'aide de deux mesures de rendement, soit le bénéfice net après impôts et une note élevée. Nos objectifs consistaient à enregistrer un bénéfice net après impôts de 613 millions de dollars et à obtenir une note « A ». Le bénéfice net s'est établi à 641 millions de dollars pour 2011, de sorte que nous avons atteint notre objectif. Par ailleurs, les notes que Standard & Poor's, Moody's et DBRS ont attribuées aux titres de créance à long terme de Hydro One ont atteint l'objectif de la note « A ». Le maintien d'une note « A » nous permet d'avoir accès au marché des titres de créance à long terme de façon efficace sur le plan des coûts, ce qui est encore plus critique dans le contexte actuel des marchés financiers et compte tenu de nos besoins de capitaux à moyen terme.

8. Productivité

L'un de nos objectifs stratégiques consiste à accroître la productivité par des améliorations de l'efficacité et la gestion efficace des coûts. Pour 2011, les mesures pour cet objectif étaient les coûts unitaires de transport, les coûts unitaires de la distribution, le Collaborative Planning Index et les économies liées au projet Cornerstone.

Pour atteindre des objectifs liés aux coûts unitaires de transport et aux coûts unitaires de distribution, Hydro One a comparé ses résultats aux mesures de productivité reconnues dans l'industrie de l'électricité. Les deux mesures les plus comparables sont a) les coûts unitaires de transport (dépenses en immobilisations de maintien et charges EE et A) en pourcentage (c.-à-d. les coûts par tranche de valeur d'actif de l'entreprise de transport) et b) les coûts unitaires de distribution (dépenses en immobilisations de maintien et charges EE et A par kilomètre de ligne) (c.-à-d. les coûts par unité de longueur de ligne de l'entreprise de distribution), et ces mesures ont été adoptées comme nos mesures de rendement. Notre programme de travaux et d'investissement permanent a pour objectif de maintenir et d'améliorer nos éléments d'actif de manière que la fiabilité de la livraison pour nos abonnés soit maintenue ou accrue, et nous avons pour objectif de réaliser ces travaux de façon productive. Pour comparer notre rendement et suivre notre productivité d'une année à l'autre, nous établissons des cibles de coût qui sont mesurées dans un écart de plus ou moins 5 %. Notre cible de coûts unitaires de transport a été établie à 5 %, et Hydro One a atteint cette cible. Sur le plan des coûts unitaires de la distribution, notre cible a été établie à 6 800 \$ par kilomètre de ligne. Hydro One a également atteint cette cible.

Le Collaborative Planning Index mesure l'efficacité du flux de travail entre les principales unités d'affaires et les efficacités résultantes qui favorisent la productivité des équipes. Le Collaborative Planning Index est fondé sur la moyenne de trois paramètres, soit l'attribution du travail (qui correspond au décaissement des fonds au niveau du programme et du projet à l'égard des travaux définis et acceptés par les groupes affectés à l'exploitation), l'indice de planification (qui correspond à la mesure en pourcentage du nombre total de commandes de matériel entrées dans le système, divisé selon les délais de production dont les parties intéressées ont convenu) et le taux d'exécution des commandes (qui correspond à la mesure en pourcentage du nombre de commandes qui ont été livrées au bon endroit, au bon moment par le nombre total de commandes de matériel). Pour 2011, nous visions une moyenne de 87 % pour ces trois paramètres, et nous avons dépassé cette cible.

Le programme Cornerstone a trait au remplacement graduel des systèmes clés de technologie de l'information. Dans le cadre de ce projet, on examine divers processus afin de repérer des possibilités d'économie dans les diverses unités d'affaires. Pour 2011, nous visions des économies de 38,5 millions de dollars, et cette cible a été dépassée, puisque nous avons dégagé des économies de 41,3 millions de dollars grâce à nos mesures stratégiques en matière d'achats de matériaux, à la réduction des effectifs et à la réduction du nombre d'applications des technologies de l'information et à la baisse des frais de soutien s'y rapportant, de sorte que nous avons dépassé cet objectif.

Rendement global pour 2011

Pour 2011, le comité RH a établi que des 17 cibles, 9 avaient été dépassées, 5 avaient été atteintes et 3 n'avaient pas été atteintes et que, tout compte fait, les cibles avaient été atteintes et a recommandé d'établir les fonds à 75 % des versements incitatifs à court terme maximums. Passant en revue les résultats de 2011, le comité RH a fait observer que bien que la cible en matière de sécurité n'ait pas été atteinte, il n'y avait pas eu de diminution dans le nombre de blessures nécessitant des soins médicaux, qu'il n'y avait pas de question systémique et que la direction continuait d'axer ses efforts sur l'amélioration des systèmes de gestion et sur la prévention. Le comité RH a également établi que l'objectif de la durée des interruptions pour les abonnés du réseau de distribution avait été atteint puisque les résultats de la Société se situaient au niveau cible ou au-dessus pour l'ensemble de l'exercice et qu'elle avait raté la cible de 0,1 heure seulement en raison de graves orages survenus au cours du mois de décembre. Le comité RH a également souligné que la Société déployait des efforts concertés afin d'améliorer la satisfaction des abonnés et qu'elle continuait à améliorer cette mesure. Quant aux autres mesures, le comité RH a conclu que la Société affichait d'excellents résultats, tout particulièrement quant au progrès effectué dans le cadre du projet d'établissement d'une ligne de transport à haute tension entre Bruce et Milton et à l'amélioration de la motivation des employés. Le conseil d'administration a étudié la recommandation du comité RH et a décidé que, tout compte fait, les cibles avaient été atteintes et a approuvé l'établissement des fonds à 75 % des versements incitatifs à court terme maximum. Ainsi, les fonds établis à 75 % des versements incitatifs à court terme maximums concernaient tous les employés faisant partie de la direction, y compris les membres de la haute direction visés.

b) Rendement individuel

Le deuxième élément permettant d'établir le montant des versements incitatifs à court terme devant être faits aux membres de la haute direction visés aux termes du régime incitatif est leur rendement individuel. Des cibles de rendement individuel sont décrites dans des ententes de rendement individuel, qui comprennent tant de larges cibles pour la société que des cibles spécifiques pour les personnes. On s'attend des membres de la haute direction visés qu'ils concentrent leurs efforts sur l'atteinte des mesures et cibles de rendement de la société abordées ci-dessus. Les membres de la haute direction visés devaient démontrer leur détermination quant à la mise en œuvre fructueuse des mesures clés liées au programme Objectif zéro afin que des résultats de classe mondiale soit atteints en matière de santé et de sécurité dans un proche avenir. En outre, les membres de la haute direction visés, en leur qualité de meneurs au sein de l'organisation, ont des obligations bien définies en matière de reddition de comptes dans un cadre de gestion améliorée que Hydro One appelle l'« Art de la gestion » (*Craft of Management*). Des ententes de rendement sont conclues chaque année entre le président et chef de la direction et les personnes qui relèvent directement de lui. Le conseil d'administration approuve à son tour l'entente de rendement conclue entre le président et chef de la direction et le président du conseil d'administration.

Les attributions possibles pour les membres de la haute direction visés sont exprimées en pourcentage du salaire de base comme il est décrit ci-dessus.

Les attributions possibles pour chaque membre de la haute direction visé étaient fondées sur leur atteinte relative de cibles de rendement individuel déterminées. Comme nous l'avons fait remarquer plus haut, ces cibles doivent être des cibles objectives fondées sur des chiffres ou des cibles subjectives. Ces cibles sont liées à la totalité ou à une partie des mesures de rendement de la société et des mesures liée à l'unité d'exploitation des membres de la haute direction visés et ont été conçues afin de permettre à notre société de promouvoir et de réaliser son plan stratégique. L'évaluation du rendement par rapport aux cibles est importante. Hydro One n'adopte pas une approche mécanique à l'évaluation. Chaque membre de la haute direction visé est évalué objectivement par rapport à ses cibles individuelles propres. Une fois cette évaluation terminée, une deuxième évaluation, qui compare le rendement relatif parmi les membres de la haute direction visés, est également réalisée. Cette approche exige du jugement de la part du président et chef de la direction et du comité RH (à l'égard des membres de la haute direction visés autres que le

président et chef de la direction) ainsi que du comité RH (à l'égard du président et chef de la direction), mais permet d'obtenir une meilleure évaluation du rendement étant donné qu'elle tient compte tant du rendement absolu (par rapport à un ensemble de cibles) que du rendement relatif par rapport aux autres membres de la haute direction visés (à l'exception du président et chef de la direction). Cette approche pourrait faire en sorte qu'un membre de la haute direction visé satisfasse à toutes ces cibles, mais reçoive beaucoup moins que le versement incitatif maximum si d'autres membres de la haute direction visés ont eu un meilleur rendement par rapport à leurs cibles.

Les cibles de **M^{me} Formusa** étaient pondérées et comprenaient des cibles tant quantitatives que qualitatives. Les facteurs quantitatifs (total global de 70 %), qui étaient assortis de sous-pondérations précises, concernaient l'aspect financier (25 %), la fiabilité du transport et de la distribution et la satisfaction des abonnés (15 %), les employés, la sécurité et l'environnement (15 %), ainsi que l'innovation permanente et la productivité (15 %). Ces cibles quantitatives étaient identiques et liées à l'atteinte des mesures et des cibles de rendement de l'entreprise décrites ci-dessus. Les facteurs qualitatifs (30 %), chacun comportant une sous-pondération, étaient les suivants : la planification stratégique et les priorités clés (7,5 %), les qualités de leadership et la culture de l'entreprise (7,5 %), gestion des relations avec le conseil et l'actionnaire (7,5 %) et gestion des relations avec les autres parties prenantes (7,5 %).

M. Struthers, à titre de vice-président directeur et chef des finances responsable du financement d'entreprise, des ressources humaines, des relations de travail et des affaires réglementaires, s'était vu fixer des cibles comportant un certain nombre d'éléments financiers, dont le passage à la présentation de l'information financière aux termes des PCGR des États-Unis, l'obtention de toutes les approbations requises à cette fin et la modification de tous les documents déposés pour refléter le passage aux PCGR des États-Unis, l'adoption de mesures de gestion permettant d'atteindre l'objectif lié au bénéfice net, l'obtention de capitaux à un coût efficace et l'élaboration, le soutien et l'exécution du plan d'affaires pour 2012. Les cibles fixées à l'égard de M. Struthers avaient également trait à la négociation fructueuse de conventions collectives avec le personnel syndiqué de la société. D'autres cibles clés comprenaient le déploiement du programme Art de la gestion (*Craft of Management*) pour certaines catégories d'employés relevant de lui, l'amélioration des résultats obtenus quant à l'esprit d'engagement des employés et l'achèvement des plans de maintien de l'exploitation dans chaque secteur fonctionnel dont il est responsable. En outre, les cibles de M. Struthers avaient trait à l'amélioration des relations avec les parties prenantes et les homologues du secteur d'activité, au développement du personnel et à l'amélioration de la réputation de Hydro One au moyen d'exposés et de conférences externes.

À titre de premier vice-président, Services aux abonnés et de président et chef de la direction de Hydro One Remote Communities Inc., **M. D'Arcey** s'est vu attribuer des cibles ayant principalement trait à la sécurité, à la productivité et aux efficacies, à la satisfaction des abonnés, à l'esprit d'engagement des employés, à la fiabilité de la distribution, à la planification de la relève, au passage à la TFHC dans le cadre du programme d'installation des compteurs intelligents, à l'atteinte des cibles figurant dans la fiche de pointage de Hydro One Remote Communities Inc. pour 2011, au processus intégré dans le flux de travail afin d'assurer un raccordement sans délai des sources de production décentralisées, à la supervision et à l'orientation du programme de remplacement du système d'information sur les abonnés (volet du programme Cornerstone) à titre de responsable de ce programme, à l'amélioration de la fiabilité de la distribution au moyen de programmes définis, par exemple en matière de foresterie, de correction de défectuosité et d'évaluation de l'état des actifs, ainsi qu'à la poursuite des travaux dans le cadre des programmes environnementaux visant à corriger certains problèmes environnementaux.

À titre de vice-président directeur, Stratégie, responsable de la gestion de l'actif, du rendement de l'entreprise, des affaires générales, des relations avec les Premières nations et les Métis, de la division des solutions d'information de Hydro One Brampton, de l'orientation stratégique et de l'élaboration des projets de transport, **M. Marcello** s'est vu fixer des cibles ayant trait notamment à la planification stratégique et aux priorités clés (liées aux objectifs stratégiques, à savoir l'esprit d'engagement des employés, la productivité, l'innovation en permanence, la satisfaction des abonnés, la fiabilité du réseau

de transport et de distribution à des tarifs concurrentiels et la stratégie interne), aux qualités de leadership et à la culture de l'entreprise (cible liée à l'esprit d'engagement des employés au moyen des programmes Objectif zéro (*Journey to Zero*), l'Art de la gestion (*Craft of Management*) et du sondage sur l'esprit d'engagement, à l'achèvement de l'élaboration de la fiche de pointage de l'entreprise pour 2012, au rehaussement de l'efficacité de l'équipe de direction et à l'amélioration de la planification de la relève), à la gestion des relations avec le conseil et l'actionnaire (cible liée à l'amélioration des communications avec la direction et le conseil par l'élaboration d'ordres du jour rattachés aux plans stratégiques d'entreprise et d'un tableau de bord visant à faciliter le suivi de données stratégiques clés), à la gestion des relations avec d'autres parties prenantes (cible liée à l'amélioration de la réputation de Hydro One au moyen des communications externes, du maintien de relations optimales avec les représentants du gouvernement et les organismes du secteur d'activité, à l'amélioration des relations avec les homologues du secteur d'activité et à l'amélioration de la compréhension qu'ont les parties prenantes des plans de Hydro One), ainsi qu'à la mise en œuvre des principaux projets, des mesures liées à la productivité et des processus de gestion et de contrôle des investissements. En outre, M. Marcello a participé au processus d'appel d'offres concurrentiel de la CEO à l'égard du projet de lignes de jonction est-ouest et au processus de rationalisation de la distribution se rapportant aux sociétés de distribution locales et est devenu responsable de la gestion d'Hydro One Brampton.

À titre de vice-président directeur, Exploitation responsable des services aux abonnés, de la réalisation des projets techniques, des installations et de l'immobilier, des activités liées au réseau, de la santé, de la sécurité et de l'environnement, de l'harmonisation des activités, de la chaîne d'approvisionnement et des services partagés, **M. Gregg** s'est vu attribuer des objectifs clés liés aux qualités de leadership et à la culture de l'entreprise (notamment à l'amélioration du pointage global dans le cadre du sondage auprès des employés et à l'établissement d'un processus de déclaration mensuelle des réalisations visant à soutenir l'amélioration continue et la productivité), à la productivité (notamment la réorganisation des responsabilités clés en fonction de la structure de gestion du groupe Exploitation afin d'améliorer le processus décisionnel, d'accroître l'efficacité et de soutenir les mesures destinées à rehausser la productivité), de même qu'aux autres données relatives à l'exploitation (cible liée à l'amélioration de la satisfaction des abonnés, à l'achèvement des programmes prévus visant à améliorer la fiabilité du transport et de la distribution et à la réalisation du projet d'établissement de lignes entre Bruce et Milton conformément au calendrier et au budget établis).

En 2011, tous les membres de la haute direction visés ont pour l'essentiel atteint leurs objectifs de rendement individuel propres, en fonction de l'évaluation de leurs rendements respectifs et de l'évaluation de leur rendement par rapport à celui des autres membres de la haute direction. Plus précisément, le comité RH a établi que M. Struthers, M. Marcello et M. Gregg avaient fourni un excellent rendement et avaient formé une équipe particulièrement efficace avec le chef de la direction pour produire les résultats obtenus en 2011. Dans ce contexte, le comité RH a décidé d'attribuer à chacun de ses membres de la haute direction visés le même versement incitatif à court terme, soit 177 000 \$. Selon ce même raisonnement général, le comité a décidé de verser au président et chef de la direction le même versement incitatif à court terme qu'à ces membres de la haute direction visés.

L'établissement des sommes du régime incitatif pour les membres de la haute direction visés est indépendant de l'évaluation des rajustements au salaire de base. Toutefois, la somme en argent finale d'un versement annuel aux termes du régime incitatif est fonction de tout changement au salaire de base, étant donné qu'elle constitue un pourcentage de celui-ci.

3) Avantages

Outre le salaire de base et la rémunération au titre du régime incitatif offerte dans le cadre de leur rémunération globale, les membres de la haute direction visés participent également au régime de pension agréé et au régime de retraite complémentaire de Hydro One ainsi qu'à un régime d'avantages flexibles, dont peuvent se prévaloir tous les autres membres de la direction. Le régime d'avantages flexibles prévoit

divers avantages, notamment l'assurance-vie, des prestations d'invalidité de longue durée, une assurance accident, des vacances et des prestations d'assurance maladie complémentaires. Hydro One fournit à chaque membre du personnel de direction et à chaque dirigeant certains avantages principaux, qui comprennent une assurance-vie de base, une assurance accident, des prestations d'invalidité de longue durée, une assurance invalidité de longue durée, congé de maladie, soins dentaires et médicaux à l'extérieur du pays, des prestations de retraite et des vacances de base. Le régime d'avantages flexibles fournit des crédits pour l'assurance-vie et les vacances calculés chaque année du régime sur les revenus annuels de base de la personne au moment de son adhésion au régime. Ces crédits aux termes du régime d'avantages flexibles peuvent ensuite être affectés par chaque cadre et membre de la direction à la souscription d'une assurance-vie additionnelle, à des vacances additionnelles jusqu'à concurrence du nombre de jours autorisés ainsi qu'à un compte de soins de santé. Les crédits non attribués sont versés à l'employé à la fin de l'exercice, déduction faite des retenues d'impôt.

Les avantages fournis aux membres de la haute direction, à l'exception de M. Gregg, visés sont les mêmes que ceux qui sont fournis à tous les autres cadres et pourraient être supérieurs ou inférieurs à ceux des employés représentés par une unité de négociation, selon l'avantage en question. Les avantages sont relativement indépendants du salaire de base et des versements au titre du régime incitatif, bien que certains constituent un pourcentage du salaire de base. Un grand nombre des avantages liés à la santé sont accordés selon un taux fixe et ne sont pas liés au salaire de base ou au niveau du régime incitatif.

Les avantages de retraite pour les membres de la haute direction visés, à l'exception de M. Gregg, sont identiques à ceux de tous les autres cadres ou dirigeants de notre société dont l'emploi a commencé à la même date, et sont calculés de la même façon pour tous les employés de notre société. Se reporter à la rubrique « Régime de retraite » ci-après.

Rôle des membres de la haute direction visés dans l'établissement de la rémunération des membres de la haute direction

Un membre de la haute direction visé ne joue aucun rôle dans l'établissement de sa propre rémunération. Le vice-président directeur et chef des finances, de concert avec le vice-président, Ressources humaines et Le Groupe Hay Limitée, est chargé de fournir des recommandations en matière de rémunération (sauf sur la sienne) au comité RH conformément à la stratégie de rémunération approuvée par le conseil d'administration. Le comité RH doit ensuite examiner et approuver le salaire de base ainsi que le versement aux termes du régime incitatif et les avantages destinés à tous les membres de la haute direction visés (à l'exception du président et chef de la direction) en fonction de la recommandation faite par le président et chef de la direction. Pour ce qui est de la rémunération payable au président et chef de la direction, le comité RH l'examine et fait une recommandation au conseil d'administration, qui doit examiner le niveau de rémunération définitif du président et chef de la direction et l'approuver. En 2011, en plus des recommandations mentionnées ci-dessus, le comité RH et le conseil d'administration ont examiné les exigences de la Loi sur les mesures de restriction et ont déterminé le salaire de base et les versements au titre du régime incitatif pour tous les membres de la haute direction visés pour 2011. Le salaire de base des membres de la haute direction visés n'a pas augmenté en 2011, et les salaires n'ont pas été rajustés en 2011 pour refléter l'accroissement des responsabilités rattachées aux trois postes de vice-président directeur.

TABLEAU SOMMAIRE DE LA RÉMUNÉRATION

Le tableau suivant résume la rémunération versée au chef de la direction, au chef des finances et à chacun des trois autres membres de la haute direction les mieux rémunérés en 2011, en 2010 et en 2009.

Nom et poste principal	Exercice	Salaire (\$)	Rémunération en vertu d'un régime incitatif autre qu'à base d'actions (\$)		Rémunération totale directe (\$)	Valeur du régime de retraite ⁵⁾ (\$)	Autre rémunération (\$)	Rémunération totale (\$)
			Régimes incitatifs annuels ¹⁾	Régimes incitatifs à long terme				
L. Formusa Présidente et chef de la direction	2011	735 875 \$	177 000 \$	0 \$	912 875 \$	42 000 \$	0 \$	954 875 \$
	2010	735 875 \$	157 477 \$	0 \$	893 352 \$	58 000 \$	0 \$	951 352 \$
	2009	735 875 \$	147 658 \$	0 \$	883 533 \$	75 000 \$	0 \$	958 533 \$
S. Struthers ²⁾ Vice-président directeur et chef des finances	2011	325 000 \$	177 000 \$	0 \$	502 000 \$	36 000 \$	0 \$	538 000 \$
	2010	325 000 \$	178 750 \$	0 \$	503 750 \$	60 000 \$	0 \$	563 750 \$
	2009	312 632 \$	140 000 \$	0 \$	452 632 \$	195 000 \$	0 \$	647 632 \$
M. D'Arcey Premier vice-président, Services aux abonnés	2011	339 010 \$	150 000 \$	0 \$	489 010 \$	(37 000)\$	0 \$	452 010 \$
	2010	339 010 \$	154 000 \$	0 \$	493 010 \$	(2 000)\$	0 \$	491 010 \$
	2009	339 009 \$	152 250 \$	0 \$	481 259 \$	36 000 \$	0 \$	527 259 \$
C. Marcello ³⁾ Vice-président directeur, Stratégie	2011	300 000 \$	177 000 \$	0 \$	477 000 \$	(9 000)\$	0 \$	468 000 \$
	2010	300 000 \$	165 000 \$	0 \$	465 000 \$	51 000 \$	0 \$	516 000 \$
	2009	291 022 \$	156 000 \$	0 \$	447 022 \$	232 000 \$	0 \$	679 022 \$
Peter Gregg ⁴⁾ Vice-président directeur, Exploitation	2011	295 000 \$	177 000 \$	0 \$	457 250 \$	34 000 \$	0 \$	506 000 \$
	2010	295 000 \$	162 250 \$	0 \$	457 250 \$	35 000 \$	0 \$	492 250 \$
	2009	287 089 \$	157 000 \$	0 \$	444 089 \$	29 000 \$	0 \$	473 089 \$

¹⁾ L'information fournie dans le tableau sommaire de la rémunération est fondée sur l'année au cours de laquelle le versement incitatif a été gagné. Ce versement est généralement gagné au cours d'une année et versée au cours de l'année suivante. Par conséquent, l'information fournie dans le Tableau sommaire de la rémunération qui précède diffère de l'information publiée en vertu de la *Loi de 1996 sur la divulgation des traitements dans le secteur public* (Ontario).

²⁾ En 2008, M. Struthers était chef de l'information de la société, et son salaire de base et son versement incitatif étaient conformes au programme de rémunération pour sa catégorie et son niveau pour l'année. M. Struthers est devenu chef des finances avec prise d'effet le 12 février 2009 au moment de la démission de B. Summers, l'ex-chef des finances. Pour 2009, M. Struthers a été rémunéré pour deux mois selon son programme de rémunération à titre de chef de l'information et, pour le reste de l'année, selon son programme de rémunération à titre de chef des finances, ce qui représentait un salaire de base annualisé de 325 000 \$, et ce salaire de base n'a pas été modifié en 2011. M. Struthers est devenu vice-président directeur et chef des finances avec prise d'effet le 1^{er} novembre 2010. Dans ses nouvelles fonctions, M. Struthers est demeuré responsable des finances de l'entreprise et est devenu responsable des ressources humaines, des relations de travail et des affaires réglementaires. Le salaire de base de M. Struthers n'a pas été rajusté en 2011 en conséquence de l'accroissement de ses responsabilités.

³⁾ En 2008, M. Marcello était vice-président, Projets d'entreprise de la société, et son salaire de base et son versement incitatif étaient conformes au programme de rémunération pour sa catégorie et son niveau. Le 9 mars 2009, M. Marcello a été nommé premier vice-président, Gestion de l'actif. Pour 2009, M. Marcello a été rémunéré durant trois mois selon son programme de rémunération à titre de vice-président, Projets d'entreprise et, pour le reste de l'année, selon son programme de rémunération

à titre de premier vice-président, Gestion de l'actif, ce qui représentait un salaire de base annualisé de 300 000 \$, et ce salaire de base n'a pas été modifié en 2010. Le 1^{er} novembre 2010, il a été nommé vice-président directeur, Stratégies et a conservé ses responsabilités liées à la gestion de l'actif. Il a assumé des responsabilités additionnelles liées au rendement de l'entreprise, aux affaires générales, aux relations avec les Premières nations et les communautés métis, à la division des solutions informatiques de Hydro One Brampton, à l'harmonisation de la stratégie et à l'aménagement des projets de transport. Le salaire de base de M. Marcello n'a pas été augmenté en 2011 en conséquence de l'accroissement de ses responsabilités.

- 4) M. Gregg a été premier vice-président, Affaires générales et réglementaires jusqu'au 1^{er} novembre 2010, date à laquelle il a été nommé vice-président directeur, Exploitation. En 2009, on a ajouté aux responsabilités et aux fonctions de M. Gregg, par suite de quoi son salaire a été augmenté. Le salaire de base indiqué pour 2009 correspond à son ancien salaire pour quatre mois et à son nouveau salaire pour huit mois. À la fin de 2009, le salaire de base annualisé de M. Gregg s'établissait à 295 000 \$, et ce salaire de base n'a pas été modifié en 2010. En sa qualité de vice-président directeur, Exploitation, M. Gregg est responsable des services aux abonnés, des services techniques et de la réalisation de projets, des installations et de l'immobilier, des activités liées au réseau, de la santé, de la sécurité et de l'environnement, de l'harmonisation des activités, de la chaîne d'approvisionnement et des services partagés. Le salaire de base de M. Gregg n'a pas été augmenté en 2011 en conséquence de l'accroissement de ses responsabilités.
- 5) La valeur du régime de retraite comprend une combinaison du coût des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice ainsi que l'incidence du coût des services passés sur les autres éléments rémunérateurs, comme il est décrit dans les notes 2 et 3 du tableau sur le régime de retraite à prestations déterminées, à la rubrique suivante.

M^{me} Formusa, M. Struthers, M. D'Arcey, M. Marcello et M. Gregg n'ont droit à aucun autre avantage dont le montant dépasse globalement 50 000 \$ ou 10 % du total de leur salaire annuel.

M^{me} Formusa n'a reçu aucune rémunération additionnelle pour les services qu'elle a rendus à titre d'administratrice de Hydro One.

Prestations en vertu d'un régime de retraite

Régime de retraite à prestations déterminées

Hydro One offre à ses employés un régime de retraite à prestations déterminées. Chacun des membres de la haute direction visés participe au régime de retraite de Hydro One (qui comprend le régime de pension agréé de Hydro One et le régime de retraite complémentaire). Les prestations de ces personnes sont calculées comme pour tous les autres employés de Hydro One, comme il est décrit ci-après.

Pour chaque année de service décomptée aux termes du régime de retraite de Hydro One, jusqu'à concurrence d'un maximum de 35 ans, la prestation prévue pour chaque employé 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 employés faisant partie de la direction 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 annuels de base étaient les plus élevés. Les gains annuels de base se composent du salaire du membre et de la moitié de ses versements aux termes du régime incitatif à court terme, s'il y a lieu.

Le nombre approximatif d'années de service décomptées prévues que chaque membre de la haute direction visé aura accumulées s'il travaille jusqu'à l'âge de 65 ans est établi comme suit : M^{me} Formusa – 35 années; M. Struthers – 24 années; M. D'Arcey – 35 années; M. Marcello – 35 années et M. Gregg – 28 années.

Ces versements de pension sont 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 36 mois consécutifs (60 mois consécutifs pour les membres de la direction engagés après le 1^{er} janvier 2004 et pour les employés représentés par la Society of Energy Professionals engagés après le 17 novembre 2005) lorsque ses gains de base étaient les plus élevés (la réduction est de 0,500 % pour les employés représentés par la Society of Energy Professionals qui ont été engagés avant le

17 novembre 2005 et pour tous les autres employés représentés par le Power Workers' Union). Cette réduction vise à compenser les prestations versées aux termes du Régime de pensions du Canada (« RPC »).

Les modalités du régime comprennent également des prestations de retraite de rattachement qui sont payables à compter de la date de la retraite jusqu'à l'âge de 65 ans pour tous les membres à l'exception des membres de la direction engagés le 1^{er} janvier 2004 ou après cette date et des employés représentés par la Society of Energy Professionals engagés le 17 novembre 2005 ou après cette date. 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 (âge, plus les années de service décomptées totalisant 85 pour les employés faisant partie de la direction 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 membre du 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.

Les prestations de retraite payables aux retraités, aux rentiers et aux ex-salariés qui reçoivent des rentes différées sont augmentées annuellement à compter du 1^{er} janvier de chaque année en fonction de la totalité de l'augmentation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario pour la période de 12 mois se terminant en juin de l'année précédente (75 % pour les employés faisant partie de la direction 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 de ces événements à survenir. 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, payable à une succession si elle n'est pas versée au retraité. 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 66 2/3 % du montant que recevait le participant.

Les prestations payables aux termes du régime de pension agréé de Hydro One, comparables à celles d'autres entités, sont limitées par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Cette limite sur les prestations touche les membres dont les gains annuels moyens ont dépassé environ 143 000 \$ en 2011. 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 prévus par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et les prestations calculées selon la formule prévue dans le régime de pension agréé de Hydro One. Le régime de retraite complémentaire n'est pas capitalisé, et le revenu de retraite additionnel est payé à partir des revenus généraux. Les obligations de Hydro One envers les participants aux termes du régime de retraite complémentaire sont garanties par une lettre de crédit.

Le tableau ci-après donne les renseignements suivants à l'égard de chaque membre de la haute direction visé qui participe à une entente en matière de régime de retraite à prestations déterminées de la société :

- le nombre d'années décomptées au 31 décembre 2011 et à l'âge normal de la retraite de 65 ans;
- les prestations annuelles estimatives accumulées, ou gagnées, pour les services rendus jusqu'au 31 décembre 2011 et jusqu'à l'âge normal de la retraite de 65 ans;
- un rapprochement de l'obligation au titre des prestations constituées du 31 décembre 2010 au 31 décembre 2011. L'obligation au titre des prestations constituées reflète l'incidence des primes annuelles gagnées au cours de l'année même si elle est versée l'année suivante.

Nom	Années décomptées (nbre)	Prestations annuelles payables (\$)		Obligation au titre des prestations constituées au début de l'exercice ¹⁾ (\$)	Variation attribuable à des éléments rémunérateurs (\$)		Variation attribuable à des éléments non rémunérateurs ⁴⁾ (\$)	Obligation au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice ⁵⁾ (\$)
		À la fin de l'exercice	À 65 ans		Coût des services rendus ²⁾	Autres ³⁾		
L. Formusa	30,9	495 000 \$	560 400 \$	7 636 000 \$	221 000 \$	(179 000)\$	650 000 \$	8 328 000 \$
S. Struthers	11,9	88 800 \$	178 800 \$	1 045 000 \$	76 000 \$	(40 000)\$	212 000 \$	1 293 000 \$
M. D'Arcey	33,2	263 300 \$	277 800 \$	4 218 000 \$	105 000 \$	(142 000)\$	451 000 \$	4 632 000 \$
C. Marcello	24,1	169 700 \$	246 600 \$	2 396 000 \$	84 000 \$	(93 000)\$	458 000 \$	2 845 000 \$
P. Gregg	7,5	49 600 \$	185 700 \$	481 000 \$	54 000 \$	(20 000)\$	136 000 \$	651 000 \$

¹⁾ L'obligation au titre des prestations constituées est la valeur des prestations gagnées projetées pour les services rendus jusqu'au 31 décembre 2010. Les valeurs ont été établies en se fondant sur les mêmes hypothèses actuarielles utilisées pour établir les obligations au titre du régime de retraite au 31 décembre 2010, comme elles ont été présentées dans les notes aux états financiers consolidés de 2010, en fonction des revenus réels pour 2010, rajustés pour refléter les augmentations prévues des gains admissibles.

²⁾ Les valeurs figurant dans la colonne intitulée « Coût des services rendus » de la colonne « Variation attribuable à des éléments rémunérateurs » correspondent à la valeur des projections de prestations gagnées pour les services rendus durant l'exercice courant (réduite par les cotisations des membres de la haute direction visés).

³⁾ Les valeurs figurant dans la colonne intitulée « Autres » de la colonne « Variation attribuable à des éléments rémunérateurs » correspondent à la valeur de l'augmentation ou de la diminution de l'obligation au titre des prestations constituées qui a trait aux services antérieurs à l'exercice courant en raison des différences entre la rémunération réelle pour l'exercice et la rémunération selon l'hypothèse actuarielle posée pour l'exercice à la clôture de l'exercice précédent.

⁴⁾ Les valeurs figurant dans la colonne intitulée « Variation attribuable à des éléments non rémunérateurs » comprennent l'incidence des sommes attribuables à l'intérêt couru sur l'obligation au début de l'exercice, des changements des hypothèses actuarielles, des cotisations des membres de la haute direction visés ainsi que tous les autres gains ou toutes les autres pertes actuarielles.

⁵⁾ L'obligation au titre des prestations constituées est la valeur des projections de prestations gagnées pour les services rendus jusqu'au 31 décembre 2011. Les valeurs ont été établies d'après sur les mêmes hypothèses actuarielles que celles qui ont été utilisées pour établir les obligations au titre du régime de retraite au 31 décembre 2011, comme elles ont été présentées dans les notes aux états financiers consolidés de 2011, en fonction des revenus réels pour 2011, rajustés pour refléter les augmentations prévues des gains admissibles.

Notes :

- Tous les participants ont actuellement acquis leurs droits à pension au 31 décembre 2011.
- Conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada, les sommes indiquées ci-dessus ne tiennent pas compte du traitement fiscal différent de la partie des prestations qui ne sont pas payées au moyen de régimes enregistrés ou de régimes de pension agréés.
- Toutes les sommes indiquées ci-dessus sont estimées en fonction d'hypothèses et représente des droits contractuels qui peuvent évoluer au fil du temps.
- La méthode et les hypothèses utilisées pour établir les sommes estimatives ne seront pas identiques à la méthode et aux hypothèses utilisées par d'autres émetteurs et, par conséquent, les chiffres pourraient ne pas être directement comparables à ceux d'autres émetteurs.

Avantages en cas de cessation d'emploi et de changement de contrôle

M^{me} Formusa, M. Struthers, M. D'Arcey, M. Marcello et M. Gregg sont tous parties à un contrat de travail conclu avec Hydro One, qui régit les modalités de leur emploi. Aucun des membres de la haute direction visés n'a de droits ou ne recevra d'avantages en cas de changement de contrôle de la société. Si Hydro One met fin sans motif sérieux à l'emploi de M^{me} Formusa, de M. Struthers, de M. D'Arcey, de M. Marcello ou de M. Gregg, chacun d'entre eux aura le droit de recevoir une somme égale à son salaire de base à la date de cessation sous la forme de versements mensuels égaux pendant une période de 24 mois (de 18 mois dans le cas de M. Gregg), de même que ses avantages durant la même période (et des versements au titre du régime incitatif correspondant à la moyenne des trois versements précédents à ce titre). M^{me} Formusa, M. Struthers, M. D'Arcey, M. Marcello et M. Gregg continueront d'accumuler des années de service décomptées aux termes du régime de retraite de Hydro One durant cette période de 24 mois (de 18 mois dans le cas de M. Gregg). Les avantages continueront également d'être versés jusqu'à l'expiration de cette période. Le tableau suivant indique le montant du salaire et des avantages aux termes du régime incitatif qui auraient été payables à M^{me} Formusa et à MM. Struthers, D'Arcey, Marcello et Gregg si la cessation de leur emploi avait eu lieu le 31 décembre 2011.

Nom	Salaire de base	Versement incitatif moyen sur trois exercices	Versement total
L. Formusa	1 471 750 \$	317 006 \$	1 788 756 \$
S. Struthers	650 000 \$	263 833 \$	913 833 \$
M. D'Arcey	678 020 \$	320 833 \$	998 853 \$
C. Marcello	600 000 \$	278 666 \$	878 666 \$
P. Gregg	442 500 \$	240 099 \$	682 599 \$

L'information présentée ci-après indique le montant de l'augmentation des prestations de retraite annuelles de chaque membre de la haute direction visé attribuable à l'inclusion de cette période additionnelle de 24 mois de service (de 18 mois dans le cas de M. Gregg) et de l'augmentation correspondante des gains annuels moyens calculés à la fin de cette période de 24 mois (de 18 mois dans le cas de M. Gregg) est présentée ci-après.

Les prestations annuelles constituées de M^{me} Formusa au 31 décembre 2011 devraient augmenter de 31 600 \$.

Les prestations annuelles constituées de M. Struthers au 31 décembre 2011 devraient augmenter de 18 000 \$.

Les prestations annuelles constituées de M. D'Arcey au 31 décembre 2011 devraient augmenter de 12 800 \$.

Les prestations annuelles constituées de M. Marcello au 31 décembre 2011 devraient augmenter de 17 500 \$.

Les prestations annuelles constituées de M. Gregg au 31 décembre 2011 devraient augmenter de 14 000 \$.

Les niveaux de versement ont été établis en fonction de facteurs standards dont on a tenu compte dans les situations de cessation d'emploi, par exemple l'âge, la durée des services, la proximité de la retraite et le niveau du poste.

M^{me} Formusa, M. Struthers, M. D'Arcey, M. Marcello, et M. Gregg n'ont droit à aucun versement s'il est mis un terme à leur emploi pour un motif sérieux ou s'ils quittent celui-ci.

Au moment de la retraite, tous les membres de la haute direction visés ont droit à des avantages, qui comprennent la couverture de soins de santé et de soins dentaires de base ainsi que l'assurance-vie applicable à tous les cadres employés par Hydro One. Ces avantages sont identiques aux avantages de retraite fournis aux autres employés faisant partie de la direction de la société. Aucun avantage n'est prévu en cas de cessation d'emploi pour une autre cause dans les contrats de travail des membres de la haute direction visés.

Pour les membres de la direction visés, il n'y a aucune condition ni obligation importante qui s'applique à la réception d'avantages ou de versements autres qu'une convention de confidentialité standard de la société.

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. Les administrateurs qui se déplacent sur de longues distances pour assister à des réunions du conseil et de comité reçoivent également une allocation de 900 \$ pour chaque assemblée ou série d'assemblées. Les administrateurs se voient également rembourser les frais, notamment les frais de déplacement, qu'ils engagent pour assister aux réunions du conseil et de comité. 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.

M. James Arnett a été nommé président du conseil d'administration le 31 mars 2008. Le président du conseil reçoit une rémunération annuelle de 150 000 \$ par année et ne reçoit pas de rémunération additionnelle pour les services qu'il rend à titre d'administrateur.

Le tableau suivant présente le sommaire de la rémunération versée en 2011 aux administrateurs de Hydro One :

TABLEAU DE LA RÉMUNÉRATION DES ADMINISTRATEURS

Nom	Rémunération gagnée	Autre rémunération¹⁾	Total
James Arnett Président du conseil	150 000,00 \$	0 \$	150 000,00 \$
Sami Bébawi	37 600,00 \$	5 400,00 \$	43 000,00 \$

Nom	Rémunération gagnée	Autre rémunération¹⁾	Total
Kathryn Bouey	53 200,00 \$	0 \$	53 200,00 \$
George Cooke	52 900,00 \$	0 \$	52 900,00 \$
Janet Holder	50 200,00 \$	0 \$	50 200,00 \$
Don MacKinnon	45 100,00 \$	0 \$	45 100,00 \$
Michael Mueller	54 100,00 \$	7 200,00 \$	61 300,00 \$
Walter Murray	58 600,00 \$	12 600,00 \$	71 200,00 \$
Robert Pace	60 400,00 \$	8 100,00 \$	68 500,00 \$
Gale Rubenstein	58 600,00 \$	0 \$	58 600,00 \$
Douglas Speers	56 800,00 \$	9 900 \$	66 700,00 \$
TOTAL	677 500,00 \$	43 200,00 \$	720 700,00 \$

1) Les montants indiqués dans la colonne « Autre rémunération » correspondent à l'allocation de déplacement cumulative, comme il est décrit ci-dessus, versée aux administrateurs pour qu'ils assistent à des réunions ou à des séries de réunions.

NOMINATION DES AUDITEURS

Le 13 décembre 2007, le conseil d'administration a recommandé à notre unique actionnaire de nommer KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., à titre d'auditeurs de notre société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. Cette nomination a été confirmée par notre actionnaire unique le 19 décembre 2007. En 2011, le mandat de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., à titre d'auditeurs de notre société a été reconduit pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT ET DES FINANCES

La charte du comité d'audit et des finances

Le mandat de notre comité d'audit et des finances est reproduit à l'annexe A, qui est intégrée par renvoi aux présentes. Le mandat du comité d'audit et des finances a été passé en revue le 8 décembre 2011.

Composition du comité d'audit et des finances

Au 31 décembre 2011, les membres de notre comité d'audit et des finances étaient Michael Mueller (président), Kathryn Bouey, George Cooke et Walter Murray. Tous les membres sont indépendants et possèdent des compétences financières au sens de la législation en valeurs mobilières canadienne.

Formation et expérience pertinentes

Outre l'expérience professionnelle générale de chaque membre qui siégeait au comité d'audit et des finances le 31 décembre 2011, la formation et l'expérience de chaque membre du comité d'audit et des finances qui sont pertinentes pour l'exécution de ses fonctions à titre de membre du comité d'audit et des finances sont décrites ci-après.

M. Mueller est ancien leader mondial de la pratique des services aux sociétés privées/des marchés intermédiaires de PricewaterhouseCoopers (PwC) et ancien membre de l'équipe du leadership en vérification mondiale, de l'équipe du leadership en conseil mondial et du Conseil des marchés mondiaux de PwC. De 1996 à 2005, M. Mueller a été chef de l'exploitation et associé directeur national de PwC Canada. M. Mueller est comptable agréé et évaluateur d'entreprises agréé. Jusqu'en 2009, il était conseiller agréé en matière d'insolvabilité. Depuis juillet 2010, M. Mueller est administrateur et président du comité d'audit et des finances de SMART Technologies Inc.

M^{me} Bouey est présidente de TBG Strategic Services Inc., société de conseils en gestion. De 2001 à 2005, elle était sous-ministre du Secrétariat du Conseil de gestion de l'Ontario et, auparavant, elle a occupé divers postes de cadre supérieur auprès du gouvernement de la province, notamment ceux de sous-ministre des Affaires intergouvernementales (de 1999 à 2001) et de sous-ministre adjointe du Groupe des services généraux du ministère de la Santé et des Soins de longue durée (de 1997 à 1999). Auparavant, elle a été présidente du conseil de la Commission de la fonction publique de l'Ontario et a siégé aux conseils de la Fondation canadienne pour la vérification intégrée, d'Ontario Power Generation, de l'Office ontarien de financement, de la Commission du Régime de retraite de l'Ontario et du Sheridan College of Technology an Applied Learning. M^{me} Bouey a obtenu une maîtrise ès arts (économie) de l'université Carleton en 1981 et a été agréée par l'Institut des administrateurs de société en 2006. Elle a également suivi en 2005 le programme de maîtrise de l'information financière pour administrateur et cadre dirigeant offert par l'école Rotman et l'Institut des administrateurs de société.

M. Cooke a été nommé président et chef de la direction de la Compagnie d'assurance générale Dominion du Canada en 1992. Avant sa nomination à ce titre, M. Cooke a été vice-président (division de l'Ontario) de S.A. Murray Consulting Inc. (société de consultation en relations gouvernementales) entre 1990 et 1992. Parmi les postes qu'il a occupés auparavant figurent ceux de conseiller spécial, Politiques auprès du vice-premier ministre et trésorier ontarien (1989-1990), de directeur général de l'Ontario Automobile Insurance Board (1988-1989) et des fonctions auprès de la CEO (1980-1988). M. Cooke a été membre du conseil d'administration d'Énergie atomique du Canada Limitée (de 1995 à 1999) et membre du comité d'audit. M. Cooke est titulaire d'un baccalauréat ès arts spécialisé en sciences politiques (1975) et d'une maîtrise en administration des affaires (1977) de l'université Queen's, située à Kingston, en Ontario. Il détient également un doctorat honorifique en droit (1999) de l'université Assumption, située à Windsor. Il est actuellement administrateur de la Compagnie d'assurance générale Dominion du Canada, à E-L Financial Corporation Limited, du Bureau d'assurance du Canada et de la Société d'indemnisation en matière d'assurances IARD.

M. Murray a été vice-président du conseil et membre du comité de direction de RBC Marchés des Capitaux, société internationale qui offre des services bancaires d'investissement et des services financiers aux entreprises. Durant sa carrière de 38 ans auprès de RBC Banque Royale, il a notamment occupé les postes de cadre supérieur des services bancaires d'investissement, de dirigeant des services bancaires aux entreprises du Canada et de responsable régional de la division des services bancaires aux entreprises de RBC pour le Midwest américain. M. Murray est un ancien membre du conseil d'administration d'Ivernia Inc. et président sortant de son comité de vérification. M. Murray est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université Concordia, spécialisé en comptabilité et en administration des affaires. Il a également obtenu un diplôme après avoir suivi l'Executive Development Program à la Tuck School of Business du Dartmouth College, au New Hampshire.

Surveillance du comité d'audit et des finances

Notre comité d'audit et des finances n'a fait aucune recommandation au sujet de la mise en candidature et de la rémunération d'auditeurs 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 d'audit et des finances ratifie tous les services autres que d'audit qui ont été préapprouvés par le président du comité et qui doivent être fournis à notre société par ses auditeurs externes.

Frais liés aux services des auditeurs externes

a) *Honoraires d'audit*

Les honoraires d'audit devant être facturés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour l'exercice 2011 sont estimés à environ 695 000 \$. Les honoraires d'audit que KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a facturés pour l'exercice 2010 étaient de 881 092 \$.

b) *Honoraires pour services liés à l'audit*

Le montant total des honoraires liés à l'audit qui ont été facturés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour l'exercice 2011 est estimé à environ 292 000 \$. Le montant total des honoraires liés à l'audit qui ont été facturés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour l'exercice 2010 s'établissaient à 167 122 \$. Les services fournis au cours de ces deux exercices étaient les suivants : audit du régime de retraite de Hydro One, audit de la fiducie caritative des employés et des retraités 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 KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour l'exercice 2010 ni l'exercice 2011 étant donné que KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. n'a fourni aucun service professionnel lié à la conformité fiscale, à des conseils fiscaux ou à la planification fiscale.

d) *Autres honoraires*

Aucuns autres honoraires n'ont été facturés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. pour l'exercice 2010 ou l'exercice 2011.

INFORMATION CONCERNANT LA GOUVERNANCE

Conseil d'administration

Le conseil d'administration de notre société (le « conseil ») a effectué une évaluation de l'indépendance des administrateurs actuels de Hydro One et a conclu qu'ils étaient tous « indépendants », sauf tel qu'il est indiqué ci-après, au sens des règles adoptées par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM »). M^{me} Laura Formusa, qui est présidente et chef de la direction de notre société et membre du conseil d'administration, n'est pas indépendante étant donné qu'elle est membre de la haute direction de notre société. De plus, M. James Arnett n'est pas considéré comme indépendant du fait qu'il est président du conseil d'administration de notre société et qu'en conséquence, il est considéré comme membre de la haute direction de notre société.

Le conseil a scindé les fonctions du président du conseil et du chef de la direction. La principale responsabilité du président du conseil d'administration consiste à assurer des qualités de meneur au conseil d'administration et à améliorer l'efficacité du conseil. Le président 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. Le président du conseil encourage l'apport et la participation significative des administrateurs indépendants dans la direction de notre société.

Les administrateurs tiennent des réunions périodiques hors de la présence des membres de la direction. En 2011, neuf réunions hors de la présence des membres de la direction ont eu lieu à des réunions du conseil d'administration. Chaque comité du conseil tient également des séances régulières hors de la présence des membres de la direction. De plus, le comité d'audit et des finances tient régulièrement des réunions avec les auditeurs externes et l'auditeur interne. Le président du comité d'audit et des finances rencontre l'auditeur interne quatre fois par année. Ces réunions favorisent la libre discussion entre les administrateurs, y compris 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 2011.

Administrateur	Présence aux réunions du conseil
James Arnett	13 de 13
Sami Bébawi	10 de 13
Kathryn Bouey	13 de 13
George Cooke	13 de 13
Janet Holder	13 de 13
Laura Formusa	13 de 13
Don MacKinnon ¹⁾	10 de 11
Michael Mueller	13 de 13
Walter Murray	13 de 13
Robert Pace	13 de 13
Gale Rubenstein	13 de 13
Douglas Speers	12 de 13

1) M. MacKinnon n'a pas assisté à deux réunions du conseil d'administration parce que ces réunions portaient uniquement sur une question de relations de travail et qu'en sa qualité de président du PWU, M. MacKinnon était en situation de conflit d'intérêts.

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

Administrateur	Émetteur assujetti
Robert Pace	Compagnie des chemins de fer nationaux, Les Aliments High Liner Incorporée
George Cooke	E-L Financial Corporation Limited
Laura Formusa	DHX Media Ltd.
Michael Mueller	SMART Technologies Inc.

Mandat du conseil

Le conseil 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 la surveillance de la gestion des risques ainsi que la supervision du régime de retraite de la société. Le conseil a adopté un mandat écrit 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 des qualités de meneur 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 a créé sept comités permanents 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 sept comités permanents du conseil sont le comité d'audit et des finances, le comité de la transformation opérationnelle, le comité de gouvernance, le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement, le comité des ressources humaines, le comité des placements et du régime de retraite et le comité de la réglementation et des politiques publiques. 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. En 2010, on a remanié la structure des comités afin de favoriser le fonctionnement efficace des comités et la surveillance qu'exerce le conseil à l'égard de l'activité de la société. Une description sommaire des responsabilités de chaque comité est présentée ci-après.

Comité d'audit et des finances

Le comité d'audit et des finances est composé entièrement d'administrateurs indépendants ou d'administrateurs dispensés des obligations d'indépendance comme l'exigent les règles des ACVM (pour de plus amples renseignements, se reporter au mandat du comité d'audit et des finances qui est joint aux présentes et à la description de la composition du comité d'audit et des finances, ci-dessus). Le comité d'audit et des finances est chargé de superviser l'intégrité des méthodes comptables et de la présentation de l'information financière, les contrôles internes, l'audit interne, les risques financiers, la conformité financière et les politiques en matière de déontologie. En 2011, le mandat du comité de l'audit et des finances a été modifié afin d'énoncer que la responsabilité de la surveillance de la gestion des risques d'entreprise incombe au conseil d'administration.

Comité de la transformation opérationnelle

Le comité de la transformation opérationnelle se compose entièrement d'administrateurs indépendants et a initialement 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 au projet Cornerstone de notre société.

En mai 2009, le mandat de ce comité a été modifié et comprend maintenant la responsabilité de la surveillance de toutes les questions qui ont trait à la stratégie relative au RDP et à l'innovation permanente. En 2010, le mandat de ce comité a de nouveau été modifié afin d'inclure la responsabilité de la surveillance de toutes les questions liées à la planification, à l'aménagement et au déploiement de grands projets liés au réseau de transport ou de distribution, notamment les projets décrits dans le plan de mise en œuvre de la société à l'égard de l'énergie verte.

Comité de gouvernance

Le comité de gouvernance est composé entièrement d'administrateurs indépendants, à l'exception de M. Arnett. Le comité de gouvernance agit en tant que comité de mise en candidature du conseil 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 de gouvernance 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 de gouvernance procède à une évaluation annuelle du conseil et fait des recommandations sur les modifications à apporter au processus d'évaluation.

Comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement

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

Comité des ressources humaines

Le comité des ressources humaines (le « comité RH ») est composé entièrement d'administrateurs indépendants. Le comité RH fait des recommandations sur la politique de rémunération des cadres, fait l'évaluation du rendement du président et chef de la direction et formule des recommandations sur la stratégie de négociation avec les syndicats. 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 2011, le Groupe Hay Limitée a étudié la rémunération de la direction et fourni un avis à cet égard. Le comité RH a aussi retenu les services de Hugessen Consulting Inc. pour qu'il lui donne, et donne au conseil, des conseils à l'égard de la compétitivité et de l'efficacité des programmes de rémunération de la société. Pour de plus amples renseignements sur la rémunération des cadres de notre société, se reporter à la rubrique « Déclaration de la rémunération de la haute direction ».

Comité des placements et du régime de retraite

La principale fonction du comité des placements et du régime de retraite consiste à aider le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance à l'égard de toutes les questions liées au régime de retraite de Hydro One, notamment de la caisse de retraite de Hydro One.

Comité de la réglementation et des politiques publiques

Le comité de la réglementation et des politiques publiques fait le suivi de la conformité de notre société avec les exigences réglementaires des politiques publiques et les risques connexes, révisé les politiques s'y rapportant et supervise de façon générale les processus et les procédures reliés à la conformité réglementaire des politiques publiques au sein de notre société. Le comité de la réglementation et des

politiques publiques joue un rôle consultatif auprès du conseil dans le domaine des politiques publiques et des responsabilités sociales de l'entreprise

Orientation et formation continue

Le programme d'orientation et de formation continue des administrateurs de Hydro One (le « Programme ») a été établi conformément aux principes énoncés dans la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), l'*Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance*, le mandat du conseil et les mandats du comité de gouvernance et du comité d'audit et des finances. Le Programme se compose de deux éléments : le nouveau programme d'orientation des administrateurs et le programme de formation continue des administrateurs. Le nouveau programme d'orientation des administrateurs se compose d'un guide des administrateurs de Hydro One, qui est remis à tous les nouveaux administrateurs qui se joignent au conseil d'administration et 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 reçoivent des séances d'orientation avec le président du conseil, le président et chef de la direction et des membres de l'équipe de la haute direction et visitent les installations de notre société. Les séances d'orientation familiarisent les administrateurs avec les plans stratégiques de Hydro One, ses principales questions financières, comptables et relatives à la gestion du risque, ses programmes de conformité, son régime de retraite et les obligations des administrateurs à titre de fiduciaires du régime, ainsi que son code d'éthique commerciale.

Sur une base permanente, dans le cadre des réunions régulières du conseil, le programme de formation continue des administrateurs comprend des séances d'information, des exposés et des mises à jour donnés par la haute direction 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. Le programme de formation continue des administrateurs comprend également des articles et d'autres renseignements provenant de publications pertinentes, qui sont transmis aux administrateurs, des visites aux installations de Hydro One et la participation à des événements sur l'industrie et à des conférences et à des séminaires qui constituent des occasions de formation externe pertinentes ou qui ont un intérêt général.

Éthique commerciale

Le conseil a adopté un code d'éthique commerciale écrit (le « code »). Le code énonce en détail 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 d'audit et des finances, dont relève le responsable de l'éthique commerciale. Le président et 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.

En 2008, le code a été mis à jour afin de traduire les changements survenus dans la structure organisationnelle de Hydro One, dans ses responsabilités à titre de société et dans sa stratégie

commerciale. Le code révisé traduit les pratiques exemplaires courantes en matière de gouvernance et d'éthique, notamment l'introduction d'une ligne d'appel externe pour la déclaration anonyme de toute question relative à la comptabilité, aux contrôles comptables internes ou à l'audit. Ce document peut être consulté à <http://www.hydroone.com/Careers/Pages/CodeofConduct.aspx>.

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 un processus d'évaluation long et un processus d'évaluation abrégé. Le processus d'évaluation du conseil long se compose de trois questionnaires écrits : l'évaluation du conseil, l'évaluation de chaque administrateur et l'évaluation de chaque comité du conseil. L'évaluation du conseil d'administration traite des responsabilités, du fonctionnement et de l'efficacité du conseil. L'évaluation de chaque administrateur permet à chaque administrateur de cerner les points qu'il doit améliorer et d'évaluer son rendement. Les évaluations des comités portent sur les activités des comités et permettent à chaque membre de comité d'indiquer les domaines dans lesquels il doit améliorer son rendement.

Une année sur deux, a lieu un processus d'évaluation abrégé du conseil, consistant en un questionnaire d'une page dans lequel chaque membre du conseil donne ses remarques sur diverses questions qui peuvent l'intéresser.

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.

Les réponses à chaque questionnaire sont compilées dans des 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.

ANNEXE A

MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT 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 d'audit 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 d'audit 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 des qualités de meneur 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 par télécopieur ou par courrier électronique à chaque membre du comité, aux auditeurs internes et aux auditeurs 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 auditeurs externes assistent à une ou à plusieurs réunions du comité aux frais de la société, lesquels seront inclus dans la rémunération annuelle des auditeurs 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 auditeurs externes ou les auditeurs 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 d'audit.

Le comité doit :

- 1) dans le cadre de ses fonctions de consultation :
 - a) examiner les procédés d'audit interne de la société et conseiller le conseil sur ses pratiques et procédés d'audit et obtenir une assurance adéquate que les contrôles internes sont adéquats;
 - b) rencontrer séparément les auditeurs externes et les auditeurs internes;
 - c) recommander au conseil et à l'actionnaire la reconduction du mandat des auditeurs externes ou, le cas échéant, leur remplacement ou destitution, les évaluer et les rémunérer ainsi que surveiller leur compétence, leur rendement et leur indépendance;
 - 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 auditée et non auditée, 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 audités, 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;
 - vii) le budget annuel et les perspectives de la société ainsi que son plan d'affaires et toute modification de ceux-ci.
 - 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 auditeurs externes des résultats de leur examen des états financiers intermédiaires et du rapport de gestion intermédiaire, y compris des questions que les auditeurs externes pourraient soulever aux comités d'audit en vertu des principes comptables généralement reconnus et des normes d'audit 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 d'audit des auditeurs externes et examiner, préapprouver et surveiller directement le travail des auditeurs externes de la société dont les services ont été retenus aux fins de la préparation ou de la publication d'un rapport des auditeurs ou de la prestation d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour le compte de la société, y compris la résolution de toute divergence entre la direction et les auditeurs externes au sujet de l'information financière. Le comité a le pouvoir de communiquer directement avec les auditeurs internes et externes.

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

- f) préapprouver tous les services d'audit et services autres que d'audit devant être fournis à la société par ses auditeurs externes. Relativement aux services autres que d'audit, le comité doit adopter des politiques et procédures particulières pour s'assurer que les services autres que d'audit 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 d'audit et des services autres que d'audit, 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 d'audit 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 auditeurs internes et externes;

- j) recevoir et examiner les rapports périodiques reçus des auditeurs 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 auditeurs internes et externes et inclure dans l'examen une discussion avec les auditeurs 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 auditeurs 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 auditeurs par rapport à la direction et à la société avec les auditeurs externes et faire rapport au conseil sur cette question et, à cet égard, demander aux auditeurs 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 d'audit et les honoraires liés à ces services ainsi que leur incidence;
- n) examiner les procès-verbaux des assemblées du comité d'audit de filiales de la société ainsi que les questions importantes et les recommandations faites par les auditeurs à l'égard de ces filiales;
- o) examiner les services sur lesquels reposent les honoraires des auditeurs externes et le montant de ces honoraires à la lumière du nombre et de la nature des rapports publiés par les auditeurs, 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 l'audit interne et de tout autre soutien fourni par la société aux auditeurs externes et examiner tous les autres honoraires liés à des services autres que d'audit des auditeurs 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 l'audit reçu 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 auditeurs externes actuels et anciens auditeurs externes de la société.
- 4) examiner, au moins une fois par année :
 - a) à titre informatif :
 - i) le financement global du risque, y compris l'achat d'assurance;
 - ii) les polices de prévention des sinistres et les programmes de gestion du risque, notamment par l'assurance;
 - b) 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 et la caisse de retraite de la société, examiner le rapport annuel sur le régime de retraite et la caisse de retraite de Hydro One ainsi que les états financiers audités sur ceux-ci et ceux de chacune de ses filiales et en recommander l'approbation au conseil.
8. Le comité est chargé de surveiller les objectifs stratégiques qui s'appliquent à lui dans la fiche de pointage annuelle de la société, comme le comité de gouvernance du conseil l'établit à l'occasion.
9. 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 et de l'Infrastructure (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 l'entente de principe avec l'actionnaire conclue en date du 27 mars 2008 (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 audités, 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;
- g) superviser le régime de retraite et la caisse de retraite de la société.

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) d'étudier les principaux risques inhérents aux objectifs d'entreprise de la société;
- c) d'étudier la philosophie en matière de rétention du risque et les lignes directrices en matière de tolérance au risque;
- d) d'étudier et d'approuver la politique et le cadre de la société en matière de gestion du risque d'entreprise;
- e) de superviser l'intégrité des systèmes de contrôle interne et d'information de gestion de la société;
- f) 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;
- g) 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 et son entente de rendement après avoir étudié les recommandations du comité des ressources humaines.
- 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 d'audit et des finances, le comité de la transformation opérationnelle, le comité de gouvernance, le comité des ressources humaines, le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement, le comité des placements et du régime de retraite, le comité de la réglementation et des politiques publiques. 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.