



TRANSALTA CORPORATION
NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT 2014
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2013

Le 20 février 2014

TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION.....	1
REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS	1
DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI	2
STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ	2
APERÇU	3
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	5
ACTIVITÉS DE TRANSALTA.....	13
GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX	35
FACTEURS DE RISQUE	38
PERSONNEL	52
STRUCTURE DU CAPITAL	53
NOTATIONS	58
DIVIDENDES	59
ACTIONS ORDINAIRES.....	59
ACTIONS DE SÉRIE A.....	60
ACTIONS DE SÉRIE C	61
ACTIONS DE SÉRIE E	61
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	61
ACTIONS ORDINAIRES	61
ACTIONS DE SÉRIE A.....	62
ACTIONS DE SÉRIE C	62
ACTIONS DE SÉRIE E	63
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	64
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	74
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	74
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS	74
CONFLITS D'INTÉRÊTS	75
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI.....	75
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	75
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	76
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	76
COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES	76
ANNEXE A – CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES.....	A-1
ANNEXE B – GLOSSAIRE	1

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION

À moins d'indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle (« notice annuelle ») est donnée en date du 31 décembre 2013 ou pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. Toutes les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens, à moins de mention contraire. Sauf incompatibilité avec le contexte, toutes les mentions de la « Société » et de « TransAlta », de même que du mot « nous » et de ses dérivés, renvoient dans les présentes à TransAlta Corporation et à ses filiales sur une base consolidée. Lorsque la mention de « TransAlta Corporation » est utilisée dans les présentes, elle renvoie à TransAlta Corporation sans comprendre ses filiales.

REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle, les documents qui y sont intégrés par renvoi et les autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos croyances et nos hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses ont été formulées et sur l'expérience de la direction et sa perception des tendances historiques, de la conjoncture actuelle et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne sont pas des faits, mais seulement des prédictions et on les reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « pouvoir », « croire », « s'attendre à », « projeter », « avoir l'intention », « planifier », « prévoir », « éventuel », « permettre » ou « continuer » ou d'autres termes comparables et à l'emploi du mode conditionnel. De tels énoncés ne sont pas des garanties concernant notre rendement futur et sont soumis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui pourraient amener notre rendement réel à différer sensiblement de celui projeté.

Plus particulièrement, la présente notice annuelle renferme des énoncés prospectifs concernant ce qui suit : les attentes relatives à l'échéancier, à l'achèvement et à la mise en service des projets en chantier, y compris les grands projets et les pipelines de gaz naturel, ainsi que leurs coûts auxiliaires; nos dépenses estimatives consacrées à la croissance et au soutien des projets d'immobilisations et de productivité; les attentes relatives aux coûts d'exploitation, aux dépenses en immobilisations et aux coûts de maintenance ainsi qu'à la fluctuation de ces coûts; l'incidence de certaines opérations de couverture sur le résultat et les flux de trésorerie déclarés futurs; les attentes relatives au résultat et aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et aux contrats futurs; les estimations de l'état de l'offre et de la demande de combustibles et les coûts d'approvisionnement en combustible; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long termes et à son incidence sur les prix de l'électricité; l'incidence prévue des coûts du gaz naturel et de l'accroissement de la charge sur les prix de l'électricité; les attentes quant à la disponibilité de capacité de production, à la capacité et à la production; le financement prévu de nos dépenses en immobilisations; les cadres réglementaires gouvernementaux et la législation prévus et leur incidence prévue sur nous, ainsi que les coûts liés au respect de ces règlements et de ces lois; le règlement prévu des enquêtes et litiges liés à la réglementation; notre stratégie commerciale et les risques qu'elle comporte; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôt future ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôt; les estimations comptables; les attentes quant à l'issue des créances fondées en droit ou des créances contractuelles existantes ou éventuelles; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables; l'incidence estimative de la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain; le contrôle de notre exposition au risque de liquidité; les attentes concernant le contexte économique mondial; nos pratiques de crédit; et l'apport estimatif qu'auront nos opérations sur les produits énergétiques sur la marge brute.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des prix et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires à la production d'électricité; notre capacité de conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix qui procureront les rendements escomptés; les cadres réglementaires et politiques dans les territoires où nous exerçons des activités; les exigences environnementales et les changements qui y sont apportés ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique, y compris la fluctuation des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos installations, y compris les interruptions imprévues dans ces centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques; les interruptions des sources d'approvisionnement en combustible, en eau ou en vent nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les catastrophes naturelles; la menace de terrorisme et de cyberattaques au pays; les pannes de matériel; les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; l'issue des enquêtes et des litiges; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein de ce secteur; les fluctuations du change et les risques politiques à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit de contrepartie; les garanties d'assurance; notre provision pour

impôts sur le bénéfice; les poursuites judiciaires et contractuelles visant la Société; la dépendance envers le personnel clé; les questions de relations de travail; et les projets de mise en valeur et les acquisitions. Les facteurs de risque susmentionnés, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et dans les documents intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle, y compris notre rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (« rapport de gestion annuel »).

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans le cadre de leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas se fier outre mesure à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs compris dans le présent document ne sont formulés qu'à la date du présent document. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous ne nous engageons pas à mettre ces énoncés prospectifs à jour publiquement en fonction de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou de tout autre facteur. Compte tenu de ces risques, incertitudes et hypothèses, les événements prospectifs pourraient prendre une ampleur différente ou se produire à un moment différent de ceux que nous décrivons ou pourraient ne pas se produire du tout. Nous ne pouvons vous garantir que les résultats et les événements projetés se matérialiseront.

DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI

Les états financiers consolidés audités de TransAlta pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et le rapport de gestion annuel connexe sont par les présentes expressément intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle. Ces documents sont accessibles sur SEDAR, au www.sedar.com.

STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ

Dénomination et constitution

TransAlta Corporation a été constituée par un certificat de fusion délivré en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (« LCSA ») le 8 octobre 1992. Le 31 décembre 1992, un certificat de modification a été délivré relativement à un plan d'arrangement concernant TransAlta Corporation et TransAlta Utilities Corporation (« TransAlta Utilities » ou « TAU ») en vertu de la LCSA. Par suite du plan d'arrangement, qui a été approuvé par les actionnaires le 26 novembre 1992, les porteurs des actions ordinaires de TransAlta Utilities ont échangé leurs actions ordinaires contre des actions de TransAlta Corporation à raison de une action pour une action. À la réalisation de l'arrangement, TransAlta Utilities est devenue une filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, TransAlta a achevé une restructuration aux termes de laquelle les actifs et affaires commerciales de TAU et de Corporation d'Énergie TransAlta (« Énergie TransAlta » ou « CET ») (à l'exception des activités éoliennes) ont été transférées à TransAlta Generation Partnership, une nouvelle société en nom collectif de l'Alberta dont les associés sont TransAlta Corporation et TransAlta Generation Ltd., filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation. TransAlta Generation Partnership est gérée par TransAlta Corporation aux termes de la convention de société et d'une convention de services de gestion.

Tout de suite après le transfert d'actifs de TAU et de CET à TransAlta Generation Partnership, TransAlta Corporation a fusionné avec TAU, CET et Keephills 3 GP Ltd. aux termes de la LCSA.

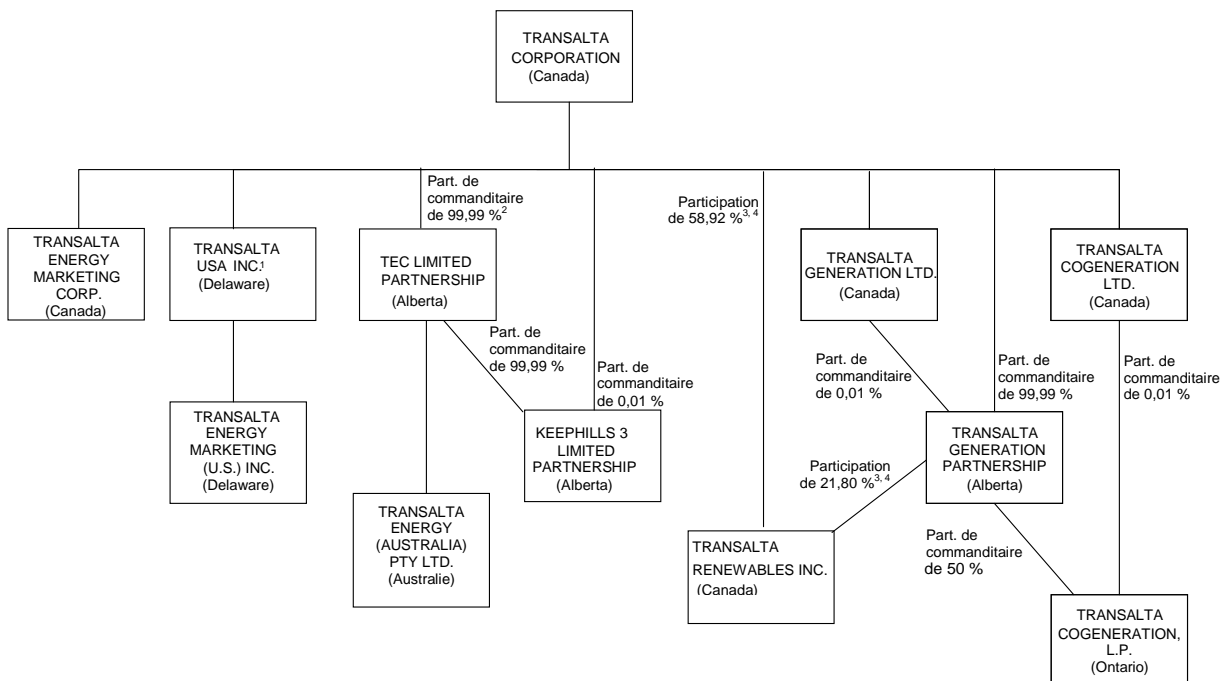
Le 4 novembre 2009, TransAlta a réalisé l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc.

Le 7 décembre 2010, TransAlta a modifié ses statuts pour créer ses actions privilégiées de premier rang des séries A et B, puis le 23 novembre 2011 pour créer les actions privilégiées de premier rang des séries C et D et enfin le 3 août 2012 pour créer les actions privilégiées de premier rang des séries E et F.

En août 2013, TransAlta Renewables Inc. (« TransAlta Renewables ») a mené à bien son premier appel public à l'épargne. Dans le cadre de ce placement, TransAlta Corporation a transféré à TransAlta Renewables certains actifs de production d'énergie éolienne et hydroélectrique détenus auparavant directement ou indirectement par TransAlta Corporation. Cette dernière fournit tous les services de gestion, d'administration et d'exploitation nécessaires pour que TransAlta Renewables puisse exploiter et administrer ses actifs et en acquérir d'autres.

Le siège social de TransAlta est situé au 110 – 12th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2R 0G7, Canada.

En date du 31 décembre 2013, les principales filiales de TransAlta Corporation ainsi que leurs territoires respectifs de constitution sont indiqués ci-après :



Notes :

- 1) TransAlta USA Inc. est une filiale en propriété exclusive indirecte de TransAlta Corporation.
- 2) La participation de 0,01 % restante dans TEC Limited Partnership appartient à TransAlta (Ft. McMurray) Ltd., filiale en propriété exclusive de TransAlta Corporation.
- 3) Nous détenons 80,7 % de TransAlta Renewables, soit 58,92 % en propriété directe et 21,80 % par l’entremise de TransAlta Generation Partnership.
- 4) La participation résiduelle de 19,3 % dans TransAlta Renewables est détenue dans le public.

APERÇU

TransAlta et ses sociétés devancières se consacrent à la production et à la vente d’énergie électrique depuis 1909. Nous sommes au nombre des plus grandes entreprises non réglementées de production d’électricité et de commercialisation d’énergie du Canada, notre participation globale nette atteignant 8 964 mégawatts (« MW ») de capacité de production. Nous exploitons des centrales ayant une capacité de production globale de quelque 11 095 MW. Nous sommes axés sur la production d’électricité au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale grâce à notre portefeuille diversifié de centrales alimentées au charbon, au gaz naturel, au diesel, à l’énergie hydraulique, à l’énergie éolienne et à l’énergie géothermique.

Au Canada, nous détenons une participation nette d’environ 6 438 MW de capacité de production d’électricité dans des centrales thermiques, hydroélectriques, au gaz naturel et à l’énergie éolienne, constituée de 5 219 MW dans l’Ouest canadien, de 965 MW en Ontario, de 154 MW au Québec et de 100 MW au Nouveau-Brunswick.

Aux États-Unis, nos principales centrales comprennent une centrale thermique de 1 340 MW et une centrale alimentée au gaz naturel de 248 MW, toutes deux situées à Centralia (Washington), qui fournissent de l’électricité à la région du nord-ouest du Pacifique. Nous détenons aussi une participation de 50 % dans CE Generation LLC (« CE Generation »), qui nous donne une participation nette totale d’environ 391 MW de capacité de production d’électricité dans des

centrales géothermiques en Californie et dans des centrales alimentées au gaz naturel dans les États du Texas, de l'Arizona et de New York. De plus, nous avons une capacité de production d'électricité de 6 MW grâce à des centrales hydroélectriques situées dans les États de Washington et d'Hawaï et une participation nette de 116 MW dans un parc d'éoliennes situé dans le Wyoming. La participation financière dans le parc éolien situé dans le Wyoming (« parc éolien du Wyoming ») a été cédée à TransAlta Renewables et nous conservons une participation directe et indirecte totalisant 80,7 %.

En Australie, nous détenons une capacité de production d'électricité nette de 425 MW dans des centrales alimentées au gaz naturel et au diesel qui sont situées à l'emplacement des mines des clients.

Nous passons périodiquement en revue nos exploitations afin d'optimiser nos actifs de production et évaluons les possibilités de croissance appropriées de manière à maximiser leur valeur pour notre Société. Par le passé, nous avons apporté des changements et des ajouts à notre parc de centrales alimentées au charbon, au gaz naturel, à l'énergie hydroélectrique, à l'énergie éolienne et à l'énergie géothermique et nous pourrions le faire encore à l'avenir.

En août 2013, TransAlta Renewables a mené à bien son premier appel public à l'épargne visant ses actions ordinaires. TransAlta Renewables est le principal producteur d'énergie éolienne et l'une des plus grandes sociétés de production d'énergie renouvelable cotées en bourse du Canada. TransAlta est propriétaire majoritaire de TransAlta Renewables, dans laquelle elle détient une participation d'environ 81 %.

Carte des exploitations de TransAlta

La carte suivante présente les exploitations de TransAlta en date du 31 décembre 2013.



DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

TransAlta est organisée suivant trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social. Le secteur Production est responsable de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos installations de production d'électricité ainsi que de l'exploitation et de la maintenance de nos installations d'exploitation minière connexes au Canada. Le secteur Opérations sur les produits énergétiques est chargé des opérations de gros sur l'électricité et sur d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. Ce secteur s'occupe également de la gestion de la capacité de production disponible ainsi que des besoins en matière de combustible et de transport du secteur Production. Ces deux secteurs sont soutenus par le secteur Siège social, qui fournit des services en matière de finances, de fiscalité, de trésorerie, de droit, de réglementation, d'environnement, de santé et sécurité, de développement durable, de communications d'entreprise, de relations avec le gouvernement et les investisseurs, d'approvisionnement, de technologies de l'information, de gestion du risque, de ressources humaines et d'audit interne ainsi que d'autres services administratifs, y compris des services en matière de conformité et de gouvernance.

Les événements et conditions importants qui ont eu une incidence sur notre activité au cours des trois derniers exercices financiers sont résumés ci-dessous. Certains de ces événements et conditions sont étudiés plus en détail à la rubrique « Activités de TransAlta » de la présente notice annuelle.

Faits récents

2014

Vente de CE Generation

Le 20 février 2014, nous avons annoncé la vente de notre participation de 50 % dans CE Generation, le projet de mise en valeur de Blackrock (« Blackrock ») et Wailuku Holding Company, LLC (« Wailuku »), à MidAmerican Renewables en contrepartie de 193,5 M\$ US. MidAmerican Renewables détient la participation résiduelle de 50 % dans CE Generation, Blackrock et Wailuku.

Dividende

Le 20 février 2014, nous avons annoncé la modification de notre dividende, qui devient un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire (soit 0,72 \$ par action ordinaire sur une base annualisée), pour l'harmoniser à nos objectifs de croissance et à nos objectifs financiers.

Unité 2 de la centrale de Keephills

Le 31 janvier 2014, un arrêt de production a débuté à l'unité 2 de notre centrale de Keephills pour qu'un rebobinage du stator de l'alternateur soit effectué par suite de l'incident survenu relativement à l'alternateur en 2013 à l'unité 1 de la centrale de Keephills. Nous avons donné un avis d'événement à faible probabilité et à incidence élevée (*High Impact Low Probability* ou « FPIE ») et demandé une dispense pour cas de force majeure en vertu du CAE de l'Alberta (au sens défini plus bas).

Accord relatif à l'unité 6 de la centrale de Sundance

Le 19 février 2014, nous sommes parvenus à un accord avec l'acheteur partie au CAE de l'Alberta relativement au différend portant sur l'unité 6 de la centrale de Sundance. Nous ne prévoyons pas que cet accord aura une incidence importante sur les états financiers.

Réclamation en Californie

En réponse aux plaintes portées par la San Diego Gas & Electric Company, le procureur général de la Californie et d'autres organismes gouvernementaux, la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») nous a ordonné de rembourser environ 47 M\$ US relativement à des ventes que nous avons faites sur les marchés organisés de la California Power Exchange, du California Independent System Operator et du California Department of Water Resources en 2000 et en 2001. De plus, les parties californiennes ont demandé d'autres remboursements, demandes qui ont été rejetées par la FERC jusqu'à maintenant. Nous avons constitué une provision de 47 M\$ US en vue d'éventuels remboursements. Les décisions finales ne sont pas attendues dans un proche avenir.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, nous avons comptabilisé un règlement éventuel de tous les litiges en cours avec les parties californiennes, ce qui a donné lieu à une charge avant impôt d'environ 52 M\$ US.

Projet de transport de Fort McMurray

Le 17 janvier 2014, nous avons annoncé que notre partenariat stratégique avec MidAmerican Transmission, TAMA Transmission, qui avait été créé le 9 mai 2013, s'était qualifié pour participer au projet de transport de 500 kilovolts à l'ouest de Fort McMurray à titre de promoteur. L'Alberta Electric System Operator (« AESO ») a annoncé son choix d'une courte liste de sociétés, indiquant que TAMA Transmission participerait à la prochaine étape du processus d'appel d'offres ouvert à l'égard du projet.

Pipeline de gaz naturel en Australie

Le 15 janvier 2014, nous avons annoncé que, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive, une coentreprise sans personnalité morale appelée Fortescue River Gas Pipeline avait été créée et que nous détenions une participation de 43 % dans celle-ci. Le premier projet de la nouvelle coentreprise consistera à construire, posséder et exploiter un pipeline de gaz naturel de 178 M\$ reliant le pipeline de gaz naturel entre Dampier et Bunbury à notre centrale au gaz de Solomon.

Production et expansion des affaires

2013

Tempête de verglas dans l'Est canadien

Vers la fin de décembre 2013, des conditions climatiques extrêmes ont influé sur nos exploitations dans certaines parties de l'Ontario et des provinces de l'Atlantique au Canada, causant du givrage sur les pales d'éoliennes, ce qui nous a forcés à fermer certaines des éoliennes. Il s'en est suivi un arrêt de production qui a varié entre 7 et 12 jours à chacune des installations touchées. L'exploitation de tous les emplacements touchés a repris normalement depuis lors.

Prolongation d'un contrat en Australie-Occidentale

Le 30 octobre 2013, nous avons annoncé la prolongation du contrat à long terme d'approvisionnement en électricité des exploitations de BHP Billiton Nickel West en Australie-Occidentale à partir de nos installations de Southern Cross Energy. La prolongation a pris effet immédiatement et remplace le contrat antérieur qui devait expirer au début de 2014.

Acquisition du parc éolien du Wyoming

Le 20 décembre 2013, nous avons réalisé l'acquisition, par l'intermédiaire d'une de nos filiales en propriété exclusive, d'un parc éolien de 144 MW situé dans le Wyoming en contrepartie d'environ 102,7 M\$ US auprès d'un membre du groupe de NextEra Energy Resources, LLC. Le parc éolien est entièrement opérationnel et est visé par un contrat d'achat d'électricité (« CAE ») à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec une partie de qualité. La participation financière dans le parc éolien a été acquise par TransAlta Renewables auprès d'une filiale de TransAlta en contrepartie d'un paiement égal au prix d'achat original de l'acquisition. Nous avons consenti un prêt de 102 M\$ US à TransAlta Renewables pour financer en partie l'acquisition. Le prêt exige que TransAlta Renewables rembourse au moins 45 M\$ US au cours des 36 premiers mois, le solde étant exigible à l'échéance, soit le 31 décembre 2018.

Contrat avec le Salt River Project

Le 17 septembre 2013, nous avons annoncé que CalEnergy, LLC (« CalEnergy »), coentreprise formée avec la MidAmerican Energy Holdings Company (« MidAmerican »), avait signé avec le Salt River Project, une entreprise de service public de l'Arizona, un contrat à long terme portant sur 50 MW d'énergie géothermique renouvelable qui sera en vigueur de 2016 à 2039.

Contrat avec l'Office de l'électricité de l'Ontario

Le 30 août 2013, nous avons annoncé la signature d'un nouveau contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») relativement à la centrale alimentée au gaz d'Ottawa, qui prend effet en janvier 2014. La centrale alimentée au gaz d'Ottawa appartient à TransAlta Cogeneration, L.P. (« TA Cogen »), filiale appartenant à 50,01 % à TransAlta.

Aux termes du nouveau contrat, la production de la centrale alimentée au gaz d'Ottawa deviendra entièrement répartissable, ce qui devrait faciliter la réduction des cas de production de base excédentaire sur le marché, tout en assurant que le réseau conserve la capacité de produire de l'énergie de manière fiable au moment où cette énergie est nécessaire.

Mise à jour concernant les centrales hydroélectriques par suite de l'inondation survenue dans le sud de l'Alberta

Au cours du deuxième trimestre de 2013, certaines de nos centrales hydroélectriques ont été touchées par les précipitations extrêmement abondantes et l'inondation survenues dans le sud de l'Alberta. Bien que nous continuions de résoudre les problèmes opérationnels dans nos centrales hydroélectriques de manière sûre et efficace, trois de nos centrales situées sur le bassin hydrographique de la rivière Bow subissent encore les répercussions de ces événements et sont en réparation. Nous avons évalué l'incidence financière de ces événements et demeurons convaincus que nous disposons d'une protection d'assurance suffisante à l'égard de ces dommages, sous réserve d'une franchise de 5 M\$.

Contrat avec la ville de Riverside

Le 18 juin 2013, nous avons annoncé que CalEnergy avait signé avec la ville de Riverside un contrat à long terme portant sur 86 MW d'énergie géothermique renouvelable qui sera en vigueur de 2016 à 2039. CalEnergy achètera l'électricité auprès du portefeuille de centrales géothermiques de CE Generation situées dans l'Imperial Valley, en Californie.

Reprise du service aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

En décembre 2010, les activités ont été interrompues aux unités 1 et 2 de notre centrale de Sundance en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 20 juillet 2012, un panel d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas économiquement détruites aux termes du CAE de l'Alberta et que nous devons remettre la centrale en service.

Le coût de la réparation des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance était estimé initialement à environ 215 M\$. Les dépenses totales ont augmenté d'environ 25 M\$ en raison de la portée supplémentaire des travaux visant le reste des systèmes et de l'équipement de la centrale ainsi que de l'augmentation des frais de main-d'œuvre attribuable à une hausse des tarifs. Ces travaux ont été exécutés parallèlement à la réparation de la chaudière pour éviter une nouvelle interruption de l'alimentation en électricité en vue de l'exécution de ces travaux. L'unité 1 de la centrale de Sundance a été remise en service le 2 septembre 2013 et l'unité 2, le 4 octobre 2013. Nous avons donné des avis à l'acheteur partie au CAE de l'Alberta au sujet de la cessation de la période visée par le cas de force majeure quant aux deux unités.

Unité 1 de la centrale de Keephills

Le 5 mars 2013, une panne s'est produite à l'unité 1 de notre centrale de Keephills en raison d'une défectuosité du bobinage dans l'alternateur. Après les travaux de réparation initiaux, d'autres essais et une nouvelle analyse ont révélé une dégradation plus poussée du bobinage nécessitant un rebobinage complet de l'alternateur. Par suite de cet incident, nous avons donné un avis d'événement FPIE et demandé une dispense pour cas de force majeure en vertu du CAE de l'Alberta. En cas de force majeure, nous avons le droit de continuer de recevoir le paiement lié à notre puissance en vertu du CAE de l'Alberta et sommes protégés, en vertu des modalités du CAE de l'Alberta, contre d'éventuelles pénalités liées à l'indisponibilité. Nous ne prévoyons donc pas que la panne aura une incidence financière importante sur la Société. L'unité a été remise en service le 6 octobre 2013. L'arbitrage de cette affaire a débuté au troisième trimestre de 2013.

New Richmond

Le 13 mars 2013, notre parc éolien de New Richmond de 68 MW a commencé ses activités commerciales. Le coût total du projet demeure d'environ 212 M\$. En 2013, nous avons reçu une subvention de 13 M\$ du gouvernement dans le cadre d'un engagement d'utilisation de ressources locales. Le 28 mars 2011, nous avons annoncé que nous avons reçu l'approbation du gouvernement du Québec relativement à la construction du parc éolien de New Richmond, situé en Gaspésie. Le projet de New Richmond est l'objet d'un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans conclu avec Hydro-Québec Distribution.

SunHills Mining Limited Partnership

Avec prise d'effet le 17 janvier 2013, nous avons pris en charge, par l'intermédiaire de notre filiale en propriété exclusive SunHills Mining Limited Partnership (« SunHills »), le contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine Highvale auprès de Prairie Mines and Royalty Ltd. (« PMRL »). SunHills a offert un emploi aux employés de PMRL travaillant à la mine Highvale et a accepté d'assumer la responsabilité de certaines obligations au titre du régime de retraite et obligations de capitalisation de la caisse de retraite que nous avons provisionnées auparavant à l'aide des paiements effectués en vertu des contrats d'exploitation minière de PMRL.

2012

Unité 3 de la centrale de Sundance

Le 7 juin 2010, les activités de l'unité 3 de notre centrale de Sundance ont été interrompues en raison de la défaillance mécanique de composants critiques de la génératrice, de sorte que l'unité a été exploitée avec une puissance moindre. Par suite de cet incident, nous avons donné un avis d'événement FPIE et demandé une dispense pour cas de force majeure en vertu du CAE de l'Alberta. La demande de dispense pour cas de force majeure a été contestée par les acheteurs visés par le CAE de l'Alberta.

L'affaire a été entendue par un panel d'arbitrage au troisième trimestre de 2012. Le 23 novembre 2012, le panel d'arbitrage a conclu qu'un événement FPIE s'était produit et notre demande de dispense pour cas de force majeure a été accueillie.

Au quatrième trimestre de 2012, l'accroissement de la puissance nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance a été achevé. Le coût total du projet s'est élevé à environ 25 M\$ et l'on prévoit qu'un accroissement de la puissance nominale de 15 MW sera réalisé à cette unité. Bien que nous ayons terminé l'accroissement de la puissance nominale, la puissance accrue devant en résulter ne sera pas atteinte tant que nous n'aurons pas remplacé le stator de l'alternateur.

Acquisition de la centrale électrique de Solomon

Le 28 septembre 2012, nous avons annoncé la réalisation de l'acquisition auprès de Fortescue de sa centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de Solomon de 125 MW située en Australie-Occidentale au coût de 318 M\$ US. La centrale devrait entrer en service au début de 2014 et la totalité de son volume de production est visée par un CAE à long terme conclu avec Fortescue pour une durée initiale de 16 ans qui a commencé en octobre 2012, après quoi Fortescue aura la possibilité de prolonger le CAE de cinq autres années selon les mêmes modalités ou d'acquérir la centrale.

Unité 6 de la centrale de Sundance

Le 18 août 2011, le transformateur élévateur de l'unité 6 de la centrale de Sundance a été endommagé à la suite d'un incendie. Nous en avons donné avis et invoqué un cas de force majeure en vertu du CAE de l'Alberta. Au cours du troisième trimestre de 2012, l'acheteur visé par le CAE de l'Alberta nous a informés qu'il porterait l'affaire en arbitrage. Le 19 février 2014, nous sommes parvenus à un accord avec l'acheteur partie au CAE de l'Alberta relativement à ce différend portant sur l'unité 6 de la centrale de Sundance. Nous ne prévoyons pas que cet accord aura une incidence importante sur les états financiers.

Centrale thermique de Centralia

Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vertu duquel la centrale thermique de Centralia fournirait de l'électricité à Puget Sound Energy (« PSE ») pendant 11 ans. Le contrat commence en 2014 et se poursuit jusqu'en 2025, moment où la centrale devra cesser ses activités en vertu du projet de loi qui a été signé le 23 décembre 2011. En vertu du contrat, PSE a pris l'engagement ferme d'acheter 180 MW de charge de base à compter de décembre 2014. En décembre 2015, le volume acheté aux termes du contrat augmentera pour passer à 280 MW et, à partir de décembre 2016 jusqu'à décembre 2024, il passera à 380 MW. Au cours de la dernière année du contrat, le volume acheté est de 300 MW. Le contrat a été approuvé conditionnellement par la Washington Utilities and Transportation Commission (« WUTC ») le 9 janvier 2013. Le 23 janvier 2013, on a annoncé que PSE avait déposé une requête en réexamen de certaines conditions imposées dans la décision rendue par la WUTC. Le 25 juin 2013, l'approbation réglementaire a été confirmée.

par la WUTC et, en date du 5 juillet 2013, le contrat est entré en vigueur conformément aux modalités et conditions de la WUTC.

Accroissement de la puissance nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills

Les essais relatifs à l'accroissement de la puissance nominale des unités 1 et 2 sont terminés et il a été établi que la puissance réelle de ces unités à la suite de cet accroissement était inférieure aux prévisions initiales. Nous avons donc ajusté l'accroissement de la puissance nominale et l'avons établi à 12 MW, ce qui porte la puissance maximale de ces unités à 395 MW chacune. Le coût total des projets d'accroissement de la puissance nominale s'est élevé à environ 51 M\$.

Projet Pioneer

Le 26 avril 2012, les partenaires sectoriels du projet Pioneer ont annoncé qu'ils ne réaliseraient pas le projet conjoint de captage et de stockage du carbone (« CSC »). Le projet Pioneer était une initiative commune de TransAlta, de Capital Power Corporation (« Capital Power »), d'Enbridge Inc. et des gouvernements tant fédéral que provincial du Canada visant à démontrer la viabilité commerciale de la technologie CSC.

La première étape du projet consistait à démontrer la faisabilité technique et économique du CSC au moyen d'une étude d'ingénierie et de conception de base (« EICP ») avant d'engager des dépenses d'investissement importantes. Après la conclusion de l'étude EICP, les partenaires ont établi que, bien que la technologie fonctionne et que les dépenses d'investissement soient conformes aux attentes, les produits tirés des ventes de crédits de carbone et le prix des réductions des émissions étaient insuffisants pour qu'on poursuive le projet.

2011

Interruption à l'unité 3 de la centrale de Genesee

Le 11 novembre 2011, l'unité 3 de la centrale de Genesee, d'une puissance de 466 MW, exploitée en partenariat avec Capital Power (participation nette de 233 MW), a subi une interruption non planifiée qui a causé des dommages aux paliers de turbine-alternateur. L'unité 3 de la centrale de Genesee a été remise en service le 15 janvier 2012.

Unité 3 de la centrale de Keephills

Le 1^{er} septembre 2011, l'unité 3 de notre centrale thermique de Keephills, d'une puissance de 450 MW, dans laquelle nous détenons une participation de 50 %, a commencé ses activités commerciales. Le coût total du projet s'est chiffré à environ 1,98 G\$.

Vente de la centrale de Grande Prairie

Le 27 juillet 2011, nous avons signé une convention de vente de notre participation dans la centrale alimentée à la biomasse située à Grande Prairie. La clôture de cette opération a eu lieu le 1^{er} octobre 2011 et nous a permis de réaliser un gain avant impôts de 9 M\$ au quatrième trimestre de 2011.

Centrale de Bone Creek

Le 1^{er} juin 2011, notre centrale hydroélectrique de Bone Creek, de 19 MW, a commencé ses activités commerciales. Le coût en capital total du projet s'est élevé à environ 52 M\$.

Vente de la centrale de Meridian

Le 20 décembre 2010, TA Cogen a conclu un contrat visant la vente de sa participation de 50 % dans la centrale de Meridian. Le 1^{er} avril 2011, TA Cogen a clôturé la vente de sa participation dans la centrale de Meridian. La vente a pris effet le 1^{er} janvier 2011.

Siège social et Opérations sur les produits énergétiques

2013

Placement de billets à moyen terme

Le 25 novembre 2013, nous avons mené à bien le placement de billets à moyen terme non garantis de premier rang de 400 M\$ venant à échéance en 2020 et portant intérêt au taux de 5 %. TransAlta a affecté une partie du produit net tiré du placement au remboursement de la dette et a l'intention d'affecter le reliquat au financement du plan d'investissement à long terme et des projets de croissance de la Société ainsi qu'à ses besoins généraux.

TransAlta Renewables

Le 28 mai 2013, nous avons formé une nouvelle filiale, TransAlta Renewables, pour offrir aux investisseurs la possibilité d'investir directement dans un portefeuille d'installations de production d'énergie renouvelable dont la production est visée en très grande partie par des contrats. TransAlta est propriétaire majoritaire de TransAlta Renewables et détient une participation d'environ 81 % dans celle-ci.

Transfert des actifs de production

Le 9 août 2013, nous avons transféré à TransAlta Renewables 28 actifs de production d'énergie éolienne et hydroélectrique détenus indirectement en vendant toutes les actions émises et en circulation de deux filiales, soit Canadian Hydro Developers, Inc. et Western Sustainable Power Inc. La contrepartie relative au transfert a été versée au moyen de : i) l'émission de 66,7 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables évaluées à 10 \$ chacune, pour une contrepartie en actions totale de 667 M\$; ii) l'émission d'un billet de 187 M\$, lequel a été remboursé intégralement à l'aide du produit net reçu par TransAlta Renewables relativement au placement de Renewables (au sens défini ci-après); iii) l'émission d'un billet de 250 M\$, lequel a été remboursé au moyen de l'émission à TransAlta de 25 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables; iv) l'émission d'un billet de 30 M\$, lequel a été remboursé en partie à l'aide du produit net reçu par TransAlta Renewables dans le cadre de l'exercice de l'option de surallocation (au sens défini ci-après), le solde ayant été acquitté par l'émission de 900 000 autres actions ordinaires de TransAlta Renewables à un prix réputé de 10,00 \$ l'action; et v) l'obtention d'un prêt à terme amortissable de 200 M\$.

Premier appel public à l'épargne visant des actions ordinaires

Le 31 juillet 2013, TransAlta Renewables a déposé un prospectus définitif permettant le placement de 20,0 millions de ses actions ordinaires devant être émises au prix de 10,00 \$ l'action ordinaire (« placement de Renewables »). TransAlta Renewables a accordé aux preneurs fermes une option (« option de surallocation »), pouvant être exercée en totalité ou en partie pendant une période de 30 jours suivant la clôture, leur permettant d'acheter jusqu'à 3,0 millions d'actions ordinaires additionnelles (soit 15 % des actions ordinaires offertes aux termes du prospectus) au prix de 10,00 \$ l'action ordinaire.

Le 9 août 2013, TransAlta Renewables a mené à bien le placement de Renewables et a émis 20,0 millions d'actions ordinaires en échange d'un produit brut de 200 M\$. TransAlta Renewables a affecté le produit net du placement de Renewables au remboursement du billet de 187 M\$ émis à la Société. Le 29 août 2013, les preneurs fermes ont exercé leur option de surallocation en partie afin d'acheter 2,1 millions d'actions ordinaires additionnelles au prix d'offre de 10,00 \$ l'action ordinaire pour un produit brut de 21,0 M\$. TransAlta Renewables a affecté le produit net reçu par suite de l'exercice partiel de l'option de surallocation au remboursement d'une partie de l'encours de la dette contractée aux termes du billet de 30 M\$ émis à TransAlta, le capital de 9,0 M\$ du billet demeurant impayé ayant alors été acquitté au moyen de l'émission à la Société de 0,9 million d'actions ordinaires de TransAlta Renewables, ce qui correspondait à une action ordinaire par tranche de 10,00 \$ due à la Société en vertu du billet. Après la réalisation des opérations, TransAlta est propriétaire, directement et par l'entremise de TransAlta Generation Partnership, de 92,6 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables, soit une participation de 80,7 %. Au total, nous avons touché une contrepartie en espèces de 207 M\$, déduction faite des commissions et des frais.

Programme Premium Dividend™

Le 8 mai 2013, nous avons annoncé qu'en raison du contexte de bas cours des actions, nous suspendrions le volet Premium Dividend™ du plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires (« Plan ») après le versement du dividende trimestriel du 1^{er} juillet 2013. Les volets réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires du Plan demeurent en vigueur conformément à leurs modalités actuelles.

2012

Placement de billets de premier rang

Le 7 novembre 2012, nous avons mené à bien notre placement de billets de premier rang totalisant 400 M\$ US qui viennent à échéance en 2022 et portent intérêt au taux de 4,50 %. Le produit net tiré du placement a été affecté au remboursement d'emprunts effectués en vertu des facilités de crédit existantes ainsi qu'aux besoins généraux de l'entreprise.

Restructuration de l'entreprise

Le 30 octobre 2012, nous avons annoncé une restructuration de nos ressources dans le cadre de notre stratégie courante d'amélioration continue de l'excellence opérationnelle et d'accélération constante de la croissance. Dans le cadre de cette restructuration, nous avons constaté une charge avant impôts non récurrente d'environ 13 M\$.

Partenariat stratégique

Le 25 octobre 2012, TransAlta et MidAmerican ont conclu un nouveau partenariat stratégique grâce auquel les deux sociétés collaboreront à la mise au point, à la construction et à l'exploitation de nouvelles centrales de production d'électricité alimentées au gaz naturel au Canada. L'accord vise également le projet d'unité 7 que nous envisageons à notre centrale de Sundance. La totalité des travaux de développement et de construction, ou de l'acquisition, des projets approuvés sera financée à parts égales par chaque partenaire et l'on prévoit que TransAlta se chargera de la gestion de la construction, de l'exploitation et de la maintenance des projets auxquels on donnera suite.

Vente d'actions ordinaires

Le 13 septembre 2012, nous avons mené à bien notre appel public à l'épargne visant 19,2 millions d'actions ordinaires et, le 20 septembre 2012, les preneurs fermes ont exercé en partie leur option de surallocation afin d'acheter 2,0 millions d'actions ordinaires, dans les deux cas au prix de 14,30 \$ l'action ordinaire, ce qui nous a procuré un produit brut total de 304 M\$. Le produit tiré du placement a été affecté au financement d'une partie de l'acquisition de la centrale électrique de Solomon, en Australie, au financement de la construction de notre parc éolien de 68 MW à New Richmond, au remboursement de la dette à court terme et aux besoins généraux de l'entreprise.

MF Global Inc.

En 2011, MF Global Holdings Ltd. a demandé la protection de la loi sur les faillites aux États-Unis. MF Global Holdings Ltd. était la société mère de MF Global Inc., dont nous utilisons les services comme maison de courtage pour certaines opérations sur produits de base. En 2011, une provision de 18 M\$ US a été constituée à l'égard des garanties financières lorsque la société mère de MF Global Inc. a demandé la protection de la loi sur les faillites. En 2012, nous avons vendu notre créance sur MF Global Inc. en contrepartie d'un produit net de 33 M\$ US.

Vente d'actions privilégiées

Le 10 août 2012, nous avons mené à bien notre appel public à l'épargne visant 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif rachetables de série E, portant intérêt à 5,0 %, pour un produit brut de 225 M\$. Le produit tiré du placement a été affecté aux besoins généraux de l'entreprise, notamment le financement de projets d'immobilisations et la réduction de la dette à court terme de la Société.

Plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires

Le 21 février 2012, TransAlta a ajouté le volet Premium Dividend™ à son plan de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions. Le plan modifié et mis à jour offre deux options aux actionnaires admissibles : i) réinvestir des dividendes avec un escompte actuel de 3 % (pouvant être de 0 à 5 % à la discrétion du conseil d'administration (« conseil »)) par rapport au cours du marché moyen en vue de l'achat de nouvelles actions de TransAlta (le volet Réinvestissement des dividendes) ou ii) recevoir un paiement en espèces qui correspond à 102 % des dividendes, soit le paiement en espèces avec prime (le volet Premium Dividend™).

Les actionnaires admissibles qui participent au volet Réinvestissement des dividendes ou au volet Premium Dividend™ pourront également acheter de nouvelles actions avec un escompte par rapport au cours du marché moyen aux termes du volet Paiement en espèces facultatif (volet PEF) du plan en investissant directement jusqu'à 5 000 \$ par trimestre. L'escompte applicable aux termes du volet PEF est fixé de temps à autre par le conseil et est actuellement établi à 3 %.

2011

Vente d'actions privilégiées

Le 30 novembre 2011, nous avons mené à bien notre appel public à l'épargne visant 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif de 4,60 %, rachetables, de série C, qui a donné lieu à un produit brut de 275 M\$. Le produit net tiré du placement a été affecté aux besoins généraux de l'entreprise, notamment le financement de projets d'immobilisations et la réduction de la dette à court terme de la Société et des membres de son groupe.

Président et chef de la direction

Le 27 juillet 2011, nous avons annoncé que le président et chef de la direction du moment de TransAlta, Steve Snyder, prendrait sa retraite le 1^{er} janvier 2012. Dawn Farrell, alors chef de l'exploitation de TransAlta, lui a succédé au poste de présidente et chef de la direction le 2 janvier 2012.

Le 1^{er} janvier 2012, M. Snyder a pris sa retraite comme membre du conseil de TransAlta Corporation et M^{me} Farrell a été nommée membre du conseil avec prise d'effet le 2 janvier 2012.

ACTIVITÉS DE TRANSALTA

Secteur Production

Notre secteur Production est chargé de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos centrales de production d'électricité ainsi que des installations d'exploitation minière connexes au Canada. Le tableau ci-dessous présente de façon sommaire nos centrales en exploitation, en construction ou en développement au 31 décembre 2013. Les rubriques suivantes fournissent de plus amples renseignements sur les centrales par régions et par types de combustible.

Ouest du Canada						
Centrale	Puissance brute (MW)¹	Propriété (%)	Puissance détenue nette¹	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat²
Genesee 3	466	50	233	Charbon	Marchands	-
Keephills ³	790	100	790	Charbon	CAE de l'Alberta/ Marchands ³	2020
Keephills 3	463	50	232	Charbon	Marchands	-
Sheerness	780	25	195	Charbon	CAE de l'Alberta	2020
Unités 1 et 2 de Sundance	560	100	560	Charbon	CAE de l'Alberta	2017
Unités 3, 4, 5 et 6 de Sundance ⁴	1 581	100	1 581	Charbon	CAE de l'Alberta/ Marchands	2020
Fort Saskatchewan	118	30	35	Gaz naturel	Contrat à long terme (« CLT »)	2019
Poplar Creek	356	100	356	Gaz naturel	CLT/Marchands	2023
Ardenville ⁵	69	81	56	Vent	Marchands	-
Blue Trail ⁵	66	81	53	Vent	Marchands	-
Castle River ^{5, 6}	44	81	35	Vent	Marchands	-
Cowley North ⁵	20	81	16	Vent	Marchands	-
Cowley Ridge	21	100	21	Vent	Marchands	-
Macleod Flats ⁵	3	81	2	Vent	Marchands	-
McBride Lake ⁵	75	40	30	Vent	CLT	2023
Sinnott ⁵	7	81	5	Vent	Marchands	-
Soderglen ⁵	71	40	28	Vent	Marchands	-
Summerview 1 ^{5, 7}	70	81	57	Vent	Marchands	-
Summerview 2 ⁵	66	81	53	Vent	Marchands	-
Akolkolex ⁵	10	81	8	Hydraulique	CLT	2015
Barrier	13	100	13	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Bearspaw	17	100	17	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Belly River	3	81	2	Hydraulique	Marchands	-
Big Horn	120	100	120	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Bone Creek ⁵	19	81	15	Hydraulique	CLT	2031
Brazeau	355	100	355	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Cascade	36	100	36	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Ghost	51	100	51	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Horseshoe	14	100	14	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Interlakes	5	100	5	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Kananaskis	19	100	19	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Pingston	45	40	18	Hydraulique	CLT	2023
Pocaterra	15	100	15	Hydraulique	Marchands	-
Rundle	50	100	50	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Spray	103	100	103	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
St. Mary ⁵	2	81	2	Hydraulique	Marchands	-
Taylor ⁵	13	81	10	Hydraulique	Marchands	-
Three Sisters	3	100	3	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Upper Mamquam ⁵	25	81	20	Hydraulique	CLT	2025
Waterton ⁵	3	81	2	Hydraulique	Marchands	-
Total – Ouest du Canada	6 546		5 219			

Est du Canada						
Centrale	Puissance brute (MW)¹	Propriété (%)	Puissance détenue nette¹	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat²
Mississauga	108	50	54	Gaz naturel	CLT	2018
Ottawa	74	50	37	Gaz naturel	CLT	2017-2033
Sarnia	506	100	506	Gaz naturel	CLT	2022-2025
Windsor	68	50	34	Gaz naturel	CLT/Marchands	2016
Kent Hills ⁵	150	67	100	Vent	CLT	2033-2035
Le Nordais ⁵	99	100	99	Vent	CLT	2033
Melancthon ⁵	200	81	161	Vent	CLT	2026-2028
New Richmond ⁵	68	81	55	Vent	CLT	2033
Wolfe Island ⁵	198	81	160	Vent	CLT	2029
Appleton ⁵	1	81	1	Hydraulique	CLT	2030
Galetta ⁵	2	81	2	Hydraulique	CLT	2030
Misema ⁵	3	81	2	Hydraulique	CLT	2027
Moose Rapids ⁵	1	81	1	Hydraulique	CLT	2030
Ragged Chute	7	100	7	Hydraulique	Marchands	-
Total – Est du Canada	1 484		1 219			
États-Unis						
Centrale	Puissance brute (MW)¹	Propriété (%)	Puissance détenue nette¹	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat²
Centrale thermique de Centralia ⁸	1 340	100	1 340	Charbon	CLT/Marchands	2025
Centrale au gaz naturel de Centralia ⁹	248	100	248	Gaz naturel	Marchands	-
Power Resource	212	50	106	Gaz naturel	Marchands	-
Saranac	240	37,5	90	Gaz naturel	Marchands	-
Yuma	50	50	25	Gaz naturel	CLT	2024
Centrale éolienne du Wyoming ¹⁰	144	81	116	Énergie éolienne	CLT	2028
Centrales géothermiques d'Imperial Valley ¹¹	340	50	170	Énergie géothermique	CLT	2016-2039
Skookumchuck ¹²	1	100	1	Hydraulique	CLT	2020
Wailuku	10	50	5	Hydraulique	CLT	2023
Total – États-Unis	2 585		2 101			
Australie						
Centrale	Puissance brute (MW)¹	Propriété (%)	Puissance détenue nette¹	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat²
Parkeston	110	50	55	Gaz naturel	CLT	2016
Solomon	125	100	125	Gaz naturel/ Diesel	CLT	2028
Southern Cross ¹³	245	100	245	Gaz naturel/ Diesel	CLT	2023
Total – Australie	480		425			
TOTAL	11 095		8 964			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. Le total des colonnes peut ne pas être exact étant donné que les chiffres ont été arrondis. La puissance comprend tous les actifs de production (activités de production, location-financement et placements en titres de capitaux propres).
- 2) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale de marchand.
- 3) La puissance comprend un accroissement de la puissance nominale de 12 MW aux unités 1 et 2, dont l'exploitation a débuté au deuxième trimestre de 2012.

- 4) La puissance comprend des accroissements de la puissance nominale de 15 MW (mise en valeur), de 53 MW, de 53 MW et de 44 MW aux unités 3, 4, 5 et 6, respectivement, de la centrale de Sundance.
- 5) Centrale appartenant indirectement à TransAlta Renewables. La propriété (%) reflète la participation directe et indirecte de 80,7 % de TransAlta dans TransAlta Renewables.
- 6) Comprend sept turbines supplémentaires à d'autres emplacements.
- 7) Comprend deux centrales.
- 8) Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires – 2012 – Centrale thermique de Centralia » de la présente notice annuelle pour obtenir des renseignements au sujet du contrat avec PSE.
- 9) Cette centrale n'est pas en service actuellement. La Société évalue actuellement les besoins de production de la région et la faisabilité financière de la remise en exploitation de la centrale.
- 10) TransAlta Renewables détient la participation financière dans cette centrale. La propriété (%) reflète la participation directe et indirecte de 80,7 % de TransAlta dans TransAlta Renewables. Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires – 2013 – Acquisition du parc éolien du Wyoming ».
- 11) Comprend dix centrales.
- 12) Cette centrale est utilisée afin de fournir un approvisionnement en eau fiable à nos autres centrales situées à Centralia.
- 13) Comprend quatre centrales.

Canada : Ouest du Canada

Centrales thermiques

Le tableau ci-dessous présente nos centrales de production thermique de l'Ouest du Canada :

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat ³
Genesee	AB	Genesee 3	466	50	2005	-
Keephills	AB	Unité n° 1 de Keephills	395	100	1983	2020
	AB	Unité n° 2 de Keephills	395	100	1984	2020
	AB	Unité n° 3 de Keephills	463	50	2011	-
Sheerness	AB	Unité n° 1 de Sheerness	390	25	1986	2020
	AB	Unité n° 2 de Sheerness	390	25	1990	2020
Sundance	AB	Unité n° 1 de Sundance ¹	280	100	1970	2017
	AB	Unité n° 2 de Sundance ¹	280	100	1973	2017
	AB	Unité n° 3 de Sundance ²	368	100	1976	2020
	AB	Unité n° 4 de Sundance	406	100	1977	2020
	AB	Unité n° 5 de Sundance	406	100	1978	2020
	AB	Unité n° 6 de Sundance	401	100	1980	2020
Total			4 640			

Notes :

- 1) Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité » de la présente notice annuelle pour obtenir des renseignements au sujet du cas de force majeure qui a entraîné la mise hors service des unités 1 et 2 de notre centrale de Sundance pendant tout l'exercice 2012 et de la décision du panel d'arbitrage selon laquelle les unités 1 et 2 n'étaient pas économiquement détruites et devaient être remises en service. Les unités ont commencé à générer des flux de trésorerie aux 3^e et 4^e trimestres de 2013.
- 2) Comprend l'accroissement de 15 MW de la puissance nominale qui a été achevé. Bien que l'accroissement de la puissance nominale ait été achevé, l'augmentation de la puissance qui en résulte ne sera pas réalisée tant que nous n'aurons pas remplacé le stator de la génératrice.
- 3) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale de marchand.

Nos centrales thermiques sont en général des centrales de base, ce qui signifie qu'elles devraient être exploitées sur de longues périodes à leur puissance nominale ou près de celle-ci. La centrale de Genesee, située à environ 50 km à l'ouest d'Edmonton (Alberta), est détenue conjointement avec Capital Power. Le charbon servant à la centrale de Genesee 3 lui est fourni par la mine de Genesee adjacente. Les réserves de charbon de cette mine sont détenues en propriété, louées ou contrôlées conjointement par PMRL et Capital Power. Nous avons conclu des ententes d'approvisionnement en charbon avec PMRL, l'exploitante de la mine, pour l'approvisionnement en charbon pour toute la durée de vie de la centrale. Le 23 décembre 2013, Westmoreland Coal a annoncé qu'elle avait conclu une entente en vue d'acquiescer les mines de charbon de Sherritt International Corporation exploitées à Prairie et à Mountain. Les exploitations acquises comprennent les réserves de charbon qui alimentent la centrale de Genesee 3.

Les centrales de Keephills et de Sundance sont situées à environ 70 kilomètres au sud-ouest d'Edmonton (Alberta) et appartiennent toutes deux à TransAlta. Les essais relatifs à l'accroissement de la puissance nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills ont été achevés au premier trimestre de 2013 et, d'après leurs résultats, nous avons ramené l'accroissement de la puissance nominale à 12MW, ce qui porte la puissance maximale de ces unités à 395 MW chacune. La centrale de Sheerness est située à environ 200 km au nord-est de Calgary (Alberta) et appartient en copropriété à TA Cogen et à ATCO Power (2000) Ltd. (« ATCO Power »).

Le 16 décembre 2010 et le 19 décembre 2010, les activités ont été interrompues à l'unité 1 et à l'unité 2 de notre centrale de Sundance en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 8 février 2011, nous avons publié un avis de cessation des activités pour cause de destruction après avoir déterminé que les unités ne pouvaient être remises en état sur le plan économique aux termes du CAE de l'Alberta. En raison de l'incertitude des résultats de la décision d'arbitrage, nous avons continué de comptabiliser les paiements liés à la puissance, déduction faite d'une provision, et d'amortir l'actif. L'affaire a été entendue devant un panel d'arbitrage au cours du deuxième trimestre de 2012. Le 20 juillet 2012, le panel d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas économiquement détruites et que nous devons remettre la centrale en service. Le panel a confirmé que l'événement répondait aux critères permettant d'invoquer un cas de force majeure à partir du 20 novembre 2011 jusqu'à ce que les unités soient remises en service. La reconstruction des unités a été achevée en 2013 et les unités ont commencé à générer des flux de trésorerie aux 3^e et 4^e trimestres de 2013.

Une mine de charbon exploitée par enlèvement du terrain de couverture, située tout près de nos centrales thermiques de l'Ouest canadien, comble les besoins en combustible de celles-ci. Nous possédons la mine de Highvale, qui approvisionne les centrales de Sundance et de Keephills en charbon, et nous nous chargeons de l'exploitation, de la remise en état et des travaux connexes à la mine de Highvale. PMRL exploitait la mine pour notre compte jusqu'au 17 janvier 2013 en vertu d'un contrat conclu avec TransAlta. Le 17 janvier 2013, nous avons pris le contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine de Highvale par l'intermédiaire de notre filiale en propriété exclusive SunHills. La décision d'exploiter notre installation directement devrait améliorer notre modèle opérationnel en nous procurant une meilleure maîtrise de nos coûts et de nos activités.

Nous estimons que les réserves de charbon récupérables de cette mine sont suffisantes pour répondre aux besoins prévus pour la durée de vie des centrales qu'elle dessert, y compris celles qui continueront d'être exploitées après l'expiration des CAE de l'Alberta et l'agrandissement éventuel des centrales. Nous possédons également la mine de Whitewood, qui approvisionnait auparavant en charbon la centrale de Wabamun, maintenant hors service. La mine de Whitewood n'est plus en service et nous avons terminé la remise en état de l'emplacement conformément aux exigences d'Environnement Alberta.

La construction du projet énergétique de Keephills 3 a débuté le 26 février 2007. Par l'intermédiaire de Keephills 3 Limited Partnership, TransAlta et Capital Power détiennent la propriété de l'installation à parts égales, Capital Power ayant été chargée de la construction tandis que TransAlta est responsable de la gestion de la coentreprise. L'installation de Keephills 3 a commencé ses activités commerciales le 1^{er} septembre 2011. Elle est exploitée conjointement par Capital Power et TransAlta. Chaque associé répartit et commercialise de façon indépendante sa part de la production d'électricité de l'installation. Nous approvisionnons celle-ci en charbon grâce à notre mine de Highvale.

Le charbon servant à la centrale de Sheerness lui est fourni par la mine de Sheerness avoisinante. Les réserves de charbon de cette mine sont détenues en propriété, louées ou contrôlées conjointement par TA Cogen, ATCO Power et PMRL. TA Cogen et ATCO Power ont conclu des ententes d'approvisionnement en charbon avec PMRL, l'exploitante de la mine, pour l'approvisionnement en charbon jusqu'en 2026. Le 23 décembre 2013, Westmoreland Coal a annoncé qu'elle avait conclu une entente en vue d'acquérir les mines de charbon de Sherritt International Corporation exploitées à Prairie et à Mountain. Les exploitations acquises comprennent les réserves de charbon qui alimentent la centrale de Sheerness.

Centrales alimentées au gaz naturel

Le tableau ci-dessous présente nos centrales alimentées au gaz naturel de l'Ouest du Canada :

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Fort Saskatchewan	AB	Fort Saskatchewan	118	30	1999	2019
Fort McMurray	AB	Poplar Creek	356	100	2001	2023
Total			474			

Nous détenons notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan par l'intermédiaire de TA Cogen. Voir « TA Cogen » ci-après dans la présente notice annuelle. La centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel de 118 MW de Fort Saskatchewan appartient à TA Cogen et à Strongwater Energy Ltd. Elle fournit de l'électricité et de la vapeur à Dow Chemical Canada Inc. aux termes d'un contrat à long terme qui expire en 2019.

Notre centrale de Poplar Creek est située à Fort McMurray (Alberta). Nous sommes l'exploitante de cette centrale de cogénération de 356 MW, qui a été mise entièrement en service au premier trimestre de 2001 et qui fournit environ 150 MW d'électricité et de vapeur à Suncor Énergie Inc. (« Suncor ») aux termes d'un contrat à long terme qui expire à la fin de 2023. Nous pouvons disposer de tout surplus d'énergie que n'utilise pas Suncor et le vendre à d'autres parties, auquel cas Suncor a droit, à certaines conditions, à une part des produits qui en résultent.

Centrales hydroélectriques

Dans le cadre de la création de TransAlta Renewables, certaines centrales hydroélectriques représentant une puissance nette d'environ 105 MW ont été acquises indirectement par TransAlta Renewables auprès de TransAlta. TransAlta est propriétaire majoritaire de TransAlta Renewables, dans laquelle elle détient une participation directe et indirecte d'environ 81 %.

En plus des contrats de vente d'électricité conclus, des contrats à long et à court termes sont conclus pour la vente des caractéristiques environnementales des centrales hydroélectriques commerciales. Ces activités contribuent à assurer la constance des résultats tirés de ces actifs. Pour 2013, environ 89 % des caractéristiques environnementales des centrales hydroélectriques ont été vendues. Pour 2014, environ 89 % des caractéristiques environnementales des centrales hydroélectriques ont été vendues jusqu'à maintenant. En général, pour les centrales faisant l'objet d'un contrat à long terme, les avantages tirés des caractéristiques environnementales sont transmis au titulaire du contrat.

Le tableau ci-dessous présente nos centrales hydroélectriques de l'Ouest du Canada :

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW) ¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat ³
Réseau hydrographique de la rivière Akolkolex	BC	Akolkolex ^{2,4}	10	81	1995	2015
	BC	Pingston ^{2,4}	45	40	2003, 2004	2023
Réseau hydrographique de la rivière Mamquam	BC	Upper Mamquam ^{2,4}	25	81	2005	2025
	BC	Bone Creek ^{2,4}	19	81	2011	2031
Réseau hydrographique de la rivière Bow	AB	Barrier	13	100	1947	2020
	AB	Bearspaw	17	100	1954	2020
	AB	Cascade	36	100	1942, 1957	2020
	AB	Ghost	51	100	1929, 1954	2020
	AB	Horseshoe	14	100	1911	2020
	AB	Interlakes	5	100	1955	2020
	AB	Kananaskis	19	100	1913, 1951	2020
AB	Pocaterra	15	100	1955	-	

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW)¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat³
	AB	Rundle	50	100	1951, 1960	2020
	AB	Spray	103	100	1951, 1960	2020
	AB	Three Sisters	3	100	1951	2020
Réseau hydrographique de la rivière Sask. Nord	AB	Bighorn	120	100	1972	2020
	AB	Brazeau	355	100	1965, 1967	2020
Réseau hydrographique de la rivière Oldman	AB	Belly River ^{2,4}	3	81	1991	-
	AB	St. Mary ^{2,4}	2	81	1992	-
	AB	Taylor ^{2,4}	13	81	2000	-
	AB	Waterton ^{2,4}	3	81	1992	-
Total			921			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche.
- 2) Ces centrales sont certifiées ÉcoLogo®.
- 3) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la production de la centrale est vendue par TransAlta à des conditions commerciales.
- 4) Centrale appartenant indirectement à TransAlta Renewables. La propriété (%) reflète la participation directe et indirecte de 80,7 % de TransAlta dans TransAlta Renewables.

Réseau hydrographique de la rivière Akolkolex

La centrale d'Akolkolex est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 10 MW située sur la rivière Akolkolex, au sud de Revelstoke (Colombie-Britannique). Cette centrale est en service depuis 1995. Sa production est vendue à la British Columbia Hydro Power Authority (« BC Hydro »). Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Des pourparlers préliminaires ont débuté avec BC Hydro relativement à un nouveau CAE visant la centrale d'Akolkolex qui commencerait à l'expiration du CAE existant, en 2015.

La centrale de Pingston est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 45 MW située sur le ruisseau Pingston Creek, au sud-ouest de Revelstoke (Colombie-Britannique) et en aval de la rivière d'Akolkolex. Nous détenons une participation nette d'environ 40 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Cette centrale appartient à parts égales à TransAlta Renewables et à Énergie renouvelable Brookfield Inc. Cette centrale est en service depuis 2003. Sa production est vendue à BC Hydro.

Réseau hydrographique de la rivière Mamquam

La centrale d'Upper Mamquam est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 25 MW située sur la rivière Mamquam, à l'est de Squamish (Colombie-Britannique) et au nord de Vancouver. Cette centrale est en service depuis 2005. Sa production est vendue à BC Hydro. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

Réseau hydrographique de la rivière Thompson

La centrale de Bone Creek est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 19 MW située sur le ruisseau Bone Creek, à 90 kilomètres au sud de la ville de Valemount (Colombie-Britannique). La centrale de Bone Creek a commencé ses activités commerciales le 1^{er} juin 2011. Sa production est visée par un contrat conclu avec BC Hydro. La centrale est également admissible actuellement à des paiements de 10 \$/MWh jusqu'en 2020 versés par Ressources naturelles Canada (« RNCAN »), une division du gouvernement fédéral, par l'intermédiaire du Programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable (« PeER »). Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

Réseau hydrographique de la rivière Bow

La centrale de Barrier est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 13 MW située à Seebe (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1947. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Bears paw est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 17 MW située sur la rivière Bow à Calgary (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1954. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Cascade est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 36 MW située sur la rivière Cascade dans le Parc national Banff (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive depuis que nous l'avons achetée au gouvernement du Canada en 1941. L'année suivante, nous avons construit un nouveau barrage et une nouvelle centrale afin de remplacer le barrage et la centrale d'origine, puis avons ajouté un deuxième groupe générateur en 1957. La centrale exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Ghost est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 51 MW située sur la rivière Bow à Cochrane (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1929. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Horseshoe est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 14 MW située à Seebe (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1911. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale d'Interlakes est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 5 MW située à Kananaskis (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1955. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Kananaskis est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 19 MW située à Seebe (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1913. Elle a été agrandie en 1951, puis modifiée en 1994. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Pocaterra est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 15 MW située à Kananaskis (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1955. La production de cette centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Rundle est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 50 MW située à Canmore (Alberta) sur le réseau de Spray. La centrale de Rundle utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis 1951. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Spray est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 103 MW située à Canmore (Alberta) sur le réseau de Spray. Elle utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis 1951. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Three Sisters est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 3 MW située au pied du barrage Three Sisters à Canmore (Alberta) sur le réseau de Spray. Elle utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis 1951. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

Réseau hydrographique de la rivière Saskatchewan Nord

La centrale de Bighorn est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 120 MW située à Nordegg (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1972. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

La centrale de Brazeau est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 355 MW située à Drayton Valley (Alberta). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 1965. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

Réseau hydrographique de la rivière Oldman

La centrale de Belly River est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 3 MW située sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prise d'eau Waterton-St. Mary, à l'est du réservoir Waterton, à environ 75 kilomètres au sud-ouest de Lethbridge, dans le sud de l'Alberta. En raison de son emplacement sur le canal d'irrigation, la centrale de Belly River est en service d'avril à octobre, lorsque l'eau est détournée dans le canal dans le cadre du plan de gestion de l'eau du district d'irrigation de St. Mary. Cette centrale est en service depuis mars 1991. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables (au sens défini plus bas) et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de St. Mary est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 2 MW située au pied du barrage St. Mary, sur le réservoir Waterton, près de Magrath, dans le sud de l'Alberta. Cette centrale est en service depuis décembre 1992. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Taylor est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 13 MW située à proximité de la chute Taylor Coulee, sur le réseau du canal d'irrigation des ouvrages de prise d'eau Waterton-St. Mary, qui appartient au gouvernement de l'Alberta. Cette centrale est en service depuis mai 2000. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Waterton est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 3 MW située au pied du barrage Waterton, sur le réservoir Waterton, près de Hillspring, au sud-ouest de Lethbridge (Alberta). Cette centrale est en service depuis novembre 1992. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Centrales éoliennes

Dans le cadre de la création de TransAlta Renewables, certaines centrales éoliennes représentant environ 1 007 MW ont été acquises indirectement par TransAlta Renewables auprès de TransAlta. Avec TransAlta Renewables, nous sommes propriétaire d'une capacité de production d'énergie éolienne nette d'environ 1 049 MW assurée par onze parcs éoliens dans l'Ouest canadien, trois en Ontario, deux au Québec, deux au Nouveau-Brunswick et une dans l'État du Wyoming, aux États-Unis.

Le vent n'est généralement pas une ressource qui peut être répartie; par conséquent, sur les marchés commerciaux, les actifs éoliens ne peuvent pas servir à garantir le prix commun moyen annuel. Nous formulons donc différentes hypothèses de produits prévisionnels tirés de la production provenant d'un actif éolien comparativement à un actif de base. Si ces hypothèses de prix et ces prévisions de production se révèlent inexactes, les produits correspondants reçus pourraient être réduits. Les prévisions de production sont fondées sur la prévision de production moyenne à long terme d'un emplacement donné, qui tient compte des conditions climatiques historiques. Sur une période d'un an donnée, il peut y avoir des variations par rapport à cette moyenne à long terme. Afin de prévoir la production, il faut formuler des hypothèses quant à un certain nombre de facteurs en fonction des données historiques relatives à l'emplacement et de la conception du parc éolien, notamment quant aux pertes dues au sillage et aux systèmes à capteurs distribués, au cisaillement du vent et aux pertes électriques à l'intérieur de l'emplacement. Si ces hypothèses se révèlent inexactes, la production réelle sera supérieure ou inférieure aux prévisions à long terme pour l'emplacement.

En plus des contrats d'énergie conclus, des contrats à long et à court termes sont conclus en vue de la vente des caractéristiques environnementales des centrales éoliennes commerciales. Ces activités contribuent à assurer la constance des résultats tirés de ces actifs. Pour 2013, environ 94 % des caractéristiques environnementales des centrales éoliennes avaient été vendues. Pour 2014, environ 70 % des caractéristiques environnementales des centrales éoliennes ont été vendues jusqu'ici. En général, pour les centrales faisant l'objet d'un contrat à long terme, les avantages tirés des caractéristiques environnementales sont transmis au titulaire du contrat.

Le tableau ci-après présente de façon sommaire nos centrales éoliennes de l'Ouest du Canada :

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW)¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat²
Fort Macleod	AB	Ardenville ³	69	81	2010	-
Fort Macleod	AB	Blue Trail ³	66	81	2009	-
Fort Macleod	AB	Macleod Flats ³	3	81	2004	-
Fort Macleod	AB	McBride Lake ³	75	40	2003	2023
Fort Macleod	AB	Soderglen ³	71	40	2006	-
Pincher Creek	AB	Castle River ³	44	81	1997-2001	-
Pincher Creek	AB	Cowley North ³	20	81	2001	-
Pincher Creek	AB	Cowley Ridge	21	100	1993	-
Pincher Creek	AB	Sinnott ³	7	81	2001	-
Pincher Creek	AB	Summerview 1 ³	70	81	2004	-
Pincher Creek	AB	Summerview 2 ³	66	81	2010	-
Total			511			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. Le total des colonnes peut ne pas être exact étant donné que les chiffres ont été arrondis.
- 2) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
- 3) Centrale appartenant indirectement à TransAlta Renewables. La propriété (%) reflète la participation directe et indirecte de 80,7 % de TransAlta dans TransAlta Renewables.

Le parc d'Ardenville est un parc éolien de 69 MW situé à environ huit kilomètres au sud de Fort Macleod (Alberta) et est adjacent à la centrale éolienne de Macleod Flats. C'est nous qui avons construit ce parc, dont les activités commerciales ont débuté le 10 novembre 2010. Le parc éolien d'Ardenville est habilité à recevoir jusqu'en 2020 des paiements de 10 \$/MWh versés par RNCAN, par l'intermédiaire du PeER. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Le parc de Blue Trail est un parc éolien de 66 MW situé dans le sud de l'Alberta. Il a commencé ses activités commerciales en novembre 2009. Le parc éolien de Blue Trail est habilité à recevoir jusqu'en 2019 des paiements de 10 \$/MWh versés par RNCAN, par l'intermédiaire du PeER. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Macleod Flats, constituée d'une seule éolienne de 3 MW, est située près de Fort Macleod. Elle a été mise en service en 2004 et nous l'avons achetée en 2009. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Le parc de McBride Lake est un parc éolien de 75 MW situé à Fort Macleod (Alberta). Nous avons construit ce parc éolien et la production commerciale y a débuté au troisième trimestre de 2003. C'est nous qui l'exploitons. Nous sommes propriétaire d'une participation nette d'environ 40 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Cette centrale appartient à parts égales à TransAlta Renewables et à ENMAX Green Power Inc. La totalité de la production de ce parc éolien fait l'objet d'un CAE de 20 ans conclu avec ENMAX Energy Corporation. Nous sommes aussi propriétaire de la centrale de McBride Lake East, de 0,7 MW, située à proximité.

La centrale de Soderglen est une centrale de 71 MW située dans le sud de l'Alberta, au sud-ouest de Fort Macleod et à 40 kilomètres de nos installations éoliennes situées près de Pincher Creek. Cette centrale a commencé à exercer ses activités commerciales en septembre 2006. La centrale de Soderglen a le droit de recevoir des versements de 10 \$/MWh dans le cadre de l'EPEE (au sens défini dans les présentes) du gouvernement fédéral. Nous sommes propriétaire d'une participation nette d'environ 40 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Cette centrale appartient à parts égales à TransAlta Renewables et à Nexen Energy ULC. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite 50 % cette production sur le marché au comptant de l'Alberta (ce qui exclut la partie de la production qui appartient à Nexen Energy ULC).

Le parc de Castle River est un parc éolien de 40 MW situé à Pincher Creek (Alberta). Nous sommes également la propriétaire et l'exploitante de sept autres éoliennes totalisant 4 MW situées séparément dans les régions de Cardston County et de Hillspring, dans le sud-ouest de l'Alberta. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Le parc de Cowley North est un parc éolien de 20 MW qui est adjacent à la centrale de Cowley Ridge. Il a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Cowley Ridge a une puissance installée totale de 21 MW et est située près de la centrale de Cowley North. Cette centrale est composée de deux parties, soit i) la centrale de Cowley Ridge, mise en service en 1993, et ii) l'agrandissement de Cowley, mis en service en 1994, qui nous appartiennent toutes deux en totalité. La production tirée de cette centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

Le parc de Sinnott a une puissance installée totale de 7 MW et est situé à proximité directement à l'est de la centrale de Cowley Ridge. Il a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Le parc de Summerview 1 est un parc éolien de 68 MW situé à environ 15 km au nord-est de Pincher Creek (Alberta). Nous l'avons construit et celui-ci a commencé ses activités commerciales en 2004. La centrale de Summerview 1, avec une éolienne de 1,8 MW existant dans la région, porte la capacité de production éolienne totale à cet endroit à 70 MW. Le parc éolien de Summerview 1 donne le droit de recevoir des versements de 10 \$/MWh dans le cadre de l'EPEE du gouvernement fédéral jusqu'en 2014. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Le parc de Summerview 2 est un parc éolien de 66 MW situé au nord-est de Pincher Creek, en Alberta. C'est nous qui l'avons construit et celui-ci a commencé ses activités commerciales en février 2010. L'agrandissement du parc éolien de Summerview 2 donne le droit de recevoir des versements de 10 \$/MWh jusqu'en 2020 de RNCAN, par l'intermédiaire du PeER. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

Canada : Est du Canada

Centrales alimentées au gaz naturel

Nos centrales alimentées au gaz naturel de l'Ontario sont présentées dans le tableau ci-après :

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW) ¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Mississauga	ON	Mississauga ²	108	50	1992	2018
Ottawa	ON	Ottawa ²	74	50	1992	2017-2033
Sarnia	ON	Sarnia	506	100	2003	2022-2025
Windsor	ON	Windsor ²	68	50	1996	2016
Total			756			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. Le total des colonnes peut ne pas être exact étant donné que les chiffres ont été arrondis.
- 2) Nous détenons une participation de 50 % dans ces trois centrales par le truchement de notre participation dans TA Cogen.

La centrale de Mississauga appartient à TA Cogen. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 108 MW d'énergie électrique. Cette puissance est vendue en vertu d'un contrat à long terme conclu avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »), qui expire en 2018. Avant juillet 2005, la centrale de Mississauga fournissait également des services de cogénération à Boeing Canada Inc. (« Boeing »). Boeing a exercé le droit que lui conférait la convention de services de cogénération de ne plus prendre ni payer de services de cogénération à cause de la fermeture de son usine de fabrication. Boeing demeure autorisée à recevoir tous les crédits de vapeur qui sont basés sur le total des produits tirés de la production d'électricité de la centrale. Au plus tard les 1^{er} janvier 2018 et 2023, Boeing peut remettre un avis de son intention de continuer ou de cesser d'acheter des services de cogénération. De plus, à ces dates, Boeing a l'option d'exiger l'enlèvement de la centrale de Mississauga des terrains loués ou bien d'acheter la centrale de Mississauga à sa valeur nette de récupération. Toutefois, Boeing a intérêt à maintenir le bail en vigueur jusqu'à son terme, en 2028, en raison des paiements annuels de crédits de vapeur que ce bail lui permet de toucher.

La centrale d'Ottawa appartient à TA Cogen. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 74 MW d'énergie électrique. Le 30 août 2013, la Société a annoncé la conclusion d'un nouveau contrat visant la production de la centrale avec l'OEO pour une durée de 20 ans qui prend effet en janvier 2014. Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires – 2013 – Contrat avec l'Office de l'électricité de l'Ontario » pour obtenir plus de renseignements. La centrale d'Ottawa fournit aussi de la vapeur, de l'eau chaude et de l'eau réfrigérée aux hôpitaux et aux centres de traitement membres du Centre des sciences de la santé d'Ottawa et du Centre médical de la Défense nationale. Le contrat de vente d'énergie thermique conclu avec le Centre des sciences de la santé d'Ottawa expire en 2023 et le contrat de vente d'énergie thermique conclu avec le Centre médical de la Défense nationale expire le 31 décembre 2017.

La centrale de Sarnia est une installation de cogénération à cycle combiné de 506 MW qui fournit de la vapeur et de l'électricité aux installations industrielles avoisinantes appartenant à LANXEES AG (auparavant Bayer Inc.), à Nova Chemicals (Canada) Ltd. (qui approvisionne à son tour Styrolution, une installation de production de styrène qui appartenait auparavant à NOVA) et à Suncor Energy Products Inc. Cette centrale nous appartient en propriété exclusive. Le 15 février 2006, nous avons signé une entente de cinq ans avec l'OEO visant la production de notre centrale de Sarnia. Par la suite, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'Ontario a enjoint à l'OEO de chercher à conclure des contrats avec nous et certains autres « précurseurs » afin d'obtenir des modalités et des conditions se rapprochant davantage des contrats qu'il offrait aux nouvelles centrales. En septembre 2009, nous avons signé un nouveau contrat avec l'OEO, en vigueur à compter du 1^{er} juillet 2009 et prenant fin le 31 décembre 2025, qui prévoit des modalités plus favorables que celles dont bénéficiait auparavant la centrale. De plus, cette nouvelle entente a porté la durée totale combinée du contrat avec l'OEO à 20 ans et comprend des dispositions prévoyant le partage, entre les parties, des

répercussions et des avantages liés aux changements relatifs à la charge de vapeur achetée par les clients ou à la perte de clients achetant de la vapeur.

La centrale de Windsor appartient à TA Cogen. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 68 MW d'énergie électrique. Actuellement, 50 MW de la puissance sont vendus aux termes d'un contrat à long terme conclu avec la SFIEO. Ce contrat expire en 2016. La centrale de Windsor fournit également de l'énergie thermique à l'usine de montage de fourgonnettes de Chrysler Canada Inc. située à Windsor. En 2010, une nouvelle entente a été conclue avec la SFIEO afin de faire en sorte que la production de la centrale puisse être entièrement répartie afin que la puissance et les services auxiliaires restants soient vendus sur les marchés de l'électricité de l'Ontario lorsqu'il est rentable de le faire.

Centrales hydroélectriques

Nos centrales hydroélectriques de l'Ontario sont présentées dans le tableau ci-après :

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW) ¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat ⁴
Réseau hydrographique de la rivière Misema	ON	Misema ^{3,5}	3	81	2003	2027
Réseau hydrographique de la rivière Mississippi	ON	Appleton ^{3,5}	1	81	1994	2030
Réseau hydrographique de la rivière Mississippi	ON	Galetta ^{2,3,5}	2	81	1998	2030
Réseau hydrographique de la rivière Montréal	ON	Ragged Chute ³	7	100	1991	-
Réseau hydrographique de la rivière Wanapitei	ON	Moose Rapids ^{3,5}	1	81	1997	2030
Total			14			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche.
- 2) La centrale de Galetta a été construite en 1907, mais elle a été rénovée en 1998.
- 3) Ces centrales sont certifiées ÉcoLogo®.
- 4) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
- 5) Centrale appartenant indirectement à TransAlta Renewables. La propriété (%) reflète la participation directe et indirecte de 80,7 % de TransAlta dans TransAlta Renewables.

La centrale de Misema est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 3 MW située sur la rivière Misema, près d'Englehart, dans le nord de l'Ontario. Cette centrale est en service depuis 2003. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO en vertu d'un contrat qui prend fin le 3 mai 2027. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

La centrale d'Appleton est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 1 MW située sur la rivière Mississippi, près d'Almonte (Ontario). Cette centrale est en service depuis 1994. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO en vertu d'un contrat qui prend fin le 31 décembre 2030. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

La centrale de Galetta est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 2 MW située sur la rivière Mississippi, près de Galetta (Ontario). Cette centrale a été construite initialement en 1907 et rénovée en 1998. La production tirée de cette centrale est vendue à l'OEO en vertu d'un contrat qui prend fin le 31 décembre 2030. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

La centrale de Ragged Chute est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 7 MW située sur la rivière Montréal, au sud de New Liskeard, dans le nord de l'Ontario. Nous louons cette centrale, qui est en service depuis 1991, auprès d'Ontario Power Generation. La production tirée de cette centrale est vendue sur le marché ontarien, mais nous avons présenté une demande à l'OEO afin de conclure un contrat visant cette centrale dans le cadre de son initiative de contrats de rachat d'hydroélectricité. Nous détenons la totalité des intérêts dans cette centrale.

La centrale de Moose Rapids est une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance installée de 1 MW située sur la rivière Wanapitei, près de Sudbury, dans le nord de l'Ontario. Cette centrale est en service depuis 1997. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO en vertu d'un contrat qui prend fin le 31 décembre 2030. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

Centrales éoliennes

Nos centrales éoliennes situées en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick sont présentées dans le tableau ci-après :

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW)¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Kingston	ON	Wolfe Island ²	198	81	2009	2029
Canton de Melancthon	ON	Melancthon I ²	68	81	2006	2026
Cantons de Melancthon et d'Amaranth	ON	Melancthon II ²	132	81	2008	2028
Gaspésie	QC	Le Nordais	99	100	1999	2033
	QC	New Richmond ²	68	81	2012	2033
Kent Hills	NB	Kent Hills ²	96	67	2008	2033
	NB	Agrandissement de Kent Hills ²	54	67	2010	2035
Total			714			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. Le total des colonnes peut ne pas être exact étant donné que les chiffres ont été arrondis.
- 2) Centrale appartenant indirectement à TransAlta Renewables. La propriété (%) reflète la participation directe et indirecte de 80,7 % de TransAlta dans TransAlta Renewables.

La centrale de Wolfe Island est une centrale éolienne de 198 MW située dans l'île de Wolfe, près de Kingston (Ontario). Cette centrale a commencé ses activités commerciales en juin 2009. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

La centrale de Melancthon I est une centrale éolienne de 68 MW située dans le canton de Melancthon, près de Shelburne (Ontario). Cette centrale a commencé à exercer ses activités commerciales le 4 mars 2006. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

La centrale de Melancthon II est une centrale éolienne de 132 MW située à proximité de la centrale de Melancthon I, dans les cantons de Melancthon et d'Amaranth. Cette centrale a commencé ses activités commerciales le 24 novembre 2008. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

La centrale Le Nordais est située à deux emplacements : à Cap-Chat, où elle possède une puissance installée de 56,25 MW, et à Matane, où elle possède une puissance installée de 42,75 MW. La centrale Le Nordais est située en Gaspésie (Québec). Elle nous appartient en totalité et a commencé à exercer ses activités commerciales en 1999. La production qui en est tirée est vendue à Hydro-Québec.

Notre projet de parc éolien de 68 MW de New Richmond se trouve aussi en Gaspésie. Le parc éolien de New Richmond est l'objet d'un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans signé avec Hydro-Québec Distribution. Il a commencé ses activités commerciales au premier trimestre de 2013. Nous détenons une participation nette d'environ 81 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

La centrale de Kent Hills est un projet de 96 MW situé à Kent Hills, au Nouveau-Brunswick, et livre de l'énergie aux termes d'un CLT de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick. Natural Forces Technologies Inc., promoteur d'énergie éolienne établi dans le Canada atlantique, est notre partenaire pour la mise en valeur conjointe de ce projet et a exercé son option lui permettant de faire l'acquisition d'une participation maximale de 17 % dans le projet de Kent Hills en mai 2009. La centrale de Kent Hills a commencé ses activités commerciales en 2008. Nous détenons une participation nette d'environ 67 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

L'agrandissement du parc éolien de Kent Hills est un parc éolien de 54 MW qui livre aussi de l'énergie aux termes d'un CLT de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick. Natural Forces a exercé son option visant l'acquisition d'une participation de 17 % dans le projet d'agrandissement de Kent Hills après le début des activités commerciales. Cette installation a commencé à exercer ses activités commerciales en novembre 2010. Nous détenons une participation nette d'environ 67 % dans cette centrale grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

La totalité de l'électricité produite et vendue par notre division éolienne au Canada, à l'exception de l'électricité produite dans les centrales de Macleod Flats et de New Richmond, provient de centrales qui portent la certification ÉcoLogo. La centrale de New Richmond a présenté une demande de certification ÉcoLogo, laquelle est actuellement à l'étude. Nous sommes un distributeur accrédité ÉcoLogo d'électricité produite par des sources non conventionnelles dans le cadre du Programme choix environnemental d'Environnement Canada. La certification ÉcoLogo est accordée aux produits dont le rendement environnemental est égal ou supérieur à toutes les normes de sécurité et de rendement du gouvernement et de l'industrie.

TA Cogen

Nous détenons une participation de commanditaire de 50,01 % dans TA Cogen, société en commandite de l'Ontario. La participation restante de 49,99 % est détenue par Canadian Power Holdings Inc., filiale de Cheung Kong Infrastructure Holdings Limited. Canadian Power Holdings Inc. a été constituée le 31 décembre 2011 par suite de l'absorption de Stanley Energy Inc. par Stanley Power Inc., qui a ensuite changé sa dénomination pour celle de Canadian Power Holdings Inc. avec prise d'effet le 31 décembre 2013.

TA Cogen détient une participation dans la centrale thermique de Sheerness de 780 MW en Alberta, dans la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Fort Saskatchewan de 118 MW en Alberta et dans les centrales de cogénération alimentées au gaz naturel de Mississauga de 108 MW, d'Ottawa de 74 MW et de Windsor de 68 MW, situées en Ontario.

États-Unis

Nos centrales de production situées aux États-Unis sont présentées dans le tableau ci-après :

Emplacement	État	Centrale	Puissance (MW) ¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat ⁵
Centralia	WA	Unité thermique n° 1 de Centralia ²	670	100	1971	2020
		Unité thermique n° 2 de Centralia ²	670	100	1971	2025
		Unité au gaz naturel de Centralia ³	248	100	2002	-
Wyoming	WY	Skookumchuck	1	100	1970	2020
		Centrale éolienne du Wyoming ⁷	144	81	2003	2028
Big Springs ⁴	TX	Power Resources	212	50	1988	-
Saranac ⁴	NY	Saranac	240	38	1994	-
Yuma ⁴	AZ	Yuma	50	50	1994	2024
Imperial Valley ⁴	CA	Vulcan	38	50	1986	2016-2039 ⁶
		Del Ranch	42	50	1989	2018-2039 ⁶
		Elmore	42	50	1989	2018
		Leathers	42	50	1990	2019
		CE Turbo	11	50	2000	2029
		Salton Sea I	10	50	1987	2017
		Salton Sea II	17	50	1990	2020
		Salton Sea III	50	50	1989	2019-2039 ⁶
		Salton Sea IV	42	50	1996	2026
		Salton Sea V	46	50	2000	2020-2039 ⁶
Hilo ⁴	HI	Wailuku	10	50	1993	2023
Total			2 585			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche.
- 2) Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires – 2012 – Centrale thermique de Centralia » de la présente notice annuelle pour obtenir des renseignements au sujet du contrat avec PSE.
- 3) Cette centrale n'est pas en service actuellement. La Société évalue actuellement les besoins de production de la région et la faisabilité financière de la remise en exploitation de la centrale.
- 4) Conformément aux IFRS, notre participation dans ces centrales est comptabilisée comme un placement en titres de capitaux propres. Suivant les PCGR du Canada, nous comptabilisons auparavant notre participation dans les résultats financiers et résultats des activités opérationnelles de ces centrales selon la méthode de la consolidation proportionnelle.
- 5) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
- 6) Pour obtenir plus de renseignements au sujet de ces contrats visant le portefeuille, veuillez vous reporter aux intitulés « Contrat avec le Salt River Project » et « Contrat avec la ville de Riverside » sous la rubrique « Développement général de l'activité ».
- 7) TransAlta Renewables détient une participation financière dans cette installation. La propriété (%) ne reflète que la participation directe et indirecte de 80,7 % de TransAlta dans TransAlta Renewables. Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires – 2013 – Acquisition du parc éolien du Wyoming ».

Centralia

Nous possédons une centrale thermique de 1 340 MW composée de deux unités et une centrale alimentée au gaz naturel de 248 MW à Centralia (Washington), au sud de Seattle. Nous avons conclu un certain nombre de contrats pluriannuels de vente d'énergie à moyen et à court termes à l'égard de la centrale thermique de Centralia. En 2011, l'État de Washington a adopté le projet de loi *TransAlta Energy Bill* (chapitre 180, Lois de 2011) (« projet de loi »), qui permet à la centrale thermique de Centralia de se conformer aux normes de rendement en matière d'émissions de GES de l'État en fermant une de ses deux chaudières d'ici la fin de 2020 et l'autre, d'ici la fin de 2025. Ce projet de loi a supprimé les restrictions qui s'appliquaient auparavant à la centrale et qui limitaient la durée des nouveaux contrats visant celle-ci et limitaient la technologie que la centrale devait mettre en œuvre en matière de mesures de lutte contre les émissions d'oxydes d'azote (« NOx »). Le 23 décembre 2011, TransAlta et l'État ont conclu le protocole d'accord qui a confirmé

certaines de ces arrangements sous la forme d'un contrat comportant une clause selon laquelle certaines stipulations pouvaient être résiliées à notre gré si nous n'obtenions pas un contrat à long terme d'au moins 500 MW à l'égard de la centrale thermique de Centralia d'ici la fin de 2013. Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vertu duquel notre centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à PSE pendant 11 ans. Le contrat commence en 2014 et se poursuit jusqu'en 2025, moment où la centrale devrait cesser ses activités. En vertu du contrat, PSE a pris l'engagement ferme d'acheter 180 MW de charge de base à compter de décembre 2014. En décembre 2015, la charge de base augmentera pour passer à 280 MW et, à partir de décembre 2016 jusqu'à décembre 2024, elle passera à 380 MW. Au cours de la dernière année du contrat, le volume acheté est de 300 MW.

La centrale alimentée au gaz naturel de Centralia n'est pas en service actuellement. La Société évalue actuellement les besoins de production de la région et la faisabilité financière de la remise en exploitation de la centrale.

Nous vendons l'électricité produite par la centrale thermique de Centralia au sein du Western Electricity Coordinating Council (« WECC ») et, en particulier, sur le marché au comptant de l'énergie de la région du nord-ouest du Pacifique américain. Notre stratégie consiste à équilibrer les ventes d'électricité réalisées aux termes de contrats et sans contrat afin de gérer la production et le risque lié aux prix.

Nous possédons également une centrale hydroélectrique de 1 MW sur la rivière Skookumchuck, près de Centralia, et les actifs connexes servant à fournir une source d'approvisionnement en eau à nos autres centrales situées à Centralia. Le 10 décembre 2010, nous avons conclu un contrat avec PSE en vertu duquel Skookumchuck doit lui fournir de l'énergie jusqu'en 2020.

Nous sommes également propriétaire d'une mine de charbon adjacente à la centrale de Centralia; toutefois, nous avons mis fin à l'exploitation de notre mine de charbon de Centralia le 27 novembre 2006. Bien que nous estimions que certaines réserves de charbon pourraient encore être extraites, nous n'avons pas encore reçu de permis pour la mise en valeur de la nouvelle zone à partir de laquelle ce charbon pourrait être produit, et nous n'en avons pas non plus commencé la mise en valeur. La charge d'alimentation en charbon de la centrale de Centralia provient maintenant du bassin hydrographique de la Powder River, dans le Montana et le Wyoming. TransAlta est partie actuellement à des contrats d'approvisionnement en charbon avec trois fournisseurs qui expirent entre 2014 et 2025. Nous prévoyons continuer de combler nos besoins futurs en charbon en provenance du bassin hydrographique de la Powder River.

En vertu de la *Federal Mine Safety and Health Act* des États-Unis, TransAlta doit déclarer toutes les infractions « significatives et importantes » (*significant and substantial*, ou S&S) à sa mine de Centralia. En 2013, il ne s'est produit aucun événement à déclaration obligatoire de la part de TransAlta en lien avec l'équipement électrique et avec l'examen, l'essai et l'entretien de cet équipement. La mine n'est pas exploitée. Il ne s'est produit aucun accident ayant causé des blessures ni aucun décès à la mine en 2013. La valeur pécuniaire totale de toutes les amendes imposées par la Mine Safety and Health Administration (« MSHA ») n'a pas été significative. Aucune poursuite judiciaire n'est en instance devant la Federal Mine Safety and Health Review Commission relativement à la mine de Centralia et aucune ne l'était en 2013.

Événements à déclaration obligatoire – Mine de Centralia

Mine ou nom commercial/ numéro d'identification de la MSHA	Nombre d'infractions S&S en vertu de l'art. 104	Valeur pécuniaire totale des amendes proposées par la MSHA (\$)	Nombre total d'installations minières connexes	Avis reçu de schéma de violations en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Avis reçu d'un potentiel de schéma de violations en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Nombre de poursuites intentées ou en instance pendant la période
4500416	0	400 \$	0	Non	Non	0

Centrale éolienne du Wyoming

Le parc éolien du Wyoming est un projet éolien de 144 MW situé à proximité d'Evanston, dans le Wyoming. Ce parc éolien a été acquis en décembre 2013 en contrepartie d'environ 102,7 M\$ US auprès d'un membre du même groupe que

NextEra Energy Resources, LLC. Ce parc éolien est entièrement opérationnel et est visé par un CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec une partie de qualité. La participation financière dans le parc éolien a ensuite été acquise par TransAlta Renewables auprès d'une filiale de la Société en contrepartie d'un paiement égal au prix d'achat original de l'acquisition.

CE Generation

TransAlta est propriétaire de 50 % de CE Generation. TransAlta, par l'entremise de CE Generation, détient une participation nette d'environ 391 MW dans 13 centrales ayant une capacité d'exploitation totale de 842 MW, dont 502 MW de cogénération alimentée au gaz naturel située dans les États de New York, du Texas et de l'Arizona et 340 MW de production géothermique située dans l'Imperial Valley, en Californie. La centrale de l'Arizona vend sa production aux termes de contrats à long terme. La centrale du Texas est exploitée aux termes d'une entente de gestion de l'énergie conclue avec un tiers qui est responsable de la commercialisation de la production tirée des centrales à court terme tandis que la centrale de l'État de New York est gérée suivant des conditions semblables par un membre du même groupe que TransAlta, TransAlta US Marketing.

Les centrales californiennes, qui comprennent dix centrales géothermiques, vendent leur production en vertu de contrats à long terme dont la majorité (huit sur dix) doivent prendre fin entre 2016 et 2020. CalEnergy, qui fait partie du même groupe que CE Generation, est en voie de remettre en marché la production de ces installations et a conclu deux contrats à long terme en 2013 relativement à une partie du portefeuille de centrales géothermiques. Les nouveaux contrats doivent commencer lorsque les contrats actuels commenceront à expirer en 2016 et prendront fin à la fin de 2039. Pour obtenir plus de renseignements au sujet de ces contrats visant le portefeuille, veuillez vous reporter aux intitulés « Contrat avec le Salt River Project » et « Contrat avec la ville de Riverside » sous la rubrique « Développement général de l'activité ».

Le 20 février 2014, nous avons annoncé la vente de notre participation de 50 % dans CE Generation à MidAmerican Renewables. MidAmerican Renewables détient la participation résiduelle de 50 % dans CE Generation.

Wailuku

Le 17 février 2006, une filiale de TransAlta et une filiale de MidAmerican ont conclu un arrangement visant l'achat d'une centrale hydroélectrique de 10 MW à Hawaï devant être détenue directement par Wailuku. Le 20 février 2014, nous avons annoncé la vente de notre participation de 50 % dans Wailuku à MidAmerican Renewables. MidAmerican Renewables détient la participation résiduelle de 50 % dans Wailuku. La centrale vend de l'électricité conformément à un contrat à long terme de 30 ans conclu avec la Hawaii Electricity Light Company.

Australie

Le tableau qui suit présente sommairement nos centrales alimentées au gaz naturel et au diesel situées en Australie :

Emplacement	État	Centrale	Puissance (MW)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Kalgoorlie	WA	Parkeston	110	50	1996	2016
Région d'Eastern Goldfields	WA	Southern Cross ¹	245	100	1996	2023
Région de Pilbara	WA	Solomon ²	125	100	2014	2028
Total			480			

Notes :

- 1) Comprend quatre centrales.
- 2) Cette centrale a été acquise en septembre 2012 et a été en construction pendant le restant de 2012. Elle devrait être entièrement en service au début de 2014.

La centrale de Parkeston est une centrale mixte alimentée au gaz naturel et au diesel de 110 MW, qui nous appartient en copropriété par l'intermédiaire d'une coentreprise à parts égales que nous avons formée avec NP Kalgoorlie Pty Ltd.,

filiale de Newmont Australia Limited. La centrale de Parkeston alimente en énergie avant tout Kalgoorlie Consolidated Gold Mines et est liée par un contrat jusqu'en 2016. Toute puissance ou énergie commerciale est vendue sur le marché de gros de l'électricité de l'Australie-Occidentale.

La centrale de Southern Cross Energy est composée de quatre installations de production alimentées au gaz naturel et au diesel d'une puissance combinée de 245 MW. Southern Cross Energy vend sa production aux termes d'un contrat conclu avec BHP Billiton qui a été renouvelé en octobre 2013 pour dix ans. Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires – 2013 – Prolongation d'un contrat en Australie-Occidentale » pour obtenir plus de renseignements.

Nous avons acquis la centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de 125 MW de Solomon en septembre 2012 auprès de Fortescue. Aux termes du contrat de vente et d'achat, Fortescue doit achever la construction et la mise en service de la centrale, et ces travaux sont encore en cours et devraient être achevés au début de 2014. Toute la production de la centrale de Solomon est l'objet d'un contrat à long terme conclu avec Fortescue qui vise à appuyer les activités d'exploitation du minerai de fer de Fortescue.

CAE de l'Alberta

Toutes nos centrales thermiques et hydroélectriques situées en Alberta, sauf les centrales de Keephills 3, de Genesee 3, de Belly River, de Pocaterra, de Waterton, de St. Mary et de Taylor et les accroissements de puissance nominale, sont exploitées aux termes de CAE de l'Alberta. Les CAE de l'Alberta fixent les exigences en matière de puissance engagée et de production d'énergie électrique ainsi que les objectifs de disponibilité devant être atteints par chaque centrale thermique, les obligations en matière de services énergétiques et services auxiliaires des centrales hydroélectriques et le prix auquel l'électricité doit être fournie. Nous assumons le risque ou conservons l'avantage liés à la disponibilité en deçà ou au-delà de la cible de disponibilité (sauf lorsqu'ils découlent d'événements considérés comme des cas de force majeure, dans le cas des centrales thermiques visées par des CAE) et ceux liés à toute variation des coûts (sauf si elle résulte d'une modification de la loi) nécessaires à l'entretien et à l'exploitation des centrales.

Nous exploitons nous-mêmes nos centrales thermiques, mais ce sont les acheteurs visés par un CAE de l'Alberta qui en établissent le cycle et en répartissent la production. Aux termes des CAE de l'Alberta, nous sommes exposés au risque lié au prix de l'électricité si la disponibilité baisse en deçà des niveaux prévus dans les contrats (sauf en cas d'interruptions occasionnées par un cas de force majeure). Dans ces circonstances, nous devons payer une pénalité sur la différence entre la cible de disponibilité et la disponibilité réelle selon un prix qui correspond à la moyenne mobile sur 30 jours des prix de l'électricité sur le marché de l'Alberta. Cette disposition relative à la moyenne mobile vise à atténuer les brusques montées de prix qui peuvent survenir par suite d'interruptions soudaines. Nous tentons d'atténuer encore ce risque en maintenant une puissance faisant ou non l'objet de contrats sur le marché, au moyen de nos méthodes d'exploitation et d'entretien et par des activités de couverture.

Nos centrales hydroélectriques, sauf celles de Belly River, de Pocaterra, de St. Mary, de Taylor et de Waterton, sont regroupées dans un seul CAE de l'Alberta, qui prévoit des obligations financières relativement aux services énergétiques et aux services auxiliaires en fonction d'objectifs horaires. Nous respectons ces objectifs en livrant nous-mêmes l'énergie ou en l'achetant auprès de tiers.

Notre rémunération aux termes des CAE de l'Alberta est fondée sur une formule de tarification basée sur l'ancien régime établi en fonction du coût du service qui s'appliquait en vertu de la réglementation des services publics. Les éléments clés de la formule de tarification sont les capitaux propres attribuables aux actions ordinaires qui sont réputés faire partie de la structure du capital, la prime de risque se rapportant aux capitaux propres attribuables aux actions ordinaires réputés et la récupération de certains coûts fixes et variables. Les capitaux propres attribuables aux actions ordinaires sont réputés représenter 45 % du capital total, et le rendement des capitaux propres est fixé annuellement à 4,5 % de plus que le taux d'une obligation du gouvernement du Canada ayant une échéance de dix ans.

La formule de tarification prévoit une disposition pour les coûts de restauration des lieux où sont situées les centrales thermiques pendant la durée des CAE de l'Alberta. Si les coûts recouverts sont insuffisants, nous pouvons présenter une demande au Balancing Pool afin de recouvrer la tranche supplémentaire. Le paiement au titre de la puissance qui est prévu dans les CAE de l'Alberta pour les installations hydroélectriques comprend un montant pour la mise hors service.

Les dates d'expiration de nos CAE de l'Alberta s'échelonnent de 2017 à 2020. Nous évaluons la rentabilité éventuelle de la poursuite de l'exploitation de ces actifs après l'expiration des CAE, eu égard à la législation environnementale provinciale et fédérale publiée et attendue, notamment en ce qui concerne les gaz à effet de serre (« GES »), y compris la réglementation fédérale publiée relativement aux émissions de GES produites par les centrales alimentées au charbon. À l'expiration des CAE de l'Alberta, et sous réserve des restrictions législatives pouvant s'appliquer, dont il est question ci-dessous, et de notre capacité d'obtenir la prolongation des licences d'exploitation, au besoin, nous serons alors en mesure de vendre notre électricité au Power Pool de l'Alberta et à des tiers aux termes de contrats de vente directe.

Les CAE de l'Alberta (ainsi que les lois qui s'y appliquent) autorisent le Balancing Pool, directement ou indirectement en tant que remplaçant de l'acheteur d'électricité aux termes des CAE de l'Alberta, à résilier les CAE de l'Alberta dans certaines circonstances. Si le Balancing Pool exerce sa faculté de résiliation, nous aurons alors le droit de recevoir un montant forfaitaire en contrepartie de cette résiliation.

En septembre 2012, le gouvernement fédéral du Canada a publié les règlements finaux régissant les émissions de GES produites par les centrales alimentées au charbon, règlements qui entreront en vigueur le 1^{er} juillet 2015. Veuillez vous reporter à la rubrique « Gestion des risques environnementaux – Législation environnementale en cours et adoptée récemment », ci-après, pour obtenir plus de précisions sur cette législation.

CAE de Renewables

À la clôture du placement de Renewables, nous avons conclu des contrats d'achat d'électricité à long terme avec certaines filiales de TransAlta Renewables (chacune étant une « filiale commerciale ») prévoyant l'achat par TransAlta, à un prix fixe, de toute l'électricité produite à certaines centrales commerciales (« CAE de Renewables »). Le prix que doit payer TransAlta pour la production en vertu des CAE de Renewables est de 30,00 \$/MWh dans le cas des centrales éoliennes et de 45,00 \$/MWh dans le cas des centrales hydroélectriques, ces montants étant rajustés chaque année en fonction de l'évolution de l'IPC. Aux termes de chaque CAE de Renewables, la filiale commerciale n'a aucunement l'obligation de livrer une quantité déterminée d'énergie et aucune pénalité ni aucun paiement lié à une réduction de la production ne sont payables à quelque moment que ce soit en vertu des CAE de Renewables. Tout le risque lié à l'exploitation et à la production sera assumé par la filiale commerciale et TransAlta aura pour seule obligation d'acheter l'électricité effectivement produite.

Chaque CAE de Renewables est d'une durée de 20 ans ou expirera à la fin de la durée de vie de l'actif, si celle-ci est inférieure à 20 ans. Chaque CAE de Renewables peut être résilié : a) du consentement des parties; b) par la filiale commerciale en cas de survenance d'un manquement important de la part de TransAlta; et c) par TransAlta i) en cas de survenance d'un manquement important de la part de la filiale commerciale; ii) en cas de changement de contrôle de TransAlta Renewables; ou iii) en cas de changement de contrôle de la filiale commerciale.

Secteur Opérations sur les produits énergétiques

Notre secteur Opérations sur les produits énergétiques remplit un certain nombre de fonctions stratégiques, notamment :

- la collecte et l'évaluation de données sur le marché, ce qui permet à notre direction de procéder à une planification stratégique et à une prise de décisions plus efficaces. Ce travail comprend la détermination et le classement des marchés de l'énergie qui sont les plus intéressants à pénétrer et l'élaboration de stratégies et de plans visant à avoir une présence efficace sur chaque marché où nous exerçons nos activités;
- la négociation et la conclusion d'ententes contractuelles avec des clients pour la vente de la production provenant de nos actifs de production, notamment de l'électricité, de la vapeur ou d'autres produits énergétiques;
- la négociation et la gestion d'arrangements d'approvisionnement en carburant avec des tiers pour nos actifs de production;

- l'ordonnancement des livraisons de gaz naturel servant à produire de l'électricité et de la production d'électricité provenant de chaque élément d'actif afin de respecter les obligations contractuelles tout en gérant les risques physiques et financiers associés à la production et au transport de l'énergie électrique, notamment pendant les périodes d'interruption imprévues; et
- la gestion de la valeur de la production d'électricité et des intrants de combustible de chaque actif de production au moyen d'un éventail de stratégies d'optimisation des portefeuilles régionaux pour l'année en cours et à long terme.

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques tire également des produits et bénéfices supplémentaires du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et produits dérivés liés à l'énergie. Les opérations sont concentrées dans la zone où se trouvent les actifs et la clientèle existants de la Société.

Ce secteur cherche à évaluer et à gérer les risques opérationnel et juridique et les risques de marché, de crédit et de conformité pour toutes ses activités. Les principales activités de contrôle des risques du secteur Opérations sur les produits énergétiques, combinées à d'autres fonctions de notre entreprise, sont notamment : les approbations de la solvabilité et des marchés, les approbations juridiques, l'évaluation et la surveillance de tous les risques et les rapports connexes, l'évaluation de la saisie des opérations et du portefeuille, la simulation de crise et le fait de s'assurer que les opérations respectent le cadre de conformité établi par la Société.

Nous avons recours à la valeur à risque (« VAR »), aux flux de trésorerie à risque, à la simulation de crise et à des tests non paramétriques pour évaluer et contrôler les risques de marché auxquels sont soumis nos portefeuilles d'actifs et d'opérations. La VAR est une mesure qui permet d'évaluer les pertes que nous pourrions subir pendant une période donnée en raison des fluctuations des facteurs de risque liés aux marchés. Nous avons pour politique de gérer activement le risque auquel notre secteur est exposé et de le maintenir à l'intérieur des limites approuvées par le conseil.

Environnement concurrentiel

Nous sommes le plus grand producteur d'électricité de l'Alberta, en termes de capacité de production, et possédons un important portefeuille d'actifs de production dans le nord-ouest du Pacifique et dans l'ouest des États-Unis. Nous possédons et exploitons également des actifs de production en Colombie-Britannique, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick, dans le Wyoming et en Australie.

Nous prévoyons que la demande d'électricité augmentera à mesure que l'économie se redressera. À long terme, la plupart des marchés devraient connaître une croissance de la demande d'électricité; toutefois, le fait d'accorder une plus grande importance à l'efficacité peut entraîner une réduction des taux de croissance futurs en deçà des niveaux historiques. De plus, bon nombre de marchés auxquels nous participons ont établi des cibles et des normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable qui exigent de nouveaux placements dans l'énergie renouvelable. Étant donné que la plupart des formes de production d'énergie renouvelable comportent également des niveaux et des calendriers de production discontinus ou incertains, le fait de hausser la production d'énergie renouvelable peut être associé à des besoins supérieurs sur le plan de la puissance. Nous estimons que la demande continue et croissante d'électricité, les normes relatives au portefeuille d'énergie renouvelable et la possibilité d'accroissement de la production d'énergie renouvelable nécessitant une puissance supplémentaire peuvent nous offrir l'occasion d'augmenter notre capacité de production.

L'Alberta est la quatrième province en importance du Canada en termes de population, ses quelque 4 millions de résidents représentant environ 11,4 % de la population totale du Canada. L'Alberta a consommé environ 77 450 GWh d'électricité en 2013, avec une demande de pointe de 11 139 MW. L'AESO prévoit un accroissement de la charge d'environ 3,6 % pour 2014. La puissance installée globale des centrales de l'Alberta connectées au réseau s'élevait à environ 14 568 MW au 31 décembre 2013.

La Colombie-Britannique est la troisième province en importance du Canada en termes de population, ses quelque 4,6 millions de résidents représentant environ 13 % de la population totale du Canada. En 2010, la Colombie-Britannique a adopté la *Clean Energy Act*, qui prévoit l'établissement d'objectifs réalistes et réalisables relativement à la conservation, à l'efficacité énergétique et à l'énergie propre. Aux termes de la *Clean Energy Act*, la Colombie-

Britannique vise l'autosuffisance d'ici 2016; au moins 93 % de l'électricité devra alors y être produite à partir de sources d'énergie propre ou renouvelable. Pour l'exercice 2014 (prenant fin le 31 mars 2014), la Colombie-Britannique prévoit une charge de pointe de 11 011 MW sans tenir compte des mesures d'efficacité énergétique (devant permettre l'économie de 304 MW). Au 6 décembre 2013, on avait atteint une demande de 10 028 MW pendant une pointe de 5 minutes. La majeure partie de l'électricité consommée en Colombie-Britannique provient du réseau hydroélectrique de cette province. Vu les nouvelles activités d'exploitation minière et de mise en valeur de ressources pétrolières et gazières et en raison de l'emplacement côtier des terminaux de gaz naturel liquéfié, le profil de charge de la Colombie-Britannique change et devrait nécessiter des quantités considérables d'énergie et des ajouts de puissance au cours des 20 prochaines années.

L'Ontario est la plus peuplée des provinces canadiennes, ses quelque 13,5 millions de résidents représentant 38,5 % de la population totale du Canada. L'Ontario a consommé 142 289 GWh d'électricité en 2013. Les perspectives à court terme concernant la demande d'électricité devraient demeurer relativement les mêmes en Ontario par rapport à 2013, étant donné la persistance de la faiblesse de l'économie mondiale conjuguée aux mesures de conservation, à la pression à la baisse exercée par l'accroissement de la puissance solaire intégrée au réseau, à l'incidence de la modification des frais imposés aux gros clients en vertu de l'ajustement global, pour que ces frais soient basés sur leur demande de pointe, et à la tarification selon l'heure de la consommation. L'Independent Electricity System Operator de l'Ontario affichait une puissance connectée au réseau de 36 013 MW au milieu de 2013¹. Le reste appartient à des services publics municipaux d'électricité et à des producteurs d'électricité indépendants et privés ou à des consommateurs industriels.

Le Québec est la deuxième province en importance du Canada en termes de population, ses quelque 8,1 millions de résidents représentant environ 23,2 % de la population totale du Canada. La production québécoise comprend une puissance de 35 829 MW appartenant à Hydro-Québec, en plus des droits détenus sur la centrale de Churchill Falls et des centrales indépendantes. Le plan d'action de développement durable d'Hydro-Québec a notamment pour objectif d'accroître la puissance des centrales hydroélectriques de 910 MW d'ici 2016 et de réaliser des économies d'énergie de 11 térawattheures d'ici 2015.

Le Nouveau-Brunswick est la huitième province en importance du Canada en termes de population, avec ses quelque 0,8 million de résidents. Le plan stratégique du Nouveau-Brunswick prévoyait une demande de pointe de 3 200 MW en 2011. Hydro Nouveau-Brunswick possède une puissance installée de 3 513 MW, de même que des ressources éoliennes et autres de 731 MW grâce à des CAE. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a imposé une norme de portefeuille renouvelable de 40 % à respecter d'ici 2020 (y compris l'hydroélectricité). Il prévoyait 26 % pour 2013.

Le WECC est la plus grande des 10 régions géographiques du North American Electric Reliability Council et se divise en quatre sous-régions. La sous-région appelée Northwest Power Pool (« NWPP ») comprend la Colombie-Britannique, l'Alberta, l'État de Washington, l'Oregon, l'Idaho, le Montana, l'Utah, l'ouest du Wyoming et le nord du Nevada. La NWPP prévoit que la demande de pointe atteindra 65 617 MW au cours de l'hiver 2013 et que la puissance hivernale s'élèvera à près de 78 000 MW pendant la même période.

Le Wyoming est l'un des États les moins peuplés, avec une population d'environ 600 000 âmes. La demande moyenne d'électricité en 2012 s'y est élevée à environ 1 937 MW. Cet État est un important exportateur d'électricité et possède des connexions directes avec l'Utah et l'Idaho. Le Wyoming possède d'excellentes ressources éoliennes et une puissance éolienne d'environ 1 400 MW y a été développée, surtout à l'intention des marchés d'exportation puisque le Wyoming ne possède pas actuellement de norme en matière de portefeuille renouvelable.

L'Australie compte deux marchés de l'électricité distincts, soit le marché national de l'électricité et le marché de l'électricité de l'Australie-Occidentale (« MEAO »), de même que deux services publics à intégration verticale de plus petite dimension. Le MEAO, où se trouvent nos actifs australiens, se compose du réseau interconnecté du sud-ouest (« RISO ») et du réseau interconnecté du nord-ouest (« RINO »), de même que de 29 réseaux de distribution non interconnectés. Le RISO dessert la partie sud-ouest de l'État et possède une puissance installée d'environ 5 996 MW. Le RINO est relativement petit, sa puissance installée étant inférieure à 500 MW, et dessert deux villes industrielles du nord. Nous possédons des actifs de production d'électricité à partir du gaz de 300 MW dans la région du RISO et des actifs non raccordés de production d'électricité à partir du gaz et du diesel de 125 MW dans la région septentrionale.

1. Ce chiffre serait réduit de 1 985 MW en date du 31 décembre 2013 au moment de la fermeture de la centrale au charbon de Nanticoke.

L'Australie produit environ 74 % de son électricité à partir du charbon, mais l'Australie-Occidentale produit 60 % de son électricité à partir du gaz et 35 % à partir du charbon. On s'attend à un déplacement des sources de production d'électricité en Australie, favorisant davantage le gaz au détriment du charbon, en partie par suite de la nouvelle réglementation, par exemple le *Clean Energy Future Plan* (qui vise des réductions d'émissions), et de l'adoption de la politique établissant des cibles d'énergie renouvelable (mise en œuvre en 2010), qui vise l'obtention de 20 % de l'électricité auprès de sources d'énergie renouvelable d'ici 2020. La croissance du PIB en Australie-Occidentale dépasse la moyenne nationale depuis 2005-2006. Il devrait en être de même au cours de 3 des 4 prochaines années. La Chambre des minéraux et de l'énergie (*Chamber of Minerals and Energy*) de l'Australie-Occidentale estime que le taux annuel de croissance de la consommation d'électricité atteindra 5,6 % jusqu'en 2023. La majeure partie de la demande devrait être comblée par la production interne (95 %), faite en grande partie à partir de gaz naturel (94 %). Nous estimons posséder des connaissances et des compétences considérables dans le domaine de l'approvisionnement des exploitations minières indépendantes en électricité produite à partir du gaz.

Forces sur le plan de la concurrence

Nous estimons être bien placés pour réaliser notre stratégie commerciale grâce à nos forces sur le plan de la concurrence, où l'on retrouve notamment les éléments suivants :

Solidité financière – Nous avons reçu des notes de première qualité de Moody's Investors Service, Inc. (« Moody's »), de Standard & Poor's, division de McGraw-Hill Companies, Inc. (« S&P »), et de Dominion Bond Rating Service Limited (« DBRS »).

Vigueur opérationnelle – Le rendement de nos centrales au gaz, de notre parc éolien et de nos centrales hydroélectriques dépasse les normes de l'industrie. Nous avons surpassé la disponibilité moyenne établie par la North American Energy Reliability Corporation pour les groupes alimentés au gaz pendant la période de 2007 à 2012 et la disponibilité de notre parc éolien a dépassé la disponibilité de référence nord-américaine établie par GL Garrad Hassan pour les exercices 2009 à 2012. La performance de la majeure partie de nos centrales hydroélectriques est supérieure au 1^{er} quartile ou à la moyenne de référence pour leur taille respective, d'après les résultats de référence établis par Navigant Consulting pour 2012. Nous prévoyons dépasser ces points de référence en 2013 et en 2014. En outre, il a été reconnu que la disponibilité de nos centrales alimentées au charbon de l'Alberta dépassait la moyenne établie par la NERC pour des installations analogues.

Stabilité des flux de trésorerie – En moyenne, environ 72 % de notre puissance est vendue pour les sept prochaines années par l'intermédiaire de CAE de l'Alberta, de contrats à long terme et d'autres contrats physiques et financiers à court terme. Le produit net reçu aux termes de ces ententes contractuelles aide à minimiser les fluctuations des produits à court terme attribuables au prix variable de l'électricité.

Diversité des combustibles – Nous possédons des intérêts dans différents combustibles pour la production d'électricité, notamment le charbon, le gaz naturel, l'eau, l'énergie géothermique et le vent. Nous estimons que cette variété réduit l'incidence que peuvent avoir sur notre rendement des événements externes touchant une source de combustible en particulier.

Équipe de direction – Notre équipe de direction possède une vaste expérience acquise au sein de l'industrie, des sociétés internationales, du gouvernement, du monde des placements et des marchés.

Expertise du groupe des opérations sur les produits énergétiques – Nous estimons que notre secteur Opérations sur les produits énergétiques a augmenté les rendements que nous tirons de notre actif de production existant et qu'il nous a permis d'obtenir de meilleurs prix pour l'électricité non visée par des engagements, de garantir notre approvisionnement rentable en combustibles et de respecter nos obligations de livraison d'électricité en cas d'interruption des activités.

Propriété ou contrôle de l'approvisionnement en charbon – Nous possédons, contrôlons ou louons d'importantes réserves de charbon en Alberta, lesquelles garantissent une source de combustible stable et à long terme pour la totalité de nos centrales thermiques de l'Alberta. Nos mines situées en Alberta contiennent l'un des charbons à plus faible teneur en soufre d'Amérique du Nord, la moyenne étant inférieure à 0,25 % de soufre à la mine de Highvale. Le charbon à faible teneur en soufre émet moins d'anhydride sulfureux (« SO₂ ») lorsqu'il est brûlé.

Production d'énergie éolienne – Grâce à notre participation dans TransAlta Renewables, nous sommes un des plus importants propriétaires et exploitants de parcs éoliens du Canada. Notre équipe de direction a établi des relations importantes avec les clients, les fournisseurs et les décideurs, ce qui lui procure un avantage concurrentiel pour la mise en valeur, l'exploitation et la commercialisation de l'énergie éolienne.

Environnement – Nous sommes un chef de file reconnu dans le domaine du développement durable et nous avons pris des mesures préventives précoces à l'égard d'un certain nombre d'enjeux environnementaux avant même l'adoption de la réglementation à cet égard.

Secteur Siège social

Notre secteur Siège social offre des services en matière de finances, de fiscalité, de trésorerie, de droit, de réglementation, d'environnement, de santé et sécurité, de développement durable, de communications d'entreprise, de relations avec le gouvernement et les investisseurs, de technologies de l'information, de gestion du risque, de ressources humaines et d'audit interne ainsi que d'autres services de soutien.

Pour en savoir davantage sur le résultat et les actifs sectoriels de TransAlta, veuillez vous reporter à la note 42 afférente à nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2013; ces états financiers sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez également vous reporter à la rubrique « Documents intégrés par renvoi » des présentes.

GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

Nous sommes assujettis aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux et étatiques et des administrations locales en ce qui a trait à la production et au transport d'électricité et d'énergie thermique ainsi qu'à l'exploitation minière à ciel ouvert. Nous sommes déterminés à respecter les exigences des lois et des règlements ainsi qu'à réduire le plus possible les effets de nos activités sur l'environnement. Nous collaborons avec les gouvernements et le public en vue de mettre au point des cadres appropriés favorisant la protection de l'environnement et permettant de promouvoir le développement durable.

Législation environnementale en cours et adoptée récemment

Les changements apportés à la législation environnementale en vigueur ont et continueront d'avoir une incidence sur nos exploitations et nos activités.

Alberta

En octobre 2012, le gouvernement de l'Alberta a publié sa stratégie renouvelée d'assainissement de l'air (*Clean Air Strategy*), qui établit un régime général pour la gestion à venir des émissions atmosphériques et de la qualité de l'air. Ce régime met l'accent sur un modèle d'amélioration continue de la qualité de l'air à l'échelle régionale. Il affirme également que l'Alberta assumera la responsabilité de la mise en œuvre des normes fédérales en matière de qualité de l'air. Aucune exigence particulière prévue dans le cadre de ce régime n'a d'incidence immédiate sur nos exploitations.

En Alberta, les groupes de production alimentés au charbon ont l'obligation de mettre en œuvre des contrôles additionnels des émissions dans l'atmosphère visant le NOx et le SO₂ lorsque les CAE de l'Alberta les visant viendront à expiration, soit en 2020 dans la plupart des cas. Ces exigences réglementaires ont été établies par cette province en 2004 par suite de discussions qui se sont déroulées entre les différentes parties intéressées sous l'égide de la Clean Air Strategic Alliance (« CASA ») de l'Alberta. Toutefois, la publication de la réglementation fédérale sur les GES a créé un déséquilibre entre les exigences et les échéanciers établis par la CASA en matière de polluants atmosphériques et les calendriers de réduction des GES applicables aux centrales au charbon plus anciennes, qui entraîneront en soi des réductions considérables du NOx et du SO₂. Nous participons actuellement avec d'autres parties prenantes à l'examen de cette réglementation afin de nous assurer de la coordination entre la réglementation des GES et la réglementation des polluants atmosphériques, de telle sorte qu'on puisse atteindre les objectifs de réduction des émissions le plus efficacement possible tout en tenant compte de la fiabilité et du coût de la production albertaine.

Canada

Le 11 septembre 2012, le gouvernement fédéral du Canada a publié le règlement final régissant les émissions de GES produites par les centrales alimentées au charbon, qui entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2015. Le règlement établit une durée de vie utile pouvant aller jusqu'à 50 ans pour les unités de production alimentées au charbon, après quoi celles-ci doivent respecter une norme de performance applicable à l'intensité des émissions d'environ 420 tonnes par GWh. Le règlement prévoit quelques exceptions exigeant que les unités mises en service avant 1975 atteignent la fin de leur vie utile au plus tard le 31 décembre 2019 et que les unités mises en service entre 1975 et 1986 atteignent la fin de leur vie utile au plus tard le 31 décembre 2029. Nous estimons que, si on le compare au projet de règlement initial, le règlement final accorde plus de temps d'exploitation et de souplesse à nos unités canadiennes alimentées au charbon, ce qui permet une transition plus harmonieuse et plus efficiente, sur le plan des coûts, quant à ces unités.

États-Unis

Le 25 juin 2013, le président Obama a dévoilé son plan d'action climatique, qui ordonne à l'Environmental Protection Agency des États-Unis (« EPA ») de proposer de nouveau des New Source Performance Standards (« NSPS ») pour les nouvelles centrales électriques d'ici le 20 septembre 2013 et de proposer également des plafonds pour les centrales existantes d'ici juin 2014 et de les mettre au point définitivement un an plus tard. Les normes NSPS ont été proposées en septembre 2013 et exigent une performance sur le plan des émissions semblable aux contrôles de CSC partiels. Les normes proposées sont soumises à des commentaires et les règles NSPS définitives sont attendues d'ici un an.

Étant donné que le cadre NSPS dont il est question ci-dessus vise les nouvelles centrales alimentées au charbon, nous ne prévoyons aucune incidence importante sur nos unités alimentées au charbon existantes de la centrale de Centralia.

Dans le cas des centrales existantes, les plafonds qui seront proposés seraient mis en œuvre aux termes de l'alinéa 111(d) de la *Clean Air Act*. Cet alinéa exige que l'EPA publie des lignes directrices à portée obligatoire à l'intention des États, plutôt que des normes de rendement précises. Les États auront alors l'obligation de mettre au point des plans de mise en œuvre conformes aux lignes directrices. L'entente conclue par TransAlta avec l'État de Washington quant au retrait des unités de la centrale de Centralia en 2020 et en 2025 réduira probablement les exigences de réduction additionnelles susceptibles d'être imposées à cette centrale.

En décembre 2011, l'EPA a publié des normes nationales relatives aux émissions de mercure provenant des centrales électriques. Les sources existantes auront jusqu'à quatre ans pour s'y conformer. Nous avons déjà déployé volontairement une technologie de captage du mercure à notre centrale thermique de Centralia et les installations de captage étaient entièrement opérationnelles au début de 2012. Nous avons également déployé une autre technologie dans le but de réduire davantage le NOx, conformément au projet de loi adopté en 2011.

Outre la réglementation fédérale, régionale et étatique à laquelle nous devons nous conformer, nous nous conformons également aux normes établies par la North American Electric Reliability Corporation (« NERC »). La NERC est l'organisme de fiabilité électrique certifié par la Federal Energy Regulatory Commission aux États-Unis pour l'établissement et l'application des normes de fiabilité applicables au réseau de production et de transport d'électricité. La NERC établit et met en application des normes de fiabilité, évalue leur pertinence chaque année, contrôle le réseau de production et de transport et assure la formation théorique et pratique et la certification du personnel du secteur.

Australie

Le précédent gouvernement de l'Australie a mis en œuvre une taxe nationale sur le carbone de 23 \$ AU par tonne le 1^{er} juillet 2012, laquelle vise environ 300 installations émettant plus de 25 000 tonnes de CO₂ par année, y compris les centrales alimentées au gaz de TransAlta. Toutefois, le nouveau gouvernement fédéral de l'Australie est maintenant en voie de démanteler la taxe sur le carbone, ce qui crée une certaine incertitude au sujet de la future réglementation des GES en Australie.

Activités de TransAlta

La réduction des incidences de nos activités sur l'environnement est avantageuse non seulement pour nos activités et nos résultats financiers, mais également pour les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités. Nous prévoyons

que les émissions dans l'environnement et la conformité en matière d'environnement seront examinées de plus près. Nous avons donc adopté une approche proactive en vue de minimiser les risques sur nos résultats. Notre conseil exerce une surveillance sur nos programmes de gestion environnementale et nos initiatives en matière de réduction des émissions afin de s'assurer que nous continuons de nous conformer à la réglementation environnementale.

Nos programmes de gestion environnementale englobent les éléments suivants :

Énergie renouvelable

Nous poursuivons nos investissements dans les sources d'énergie renouvelable et continuons de construire des ressources énergétiques renouvelables, surtout par l'intermédiaire de TransAlta Renewables. Notre centrale éolienne de New Richmond, de 68 MW, est entrée en service en mars 2013 et, en décembre 2013, TransAlta a acquis un parc éolien de 144 MW dans le Wyoming. Le parc éolien du Wyoming est entièrement opérationnel et est visé par un CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec une partie de qualité. La participation financière dans le parc éolien a ensuite été acquise par TransAlta Renewables auprès d'une filiale de la Société en contrepartie d'un paiement égal au prix d'achat original de l'acquisition. TransAlta estime qu'un portefeuille de ressources énergétiques renouvelables plus vaste offre une plus grande flexibilité en matière de production et crée une plus-value environnementale grâce aux certificats d'énergie renouvelable ou aux crédits compensatoires. De plus, nous avons mis au point des politiques et des méthodes afin de nous conformer aux directives réglementaires et de réduire toute perturbation du milieu causée par nos ressources en énergie renouvelable, notamment la surveillance du bruit et des impacts sur la faune aviaire dans nos centrales éoliennes.

Contrôles et efficacité en matière d'environnement

Nous continuons d'améliorer notre exploitation et d'investir dans nos installations de production existantes afin de réduire les effets environnementaux de la production d'électricité. Nous avons installé du matériel de contrôle du mercure dans nos installations thermiques de l'Alberta en 2010 afin de respecter les objectifs de réduction de 70 % fixés par cette province et nous l'avons fait volontairement à notre centrale thermique de Centralia en 2012. Notre nouvelle centrale de Keephills 3 a commencé ses activités en septembre 2011 et fait appel à une technologie de combustion supercritique afin de maximiser l'efficacité thermique ainsi qu'à une technologie de capture du SO₂ et de faible combustion des NOx, qui est compatible avec la technologie utilisée actuellement dans notre centrale de Genesee 3. Les projets d'accroissement de la puissance nominale de nos centrales de Keephills et de Sundance devraient améliorer l'efficacité de ces centrales sur le plan de l'énergie et des émissions.

Les CAE de l'Alberta contiennent des dispositions relatives aux changements législatifs nous permettant de récupérer le coût des immobilisations et les charges d'exploitation de conformité auprès des acheteurs liés par les CAE de l'Alberta.

Participation à la politique

Nous participons activement aux discussions relatives à la politique avec divers ordres de gouvernement. Cette participation nous a permis d'entamer des discussions proactives avec les gouvernements et des participants de l'industrie afin de respecter les exigences en matière d'environnement à plus long terme.

Technologies de combustion propre

Nous envisageons de faire progresser des technologies d'énergie propre par l'intermédiaire d'organisations telles que la Canadian Clean Coal Power Coalition, qui examine les technologies de combustion écologique émergentes applicables aux nouvelles installations ou à l'adaptation antipollution comme la gazéification, la combustion par injection d'oxygène, la co-incinération de la biomasse et la valorisation du charbon.

Portefeuille de crédits compensatoires

TransAlta conserve un portefeuille de crédits compensatoires d'émissions composé de divers instruments pouvant être utilisés à des fins de conformité ou, sinon, être cumulés ou vendus. Nous continuons d'examiner les autres occasions d'obtenir des crédits compensatoires qui nous permettent aussi d'atteindre les cibles en matière d'émissions à un coût

concurrentiel. Nous veillons à ce que tous les investissements dans des crédits compensatoires respectent les critères de certification sur le marché dans lequel ils doivent être utilisés.

Réglementation de l'environnement

Les changements apportés récemment à la réglementation de l'environnement peuvent avoir un effet défavorable important sur nous. Comme nous l'avons indiqué à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle et dans la partie du rapport de gestion annuel portant sur la gestion des risques, nombre de nos activités et de nos biens sont assujettis à des exigences environnementales, de même qu'à des changements touchant nos obligations en vertu de celles-ci, ce qui peut avoir un effet défavorable important sur nos résultats financiers consolidés.

FACTEURS DE RISQUE

Le lecteur devrait analyser attentivement les facteurs de risque décrits ci-dessous ainsi que les autres renseignements qui sont contenus dans la présente notice annuelle ou qui y sont intégrés par renvoi. Pour un exposé plus poussé des facteurs de risque touchant TransAlta, veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel, lequel est intégré dans les présentes par renvoi.

Aux fins des présentes, l'expression « effet défavorable important » sur la Société s'entend d'un effet de ce genre sur la Société ou sur son activité, sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie, selon le contexte.

L'exploitation et la maintenance de nos centrales comportent des risques pouvant avoir un effet défavorable important sur nos activités.

L'exploitation, la maintenance, la modernisation, la construction et l'agrandissement de centrales électriques comportent des risques, notamment un bris ou une panne d'équipement ou de processus, une interruption de l'approvisionnement en combustible et un rendement inférieur aux niveaux prévus de débit ou d'efficacité. La construction de certaines de nos centrales de production, particulièrement en Alberta, remonte à plusieurs années. Ces centrales pourraient nécessiter d'importantes dépenses en immobilisations en vue de maintenir leur rendement de pointe ou de poursuivre leur exploitation. Rien ne garantit que notre programme de maintenance puisse détecter les pannes potentielles de nos centrales avant qu'elles ne surviennent ou éliminer tous les effets défavorables en cas de panne. De plus, des perturbations liées aux conditions météorologiques, des arrêts de travail et d'autres problèmes imprévus pourraient perturber l'exploitation et l'entretien de nos centrales et avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous avons conclu des conventions de maintenance et de service continu avec les fabricants de certaines pièces d'équipement essentielles. Si un fabricant ne peut ou ne veut pas offrir un service de maintenance satisfaisant ou honorer une garantie, nous pourrions devoir conclure d'autres ententes avec d'autres fournisseurs si nous ne pouvons effectuer la maintenance nous-mêmes. Ces ententes pourraient être plus onéreuses pour nous que nos ententes actuelles et ces frais supplémentaires pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Si nous ne sommes pas en mesure de conclure d'autres ententes acceptables, notre incapacité à obtenir des pièces ou des connaissances techniques pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Bien que nous gardions des pièces de rechange en stock ou prenions par ailleurs des dispositions pour en obtenir afin de remplacer les pièces d'équipement essentielles et que nous souscrivions de l'assurance contre les dommages matériels pour nous protéger contre certains risques d'exploitation, ces protections pourraient ne pas être suffisantes pour couvrir le manque à gagner ou les hausses de frais et les amendes qui pourraient nous être imposés si nous n'étions pas en mesure d'exploiter nos centrales à un niveau nécessaire pour nous conformer à nos contrats de vente (y compris les CAE de l'Alberta).

Nous pouvons être exposés au risque qu'il soit nécessaire d'exploiter une centrale à un niveau de capacité supérieur à celui que prévoyait notre contrat d'électricité afin de fournir de la vapeur en vue de l'exécution de ce contrat. En de telles circonstances, les coûts engagés pour produire la vapeur vendue pourraient dépasser les produits qui en sont tirés.

Les pannes de matériel pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Une panne de matériel attribuable, entre autres, à l'usure normale, à un vice caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur est un risque qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. Même si nos centrales de production sont généralement exploitées conformément aux attentes, rien ne garantit que cela se poursuivra. En outre, rien ne garantit que la protection d'assurance applicable puisse protéger adéquatement nos activités contre des effets défavorables importants.

Nous pourrions ne pas réussir à répondre aux attentes financières.

Nos produits des activités ordinaires et nos résultats opérationnels trimestriels sont difficiles à prévoir et varient d'un trimestre à l'autre. Nos résultats opérationnels trimestriels dépendent de plusieurs facteurs, y compris les risques décrits dans la présente notice annuelle, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, qui peuvent faire en sorte que ces résultats soient inférieurs aux attentes du marché.

Bien que nous établissions nos prévisions de charges opérationnelles en fonction, en partie, de nos attentes sur le plan des produits des activités ordinaires futurs, une partie importante de nos charges sont relativement fixes à court terme. Si les produits des activités ordinaires d'un trimestre donné sont inférieurs aux attentes, nous serons vraisemblablement incapables de réduire proportionnellement nos charges opérationnelles du même trimestre, ce qui nuira à nos résultats opérationnels du trimestre en question.

Nous pourrions subir les incidences négatives de catastrophes naturelles ou d'autres événements catastrophiques.

Nos centrales de production et leurs activités sont exposées à des dommages potentiels et à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex., les inondations, les vents forts, les incendies et les tremblements de terre), à des pannes de matériel et à d'autres événements qui sont indépendants de notre volonté. La survenance d'un événement marquant qui empêche nos centrales de production de produire ou de vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris des événements qui empêchent les clients actuels d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur nous. Nos centrales de production pourraient être exposées aux effets de conditions climatiques particulièrement rigoureuses, à des catastrophes naturelles et à des événements susceptibles d'être catastrophiques, tels qu'un accident ou un incident grave à nos emplacements. Dans certains cas, il est possible que certains événements ne nous dispensent pas des obligations qui nous incombent aux termes de conventions conclues avec des tiers. Le fait que plusieurs de nos centrales de production soient situées en zones éloignées peut faire en sorte qu'il soit plus difficile d'y avoir accès pour les réparer.

Des ruptures de barrage peuvent entraîner une perte de capacité de production, une augmentation des frais de maintenance et de réparation et d'autres obligations.

Il demeure possible qu'une catastrophe naturelle ou causée par l'homme et certains autres événements entraînent des ruptures de barrage à nos centrales hydroélectriques. La survenance de ruptures de barrage à l'une ou l'autre de nos centrales hydroélectriques pourrait entraîner une perte de capacité de production, causer des dommages à l'environnement et porter préjudice à des tiers ou au public, et ces ruptures pourraient nous forcer à y consacrer des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables ou nous exposer à des obligations importantes. Si de telles ruptures se produisent, nous pourrions être exposés à une responsabilité considérable en ce qui a trait aux dommages. Rien ne garantit que le programme de sécurité de nos barrages permette de déceler les ruptures de barrage éventuelles avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables en cas de ruptures. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos frais et notre exploitation. L'amélioration de tous les barrages afin que ceux-ci puissent résister à des événements plus intenses pourrait nous forcer à engager des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables. Les conséquences des ruptures de barrage pourraient avoir un effet défavorable important sur nous. Nous tentons de gérer ce risque en suivant des procédures de maintenance préventive et en souscrivant des assurances; toutefois, si une rupture de barrage suffisamment importante se produisait, la protection d'assurance, si elle était disponible, pourrait ne pas être adéquate et nous pourrions subir un effet défavorable important.

Si notre approvisionnement en eau est réduit de façon importante, cela pourrait avoir des effets défavorables sur nous.

L'exploitation de centrales hydroélectriques ou alimentées au gaz naturel ou au charbon nécessite un débit d'eau continu. Des changements touchant la situation météorologique ou le climat, les précipitations saisonnières habituelles, le moment et le rythme de la fonte des neiges, l'écoulement de surface et d'autres facteurs indépendants de notre volonté pourraient réduire le débit d'eau de nos centrales. Une réduction importante du débit d'eau de nos centrales limiterait notre capacité de produire et de commercialiser de l'électricité à partir de ces centrales et pourrait avoir un effet défavorable important sur nous. Une réglementation de plus en plus poussée s'applique à l'usage, au traitement et à l'évacuation des eaux et à l'obtention des droits relatifs à l'eau dans les territoires où nous exerçons nos activités. Tout changement apporté à la réglementation pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

La variation de l'intensité du vent peut avoir une incidence négative sur la quantité d'électricité produite par nos centrales éoliennes.

Le vent est par nature variable. Par conséquent, la quantité d'électricité produite par nos centrales éoliennes variera également. De plus, la force et la constance de la ressource éolienne à nos centrales éoliennes peuvent différer de nos prévisions en raison d'un certain nombre de facteurs, notamment : la mesure dans laquelle les données éoliennes historiques et les prévisions éoliennes propres à un de nos sites représentent de façon exacte la vitesse, la force et la constance réelles des vents à long terme; l'effet possible des facteurs climatiques; l'exactitude de nos hypothèses à l'égard, notamment, du climat, de l'accumulation de glace sur les éoliennes et leur encrassement, l'accès aux sites, les pertes par effet de sillage et les pertes de transmission et le cisaillement du vent; l'incidence éventuelle des variations topographiques; et la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Une réduction de la quantité de vent à l'emplacement d'une ou de plusieurs de nos centrales éoliennes sur une période prolongée peut réduire la production de ces centrales, ainsi que toutes les caractéristiques environnementales qui nous reviennent, et réduire nos produits d'exploitation et notre rentabilité.

Les fluctuations des prix de l'électricité et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires à la production d'électricité peuvent avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Une partie importante de nos produits est liée, directement ou indirectement, au prix du marché de l'électricité dans les marchés sur lesquels nous exerçons nos activités. Les prix de l'électricité sur le marché subissent l'incidence de plusieurs facteurs, dont : la vigueur de l'économie, la capacité de transport de l'électricité disponible, le prix des combustibles utilisés pour produire de l'électricité (et, par conséquent, certains des facteurs qui influent sur le prix des combustibles décrits ci-après); la gestion de la production et l'importance de la capacité de production excédentaire par rapport à la charge sur un marché en particulier; le coût du contrôle des émissions de pollution, notamment l'éventuel coût du carbone; la structure du marché; et les conditions climatiques qui influent sur la charge électrique. Par conséquent, nous ne pouvons pas prédire avec précision les prix futurs de l'électricité et la volatilité des prix de l'électricité pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous achetons le gaz naturel et une partie de notre charbon pour fournir le combustible nécessaire à la production d'électricité. Nous pourrions subir des effets défavorables importants si le coût du combustible que nous devons acheter pour produire de l'électricité augmente au-delà du prix que nous pouvons obtenir pour l'électricité que nous vendons. Plusieurs facteurs influent sur le prix du combustible, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, notamment :

- les prix du marché en vigueur pour le combustible;
- la demande mondiale de produits énergétiques;
- le coût du carbone et les autres préoccupations environnementales;
- les interruptions liées aux conditions météorologiques empêchant la livraison de combustibles ou nuisant à la demande à court terme de combustibles;

- l'augmentation de l'offre de produits énergétiques sur les marchés de gros de l'électricité;
- la capacité de transport du combustible ou le coût du service de transport de combustible dans nos marchés; et
- le coût d'extraction minière qui, à son tour, est tributaire de divers facteurs tels que les pressions sur le marché du travail, les frais de remplacement du matériel et l'obtention des permis.

Des variations de l'un ou l'autre de ces facteurs peuvent faire grimper nos coûts de production d'électricité ou faire diminuer les produits que nous tirons de la vente d'électricité, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

L'interruption de l'alimentation en combustible de certaines de nos centrales thermiques pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière.

Certaines de nos installations thermiques dépendent de tiers pour leur alimentation en combustible, y compris du gaz naturel et du charbon. Nous sommes donc soumis au risque lié à l'interruption de l'alimentation et à la volatilité des prix des combustibles, car les livraisons de combustible peuvent ne pas correspondre exactement à celles qui sont nécessaires à nos ventes d'énergie, en partie parce qu'il nous faut acheter d'avance nos stocks de combustible pour répondre à nos besoins de disponibilité et de déploiement. L'interruption des services de transport du combustible, qu'elle soit causée par des perturbations atmosphériques, des grèves, des lockouts, la détérioration d'écluses et de barrages ou d'autres événements, pourrait nuire à notre capacité de production d'électricité et à nos résultats d'exploitation. Il est important de noter que le charbon qui alimente la centrale thermique de Centralia provient maintenant du bassin hydrographique de la Powder River, dans le Montana et le Wyoming, et que nous avons conclu des contrats relatifs à l'achat de ce charbon et à son transport jusqu'à notre centrale thermique de Centralia. Nos contrats actuels relatifs au charbon alimentant la centrale thermique de Centralia expirent entre 2014 et 2025. La perte de nos fournisseurs ou l'incapacité de renouveler nos contrats existants relatifs à l'achat de charbon provenant du bassin hydrographique de la Powder River à des conditions favorables pourraient aussi nuire considérablement à notre capacité de servir nos clients et se répercuter négativement sur notre situation financière et sur nos résultats d'exploitation.

L'évolution de la conjoncture économique pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Une évolution défavorable de la conjoncture économique et de la situation des marchés pourrait avoir un effet négatif sur la demande d'électricité, les produits des activités ordinaires, les charges d'exploitation, le calendrier et l'ampleur des dépenses en immobilisations, la valeur de réalisation nette des immobilisations corporelles, les résultats des mesures de financement, le risque de crédit et le risque de contrepartie, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous. Les variations des taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur nos frais d'emprunt et les produits opérationnels relatifs à la puissance que nous touchons aux termes des CAE de l'Alberta.

Aux termes des CAE prescrits par le gouvernement de l'Alberta conformément auxquels nous exploitons la plupart de nos centrales thermiques et hydroélectriques en Alberta, nous sommes exposés à certains risques, y compris la possibilité d'amendes pour des interruptions imprévues et le fardeau des coûts accrus nécessaires à la maintenance et à l'exploitation de nos centrales.

Les CAE de l'Alberta fixent des objectifs en matière de puissance engagée et de disponibilité devant être atteints par chaque centrale au charbon, des obligations en matière de services énergétiques et auxiliaires pour les centrales hydroélectriques et la rétribution pour le respect des obligations aux termes des CAE de l'Alberta. Aux termes des CAE de l'Alberta applicables aux centrales au charbon, en cas d'interruption imprévue, sauf si celle-ci est considérée comme occasionnée par un cas de force majeure, nous devons payer une pénalité pour la production perdue, d'après un prix qui correspond à la moyenne mobile sur 30 jours des prix de l'électricité sur le marché de l'Alberta. Par conséquent, une interruption imprévue pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous assumons une partie des répercussions des hausses de nos charges d'exploitation (sauf les hausses découlant d'un « changement apporté à la loi » au sens donné à l'expression *change of law* dans les CAE de l'Alberta) puisque le prix que nous pouvons recevoir pour notre puissance aux termes des CAE de l'Alberta se fonde sur un barème de coûts fixes

prévus. Bon nombre des coûts prévus seront déterminés par des indices, des formules ou d'autres moyens pendant toute la durée des CAE de l'Alberta. Nos résultats réels varieront par rapport aux prévisions sur lesquelles reposent les CAE de l'Alberta. Les charges d'exploitation pourraient augmenter en raison de nombreux facteurs qui sont indépendants de notre volonté. Une hausse importante de nos charges d'exploitation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. De plus, rien ne garantit que nous réalisons un rendement suffisant en vertu des CAE de l'Alberta pour compenser les investissements que nous sommes tenus de faire en vertu de ces CAE.

À l'occasion, pendant la durée des CAE de l'Alberta, des questions peuvent être soulevées quant à l'application prévue de ceux-ci et peuvent exiger l'interprétation de certaines de leurs dispositions; or, les interprétations qui en sont alors faites peuvent ne pas être à notre avantage. En de telles circonstances, nous pourrions subir des effets défavorables importants.

Le cours de nos actions ordinaires peut être volatil.

Le cours de nos actions ordinaires peut être volatil et subir d'importantes fluctuations en raison de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, y compris les facteurs suivants : a) les variations réelles ou prévues de nos résultats opérationnels; b) les recommandations des analystes en valeurs mobilières; c) des changements dans le rendement économique ou la valeur au marché d'autres sociétés que les investisseurs jugent comparables à la nôtre; d) la perte ou la démission de membres de la haute direction et d'autres employés clés; e) les ventes réelles ou perçues d'actions ordinaires additionnelles; f) les acquisitions ou regroupements d'entreprises, les partenariats stratégiques, les contreprises ou les engagements de capitaux importants faits par nous ou nos concurrents ou visant notre entreprise ou nos concurrents qui se révèlent mal fondés; et g) les tendances, préoccupations, percées technologiques ou développements concurrentiels, changements réglementaires et autres questions connexes qui se manifestent dans le secteur de la production d'énergie renouvelable ou dans nos marchés cibles.

Les marchés des capitaux ont connu au cours des dernières années d'importantes variations des prix et des volumes qui ont eu une incidence particulière sur le cours des titres de capitaux propres des sociétés et qui n'avaient, dans bien des cas, aucun lien avec le rendement opérationnel, la valeur des actifs sous-jacents ou les perspectives de ces sociétés. Par conséquent, le cours de nos actions ordinaires pourrait baisser même si nos résultats opérationnels, la valeur de nos actifs sous-jacents ou nos perspectives n'ont pas changé. En outre, ces facteurs, ainsi que d'autres facteurs connexes, pourraient entraîner une baisse de la valeur des actifs, ce qui pourrait se traduire par des pertes de valeur. Certains investisseurs institutionnels pourraient fonder leurs décisions d'investissement sur une analyse de nos pratiques et de notre rendement dans les domaines de l'environnement, de la gouvernance et de la responsabilité sociale selon leurs propres lignes directrices et critères en matière d'investissement, et le fait de ne pas répondre à ces critères pourrait faire en sorte que ces institutions limitent leur investissement dans nos actions ordinaires ou s'abstiennent de faire un tel investissement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le cours de nos actions ordinaires.

Nos versements de dividendes en espèces ne sont pas garantis.

Le versement de dividendes en vertu de notre politique de dividende n'est pas garanti et pourrait varier. Le conseil a le pouvoir d'établir le montant des dividendes à déclarer et à verser aux actionnaires. Nous pouvons modifier notre politique de dividende en tout temps et le versement de dividendes dépendra, notamment, des résultats opérationnels; de la situation financière; des résultats actuels et prévisionnels futurs; des flux de trésorerie opérationnels; des besoins en liquidités; des occasions offertes sur le marché; de l'impôt sur le bénéfice; des investissements de maintien et de capital de croissance; du remboursement de la dette; des contraintes légales, réglementaires et contractuelles; des besoins en fonds de roulement; de la législation fiscale et d'autres facteurs pertinents. Nos emprunts à court et à long terme pourraient nous empêcher de verser des dividendes à tout moment où un manquement ou un cas de défaut existerait en vertu de cette dette ou si le versement du dividende devait entraîner un manquement ou un cas de défaut.

Au fil du temps, nos besoins en capitaux et autres liquidités pourront différer considérablement de nos besoins actuels, ce qui pourrait avoir une incidence sur notre décision de verser ou non des dividendes et sur le montant des dividendes que nous pourrions verser à l'avenir. Si nous continuons de verser des dividendes selon les montants actuels, nous ne conserverons peut-être pas suffisamment de fonds pour financer les occasions de croissance, combler d'importants besoins de trésorerie imprévus ou financer nos activités en cas de ralentissement économique important. Le conseil, sous réserve des exigences de nos règlements administratifs et de nos autres documents de gouvernance, peut modifier ou révoquer notre politique de dividende ou en interrompre l'application en tout temps. Une baisse du cours ou de la

liquidité de nos actions ordinaires, ou des deux, pourrait survenir si le conseil devait constituer d'importantes réserves qui réduiraient le montant des dividendes trimestriels versés ou si nous devions réduire ou supprimer le versement de dividendes.

Nous dépendons des activités exercées dans nos centrales pour dégager des fonds disponibles. Le montant réel de la trésorerie disponible pour le versement de dividendes aux porteurs de nos actions ordinaires dépendra de nombreux facteurs propres à chacune de nos centrales, dont : le rendement opérationnel de nos installations de production, la rentabilité, les variations des produits des activités ordinaires, les fluctuations du fonds de roulement, l'importance des dépenses d'investissement, les lois applicables, le respect des contrats et les restrictions contractuelles contenues dans les instruments régissant la dette. Toute réduction de la trésorerie disponible à des fins de distribution en provenance de nos installations de production réduira les fonds disponibles en vue du versement de dividendes aux porteurs de nos actions ordinaires.

Nous exerçons nos activités dans un environnement hautement concurrentiel et pouvons ne pas être en mesure de livrer concurrence avec succès.

Nous exerçons nos activités dans un certain nombre de provinces canadiennes, ainsi qu'aux États-Unis et en Australie. Dans ces régions, nous devons faire face à la concurrence provenant de grands services publics comme de petits producteurs d'électricité indépendants, ainsi que de conglomérats de capitaux privés et internationaux. Certains concurrents possèdent des ressources financières et d'autres ressources considérablement supérieures aux nôtres. Le tort causé par la concurrence pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Nous pourrions subir des pertes de produits des activités ordinaires ou des augmentations de nos charges ainsi que des pénalités si nous devions être incapables d'exploiter nos installations de production à un niveau nous permettant de nous conformer à nos CAE.

La capacité de nos installations de produire la puissance maximale qui peut être vendue aux termes des CAE constitue un facteur déterminant en ce qui concerne nos produits des activités ordinaires. Aux termes de certains CAE, si l'installation produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année donnée du contrat, nous pourrions devoir payer des pénalités à l'acheteur. Le paiement de toute pénalité de ce genre pourrait nuire à nos produits des activités ordinaires et à notre rentabilité.

Nos produits des activités ordinaires pourraient diminuer au moment de l'expiration ou de la résiliation des CAE.

Nous vendons de l'électricité en vertu de CAE qui expirent à différents moments. De plus, ces CAE peuvent être résiliés dans certaines circonstances, y compris en cas de manquement de la centrale ou de son propriétaire ou son exploitant. Lorsqu'un CAE expire ou est résilié, il est possible que le prix reçu par l'installation ou la centrale visée pour la puissance vendue aux termes d'ententes ultérieures soit nettement moins élevé. Il se peut aussi que les CAE négociés après la fin des CAE initiaux ne soient plus disponibles à des prix qui permettent la poursuite de l'exploitation rentable de l'installation ou de la centrale visée. Si tel était le cas, l'installation ou la centrale visée pourrait être forcée de cesser ses activités de manière permanente.

Les variations climatiques peuvent avoir une incidence sur la demande d'électricité et notre capacité de produire de l'électricité.

En raison de la nature de nos activités, notre résultat est sensible aux variations climatiques d'une période à l'autre. Les variations du climat hivernal ont une incidence sur la demande relative aux besoins de chauffage électrique, tandis que les variations du climat estival ont une incidence sur la demande relative aux besoins de refroidissement électrique. Cette fluctuation de la demande se traduit par une volatilité du prix sur le marché au comptant. La variation des précipitations a également une incidence sur l'approvisionnement en eau, qui, à son tour, a une incidence sur nos actifs hydroélectriques.

De la glace peut s'accumuler sur les pales des éoliennes au cours des mois d'hiver. Cette accumulation dépend de différents facteurs, dont la température, l'humidité ambiante et le vent. L'accumulation de glace sur les pales des éoliennes peut se répercuter considérablement sur les rendements énergétiques, pourrait causer davantage de temps d'arrêt de l'éolienne et pourrait réduire également la durée de vie utile prévue de l'éolienne.

Nous pourrions ne pas avoir gain de cause dans la contestation d'actions en justice.

Nous devons parfois assumer la défense dans le cadre de diverses actions et poursuites en justice et sommes parfois partie à des différends commerciaux qui sont réglés par arbitrage. Rien ne garantit que nous aurons gain de cause dans ces instances ni qu'un jugement contre nous dans l'une de ces instances n'aura pas un effet défavorable important sur nous.

Les lois et règlements des différents marchés où nous sommes actifs sont susceptibles de changer, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Certains des marchés où nous exerçons nos activités et où nous avons l'intention de les exercer sont assujettis à une surveillance et à un contrôle réglementaires importants. Nous ne pouvons prédire s'il y aura d'autres changements sur le plan réglementaire, y compris la réglementation possible des tarifs autorisés et de la structure du capital des sociétés productrices de gros comme la nôtre, ou des changements touchant la structure des marchés ou les règles s'y appliquant, ni quelles conséquences ultimes ces changements auront, le cas échéant, sur nos activités. Les règles, la réglementation et les normes de fiabilité en vigueur actuellement dans les marchés sont souvent dynamiques et peuvent être révisées ou réinterprétées et de nouvelles lois et de nouveaux règlements peuvent être adoptés ou devenir applicables à nous ou à nos centrales et avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous gérons ces risques systématiquement au moyen d'un programme portant sur la réglementation et la conformité qui est conçu pour réduire l'incidence négative que ces risques pourraient avoir sur nous. Toutefois, nous ne pouvons pas garantir que nous serons en mesure d'adapter notre activité en temps opportun en réaction aux changements qui pourront être apportés au cadre réglementaire des marchés dans lesquels nous exerçons notre activité, et cette incapacité d'adaptation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Les autorités de réglementation peuvent également, à l'occasion, procéder à des vérifications ou à des enquêtes sur nos activités dans les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités ou effectuons des opérations. Ces vérifications ou enquêtes peuvent entraîner des sanctions ou des amendes pouvant avoir une incidence importante sur nos activités futures, notre réputation ou notre situation financière.

Nos centrales font également l'objet de diverses exigences en matière de licences et de permis dans les territoires où elles sont exploitées. Bon nombre de ces licences et permis doivent être renouvelés à l'occasion. Si nous ne parvenons pas à renouveler ces licences ou permis, ou si leurs modalités sont modifiées d'une façon qui nuit à notre activité, nous pourrions en subir un effet défavorable important.

Des changements aux règles et à la réglementation d'une commission de services publics d'une province canadienne ou d'un État américain ou de quelque autre organisme de réglementation dans les autres marchés dans lesquels nous faisons ou pourrions faire concurrence peuvent avoir un effet défavorable important sur nous.

Nos activités pourraient être considérablement touchées par une réglementation accrue des dérivés négociés hors cote, ce qui pourrait avoir une incidence sur notre capacité de protéger notre production d'électricité par des opérations de couverture.

Le titre VII de la loi Dodd-Frank, de même que la réglementation comparable qui devrait être mise en œuvre à court terme au Canada, accroît la réglementation des opérations portant sur des instruments financiers dérivés négociés hors cote, y compris en exigeant la compensation centrale de nombreuses opérations sur dérivés négociés hors cote. L'incidence que ces réformes portant sur les instruments dérivés aura sur nos activités dépendra des règles qui doivent être adoptées. Les modifications apportées à la réglementation pourraient nuire à notre capacité de protéger notre production d'électricité par des opérations de couverture en réduisant la liquidité des marchés de l'énergie et, si nous sommes tenus de faire la compensation de ces opérations sur des marchés boursiers ou de remplir d'autres exigences, en augmentant considérablement le coût des garanties financières associées à ces activités. Nous ne pouvons savoir maintenant si nous aurons l'obligation de fournir des garanties (pour nos opérations compensées et non compensées) en sus de celles que nous fournissons actuellement dans le cadre de nos opérations de couverture existantes et, si tel est le cas, quelle en sera l'ampleur. D'autres éléments de la réglementation relative aux dérivés auront une incidence sur nos activités de commercialisation de l'énergie et de trésorerie, notamment la déclaration des opérations, les limites de

position et les nouvelles exigences relatives à l'exécution des opérations. Le processus d'adoption de règles et la mise en œuvre de celles-ci s'étendront sur plusieurs années, de sorte qu'il est difficile d'en évaluer toutes les répercussions à ce moment-ci.

Bon nombre de nos activités et de nos biens sont assujettis à des exigences environnementales et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Dans trois pays, nos activités sont assujetties aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux et étatiques et des administrations locales qui portent sur la production et le transport d'électricité et d'énergie thermique ainsi que sur l'exploitation minière à ciel ouvert, relativement à la pollution et à la protection de l'environnement, à la santé et à la sécurité, et qui régissent, entre autres, les émissions dans l'atmosphère, l'usage et l'évacuation des eaux, le stockage, le traitement et l'élimination des déchets et autres matières et la restauration des sites ainsi que la responsabilité relative à l'utilisation des terres (collectivement, « réglementation environnementale »). Ces lois peuvent imposer une responsabilité à l'égard des coûts engagés pour faire enquête et pour apporter des mesures correctives à la suite d'une contamination sans égard à la faute et, dans certaines circonstances, la responsabilité peut être solidaire, de sorte qu'une partie responsable donnée est tenue responsable de toute l'obligation. La réglementation environnementale peut aussi imposer, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manipulation, à l'utilisation, à l'entreposage, au transport, au traitement et à l'élimination des substances et des déchets dangereux et peut imposer des responsabilités, notamment de nettoyage et de divulgation, relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. La réglementation environnementale peut également exiger que les installations et les autres biens associés à nos activités soient exploités, maintenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation compétentes. De plus, il y a un niveau croissant de réglementation environnementale relativement à l'utilisation, au traitement et à l'évacuation des eaux et nous prévoyons l'adoption de nouveaux règlements ou de règlements supplémentaires sur les émissions à l'échelle nationale au Canada, aux États-Unis et en Australie qui pourraient imposer des normes différentes quant aux obligations de conformité s'appliquant à nos activités. Ces diverses normes de conformité pourraient occasionner des coûts additionnels à notre entreprise ou influencer sur notre capacité d'exploiter nos installations.

Pour respecter la réglementation environnementale, nous devons engager des dépenses en immobilisations et encourir des frais d'exploitation importants pour la surveillance environnementale, le matériel et les processus de contrôle des effluents et des émissions; la mesure, la vérification et la déclaration des émissions; les droits liés aux émissions et d'autres activités ou obligations de conformité. Nous nous attendons à devoir continuer d'assumer d'autres dépenses liées à l'environnement dans l'avenir. Des normes plus rigoureuses, une réglementation nouvelle ou plus abondante, l'application plus stricte des règles par les autorités de réglementation, les exigences plus poussées pour l'obtention des permis, une augmentation du nombre et du type d'éléments d'actif exploités par la Société qui sont assujettis à la législation environnementale et la mise en œuvre d'une réglementation provinciale, étatique et nationale sur les émissions de GES, les émissions de mercure ou d'autres émissions dans l'atmosphère dans un territoire où nous sommes actifs pourraient faire augmenter le montant de ces dépenses. Dans la mesure où ces dépenses ne peuvent être transmises aux clients aux termes de nos contrats d'achat d'électricité, y compris les CAE de l'Alberta, nous pourrions avoir à engager des coûts importants. De plus, le respect de la réglementation environnementale pourrait nous forcer à restreindre certaines de nos activités. Si nous ne nous conformons pas à la réglementation environnementale, les organismes de réglementation pourraient chercher à nous imposer des sanctions civiles, administratives et/ou criminelles ou à limiter nos activités et nous occasionner d'importantes dépenses liées à la conformité, à du nouveau matériel ou à de nouvelles technologies, à des obligations d'information et à de la recherche et du développement.

En plus d'être soumis à la réglementation environnementale, nous pourrions engager notre responsabilité civile si des parties privées décidaient de demander que des amendes, des peines civiles ou des responsabilités nous soient imposées relativement à des dommages matériels, à des blessures et à d'autres coûts et pertes. Nous ne pouvons pas garantir que nous ne ferons pas l'objet de poursuites ou de mesures administratives ou d'enquêtes par ailleurs susceptibles de nuire à nos activités et à nos éléments d'actif. Si nous faisons l'objet d'une poursuite ou d'une instance par ailleurs susceptible de nuire à nos activités et à nos éléments d'actif, nous pourrions être tenus d'engager des dépenses importantes pour défendre nos activités ou pour présenter des preuves de leur conformité ou pour assurer la conformité de notre Société, de nos activités et de nos éléments d'actif, dépenses qui pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Divers efforts déployés récemment au chapitre de la réglementation fédérale, provinciale, étatique et locale continuent d'être axés sur les changements climatiques qui pourraient survenir ou les émissions de GES, et des exigences en matière de déclaration obligatoire des GES sont entrées en vigueur tant au Canada qu'aux États-Unis. Les exigences de réduction obligatoire des émissions de GES devraient nous imposer des coûts accrus, comme cela devrait être le cas pour la plupart des producteurs d'énergie thermique d'Amérique du Nord. Nous sommes assujettis à d'autres règlements régissant la qualité de l'air, y compris les règlements sur le mercure. Dans la mesure où des règlements nouveaux ou supplémentaires sur les émissions de GES, les émissions de mercure ou d'autres émissions dans l'atmosphère pourraient nous occasionner des coûts qui ne peuvent être transmis à nos clients aux termes de nos contrats d'achat d'énergie, y compris les CAE de l'Alberta, les coûts pourraient être importants et avoir un effet défavorable important sur nos activités. En ce qui concerne les centrales existantes de TransAlta alimentées au gaz, nous disposons actuellement de clauses contractuelles prévoyant qu'en cas de changement apporté à la loi, les coûts liés à toute taxe sur le carbone peuvent être transmis à l'acheteur et nous prévoyons que les nouveaux contrats que nous signerons contiendront des clauses analogues.

Nos activités d'exploitation minière à ciel ouvert sont assujetties à des lois et à des règlements établissant des normes en matière d'exploitation minière, de protection de l'environnement et de restauration pour tous les aspects de l'exploitation à ciel ouvert. En qualité de propriétaire ou d'exploitant de mines, nous devons obtenir des permis de l'organisme de réglementation compétent autorisant certaines activités minières qui entraînent des perturbations à la surface. Ces exigences cherchent à limiter les effets défavorables de l'exploitation houillère et des exigences plus rigoureuses pourraient être adoptées à l'occasion. En qualité de propriétaire ou d'exploitant de mines, nous pouvons également être tenus de déposer un cautionnement ou de garantir autrement le paiement de certaines obligations à long terme, y compris les coûts de fermeture de mines et de restauration des emplacements. Les coûts des cautionnements ont augmenté ces dernières années, tandis que les conditions de ces cautionnements sont devenues plus désavantageuses. De plus, le nombre d'entreprises prêtes à émettre des cautionnements a diminué. Nous pourrions être tenus d'autofinancer ces obligations si nous ne parvenons pas à renouveler ou à obtenir les cautionnements requis à l'égard de nos activités minières ou s'il est plus économique de procéder de cette façon.

Des changements touchant l'opinion que des parties externes se forment au sujet de notre Société peuvent avoir un effet défavorable important sur nous.

Le risque lié à la réputation est inhérent à nos activités, car l'opinion du grand public, des parties intéressées privées, des gouvernements et d'autres entités peut changer. Notre réputation est l'un de nos plus précieux actifs. Chaque décision d'affaires est susceptible de porter préjudice à notre réputation et tous les risques peuvent avoir une incidence sur notre réputation, ce qui peut alors nuire à nos activités et dévaloriser nos titres. On ne peut gérer le risque lié à la réputation indépendamment des autres formes de risque. Les répercussions négatives d'une réputation ternie peuvent comprendre la perte de produits tirés des activités ordinaires, une diminution de la clientèle et la dévaluation de nos titres.

Nous dépendons de certains partenaires qui peuvent avoir des intérêts ou des objectifs qui entrent en conflit avec les nôtres et cette divergence pourrait avoir un effet défavorable sur nous.

Nous avons conclu divers types d'arrangements avec des collectivités ou des coentrepreneurs en vue de l'exploitation de nos centrales. Certains de ces partenaires peuvent avoir ou développer des intérêts ou des objectifs qui diffèrent des nôtres ou qui entrent en conflit avec ceux-ci. Cette divergence pourrait nuire au succès de nos centrales. Dans le cadre du processus de délivrance de permis et d'approbation, nous pouvons parfois devoir aviser et consulter les divers groupes de parties prenantes, dont les propriétaires fonciers, les Premières Nations ainsi que les municipalités. Tout retard imprévu accusé dans le cadre de ce processus peut avoir une incidence défavorable sur notre capacité de réaliser un projet donné touchant une centrale ou d'y parvenir en temps opportun.

Nous sommes tributaires de l'accès aux pièces et au matériel que nous ne pouvons nous procurer qu'auprès de certains fournisseurs clés et nous pourrions être touchés de façon défavorable si nos relations avec ces derniers n'étaient pas maintenues.

Notre capacité de rivaliser et de croître dépendra de notre accès, à un coût raisonnable, à du matériel, à des pièces et à des composants qui sont concurrentiels, tant sur le plan technologique qu'économique, par rapport à ceux qui sont utilisés par nos concurrents. Bien que nous ayons des contrats cadres distincts avec divers fournisseurs, rien ne garantit que les relations avec ces fournisseurs seront maintenues. Si elles ne le sont pas, notre capacité de livrer concurrence pourrait être diminuée en raison d'un accès insuffisant à ces sources de matériel, de pièces et de composants.

Nos systèmes informatiques sont vulnérables aux virus informatiques, aux catastrophes naturelles, aux accès non autorisés, aux cyberattaques et à d'autres dérangements semblables, qui sont tous susceptibles d'avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nous avons recours à la technologie pour exercer nos activités et surveiller la production de nos centrales et utilisons principalement les ordinateurs, les téléphones filaires et mobiles, les satellites et les réseaux et infrastructures connexes pour ce faire. Ces systèmes et infrastructures pourraient être vulnérables face à des problèmes imprévus, notamment le vandalisme et le vol. Nous avons mis en place certains systèmes, procédés et pratiques conçus pour protéger nos systèmes et nos données contre toute appropriation illicite ou corruption intentionnelle ou non et pour nous protéger contre toute interruption de nos activités. Malgré ces mesures de sécurité, nos systèmes de TI sont vulnérables aux virus informatiques, aux catastrophes naturelles, aux accès non autorisés, aux cyberattaques et à d'autres dérangements semblables.

Tout dommage ou défaut ayant pour effet d'interrompre les activités pourrait nuire à nos clients. De plus, nous protégeons les infrastructures de nos centrales contre les dommages matériels, les atteintes à la sécurité et les interruptions de service de diverses causes. Le vol, le vandalisme et d'autres perturbations pourraient compromettre la sécurité de l'information stockée dans nos systèmes et nos infrastructures de réseau et celle transmise par l'intermédiaire de ceux-ci et pourraient occasionner des contretemps considérables, se solder par des passifs éventuels et dissuader des clients futurs. Bien que nous disposions de systèmes, de politiques, de matériel, de pratiques et de procédures conçus pour empêcher ou limiter l'effet d'une défaillance, d'interruptions ou d'atteintes à la sécurité de nos centrales et des infrastructures connexes, rien ne garantit que ces mesures suffiront et que ces problèmes seront corrigés adéquatement et en temps opportun. Nous surveillons de près les mesures à la fois de prévention et de détection afin de gérer ce risque.

Nos centrales dépendent de systèmes de transport nationaux et régionaux et d'installations connexes détenus et exploités par des tiers et ces systèmes sont assujettis à certaines contraintes tant réglementaires que physiques qui pourraient entraver l'accès aux marchés de l'électricité.

Nos centrales électriques dépendent de systèmes de transport nationaux et régionaux et d'installations connexes détenus et exploités principalement par des tiers pour la livraison de l'électricité que nous produisons à des points de livraison où a lieu la passation du titre de propriété et où nous sommes payés. Ces réseaux sont assujettis à des contraintes réglementaires et physiques qui, dans certains cas, pourraient entraver l'accès aux marchés de l'électricité. En cas d'urgence, il est possible que nos centrales électriques soient déconnectées physiquement du réseau, ou que leur production soit réduite, pendant un court laps de temps. Selon la plupart de nos contrats de vente d'électricité, aucun paiement n'est fait si l'électricité n'est pas livrée.

Nos centrales électriques peuvent également être touchées par des modifications apportées à la réglementation régissant le coût et les modalités d'utilisation des systèmes de transport et de distribution auxquels elles sont raccordées. Nos centrales électriques pourraient ne pas être en mesure d'obtenir à l'avenir l'accès à ces réseaux d'interconnexion ou de transport ou de l'obtenir à des prix raisonnables ou dans un délai opportun, ce qui pourrait entraîner des retards ou des coûts additionnels occasionnés par les démarches devant alors être entreprises pour négocier ou renégocier les CAE ou pour construire de nouveaux projets. De plus, nous pourrions ne plus profiter d'arrangements avantageux à l'avenir. Une telle hausse des coûts et des retards semblables pourraient repousser les dates de mise en production commerciale de nos nouveaux projets et avoir une incidence défavorable sur nos produits des activités ordinaires et notre situation financière.

Les risques liés aux activités de négociation peuvent avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nos activités de négociation et de mise en marché comportent souvent la prise de positions de négociation sur les marchés énergétiques de gros tant à moyen terme qu'à court terme. Dans la mesure où nous détenons des positions acheteurs sur les marchés énergétiques, un revirement des prix du marché entraînera des pertes découlant de la baisse de la valeur de ces positions acheteurs. En revanche, dans la mesure où nous concluons des contrats de vente à terme pour la livraison d'énergie dont nous ne sommes pas propriétaires, ou prenons des positions vendeurs sur les marchés énergétiques, un redressement des prix du marché nous exposera à des pertes si nous tentons de couvrir des positions vendeurs en faisant l'acquisition d'énergie dans un marché haussier.

De plus, nous pouvons occasionnellement avoir une stratégie de négociation consistant en la détention simultanée d'une position vendeur et d'une position acheteur, en espérant tirer un bénéfice des variations de la valeur relative des deux positions. Si, toutefois, la valeur relative des variations des deux positions tourne dans un sens ou d'une manière que nous n'avions pas prévu, nous subirons des pertes découlant d'une telle position jumelée.

Si la stratégie que nous utilisons pour nous protéger contre ces différents risques est inefficace, nous pourrions en souffrir lourdement. Nos positions de négociation peuvent être influencées par la volatilité des marchés énergétiques qui, à leur tour, sont tributaires de différents facteurs, notamment les conditions météorologiques dans diverses régions géographiques et le déséquilibre entre l'offre et la demande à court terme, autant de facteurs impossibles à prévoir avec certitude. Un mouvement dans les marchés énergétiques pourrait avoir un effet défavorable sur nos positions, ce qui pourrait également avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Bien que nous utilisions différents contrôles pour la gestion des risques, réalisés par notre groupe de gestion du risque indépendant, afin de limiter notre exposition aux risques découlant de nos activités de négociation, dont la VAR, les restrictions visant à minimiser les pertes, les tests de simulation et les limites et les restrictions volumétriques et relatives à la durée à l'égard des instruments autorisés, nous ne pouvons garantir que nous ne subirons pas de pertes et ces pertes pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

En raison de nos activités multinationales, nous sommes exposés au risque de change et au risque lié à la réglementation et aux régimes politiques.

Nos investissements et nos activités dans des pays étrangers, le résultat que nous tirons de ces activités, l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers et notre dette libellée en dollars américains nous exposent à diverses devises, surtout les dollars américain et australien et l'euro. Les variations de la valeur de ces devises par rapport au dollar canadien pourraient faire baisser notre résultat ou la valeur de nos investissements étrangers. Bien que nous nous efforcions de gérer ce risque en ayant recours à des instruments de couverture, y compris des swaps de devises et des contrats de change à terme, et à l'appariement des produits et des dépenses par monnaie au niveau du siège social, rien ne garantit que ces efforts en matière de gestion du risque seront efficaces et les variations du change pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

En plus du risque de change, nos activités étrangères peuvent être soumises au risque lié au régime réglementaire et politique. Une modification de la réglementation régissant la production d'électricité ou du climat politique dans les pays où nous exerçons nos activités pourrait entraîner des coûts supplémentaires et avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous pourrions éprouver de la difficulté à réunir les capitaux dont nous aurons besoin à l'avenir, ce qui pourrait nuire grandement à nos activités.

Dans la mesure où nos sources de capitaux et nos flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ne suffisent pas à financer nos activités, nous pouvons avoir besoin de réunir des capitaux supplémentaires. Nous pourrions ne pas être en mesure d'obtenir du financement supplémentaire au moment où nous en aurons besoin et, si ce financement est disponible, il pourrait ne pas l'être à des conditions qui nous soient favorables.

La récupération des investissements dans nos projets de production d'énergie se fait habituellement sur une longue période. Par conséquent, nous devons recueillir des fonds au moyen de financements par titres de capitaux propres ou par

titres d'emprunt, y compris des opérations portant sur les avantages fiscaux, ou de subventions gouvernementales pour nous aider à financer l'acquisition de projets et à régler les frais généraux et administratifs liés à l'exercice de nos activités. Notre capacité de recueillir du financement, que ce soit à l'échelle de l'entreprise ou pour une filiale (y compris pour la dette liée à un projet sans recours), de même que le coût de ces immobilisations dépendent de nombreux facteurs, dont les suivants : a) la conjoncture économique et celle des marchés financiers en général; b) la capacité d'obtenir du crédit auprès de banques et d'autres institutions financières; c) la confiance des investisseurs dans notre entreprise et dans les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités; d) notre rendement financier; e) notre niveau d'endettement et le respect des clauses restrictives de nos conventions de prêt; et f) nos flux de trésorerie.

L'augmentation des taux d'intérêt ou la réduction du financement de projets par emprunt pourraient réduire le nombre de projets que nous serons en mesure de financer. Si nous n'étions pas en mesure d'obtenir des fonds supplémentaires lorsque nous en aurons besoin, nous pourrions être tenue de reporter l'acquisition et la construction de projets, de réduire la portée des projets, d'abandonner ou de vendre une partie ou la totalité de nos projets ou centrales ou encore de contrevenir à nos engagements contractuels à l'avenir, ce qui pourrait dans chaque cas avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats opérationnels.

Nos titres de créance seront structurellement subordonnés à la dette de nos filiales qui est actuellement en cours ou qui pourrait être contractée à l'avenir.

Nous exerçons nos activités et détenons la majorité de nos actifs par l'entremise de nos filiales, y compris des sociétés de personnes. Nos résultats d'exploitation et notre capacité d'assurer le service de la dette sont tributaires des résultats d'exploitation de nos filiales et des fonds que celles-ci versent à TransAlta, notamment sous forme de prêts ou de dividendes. Nos filiales n'auront pas l'obligation de payer les sommes dues à l'égard des titres d'emprunt que TransAlta a émis ni de mettre quelque somme que ce soit à la disposition de TransAlta en vue du paiement de ceux-ci, que ce soit en lui versant des dividendes ou des intérêts ou en lui consentant des prêts, des avances ou d'autres paiements. De plus, le versement de dividendes et l'octroi de prêts, d'avances et d'autres paiements à notre endroit par nos filiales peuvent être assujettis à des restrictions juridiques ou contractuelles.

En cas de liquidation d'une filiale, les actifs de cette dernière serviraient d'abord à rembourser sa dette, y compris les comptes fournisseurs ou les obligations aux termes de cautionnements, avant de servir à acquitter la dette de TransAlta, y compris les titres de créance que TransAlta a émis. Ces dettes et les autres dettes futures de ces filiales seraient structurellement de rang supérieur aux titres d'emprunt émis par TransAlta.

Nos filiales ont financé certains investissements en faisant appel à du financement de projet sans recours. Chaque financement de projet sans recours est structuré pour être remboursé avec les flux de trésorerie que procure l'investissement. En cas de défaut non corrigé aux termes d'une convention de financement, les prêteurs auraient généralement des droits sur les actifs en cause. En cas de forclusion après un défaut, notre filiale pourrait perdre ses droits sur l'actif ou pourrait n'avoir droit à aucune partie des liquidités que l'actif peut produire. Quoiqu'un défaut aux termes d'un financement de projet n'entraîne pas un défaut relativement aux titres d'emprunt que TransAlta a émis, il peut avoir un effet défavorable sur notre capacité d'assurer le service de notre dette en cours.

L'abaissement de nos notes de crédit pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nous.

Les agences de notation nous évaluent régulièrement et basent leur notation de notre dette à long et à court terme sur différents facteurs. Rien ne garantit qu'une ou plusieurs de nos notes ne seront pas abaissées. Nos notes de crédit influent directement sur nos coûts d'emprunt et sur notre capacité de mobiliser des fonds. Elles peuvent revêtir de l'importance pour les fournisseurs ou les cocontractants désireux de conclure certaines opérations avec nous. Un abaissement de nos notes pourrait nuire à notre capacité de conclure des ententes avec des fournisseurs ou des cocontractants et de conclure certaines opérations et il pourrait limiter notre accès aux marchés du crédit privés et publics et augmenter les coûts d'emprunt rattachés à nos facilités de crédit existantes. Il pourrait nous forcer à donner de nouvelles garanties financières importantes à nos cocontractants. Pour plus d'information sur les garanties données en cas d'abaissement de nos notes de crédit, veuillez vous reporter au point III de la partie C de la note 19 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez également vous reporter à la rubrique « Documents intégrés par renvoi ».

Des changements touchant les restrictions légales ou contractuelles s'appliquant à notre structure organisationnelle pourraient avoir un effet défavorable important sur nous.

Nous exerçons une partie importante de nos activités par l'entremise de filiales et de sociétés de personnes. Notre capacité de remplir nos obligations à l'égard de notre dette et d'en assurer le service dépend des résultats d'exploitation de nos filiales et des fonds que celles-ci nous verse, notamment sous forme de distributions, de prêts ou de dividendes. De plus, nos filiales peuvent être assujetties à des restrictions légales ou contractuelles qui limitent leur capacité de nous distribuer des fonds.

Le secteur de la production d'électricité comporte certains risques inhérents liés à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement qui pourraient nous occasionner des dépenses imprévues ou des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences importantes pour notre entreprise et nos activités.

La propriété et l'exploitation de nos actifs de production d'énergie comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque que des ordonnances soient prononcées par le gouvernement pour nous obliger à remédier à des conditions dangereuses et/ou à prendre des mesures correctives ou d'autres mesures relativement à la contamination de l'environnement, que des pénalités éventuelles soient imposées pour avoir contrevenu aux lois, aux licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et qu'une responsabilité civile éventuelle soit engagée. La conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations devrait demeurer importante pour nos activités. La survenance d'un événement de ce genre ou des modifications ou ajouts apportés aux lois, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement ou une application plus rigoureuse de ceux-ci pourrait avoir une incidence importante sur notre exploitation et/ou entraîner des dépenses supplémentaires importantes. Par conséquent, rien ne garantit que d'autres préoccupations concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs ayant trait à des questions actuellement connues ou inconnues n'exigeront pas des dépenses imprévues ni n'entraîneront des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour nos activités et notre exploitation.

Certains des contrats auxquels nous sommes parties exigent que nous affections des biens en garantie de nos obligations.

Nous sommes exposés à un certain risque aux termes de certains contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel conclus aux fins de nos opérations de couverture et de négociation pour compte propre. Les modalités de ces contrats exigent que nous donnions des garanties financières lorsque la juste valeur de ces contrats dépasse les limites de crédit que nous consentent nos cocontractants et lorsque le contrat nous oblige à donner les garanties financières. La juste valeur de ces contrats varie en fonction des fluctuations des prix des produits de base. Ces contrats comprennent : i) des contrats d'achat, lorsque les prix à terme des produits de base sont inférieurs aux prix convenus par contrat; et ii) des contrats de vente, lorsque les prix à terme des produits de base sont supérieurs aux prix convenus par contrat. Une baisse de notre notation par certaines agences de notation peut entraîner une diminution des limites de crédit qui nous sont consenties par nos cocontractants et augmenter ainsi le montant de garantie que nous pouvons être appelés à fournir, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Si nos cocontractants ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations, nous pourrions en subir un effet défavorable important.

Si les acheteurs de notre électricité et de notre vapeur ou nos autres cocontractants manquent à leurs obligations, nous pourrions en subir un effet défavorable important. Bien que nous ayons mis en place des méthodes et des mesures de contrôle afin de gérer notre risque de contrepartie avant la conclusion de contrats, tous les contrats comportent, par essence, un risque de défaillance. De plus, bien que nous nous efforcions de surveiller les activités de négociation afin de nous assurer que nos cocontractants ne dépassent pas les limites de crédit, nous ne pouvons garantir qu'une partie ne manquera pas à ses obligations. Si nos cocontractants ne sont pas en mesure de respecter leurs obligations, nous pourrions subir une réduction de nos produits opérationnels, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nous ne sommes pas en mesure de souscrire une assurance couvrant tous les risques éventuels et pourrions nous voir imposer des primes d'assurance plus élevées.

Nos activités sont exposées à des risques inhérents à la construction et à l'exploitation de centrales de production d'électricité tels que les pannes, les vices de fabrication, les catastrophes naturelles, le vol, les attentats terroristes et le sabotage. Nous sommes également exposés aux risques environnementaux. Nous souscrivons auprès d'assureurs solvables des contrats d'assurance qui nous protègent contre les risques habituels liés à nos activités. Toutefois, nos contrats d'assurance ne couvrent pas les pertes découlant de cas de force majeure, de catastrophes naturelles, d'attentats terroristes ou de sabotage, entre autres. En outre, nous ne souscrivons généralement pas d'assurance contre certains risques environnementaux, comme la contamination de l'environnement. Nos contrats d'assurance font l'objet d'un examen annuel par les assureurs respectifs et pourraient ne pas être renouvelés ou ne pas l'être selon des modalités semblables ou avantageuses. Une perte importante non assurée ou une perte grandement supérieure aux limites de nos contrats d'assurance, ou encore l'incapacité de renouveler ces contrats d'assurance selon des modalités semblables ou avantageuses pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière et nos résultats opérationnels.

Nos garanties d'assurance pourraient éventuellement ne plus être offertes à des conditions raisonnables sur le plan commercial ou des limites de garantie suffisantes pourraient ne pas être disponibles sur le marché. De plus, le produit d'assurance que nous recevrons à l'égard d'un sinistre ou de dommages donnés subis à l'une de nos installations de production pourrait ne pas suffire à nous permettre de poursuivre les paiements relatifs à notre dette.

La provision pour impôts sur le revenu pourrait être insuffisante.

Nos activités sont complexes, et le calcul de la provision pour impôts sur le revenu repose sur des interprétations, des lois et des règlements de nature fiscale qui sont en constante évolution. De plus, nos déclarations de revenu peuvent faire l'objet de vérifications de la part des administrations fiscales. Même si nous estimons que nos déclarations de revenu respectent à tous les égards importants la totalité des interprétations, lois et règlements de nature fiscale applicables, nous ne pouvons garantir que nous n'aurons pas de désaccords avec l'administration fiscale relativement à nos déclarations de revenu qui pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Si nous ne parvenons pas à attirer et à maintenir en poste le personnel clé, nous pourrions en subir un effet défavorable important.

La perte d'un membre de notre personnel clé ou notre incapacité de recruter, de former, de garder à notre service et de motiver des membres de la direction et d'autres membres du personnel compétents additionnels pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. La concurrence pour ce type de personnel est vive et rien ne garantit notre succès à cet égard.

Si nous ne parvenons pas à négocier de façon fructueuse, au besoin, de nouvelles conventions collectives avec notre personnel syndiqué, nous en subirons les conséquences.

Bien que nous estimions entretenir des relations satisfaisantes avec nos employés syndiqués, rien ne garantit que nous serons en mesure de négocier ou de renégocier avec succès nos conventions collectives à des conditions que TransAlta estimera acceptables. Nous prévoyons renégocier cinq conventions collectives, visant 1 115 de nos employés, en 2014 et trois autres conventions collectives, visant 115 de nos employés, en 2015. Tout problème dans la négociation de ces conventions collectives pourrait mener à une augmentation des charges salariales, à un arrêt de travail ou à une grève, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Les risques liés aux projets de mise en valeur et aux acquisitions de TransAlta sont susceptibles d'avoir un effet défavorable important sur nous.

Les projets de mise en valeur et les acquisitions que nous entreprenons peuvent comporter des risques liés à l'exécution et au coût en capital, notamment les risques liés à l'obtention des approbations réglementaires, à l'opposition de tiers, à la hausse des coûts, aux retards de construction, aux pénuries de matières premières ou de main-d'œuvre qualifiée et aux

restrictions visant le capital. La matérialisation de ces risques pourrait avoir un effet défavorable important sur nous et sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

L'expansion de nos activités au moyen de projets de mise en valeur et d'acquisitions peut se traduire par un surcroît d'exigences envers notre direction, nos systèmes d'exploitation, nos contrôles internes et nos ressources financières et matérielles. En outre, le processus d'intégration des entreprises acquises ou des projets de mise en valeur peut comporter des difficultés imprévues. Si nous ne parvenons pas à gérer ou à intégrer efficacement les entreprises acquises ou les projets de mise en valeur, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur nous et sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. De plus, nous ne pouvons garantir que nous réussirons l'intégration d'une acquisition ni que les possibilités commerciales ou les synergies opérationnelles d'une acquisition seront réalisées comme prévu.

Nous pouvons chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés qui sont assujettis à la réglementation de divers gouvernements et organismes de réglementation étrangers et à l'application de lois étrangères. Ces lois ou règlements étrangers peuvent ne pas conférer le même type de certitude juridique et de droits, relativement aux liens contractuels de la Société dans ces pays, que ceux accordés à ses projets actuellement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société de tirer des revenus ou de faire valoir ses droits en lien avec les activités qu'elle exerce à l'étranger. De plus, les lois et règlements de certains pays peuvent limiter la capacité de la Société de détenir une participation majoritaire dans certains des projets que la Société pourrait acquérir, restreignant ainsi sa capacité de contrôler l'exploitation de ces projets. Toute exploitation, nouvelle ou existante, peut aussi être assujettie à des risques considérables de nature politique, économique et financière, qui varient selon le pays et qui comprennent : a) les changements touchant les politiques ou le personnel des gouvernements; b) les changements touchant la conjoncture économique générale; c) les restrictions visant le transfert ou la conversion des devises; d) les changements dans les relations de travail; e) l'instabilité politique et l'agitation civile; f) les changements réglementaires ou autres touchant le marché local de l'électricité; et g) la violation ou la répudiation d'importants engagements contractuels par des entités gouvernementales ainsi que l'expropriation et la confiscation des actifs et des centrales pour moins que la juste valeur marchande de ceux-ci.

En ce qui a trait aux acquisitions, nous ne pouvons garantir que nous serons en mesure de trouver des opérations convenables ni que nous disposerons de ressources suffisantes, notamment au moyen de nos facilités de crédit ou sur les marchés financiers, pour poursuivre et mener à terme les occasions d'acquisition repérées en temps opportun et à un coût raisonnable. Toute acquisition que nous nous proposons de faire ou que nous réalisons comporte les risques commerciaux usuels liés au fait que l'opération ne puisse être réalisée aux conditions négociées ou dans les délais prévus ou qu'elle ne puisse pas être réalisée du tout. Toute acquisition comporte inévitablement, à un certain degré, le risque que d'éventuelles responsabilités ne nous soient pas divulguées ou qu'elles nous soient inconnues. L'existence de telles responsabilités non divulguées peut avoir un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

PERSONNEL

Au 31 décembre 2013, nous comptons 2 772 employés actifs, qu'ils soient employés à temps plein, à temps partiel ou temporaires. De ce nombre, 1 454 employés appartenaient à notre secteur Production; 71, à notre secteur Opérations sur les produits énergétiques; 703, à SunHills; et les 544 autres employés, à notre secteur Siège social. Environ 54 % de nos employés sont syndiqués. Nous sommes actuellement partie à 12 conventions collectives différentes. En 2013, nous avons renouvelé cinq de ces conventions collectives, lesquelles devaient expirer à différents moments au cours de 2013.

Depuis le 17 janvier 2013, nous assumons, par l'intermédiaire de SunHills, l'exploitation et la gestion de notre mine de Highvale. SunHills compte 703 employés qui travaillaient auparavant pour PMRL; les conditions d'emploi de ceux-ci auprès de SunHills sont régies par une convention collective.

STRUCTURE DU CAPITAL

Généralités

Notre capital-actions autorisé se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, pouvant être émises en séries. Au 19 février 2014, nous avons 270 363 062 actions ordinaires en circulation et 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang série A, 11 000 000 d'actions privilégiées de premier rang série C et 9 000 000 d'actions privilégiées de premier rang série E en circulation.

Actions ordinaires

Chaque action ordinaire de TransAlta Corporation donne à son porteur le droit d'exercer une voix par action ordinaire détenue à toutes les assemblées des actionnaires de la Société, sauf les assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une autre catégorie ou série particulière d'actions ont le droit de voter, de recevoir des dividendes, lorsque le conseil en déclare, sous réserve du versement préalable des dividendes préférentiels applicables à des actions privilégiées de premier rang, et de participer proportionnellement à toute distribution de notre actif en cas de liquidation ou de dissolution, sous réserve des droits et privilèges prioritaires se rattachant aux actions privilégiées de premier rang. Les actions ordinaires ne sont pas convertibles et ne confèrent aucun droit préférentiel de souscription. Les actions ordinaires ne confèrent aucun droit de vote cumulatif.

Actions privilégiées de premier rang

Nous sommes autorisés à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang pouvant être émises en séries et, à l'égard de chaque série, le conseil est autorisé à fixer le nombre d'actions qui composent la série et à déterminer la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions se rattachant à ces actions, sous réserve de certaines restrictions.

Les actions privilégiées de premier rang de toutes les séries prennent rang avant toutes les autres actions de TransAlta Corporation quant au versement de dividendes et à la distribution de l'actif en cas de liquidation ou de dissolution de la Société ou de réduction du capital déclaré. Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang ont le droit de recevoir des dividendes trimestriels cumulatifs sur le prix de souscription de ces actions, lorsque le conseil en déclare, au taux que fixe le conseil au moment de l'émission des actions d'une série. Aucun dividende ne peut être déclaré ou versé sur d'autres actions de TransAlta Corporation avant que tous les dividendes cumulatifs accumulés sur toutes les actions privilégiées de premier rang en circulation n'aient été versés ou déclarés et mis de côté. En cas de liquidation ou de dissolution de la Société ou de réduction du capital déclaré, aucune somme ne sera versée ni aucun actif, distribué aux porteurs d'autres actions de TransAlta Corporation avant que les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'aient reçu le prix de souscription des actions, plus une somme correspondant à la prime payable lors d'un rachat et plus une somme égale aux dividendes arriérés accumulés sur les actions privilégiées de premier rang à la date de cette liquidation, dissolution ou réduction du capital déclaré, selon le cas. Après le paiement de cette somme, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'auront droit à aucune autre distribution de notre actif.

Le conseil peut inclure dans les conditions se rattachant aux actions d'une série particulière d'actions privilégiées de premier rang certains droits de vote prenant effet si nous n'effectuons pas six versements de dividendes trimestriels, consécutifs ou non. Ces droits de vote sont maintenus tant que des dividendes sont arriérés. Ces droits de vote consistent en une voix pour chaque tranche de 25,00 \$ du prix de souscription relativement à toutes les questions à l'égard desquelles les actionnaires votent et, en outre, en le droit pour les porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant en tant que porteurs d'actions d'une même catégorie, d'élire deux administrateurs de TransAlta si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs, ou 3 administrateurs si le conseil se compose de 16 administrateurs ou plus. Autrement, sauf si la loi l'exige, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter ni d'être convoqués ou d'assister aux assemblées des actionnaires de la Société.

Sous réserve des conditions se rattachant à une série particulière et stipulant le contraire, nous pouvons racheter la totalité ou, de temps à autre, une partie des actions privilégiées de premier rang d'une série au prix de rachat applicable à chaque série et nous avons le droit d'acquérir une partie ou la totalité des actions privilégiées de premier rang d'une ou de

plusieurs séries en les achetant à des fins d'annulation sur le marché libre ou en invitant les actionnaires à déposer leurs actions à un prix ne dépassant pas le prix de rachat applicable à la série.

Actions de série A

Au total, 12,0 millions d'actions privilégiées à taux rajustable, série A ont été émises le 10 décembre 2010 avec un coupon de 4,60 % (« actions de série A ») en contrepartie d'un produit brut de 300 M\$. Certaines dispositions des actions de série A sont décrites ci-dessous.

Dividendes sur les actions de série A

Les porteurs d'actions de série A ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de TransAlta dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si une de ces dates ne tombe pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le jour ouvrable suivant.

Pour chaque période de cinq ans suivant la période à taux fixe initiale (chacune étant une « période à taux fixe ultérieure »), les porteurs des actions de série A ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 \$ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par TransAlta à la date de calcul du taux fixe (le 30^e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 2,03 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série A et aux actions de série B décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série A.

Rachat des actions de série A

Les actions de série A peuvent être rachetées par TransAlta, en totalité ou en partie, à compter du 31 mars 2016 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant pour chaque action devant être rachetée correspondant à 25,00 \$, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir).

Si nous avisons les porteurs des actions de série A du rachat de la totalité des actions de série A, le droit d'un porteur d'actions de série A de convertir ces actions de série A prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série A d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série A.

Conversion des actions de série A en actions de série B

Les porteurs d'actions de série A ont le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, série B de TransAlta (« actions de série B »), à certaines conditions, le 31 mars 2016 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série B auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle étant une « période à taux variable trimestrielle ») d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième pour cent le plus près) correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 2,03 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 \$ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour

n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 2,03 %.

Les actions de série A et les actions de série B sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série A et les actions de série B sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

Modification

Les dispositions relatives aux séries rattachées aux actions de série A peuvent être modifiées par l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série A en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de ces actions dûment convoquée à cette fin et à laquelle le quorum est atteint.

Actions de série C

Un total de 11,0 millions d'actions privilégiées à taux rajustable, série C ont été émises le 30 novembre 2011 avec un coupon de 4,60 % (« actions de série C ») en contrepartie d'un produit brut de 275 M\$, comme il en est question à la rubrique « Développement général de l'activité ». Certaines dispositions des actions de série C sont décrites ci-dessous.

Dividendes sur les actions de série C

Les porteurs d'actions de série C ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de TransAlta dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si une de ces dates ne tombe pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le jour ouvrable suivant.

Pour chaque période de cinq ans suivant la période à taux fixe initiale (chacune étant une « période à taux fixe ultérieure »), les porteurs des actions de série C ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, versés tous les trimestres le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 \$ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par TransAlta à la date de calcul du taux fixe (le 30^e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 3,10 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série C et aux actions de série D décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série C.

Rachat des actions de série C

Les actions de série C peuvent être rachetées par TransAlta, en totalité ou en partie, à compter du 30 juin 2017 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant pour chaque action devant être rachetée correspondant à 25,00 \$, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir).

Si nous avisons les porteurs des actions de série C du rachat de la totalité des actions de série C, le droit d'un porteur d'actions de série C de convertir ces actions de série C prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série C d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série C.

Conversion des actions de série C en actions de série D

Les porteurs d'actions de série C ont le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, série D de TransAlta (« actions de série D »), à certaines conditions, le 30 juin 2017 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série D auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle est désignée « période à taux variable trimestrielle ») d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième pour cent le plus près), correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 3,10 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 \$ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 3,10 %.

Les actions de série C et les actions de série D sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série C et les actions de série D sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

Modification

Les dispositions relatives aux séries rattachées aux actions de série C peuvent être modifiées par l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série C en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de ces actions dûment convoquée à cette fin et à laquelle le quorum est atteint.

Actions de série E

Un total de 9,0 millions d'actions privilégiées à taux rajustable, série E ont été émises le 10 août 2012 avec un coupon de 5,00 % (« actions de série E ») en contrepartie d'un produit brut de 225 M\$, comme il en est question à la rubrique « Développement général de l'activité ». Certaines dispositions des actions de série E sont décrites ci-dessous.

Dividendes sur les actions de série E

Les porteurs d'actions de série E ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare sur les fonds de TransAlta dûment applicables à de tels versements, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si une de ces dates ne tombe pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le jour ouvrable suivant.

Pour chaque période de cinq ans suivant la période à taux fixe initiale (chacune étant une « période à taux fixe ultérieure »), les porteurs des actions de série E ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, versés tous les trimestres le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 \$ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par TransAlta Corporation à la date de calcul du taux fixe (le 30^e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 3,65 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série E et aux actions de série F décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série E.

Rachat des actions de série E

Les actions de série E peuvent être rachetées par TransAlta Corporation, en totalité ou en partie, à compter du 30 septembre 2017 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite, par le paiement d'une somme au comptant de 25,00 \$ par action devant être rachetée, plus tous les dividendes accumulés et non versés sur ces actions jusqu'à la date fixée pour le rachat exclusivement (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir).

Si nous avisons les porteurs des actions de série E du rachat de la totalité des actions de série E, le droit d'un porteur d'actions de série E de convertir ces actions de série E prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série E d'un taux de dividende annuel fixe, d'un taux de dividende trimestriel variable ou du droit de conversion des porteurs d'actions de série E.

Conversion des actions de série E en actions de série F

Les porteurs d'actions de série E ont le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux variable et à dividende cumulatif rachetables, série F de TransAlta (« actions de série F »), à certaines conditions, le 30 septembre 2017 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série F auront le droit de recevoir tous les trimestres, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année (chaque période de dividende trimestrielle est désignée « période à taux variable trimestrielle ») d'un montant par action calculé en multipliant le « taux de dividende trimestriel variable » (qui signifie, pour toute période à taux variable trimestrielle, le taux d'intérêt annuel (exprimé sous forme de pourcentage et arrondi au cent millième pour cent le plus près), correspondant à la somme du taux des bons du Trésor à la date applicable et de 3,65 %) pour cette période à taux variable trimestrielle par 25,00 \$ et en multipliant ce produit par une fraction dont le numérateur est le nombre réel de jours écoulés pendant cette période à taux variable trimestrielle et dont le dénominateur est 365 ou 366, selon le nombre réel de jours de l'exercice visé (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le dividende sera versé le prochain jour ouvrable. Le taux de dividende trimestriel variable correspondra au taux d'intérêt annuel égal au taux des bons du Trésor à la date de calcul du taux variable applicable, majoré d'un écart de 3,65 %.

Les actions de série E et les actions de série F sont des séries d'actions de la même catégorie. Le droit de conversion permet aux porteurs de choisir périodiquement laquelle des deux séries ils souhaitent détenir et ne leur permet pas de recevoir une catégorie ou une sorte différente de titres. Les actions de série E et les actions de série F sont identiques à tous égards importants, sauf pour ce qui est des droits aux dividendes et des droits de rachat qui leur sont rattachés et qui sont différents.

Modification

Les dispositions relatives aux séries rattachées aux actions de série E peuvent être modifiées par l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série E en circulation ou par au moins les deux tiers des voix exprimées à une assemblée des porteurs de ces actions dûment convoquée à cette fin et à laquelle le quorum est atteint.

Plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires

Le 8 mai 2013, la Société a annoncé la suspension du volet Premium Dividend™ de son Plan après le versement du dividende trimestriel du 1^{er} juillet 2013. Le Plan actuel offre aux actionnaires admissibles de TransAlta la possibilité de réinvestir des dividendes avec un escompte actuel de 3 % (pouvant être de 0 à 5 % à la discrétion du conseil d'administration) par rapport au cours du marché moyen en vue de l'achat de nouvelles actions de TransAlta.

Les actionnaires admissibles qui participent au volet Réinvestissement des dividendes peuvent également acheter de nouvelles actions avec un escompte par rapport au cours du marché moyen aux termes du volet Paiement en espèces facultatif (volet PEF) du Plan en investissant directement jusqu'à 5 000,00 \$ par trimestre. L'escompte applicable aux termes du volet PEF est également fixé de temps à autre par le conseil et il est actuellement établi à 3 %.

NOTATIONS

Note d'émetteur

L'information qui suit concernant nos notes de crédit est fournie en ce qui a trait à nos coûts de financement, à notre situation de trésorerie et à nos activités. En particulier, les notes de crédit ont une incidence sur notre capacité d'obtenir du financement à court et à long terme ainsi que sur le coût de ce financement. De plus, notre capacité de nous livrer à des activités commerciales en donnant des titres en garantie de manière économique est tributaire de nos notes de crédit. Une réduction de la note actuelle attribuée à notre dette par ces agences de notation, notamment un abaissement en deçà de la note d'évaluation d'investissements, ou une variation négative des perspectives concernant nos notes pourrait avoir une incidence défavorable sur le coût de notre financement et sur notre accès à des sources de liquidités et de capitaux. En outre, les fluctuations des notes de crédit peuvent avoir une incidence sur notre capacité i) à conclure des opérations de couverture ou sur dérivés dans le cours normal et peuvent exiger que nous donnions des garanties supplémentaires aux termes de certains de nos contrats et ii) à conclure et à conserver des contrats dans le cours normal des affaires avec des clients et des fournisseurs selon des modalités acceptables, et ainsi avoir une incidence sur les frais qui y sont associés.

Le 31 décembre 2013, S&P nous avait accordé la note d'émetteur BBB- (stable) et DBRS, la note d'émetteur BBB (stable).

Dette à long terme non garantie de premier rang

Au 31 décembre 2013, notre dette à long terme non garantie de premier rang avait reçu la note BBB (stable) de DBRS, la note BBB- (stable) de S&P et la note Baa3 (stable) de Moody's. Les notes attribuées aux titres d'emprunt varient de AAA, soit la plus élevée, à D, soit la plus faible, dans le cas de DBRS et de S&P, et de Aaa, soit la plus élevée, à C, soit la plus faible, dans le cas de Moody's.

Selon le système de notation de DBRS, la qualité du crédit des titres d'emprunt ayant reçu la note BBB est acceptable. La protection de l'intérêt et du capital est considérée comme acceptable, mais l'entité peut être vulnérable aux événements futurs. Les mentions « haut » ou « bas » indiquent la valeur relative à l'intérieur d'une catégorie de notation. DBRS attribue également des tendances à chacune de ses notes afin de donner aux investisseurs une indication de son opinion en ce qui concerne la perspective relative à la notation en question.

Selon le système de notation de S&P, les titres d'emprunt ayant reçu la note BBB comportent des paramètres de protection suffisants. Toutefois, une conjoncture économique défavorable ou des changements dans les circonstances sont plus susceptibles d'entraîner un affaiblissement de la capacité du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard de ces obligations que dans le cas des obligations se trouvant dans les catégories de notes plus élevées. Les notes comprises entre AA et CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) qui indique la situation relative d'une note à l'intérieur des principales catégories de notation. S&P évalue également la perspective dans le cas de chacune de ses notes afin de faire comprendre aux investisseurs son opinion en ce qui concerne l'orientation possible de la note de crédit à long terme au cours de la période intermédiaire.

Le système de notation de Moody's prévoit que les titres d'emprunt ayant reçu la note Baa sont exposés à un risque de crédit modéré. Ces titres sont considérés comme étant de qualité moyenne et, en tant que tels, ils peuvent présenter certaines caractéristiques de nature spéculative. Les désignations numériques 1, 2 et 3 sont appliquées à chaque catégorie générale de notation allant de Aa à Caa, la désignation 1 indiquant que l'obligation appartient à la tranche supérieure de la catégorie, la désignation 2 indiquant une note se situant dans la tranche médiane de la catégorie et la désignation 3 indiquant une note correspondant à la tranche inférieure de la catégorie.

Nous nous efforçons de conserver une situation financière solide et de solides ratios de couverture par les flux afin de bénéficier de notes de crédit de bonne qualité et stables. Notre note de crédit de première qualité, les facilités de crédit à notre disposition, nos flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et notre profil contrôlable d'échéances de la dette nous procurent une bonne souplesse financière. C'est pourquoi nous pouvons nous montrer sélectifs lorsque vient le temps de décider de nous tourner ou non vers les marchés financiers pour obtenir du financement.

Actions privilégiées

Les actions privilégiées de série A, de série C et de série E ont toutes reçu la note Pfd-3 (stable) de DBRS et la note P-3 (stable) de S&P. Les notes attribuées aux actions privilégiées varient de Pfd-1, la note la plus élevée, à D, la note la plus faible, dans le cas de DBRS et de P-1, la note la plus élevée, à D, la note la plus faible, dans le cas de S&P.

Selon le système de notation de DBRS, la qualité du crédit des titres ayant reçu la note Pfd-3 est acceptable. Les mentions « haut » ou « bas » désignent la valeur relative à l'intérieur d'une catégorie de notation.

Selon le système de notation de S&P, les titres ayant reçu la note P-3 sont moins exposés au risque de non-remboursement que d'autres émissions spéculatives. Toutefois, le débiteur est exposé à d'importantes incertitudes continues ou à une conjoncture des affaires ou à une conjoncture financière ou économique défavorables qui pourraient faire en sorte qu'il ne dispose pas de ressources suffisantes pour s'acquitter de son engagement financier à l'égard de l'obligation. Cette notation vient au troisième rang des huit catégories de l'échelle de notation nationale des actions privilégiées canadiennes de S&P. Les notes comprises entre P-1 et P-5 peuvent être modifiées par l'ajout des mentions « haut » ou « bas », qui indiquent la valeur relative à l'intérieur d'une catégorie générale de notation.

Remarque concernant les notes

Les notes sont destinées à donner aux investisseurs une évaluation indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes que S&P, Moody's et DBRS, selon le cas, accordent à nos titres en circulation ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre ces titres, car ces notes ne sont assorties d'aucun commentaire quant au cours ou quant à la convenance pour un investisseur en particulier. Rien ne garantit que les notes seront maintenues pendant une période donnée ni qu'une note ne sera pas révisée ou retirée par S&P, Moody's ou DBRS dans l'avenir si, à leur avis, les circonstances le justifient.

Nous avons versé une rémunération à S&P, à Moody's et à DBRS pour leurs services de notation, mais n'avons pas versé de rémunération à d'autres agences de notation au cours des deux derniers exercices.

DIVIDENDES

Actions ordinaires

Le conseil décide à sa discrétion du versement de dividendes sur nos actions ordinaires. Lorsqu'il décide de verser des dividendes et qu'il en établit le montant, le conseil tient compte à la fois de notre rendement financier, de nos résultats d'exploitation, de nos flux de trésorerie et de nos besoins, en vue du financement de nos activités en cours et de notre croissance, de même que de l'opportunité de remettre du capital aux actionnaires. Le conseil continue de s'efforcer de susciter un résultat durable et la croissance des flux de trésorerie.

TransAlta a déclaré et versé les dividendes suivants par action sur ses actions ordinaires en circulation pour les trois derniers exercices :

Période		Dividende par action ordinaire
2011	Premier trimestre	0,29 \$
	Deuxième trimestre	0,29 \$
	Troisième trimestre	0,29 \$
	Quatrième trimestre	0,29 \$
2012	Premier trimestre	0,29 \$
	Deuxième trimestre	0,29 \$
	Troisième trimestre	0,29 \$
	Quatrième trimestre	0,29 \$
2013	Premier trimestre	0,29 \$
	Deuxième trimestre	0,29 \$
	Troisième trimestre	0,29 \$
	Quatrième trimestre	0,29 \$

Le 20 février 2014, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,18 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2014 aux actionnaires inscrits le 4 mars 2014.

Actions de série A

Période		Dividende par action privilégiée de série A
2011	Premier trimestre ¹	0,3497 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$
2012	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$
2013	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$

Note :

1) Le 31 décembre 2010, le conseil a approuvé un dividende initial de 0,3497 \$ par action de série A pour la période s'étendant de la date d'émission, soit le 10 décembre 2010, au 31 mars 2011.

Le 20 février 2014, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,2875 \$ par action privilégiée de série A, payable le 31 mars 2014 aux actionnaires inscrits le 4 mars 2014.

Actions de série C

<u>Période</u>		<u>Dividende par action privilégiée de série C</u>
2012	Premier trimestre ¹	0,3844 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$
2013	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$

Note :

- 1) Le 25 janvier 2012, le conseil a approuvé un dividende initial de 0,3844 \$ par action privilégiée de série C pour la période s'étendant de la date d'émission, soit le 29 novembre 2011, au 31 mars 2012.

Le 20 février 2014, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,2875 \$ par action privilégiée de série C, payable le 31 mars 2014 aux actionnaires inscrits le 4 mars 2014.

Actions de série E

<u>Période</u>		<u>Dividende par action privilégiée de série E</u>
2012	Quatrième trimestre ¹	0,4897 \$
2013	Premier trimestre	0,3125 \$
	Deuxième trimestre	0,3125 \$
	Troisième trimestre	0,3125 \$
	Quatrième trimestre	0,3125 \$

Note :

- 1) Le 24 octobre 2012, le conseil a approuvé un dividende initial de 0,4897 \$ par action privilégiée de série E pour la période s'étendant de la date d'émission, soit le 10 août 2012, au 31 décembre 2012.

Le 20 février 2014, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,3125 \$ par action privilégiée de série E, payable le 31 mars 2014 aux actionnaires inscrits le 4 mars 2014.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Actions ordinaires

Nos actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA » et de la Bourse de New York sous le symbole « TAC ». Le tableau ci-dessous indique les cours extrêmes de nos actions ordinaires et les volumes des opérations sur celles-ci selon la TSX pour les périodes indiquées :

<u>Mois</u>	<u>Cours (\$)</u>		<u>Volume</u>
	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	
2013			
Janvier	16,89	15,01	13 124 537
Février	16,69	15,30	12 298 912
Mars	15,49	14,51	18 399 894
Avril	14,95	13,45	18 679 209
Mai	15,72	14,50	12 625 448
Juin	14,88	12,80	23 721 307
Juillet	15,17	14,02	14 907 926
Août	14,33	13,33	10 129 791

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
Septembre	13,80	13,20	9 073 139
Octobre	14,55	13,26	14 057 290
Novembre	14,78	13,88	16 658 288
Décembre	14,18	13,30	12 976 377
2014			
Janvier	14,66	13,41	14 621 490
Février (jusqu'au 19)	14,97	14,08	8 197 317

Actions de série A

Nos actions de série A sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA.PR.D ».

Date(s) d'émission	Nombre de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
10 décembre 2010 ¹	12 000 000 d'actions de série A	25,00 \$	Placement public

Note :

- 1) Les actions de série A ont été émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne fait aux termes d'un supplément de prospectus daté du 3 décembre 2010.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
2013			
Janvier	24,41	21,90	666 234
Février	24,20	23,84	261 563
Mars	24,95	23,83	285 422
Avril	25,00	23,16	487 272
Mai	23,99	23,51	216 391
Juin	23,62	20,42	185 933
Juillet	22,39	19,40	194 531
Août	19,84	17,93	280 289
Septembre	19,30	17,75	344 280
Octobre	18,38	17,48	958 835
Novembre	18,20	16,80	557 355
Décembre	17,14	15,85	498 605
2014			
Janvier	17,92	16,75	351 742
Février (jusqu'au 19)	17,30	16,65	132 060

Actions de série C

Nos actions de série C sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA.PR.F ».

Date(s) d'émission	Nombre de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
30 novembre 2011 ¹	11 000 000 d'actions de série C	25,00 \$	Placement public

Note :

- 1) Les actions de série C ont été émises dans le cadre d'un placement public fait aux termes d'un supplément de prospectus daté du 23 novembre 2011. Voir « Développement général de l'activité – Siège social et Opérations sur les produits énergétiques ».

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
2013			
Janvier	25,95	24,04	480 660
Février	25,20	24,70	357 244
Mars	25,90	24,71	527 796
Avril	25,80	24,20	260 652
Mai	25,24	24,57	249 771
Juin	24,70	21,90	217 319
Juillet	23,44	20,10	192 368
Août	21,74	18,91	338 590
Septembre	21,59	19,90	283 726
Octobre	20,48	19,69	250 614
Novembre	19,95	18,67	608 199
Décembre	19,07	18,05	719 193
2014			
Janvier	20,56	19,00	385 319
Février (jusqu'au 19)	20,50	19,80	111 489

Actions de série E

Nos actions de série E sont inscrites à la cote de la TSX sous le symbole « TA.PR.H ».

Date(s) d'émission	Nombre de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
10 août 2012 ¹	9 000 000 d'actions de série E	25,00 \$	Placement public

Note :

- 1) Nos actions de série E ont été émises dans le cadre d'un placement public fait aux termes d'un supplément de prospectus daté du 3 août 2012. Voir « Développement général de l'activité – Siège social et Opérations sur les produits énergétiques ».

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
2013			
Janvier	25,85	25,07	155 544
Février	25,91	25,41	193 249
Mars	26,00	25,09	200 732
Avril	26,20	25,51	393 124
Mai	26,00	25,36	165 858
Juin	26,00	24,10	156 283
Juillet	25,05	23,95	139 107
Août	24,10	22,60	175 663
Septembre	23,66	22,00	136 657
Octobre	23,00	21,60	220 031
Novembre	22,89	21,27	282 966
Décembre	22,51	21,53	338 082
2014			
Janvier	23,19	22,10	127 288
Février (jusqu'au 19)	22,89	22,20	60 423

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos administrateurs au 19 février 2014 de même que leurs fonctions principales et leur occupation principale au cours des cinq dernières années. L'année au cours de laquelle chaque administrateur a été nommé au conseil est également indiquée ci-dessous. Chaque administrateur est élu pour occuper son poste jusqu'à la prochaine assemblée annuelle de TransAlta ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
<p>William D. Anderson Ontario, Canada</p>	<p>2003</p>	<p><i>Administrateur de sociétés.</i> M. Anderson exerce des fonctions de chef d'entreprise au Canada depuis plus d'une trentaine d'années. Il a été président de BCE Investissements (filiale de BCE Inc.) de 2001 à 2005 (télécommunications) et, auparavant, chef des finances de BCE Inc., de Bell Canada Inc. et de Bell Cablemedia plc (télécommunications). En tant que président de BCE Investissements, il était responsable d'un certain nombre de sociétés actives d'envergure en plus d'être chef de la direction de Bell Canada International Inc. Dans le cadre de ses fonctions de chef des finances, M. Anderson était responsable de toutes les activités financières des sociétés où il agissait à ce titre et il a réalisé de nombreux financements par emprunt et par émission d'actions, de nombreuses acquisitions d'entreprises et opérations d'aliénation ainsi que des restructurations d'entreprises et des activités. Il a également travaillé pendant près de vingt ans au cabinet d'expertise comptable KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., dont il a été associé pendant onze ans.</p> <p>M. Anderson est le président du conseil de Les Vêtements de Sport Gildan Inc. et de Nordion Inc. et administrateur de Financière Sun Life Inc. M. Anderson a déjà été administrateur de BCE Emergis Inc., de Bell Cablemedia plc, de Bell Canada International Inc., de Groupe CGI Inc., d'Hôtels Quatre Saisons Inc., de Sears Canada Inc. et de Videotron Holdings plc.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Anderson est membre du comité d'audit et des risques et du comité de gouvernance et de l'environnement du conseil.</p> <p>M. Anderson est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires de l'Université Western Ontario (London, Ontario) et il est Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario et de l'Institut des administrateurs de sociétés.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Timothy W. Faithfull Oxford, R.-U.	2003	<p>Administrateur de sociétés. M. Faithfull a travaillé pendant 36 ans au sein de Royal Dutch/Shell plc (énergie), où il a occupé diverses fonctions à l'échelle internationale, principalement dans le développement de projets visant les GNL et les produits pétroliers. En tant que président et chef de la direction de Shell Canada Limitée, il a été responsable de la concrétisation du projet de 6 G\$ des sables bitumineux de l'Athabasca en 2003, la première entreprise entièrement intégrée de sables bitumineux en 25 ans. M. Faithfull possède une vaste expérience en ce qui a trait aux risques liés aux marchandises et à la gestion des risques, expérience qu'il a acquise alors qu'il dirigeait les opérations commerciales mondiales de pétrole brut pour la Shell International Trading and Shipping Company de 1993 à 1996. Il a été président du conseil et chef de la direction de Shell Eastern Petroleum à Singapour de 1996 à 1999, y compris la principale raffinerie de Shell et les opérations commerciales sur les produits pétroliers en Asie-Pacifique.</p> <p>Au cours de son séjour à Singapour, il a été administrateur de la DBS Bank et de l'Autorité du port de Singapour. Il a été administrateur du principal centre culturel de Singapour. À Calgary, il a été membre du conseil de la Calgary Health Trust et de l'Epcor Arts Centre.</p> <p>M. Faithfull est administrateur d'AMEC plc et de Canadian Natural Resources Limited. Au Royaume-Uni, il est administrateur de Shell Pension Trust Limited, dont il préside le comité technique. Il est président du conseil de Starehe UK et administrateur du Canada UK Colloquium, toutes des entités non cotées en bourse. Il siège au comité d'examen des dons de l'Université d'Oxford. M. Faithfull est aussi administrateur d'ICE Futures Europe et de LIFFE Administration and Management. Il a déjà été administrateur d'Enerflex Systems Income Fund et de la Compagnie de chemin de fer Canadien Pacifique.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Faithfull préside le comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M. Faithfull est titulaire d'une maîtrise ès arts en philosophie, en science politique et en économie de l'Université d'Oxford (Oxford, R.-U.). Il est un « Distinguished Friend » de l'Université d'Oxford.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Dawn L. Farrell Alberta, Canada	2012	<p data-bbox="699 285 1451 438"><i>Présidente et chef de la direction de TransAlta Corporation.</i> M^{me} Farrell est devenue présidente et chef de la direction de TransAlta Corporation le 2 janvier 2012. Avant sa nomination, elle a agi à titre de chef de l'exploitation de 2009 à 2011 et de vice-présidente à la direction, Activités commerciales et développement, de 2008 à 2009.</p> <p data-bbox="699 470 1451 711">M^{me} Farrell compte plus de 29 ans d'expérience dans l'industrie de l'électricité, occupant des fonctions au sein de TransAlta et de BC Hydro. Elle a été vice-présidente à la direction, Activités commerciales et développement; vice-présidente à la direction, Expansion de l'entreprise; vice-présidente à la direction, Projets de production indépendante d'électricité; et vice-présidente à la direction, Commercialisation des produits énergétiques et développement de la production indépendante d'électricité au sein de TransAlta Corporation.</p> <p data-bbox="699 743 1451 863">De 2003 à 2006, M^{me} Farrell a agi à titre de vice-présidente à la direction, Production chez BC Hydro. En 2006, elle a été nommée vice-présidente à la direction, Ingénierie, relations avec les peuples autochtones et production.</p> <p data-bbox="699 894 1451 1077">M^{me} Farrell siège au conseil d'administration du Conference Board du Canada, du Conseil canadien des chefs d'entreprise et du Calgary Stampede. Elle a déjà siégé, notamment, au conseil d'administration du Mount Royal College, du Fording Coal Income Fund, du New Relationship Trust Fund, de la Mount Royal College Foundation et de Vision Quest Windelectric.</p> <p data-bbox="699 1108 1451 1260">Elle est titulaire d'un baccalauréat en commerce, avec une majeure en finances, et d'une maîtrise en économie de l'Université de Calgary (Calgary, Alberta). M^{me} Farrell a aussi suivi le programme intitulé Advanced Management Program de l'Université Harvard (Cambridge, Massachusetts).</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Alan J. Fohrer Californie, États-Unis	2013	<p>Administrateur de sociétés. M. Fohrer a été président du conseil et chef de la direction de la Southern California Edison Company (« SCE »), filiale d'Edison International (« Edison ») et l'une des plus grandes sociétés de service public d'électricité des États-Unis. Il a été élu chef de la direction en 2002 et président du conseil en 2007. En 2000, M. Fohrer a été élu président et chef de la direction d'Edison Mission Energy (« EME »), la filiale d'Edison qui possède et exploite des installations électriques indépendantes. Au cours de son mandat au sein d'EME, M. Fohrer a restructuré certains de ses projets internationaux, accroissant ainsi la valeur des actifs vendus au cours des années subséquentes. M. Fohrer a également été vice-président directeur, trésorier et chef des finances d'Edison et de la SCE de 1995 à 1999. Après 37 ans de service au sein d'Edison, M. Fohrer a pris sa retraite en décembre 2010.</p> <p>Au cours des dix dernières années, M. Fohrer a représenté l'industrie des services publics dans le cadre d'importantes procédures réglementaires et législatives.</p> <p>M. Fohrer est administrateur de PNM Resources, Inc. Il siège actuellement au conseil de MWH Global, Inc., société internationale fermée de génie et de construction axée sur des projets hydrauliques et d'eaux usées, d'Osmose Utilities Services, Inc., société fermée fournisseur de services aux entités de services publics, et de Blue Shield of California, fournisseur d'assurance-maladie à but non lucratif.</p> <p>M. Fohrer a siégé au conseil d'administration de l'Institute of Nuclear Power Operations, de la California Chamber of Commerce et de Duratek, Inc., société de services nucléaires inscrite en bourse. Il est aussi membre du Viterbi School of Engineering Board of Councilors de la University of Southern California et vice-président de la California Science Centre Foundation.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Fohrer est membre du comité d'audit et des risques et du comité de gouvernance et de l'environnement du conseil.</p> <p>M. Fohrer est titulaire d'une maîtrise en génie civil de la University of Southern California, à Los Angeles, ainsi que d'une maîtrise en administration des affaires de la California State University de Los Angeles.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
L'ambassadeur Gordon D. Giffin ² Géorgie, É.-U.	2002	<p><i>Avocat et associé principal, McKenna Long & Aldridge LLP (cabinet d'avocats).</i> M. Giffin est associé principal du cabinet d'avocats McKenna Long & Aldridge, où il occupe un bureau tant à Washington, D.C. qu'à Atlanta. Il s'occupe principalement d'opérations internationales liées au commerce, à l'énergie et à l'intérêt public. Il a exercé sa profession d'avocat en cabinet et au service du gouvernement pendant plus de 30 ans. Il a occupé la fonction d'ambassadeur des États-Unis au Canada et fut alors chargé de gérer les relations bilatérales Canada-États-Unis, notamment la politique énergétique et environnementale, d'août 1997 à avril 2001. Auparavant, il avait été chef du contentieux et directeur législatif pour le sénateur américain Sam Nunn, assumant la responsabilité des activités juridiques et législatives du bureau.</p> <p>M. Giffin est administrateur de la Banque Canadienne Impériale de Commerce, de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, de Canadian Natural Resources Ltd., de Just Energy Group Inc. et d'Element Financial Corporation.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Giffin préside le conseil.</p> <p>M. Giffin est titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université Duke (Durham, Caroline du Nord) et d'un <i>juris doctor</i> de la Faculté de droit de l'Université Emory (Atlanta, Géorgie).</p>
C. Kent Jespersen ³ Alberta, Canada	2004	<p><i>Administrateur de sociétés.</i> M. Jespersen a passé sa carrière dans le secteur pétrolier et gazier, où il exerce des fonctions de direction depuis plus de trente ans. Il a occupé des postes de haut dirigeant au sein de NOVA Corporation of Alberta, de Foothills Pipe Lines Ltd. et de Husky Oil Limited avant d'assumer la présidence de Foothills Pipe Lines Ltd. et, plus tard, de NOVA Gas International Ltd. («NOVA»). Chez NOVA, il a dirigé l'entreprise des services énergétiques non réglementée (y compris la négociation et la commercialisation des produits énergétiques) et l'ensemble des activités internationales.</p> <p>M. Jespersen est membre du conseil d'administration d'Axia NetMedia Corporation, de CanElson Drilling Inc., de Rodinia Oil Corp., de MatRRix Energy Technologies Inc. et de PetroFrontier Corp. Il est également président du conseil et chef de la direction de La Jolla Resources International Ltd. (conseils et investissements).</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Jespersen est membre du comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M. Jespersen est titulaire d'un baccalauréat et d'une maîtrise en sciences de l'éducation de l'Université de l'Oregon (Eugene, Oregon).</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Michael M. Kanovsky Alberta, Canada	2004	<p>Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant. M. Kanovsky est ingénieur. Il a cofondé Northstar Energy Corporation (« Northstar ») à partir d'un capital initial de 400 000 \$ et a contribué à transformer cette entité en un producteur de pétrole et de gaz qui a été vendu à Devon Energy Corporation pour environ 600 M\$ en 1998. Au cours de cette période, M. Kanovsky était responsable de la stratégie et des finances ainsi que des fusions et acquisitions. Il a fait en sorte que Northstar accède au marché de la cogénération d'électricité par sa filiale en propriété exclusive Powerlink Corporation (« Powerlink »). Powerlink a aménagé l'une des premières centrales de cogénération au gaz productrices d'électricité indépendantes en Ontario et à l'échelle internationale. En 1997, il a fondé la Bonavista Energy Corporation (autrefois Bonavista Energy Trust), qui a connu une croissance lui permettant d'atteindre une capitalisation boursière de quelque 4,5 G\$ aujourd'hui.</p> <p>M. Kanovsky est administrateur de Bonavista Energy Corporation, de Devon Energy Corporation et de Pure Technologies Inc.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Kanovsky est président du comité de gouvernance et de l'environnement.</p> <p>M. Kanovsky est titulaire d'un baccalauréat en génie mécanique de l'Université Queen's (Kingston, Ontario) et d'une maîtrise en administration des affaires de la Richard Ivey School of Business à l'Université Western Ontario (London, Ontario).</p>
Gordon S. Lackenbauer ⁴ Alberta, Canada	2005	<p>Administrateur de sociétés. M. Lackenbauer compte plus de trente-cinq ans d'expérience en affaires et en services bancaires d'investissement. Il a été vice-président du conseil de BMO Nesbitt Burns Inc. (services bancaires d'investissement) de 1990 à 2004. Auparavant, il a été responsable des principales activités de l'entreprise, notamment les ventes et les opérations dans le secteur à revenu fixe, ainsi que de mandats de consultation relatifs à la prise ferme de nouvelles émissions, à la syndication et aux fusions et acquisitions. M. Lackenbauer a travaillé au sein de nombreuses entreprises de services publics de premier plan au Canada et il a souvent agi en qualité de témoin expert financier relativement à l'attestation du coût du capital, à la structure du capital appropriée et au juste taux de rendement, principalement devant l'Alberta Utilities Commission, l'Office national de l'énergie et la Commission de l'énergie de l'Ontario.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Lackenbauer est membre du comité de gouvernance et de l'environnement et du comité des ressources humaines du conseil.</p> <p>M. Lackenbauer est titulaire d'un baccalauréat ès arts en économie du Collège Loyola (Montréal, Québec) et d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université Western Ontario (London, Ontario). Il est aussi analyste financier agréé.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Karen E. Maidment Ontario, Canada	2010	<p>Administratrice de sociétés. M^{me} Maidment est une membre de la haute direction aguerrie. Elle a été chef des finances et des affaires administratives de BMO Groupe financier (« BMO ») de 2007 à 2009. Auparavant, elle a été première vice-présidente à la direction et chef des finances de BMO de 2003 à 2007 et vice-présidente à la direction et chef des finances de BMO de 2000 à 2003. À titre de chef des finances de BMO, M^{me} Maidment était responsable de toutes les opérations financières à l'échelle internationale, de la gestion des risques, des affaires juridiques et de la conformité, des fusions et acquisitions de même que des communications. Auparavant, M^{me} Maidment a occupé divers postes de direction auprès de Clarica, compagnie d'assurance sur la vie de 1988 à 2000, notamment le poste de chef des finances. Elle a aussi dirigé le groupe de l'industrie des assurances qui a travaillé, avec le gouvernement, à la mise au point du régime de démutualisation des grandes sociétés d'assurance canadiennes en vue de leur transformation en sociétés ouvertes et de la réglementation s'y appliquant.</p> <p>M^{me} Maidment est administratrice de TD Ameritrade Holding Corporation et de La Banque Toronto-Dominion. M^{me} Maidment a été administratrice de Harris Bank, de BMO Nesbitt Burns, où elle était également présidente du comité d'audit, de la Société de la caisse de retraite de la Banque de Montréal, de Mutual Trusco, de MCAP Financial et de The Mutual Group (U.S.). Elle est membre du conseil de la Princess Margaret Hospital Foundation et siège au conseil des gouverneurs de l'Université de Waterloo.</p> <p>Au sein de TransAlta, M^{me} Maidment est présidente du comité d'audit et des risques du conseil et était membre du comité de gouvernance et de l'environnement du conseil jusqu'au 23 avril 2013.</p> <p>M^{me} Maidment est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université McMaster (Hamilton, Ontario), est comptable agréée et, en 2000, a été nommée Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario. Elle a été nommée chef des finances de l'année en 2006.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Yakout Mansour Californie, É.-U.	2011	<p><i>Administrateur de sociétés.</i> M. Mansour compte plus de quarante ans d'expérience tant comme ingénieur que comme membre de la haute direction dans le secteur des services publics d'électricité au Canada, aux États-Unis et ailleurs dans le monde. Il a quitté son poste de président et chef de la direction de la California Independent System Operator Corporation (« CAISO ») en 2011, poste qu'il occupait depuis 2005. La CAISO est chargée d'exploiter et de contrôler 80 % du réseau électrique californien, de concevoir et d'exploiter le marché de l'électricité en Californie et est chargée de règlements totalisant plus de 8 G\$ par année. Sous la direction de M. Mansour, la CAISO a établi le marché et la base technique pour mettre en place des normes parmi les plus rigoureuses du monde en matière de portefeuille d'énergie renouvelable. Auparavant, M. Mansour avait occupé divers postes de haute direction auprès de BC Hydro et de la British Columbia Transmission Corporation, où il était chargé de l'exploitation, de la gestion d'actifs et des affaires entre services publics du réseau d'électricité.</p> <p>Ingénieur et Fellow de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers, M. Mansour est l'auteur et le coauteur de nombreuses publications. Il est reconnu internationalement dans le domaine du génie énergétique et a reçu de nombreux prix importants pour son apport au secteur.</p> <p>En 2009, M. Mansour a été nommé au comité consultatif sur l'électricité du ministère de l'Énergie américain comme vice-président. Il a aussi siégé à divers comités de la North American Electric Reliability Corporation et de l'organisme l'ayant précédé, le CEGRE, au Transmission Council de l'Association canadienne de l'électricité et au conseil d'administration de l'Electric Power Research Institute.</p> <p>Au sein de TransAlta, M. Mansour est membre du comité d'audit et des risques du conseil.</p> <p>M. Mansour est titulaire d'un baccalauréat en science du génie électrique de l'Université d'Alexandrie (Alexandrie, Égypte) ainsi que d'une maîtrise en sciences de l'Université de Calgary (Calgary, Alberta).</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Martha C. Piper Colombie-Britannique, Canada	2006	<p data-bbox="699 285 1459 558">Administratrice de sociétés. M^{me} Piper a été présidente et vice-chancelière de l'Université de la Colombie-Britannique (« UBC ») de 1997 à 2006 (éducation). Avant sa nomination à la UBC, elle a été vice-présidente, Recherches, à l'Université de l'Alberta. Elle a siégé au conseil de l'Alberta Research Council, du Conference Board du Canada et du Centre of Frontier Engineering Research. M^{me} Piper a aussi été nommée par le premier ministre du Canada au conseil consultatif des sciences et de la technologie et elle a été présidente du conseil de l'Institut national de nanotechnologie.</p> <p data-bbox="699 583 1459 705">M^{me} Piper est administratrice de Shoppers Drug Mart et de la Banque de Montréal. Elle siège aussi au conseil du Dalai Lama Centre for Peace & Education, de CARE Canada et de la Fondation Canadienne des Cellules Souches, toutes des entités non cotées en bourse.</p> <p data-bbox="699 730 1459 789">Au sein de TransAlta, M^{me} Piper est membre du comité de gouvernance et de l'environnement et du comité des ressources humaines du conseil.</p> <p data-bbox="699 814 1459 1056">M^{me} Piper est titulaire d'un baccalauréat en physiothérapie de l'Université du Michigan (Ann Arbor, Michigan), d'une maîtrise ès arts en développement de l'enfant de l'Université du Connecticut (Storrs, Connecticut) et d'un doctorat en épidémiologie et biostatistique de l'Université McGill (Montréal, Québec). Elle a reçu des grades honorifiques de 18 universités internationales. Elle est Officier de l'Ordre du Canada et récipiendaire de l'Ordre de la Colombie-Britannique.</p>

Notes :

- 1) Les administrateurs suivants sont des résidents canadiens : William D. Anderson, Dawn L. Farrell, C. Kent Jespersen, Michael M. Kanovsky, Gordon S. Lackenbauer, Karen E. Maidment et Martha C. Piper.
- 2) M. Giffin a été administrateur d'AbitibiBowater Inc. (« Abitibi ») du 29 octobre 2007 jusqu'à sa démission le 22 janvier 2009. En avril 2009, Abitibi et certaines de ses filiales américaines et canadiennes ont déposé des requêtes volontaires de mise en faillite auprès de la Bankruptcy Court des États-Unis pour le District du Delaware afin d'obtenir une dispense aux termes des dispositions du chapitre 11 et du chapitre 15 du *Bankruptcy Code* des États-Unis, dans sa version modifiée, et ont demandé à la Cour supérieure du Québec d'être placées sous la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) (« LACC »), au Canada. Le 14 septembre 2010, Abitibi a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation pour son plan de réorganisation des créanciers non garantis en vertu de la LACC au Canada. Le 21 septembre 2010, Abitibi a annoncé qu'elle avait reçu l'approbation nécessaire des créanciers pour son plan de réorganisation en vertu du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis. Le 9 décembre 2010, Abitibi a annoncé qu'elle avait réalisé avec succès sa réorganisation et qu'elle n'était désormais plus sous la protection contre les créanciers en vertu de la LACC du Canada et du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis.
- 3) M. Jespersen a démissionné du conseil d'administration de CCR Technologies Ltd. (« CCR ») en février 2010. CCR a déposé auprès de la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta une proposition datée du 1^{er} décembre 2010 en vertu des dispositions de la section I de la partie III de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* en vue de restructurer et de réorganiser les affaires financières de CCR, de procéder à une transaction visant les réclamations des créanciers non garantis, de restructurer les actions de CCR et de lui permettre de mener une restructuration et un « rajustement » de ses activités d'exploitation sur le postulat de la continuité de l'exploitation. Cette proposition a été approuvée par les créanciers non garantis le 22 décembre 2010 et par la Cour le 13 janvier 2011. La Commission des valeurs mobilières de l'Alberta a prononcé une ordonnance de modification datée du 14 février 2011 afin de révoquer partiellement son ordonnance d'interdiction des opérations pour permettre la mise en œuvre de la proposition, laquelle a été mise en œuvre subséquemment.

- 4) M. Lackenbauer a quitté ses fonctions au sein du conseil d'administration de Tembec Inc. (« Tembec ») le 2 août 2007. Le 19 décembre 2007, Tembec a annoncé son projet d'opération de restructuration du capital offrant une solution consensuelle aux porteurs de billets ainsi qu'aux actionnaires. Le 22 février 2008, Tembec a annoncé qu'elle avait obtenu l'approbation de la majorité des actionnaires et de la majorité requise des détenteurs de billets de Tembec Industries Inc. Le 27 février 2008, Tembec a annoncé qu'elle avait obtenu l'approbation de la Cour supérieure de justice de l'Ontario (Division commerciale) à l'égard du plan d'arrangement relatif à l'opération de restructuration du capital proposée. Le 31 octobre 2008, Tembec a annoncé qu'elle était parvenue à obtenir une ordonnance définitive d'un tribunal américain reconnaissant, aux États-Unis, son plan d'arrangement canadien à titre d'instance étrangère.

Membres de la haute direction

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos membres de la haute direction au 19 février 2014, de même que leurs fonctions et leur occupation principale au cours des cinq dernières années.

Nom	Fonctions principales	Résidence
Dawn L. Farrell	Présidente et chef de la direction	Alberta, Canada
Robert (Bob) Emmott	Ingénieur en chef	Alberta, Canada
Brett M. Gellner	Chef des placements et chef des finances	Alberta, Canada
Cynthia Johnston	Vice-présidente à la direction, Services du siège social	Alberta, Canada
David J. Koch	Vice-président, Contrôleur	Alberta, Canada
John H. Kousinioris	Chef des services juridiques et de la conformité	Alberta, Canada
Dawn E. de Lima	Chef des ressources humaines et des communications	Alberta, Canada
Maryse C.C. St-Laurent	Vice-présidente et secrétaire de la Société	Alberta, Canada
Robert L. Schaefer	Vice-président à la direction, Opérations et commercialisation	Alberta, Canada
Todd J. Stack	Vice-président et trésorier	Alberta, Canada
Paul H. E. Taylor	Président, Activités américaines et vice-président à la direction, Activités houillères canadiennes	Olympia, WA, É.-U.

Tous les membres de la haute direction de TransAlta ont occupé les principaux postes qu'ils détiennent actuellement ou ont assumé des fonctions de direction au cours des cinq dernières années, à l'exception de ce qui suit :

- Avant janvier 2012, M^{me} Farrell a été chef de l'exploitation de 2009 à 2011. Avant avril 2009, elle était vice-présidente à la direction, Activités commerciales et développement de la Société. Avant juillet 2007, elle était vice-présidente à la direction, Ingénierie, relations avec les autochtones et production chez BC Hydro.
- Avant octobre 2010, M. Emmott était vice-président et ingénieur en chef. Avant février 2009, il était directeur principal, Services techniques et, avant 2008, il était directeur, Services techniques.
- Avant août 2013, M. Gellner était chef des finances de la Société. Avant juin 2010, il était vice-président, Activités commerciales de la Société. Avant juillet 2008, il était codirigeant et directeur général, Services bancaires d'investissement de Marchés mondiaux CIBC Inc.
- Avant septembre 2011, M^{me} Johnston était vice-présidente, Activités en ressources renouvelables. Avant décembre 2009, elle était vice-présidente, Affaires réglementaires et juridiques, chez FortisAlberta Inc. depuis juin 2004.
- Avant mai 2011, M. Koch était vice-président, Financement des activités. Avant novembre 2010, il était vice-président, Activités financières.
- Avant décembre 2012, M. Kousinioris était associé et cochef du groupe du droit commercial et droit des sociétés au cabinet d'avocats Bennett Jones LLP.
- Avant avril 2012, M^{me} de Lima était chef des ressources humaines et vice-présidente à la direction, Communications. Avant septembre 2011, M^{me} de Lima était chef des ressources humaines. Avant mars 2011, elle était vice-présidente, Gestion de la chaîne d'approvisionnement et, avant mai 2009, elle était vice-présidente, Ressources humaines, depuis novembre 2007.

- Avant décembre 2008, M^{me} St-Laurent était secrétaire générale de TransAlta.
- Avant avril 2013, M. Schaefer était vice-président à la direction, Développement de la Société. Avant octobre 2011, il était vice-président, Activités commerciales et développement. Avant juin 2010, il était vice-président, Développement. Avant juin 2008, il était chef des finances de Resin Systems Inc. depuis août 2005.
- Avant novembre 2012, M. Stack était trésorier. Avant mai 2011, M. Stack était trésorier adjoint. Avant octobre 2010, il était directeur principal, Activités de trésorerie. Avant janvier 2008, il était directeur, Risque financier.
- Avant août 2013, M. Taylor était président, Activités américaines. Avant septembre 2011, il était chef, Stratégie de croissance dans l'Ouest. Avant avril 2011, il était chef de cabinet du premier ministre de la Colombie-Britannique. Avant juin 2010, il était président, chef de la direction et administrateur de Naikun Wind Energy Group Inc. Avant septembre 2008, il était président et administrateur de Naikun Wind Energy Group Inc. Avant mai 2008, il était président et chef de la direction d'Insurance Corporation of British Columbia depuis octobre 2004.

Au 19 février 2014, les administrateurs et membres de la haute direction de TransAlta, en tant que groupe, avaient la propriété véritable ou exerçaient une emprise, directement ou indirectement, sur 240 271 de nos actions ordinaires, ce qui représente moins de 1 % de nos actions ordinaires en circulation.

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction de TransAlta, ni aucune personne ou société qui est propriétaire véritable, directement ou indirectement, de plus de 10 % de nos actions ordinaires ou qui exerce une emprise sur plus de 10 % de ces actions, ni aucune personne qui a des liens avec eux ou qui fait partie de leur groupe n'a ni n'a eu d'intérêt important, direct ou indirect, dans une opération touchant TransAlta au cours des trois derniers exercices financiers clos ou jusqu'à ce jour en 2014 ou dans une opération projetée qui a eu ou aura une incidence importante sur nous.

PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Depuis le 1^{er} janvier 2013, aucun des administrateurs et membres de la haute direction ni aucune des personnes liées à ces administrateurs, candidats ou membres de la haute direction n'a de dette envers TransAlta.

INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS

Interdictions d'opérations

Sauf indication contraire dans les présentes, aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucun porteur de titres majoritaire de TransAlta Corporation n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des 10 années précédant cette date, administrateur ou membre de la haute direction d'un autre émetteur qui, pendant que la personne exerçait cette fonction :

- i) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs;
- ii) a, après la cessation des fonctions de l'administrateur ou du membre de la haute direction, fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières pendant plus de 30 jours consécutifs en raison d'un événement survenu pendant qu'il exerçait cette fonction; ou

- iii) a, dans l'année suivant la cessation de ses fonctions, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux ou vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic être nommé pour détenir ses biens.

Faillites personnelles

Aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucun porteur de titres majoritaire de TransAlta Corporation n'a, au cours des 10 années précédant la date des présentes, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux ou vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic être nommé pour détenir ses biens.

Amendes ou sanctions

Aucun des administrateurs et des membres de la haute direction ni aucun porteur de titres majoritaire de TransAlta Corporation :

- i) n'a fait l'objet d'amendes ou de sanctions imposées par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières ni n'a conclu un règlement à l'amiable avec une autorité en valeurs mobilières, à l'exception d'amendes pour la production tardive de déclarations d'initiés; ni
- ii) n'a fait l'objet de quelque autre amende ou sanction imposée par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision de placement.

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Il pourrait arriver que des membres du conseil agissent à titre d'administrateurs ou de membres de la direction de sociétés dont les intérêts entrent en concurrence avec ceux de TransAlta. Rien ne saurait garantir que nous en serons informés par ces membres du conseil.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

TransAlta est parfois désignée en tant que partie dans diverses réclamations et poursuites judiciaires dans le cours normal de ses activités. Nous examinons chacune de ces réclamations, y compris sa nature, la somme en litige ou réclamée et la disponibilité d'une couverture d'assurance. Il ne peut être certain qu'une réclamation donnée sera résolue en notre faveur ou que cette réclamation n'aura pas d'effet défavorable important sur TransAlta. Pour de plus amples renseignements, veuillez consulter les notes 38 et 41 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, lesquels états financiers sont intégrés dans les présentes par renvoi. Veuillez également vous reporter à la rubrique « Documents intégrés par renvoi » de la présente notice annuelle.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

La Société de fiducie CST est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de nos actions ordinaires et de nos actions privilégiées de premier rang de série A, de série C et de série E. La Société de fiducie CST a succédé à la Compagnie Trust CIBC Mellon en qualité d'agent des transferts agissant pour nous. Le 1^{er} novembre 2010, la Compagnie Trust CIBC Mellon a vendu son entreprise de services aux émetteurs à la Société canadienne de transfert d'actions inc., laquelle a exploité l'entreprise au nom de la Compagnie Trust CIBC Mellon jusqu'au 30 août 2013, date à laquelle la Société de fiducie CST, qui appartient au même groupe que la Société canadienne de transfert d'actions inc., a reçu l'autorisation fédérale de commencer à exercer son activité. Les actions ordinaires sont transférables à Vancouver,

Calgary, Toronto, Montréal et Halifax. Les actions privilégiées de premier rang de série A, de série C et de série E sont transférables à Calgary et à Toronto. Computershare, à son établissement principal de Jersey City (New Jersey), est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de nos actions ordinaires aux États-Unis.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

L'auditeur de TransAlta est Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables agréés, 440 – 2nd Avenue, S.W., Suite 1000, Calgary (Alberta) T2P 5E9.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., notre auditeur, est indépendant conformément aux règles de déontologie professionnelle de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta et a respecté les règles de la SEC sur l'indépendance des auditeurs.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

De plus amples renseignements concernant TransAlta sont accessibles sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com, sous le profil de TransAlta.

De plus amples renseignements, y compris la rémunération des administrateurs et des membres de la haute direction et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs de nos titres et les titres autorisés à des fins d'émission aux termes de régimes de rémunération en titres de capitaux propres (le cas échéant), figurent dans notre circulaire de sollicitation de procurations de la direction relative à la plus récente assemblée annuelle des actionnaires qui comportait l'élection des administrateurs, circulaire qui peut être obtenue sur demande auprès de notre service des Relations avec les investisseurs ou être consultée sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

De l'information financière supplémentaire est fournie dans nos états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2013 et pour l'exercice clos à cette date ainsi que dans le rapport de gestion annuel connexe, chacun de ces documents étant intégré par renvoi dans la présente notice annuelle. Voir « Documents intégrés par renvoi » dans la présente notice annuelle.

COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES

Généralités

Les membres du CAR de TransAlta respectent les exigences d'indépendance prévues dans les dispositions des organismes de réglementation canadiens sur les valeurs mobilières, le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*, l'article 303A des règles de la New York Stock Exchange et le Règlement 10A-3 adopté en vertu de la loi américaine intitulée *Securities and Exchange Act of 1934*. La charte du CAR prévoit qu'il doit être constitué d'un minimum de trois administrateurs indépendants. En 2013, le CAR était constitué de quatre membres indépendants, soit Karen E. Maidment (présidente), William D. Anderson, Alan J. Fohrer et Yakout Mansour. M. Michael M. Kanovsky en était membre jusqu'au 26 février 2013.

Tous les membres du comité possèdent des compétences financières aux termes des exigences canadiennes et américaines en matière de valeurs mobilières et le conseil a conclu que M^{me} Karen E. Maidment et M. William D. Anderson sont tous deux des « experts financiers du comité d'audit » au sens donné au terme *audit committee financial expert* à l'article 407 de la loi américaine intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (« loi Sarbanes-Oxley »).

Mandat du comité d'audit et des risques

Le comité aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance quant i) à l'intégrité des états financiers et des méthodes de présentation de l'information financière de la Société; ii) aux systèmes de contrôles financiers internes et de contrôles à l'égard de la communication de l'information établis par la direction; iii) au processus d'identification et d'évaluation des risques mené par la direction, y compris les programmes établis par la direction pour réagir à ces risques; iv) à la fonction d'audit interne; v) à la conformité aux exigences financières, légales et réglementaires; et vi) aux compétences, à l'indépendance et au rendement de l'auditeur externe. Dans le cadre de ce mandat, il revient au

comité d'assurer des voies de communication ouvertes entre lui et l'auditeur externe, l'auditeur interne et la direction de la Société.

Le comité exerce une fonction de surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers intermédiaires et annuels ainsi que des documents d'information connexes. La direction de la Société est également chargée de maintenir des politiques adéquates en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière ainsi que des systèmes de contrôles internes et de contrôles et procédures de communication de l'information qui assurent la conformité aux normes comptables et aux lois et aux règlements applicables et qui procurent une assurance raisonnable quant au fait que les actifs de la Société sont protégés et que les opérations sont autorisées, effectuées, enregistrées et dûment déclarées.

Bien que le comité soit investi des responsabilités et pouvoirs indiqués dans les présentes, il n'entre pas dans son mandat de planifier ni d'effectuer des audits ni d'établir que les états financiers de la Société sont complets, exacts et conformes aux principes comptables généralement reconnus. Cette responsabilité relève de la direction et de l'auditeur externe.

La désignation d'un ou de plusieurs membres en tant qu'« expert financier du comité d'audit » est fondée sur la formation et l'expérience que cette personne utilisera dans l'exercice de ses fonctions auprès du comité. Cette désignation ne lui impose pas de devoirs, d'obligations et de responsabilités supérieurs à ceux qui sont imposés aux autres membres du comité et du conseil qui n'ont pas reçu une telle désignation.

La direction est également responsable de l'identification et de la gestion des risques auxquels la Société est exposée ainsi que de la création et de la mise en œuvre de politiques et de procédures afin d'atténuer ces risques. Le comité a pour rôle d'assurer une surveillance afin de veiller à ce que les actifs de la Société soient préservés et protégés dans les limites raisonnables sur le plan commercial. Le comité relève du conseil pour ce qui est de ses responsabilités relatives à la surveillance des risques.

Charte du comité d'audit et des risques

La charte du comité d'audit et des risques est jointe en annexe A.

Formation et expérience pertinentes des membres du comité d'audit et des risques

La section ci-dessous résume brièvement la formation ou l'expérience de chaque membre du CAR qui est pertinente relativement aux responsabilités dont il doit s'acquitter en tant que membre du CAR, y compris toute formation ou expérience lui ayant procuré une compréhension des principes comptables que nous utilisons pour préparer nos états financiers annuels et intermédiaires.

Nom du membre du CAR	Formation et expérience pertinentes
W. D. Anderson	M. Anderson est comptable agréé et compte 17 années d'expérience au sein d'un important cabinet de comptables agréés au Canada. M. Anderson a rempli les fonctions de chef de la direction d'une société ouverte et de chef des finances de plusieurs sociétés ouvertes. À ce titre, il a supervisé activement des personnes qui participaient à la préparation, à l'audit, à l'analyse ou à l'évaluation d'états financiers. M. Anderson a aussi rempli des fonctions de cadre financier principal et de chef comptable et a été administrateur et président du comité d'audit ainsi que membre du conseil d'administration de plusieurs sociétés ouvertes. Il a siégé au conseil d'administration et au comité d'audit d'une société ouverte présentant son information financière en vertu des PCGR américains.
A. J. Fohrer	Avant de prendre sa retraite en décembre 2010, M. Fohrer était président du conseil et chef de la direction de la SCE, filiale d'Edison et l'une des plus grandes sociétés de service public d'électricité des États-Unis. Auparavant, M. Fohrer a été vice-président directeur, trésorier et chef des finances d'Edison et de la SCE. Il siége également au comité d'audit de la société ouverte PNM Resources, Inc.

Nom du membre du CAR	Formation et expérience pertinentes
-----------------------------	--

K. E. Maidment	M ^{me} Maidment est comptable agréée. M ^{me} Maidment est chef des finances et assume des responsabilités de surveillance financière pour des sociétés ouvertes inscrites à la cote de la TSX et de la NYSE depuis plus de 15 ans. Elle a également occupé des postes dans le cadre desquels elle était responsable des opérations financières à l'échelle mondiale, de la gestion des risques, des affaires juridiques et de la conformité, des communications ainsi que des fusions et acquisitions. En outre, M ^{me} Maidment a collaboré avec des agences gouvernementales afin de mettre au point des règlements et des cadres pour convertir les grandes sociétés mutuelles d'assurance en sociétés ouvertes. M ^{me} Maidment est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université McMaster et, en 2000, a été nommée Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario.
-----------------------	---

Y. Mansour	M. Mansour compte plus de quarante ans d'expérience comme membre de la direction dans le secteur des services publics d'électricité. Il a été président et chef de la direction de la California Independent System Operation Corporation et membre de la haute direction de BC Hydro et de la British Columbia Transmission Corporation. M. Mansour s'est occupé d'information financière et de contrôles internes et a assumé des fonctions de supervision dans ce domaine.
-------------------	---

Autres comités du conseil

En plus du CAR, TransAlta possède deux autres comités permanents : le comité de gouvernance et de l'environnement et le comité des ressources humaines. Les membres de ces comités en date du 31 décembre 2013 sont les suivants :

Comité de gouvernance et de l'environnement	Comité des ressources humaines
Président : Michael M. Kanovsky William D. Anderson Alan J. Fohrer Gordon S. Lackenbauer Martha C. Piper	Président : Timothy W. Faithfull C. Kent Jespersen Gordon S. Lackenbauer Martha C. Piper

Les chartes du comité de gouvernance et de l'environnement et du comité des ressources humaines sont accessibles sur le site Web de TransAlta à l'adresse www.transalta.com, sous l'onglet « Governance Board Committees ». Vous pouvez également obtenir de plus amples renseignements au sujet du conseil et de notre gouvernance d'entreprise sur notre site Web ou dans notre circulaire de sollicitation de procurations, qui est déposée sur SEDAR, au www.sedar.com.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012, les honoraires versés à Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. et aux membres de son groupe ont été respectivement de 3 384 692 \$ et de 3 459 937 \$, selon la répartition ci-après :

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Exercice clos le 31 décembre	2013	2012
Honoraires d'audit	2 931 297 \$	2 998 892 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	409 950	388 595
Honoraires pour services fiscaux	43 445	72 450
Autres honoraires	0	0
Total	3 384 692 \$	3 459 937 \$

Aucun autre cabinet d'audit n'a fourni de services d'audit en 2013 ni en 2012.

La nature de chaque catégorie d'honoraires est décrite ci-dessous :

Honoraires d'audit

Les honoraires d'audit ont été versés pour les services professionnels fournis par l'auditeur dans le cadre de l'audit de nos états financiers annuels ou pour des services fournis dans le cadre de dépôts ou de missions prévus par la loi et la réglementation, y compris la traduction de l'anglais au français de nos états financiers et d'autres documents. Les honoraires d'audit totaux pour 2013 comprennent des paiements de 1 732 667 \$ relatifs à 2012. Les honoraires d'audit totaux pour 2012 comprennent des paiements de 1 397 001 \$ se rapportant à 2011.

Honoraires pour services liés à l'audit

Les honoraires pour services liés à l'audit en 2013 ont été versés principalement pour du travail effectué par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. relativement à la conformité et à la présentation de l'information réglementaire, à des émissions de titres d'emprunt et à divers conseils comptables fournis à la Société. Les honoraires pour services liés à l'audit en 2012 avaient été versés principalement pour du travail effectué par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. relativement à la conformité et à la présentation de l'information réglementaire, à des émissions d'actions ordinaires, à des émissions de titres d'emprunt et à divers conseils comptables fournis à la Société.

Honoraires pour services fiscaux

Les honoraires pour services fiscaux versés en 2013 et en 2012 ont trait à diverses questions fiscales relatives à nos activités au Canada et à l'étranger.

Autres honoraires

Aucuns.

Politiques et procédures d'approbation préalable

Le CAR s'est penché sur la question de savoir si la prestation de services autres que d'audit était compatible avec le maintien de l'indépendance de l'auditeur. En mai 2002, le CAR a adopté une politique (« politique ») qui interdit à TransAlta de retenir les services de l'auditeur pour des catégories « interdites » de services non liés à l'audit et qui exige l'approbation préalable du CAR pour les autres catégories « permises » de services non liés à l'audit, ces catégories étant établies conformément à la loi Sarbanes-Oxley. La politique prévoit également que le président du CAR peut approuver des services non liés à l'audit admissibles pendant le trimestre et en faire rapport au CAR à sa prochaine réunion régulière. En 2009, le CAR a accordé à la direction le pouvoir d'approuver des services non liés à l'audit admissibles de valeur minimale (totalisant moins de 5 % des honoraires totaux payés à l'auditeur externe ou 125 000 \$, selon le moins élevé des deux), à la condition que ces services soient déclarés au CAR à sa prochaine réunion régulière.

ANNEXE A

CHARTRE DU COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES

TRANSALTA CORPORATION (« Société »)

A. Création du comité et des procédures

1. Composition du comité

Le comité d'audit et des risques (« comité ») du conseil d'administration (« conseil ») de TransAlta Corporation (« Société ») se compose d'au moins trois administrateurs. Tous les membres du comité doivent être considérés par le conseil comme étant indépendants ainsi que l'exigent les dispositions du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, de l'article 303A des règles de la New York Stock Exchange et du Règlement 10A-3 adopté en vertu de la loi américaine intitulée *Securities and Exchange Act of 1934*, comme ces règles s'appliquent aux membres d'un comité d'audit. Tous les membres du comité doivent posséder des compétences financières aux termes des exigences canadiennes et américaines et au moins un membre doit être considéré par le conseil comme étant un « expert financier du comité d'audit » au sens donné au terme *audit committee financial expert* à l'article 407 de la loi américaine intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (« loi Sarbanes-Oxley »). La décision quant à savoir si un administrateur en particulier respecte les exigences relatives à sa participation au comité revient à l'ensemble du conseil sur recommandation du comité de gouvernance et de l'environnement.

2. Nomination des membres du comité

Les membres du comité sont nommés de temps à autre par le conseil, sur recommandation du comité de gouvernance et de l'environnement, et ils exercent leurs fonctions jusqu'à l'assemblée annuelle des actionnaires suivante ou jusqu'à la nomination de leurs remplaçants, si une telle nomination est antérieure, ou encore jusqu'à ce qu'ils cessent d'être administrateurs de la Société.

3. Vacances

Si une vacance survient à quelque moment que ce soit au sein du comité, elle peut être comblée par le conseil et sur la recommandation du comité de gouvernance et de l'environnement. Le conseil doit combler toute vacance au sein du comité si le nombre de ses membres est inférieur à trois administrateurs.

4. Président du comité

Le conseil doit nommer un président du comité, sur recommandation du comité de gouvernance et de l'environnement.

5. Absence du président du comité

Si le président du comité est absent à une réunion du comité, un des membres du comité qui sont présents à la réunion doit être choisi par le comité pour présider la réunion.

6. Secrétaire du comité

Le comité doit nommer un secrétaire, qui n'est pas nécessairement un administrateur de la Société.

7. Réunions

Le président du comité peut convoquer une réunion ordinaire du comité. Le comité doit se réunir au moins une fois par trimestre et à d'autres moments au cours de l'année s'il juge opportun de le faire pour s'acquitter de ses responsabilités. De plus, le président du comité ou deux de ses membres peuvent convoquer une réunion extraordinaire du comité en tout temps.

Le comité doit également tenir des séances à huis clos.

8. Quorum

Le quorum est atteint si la majorité des membres du comité sont présents en personne ou par téléphone ou par tout autre moyen de télécommunication qui permet à toutes les personnes qui participent à la réunion de se parler.

9. Avis de convocation aux réunions

Un avis indiquant la date, l'heure et le lieu des réunions doit être donné par écrit (notamment au moyen d'une communication écrite par télécopieur ou courrier électronique) à chaque membre du comité au moins 48 heures avant le moment fixé pour cette réunion, étant toutefois précisé qu'un membre peut renoncer à un avis de convocation à une réunion de quelque façon que ce soit; de plus, la présence d'un membre à une réunion constitue une renonciation à l'avis de convocation à la réunion, sauf lorsque le membre participe à la réunion dans le but exprès de s'opposer à l'examen de questions pour le motif que la réunion n'a pas été valablement convoquée. L'avis de convocation à toutes les réunions doit aussi être transmis aux auditeurs externe et interne.

10. Présence aux réunions

À l'invitation du président du comité, les autres membres du conseil, le président et chef de la direction, les autres dirigeants ou les employés de la Société, l'auditeur externe et les autres experts ou consultants peuvent assister à une réunion du comité.

11. Procédure, registres et rapports

Sous réserve des lois ou des statuts et règlements administratifs de la Société, le comité doit fixer sa propre procédure aux réunions, tenir des registres de ses procès-verbaux et faire rapport au conseil, habituellement au plus tard à la prochaine réunion prévue du conseil.

12. Examen de la charte et évaluation du comité

Le comité doit évaluer son rendement et examiner et évaluer la pertinence de sa charte au moins une fois par année ou autrement, selon qu'il juge opportun de le faire. Toutes les modifications proposées par le comité sont soumises à l'examen et à l'approbation du comité de gouvernance et de l'environnement et du conseil.

13. Experts externes et conseillers

Le président du comité, au nom du comité, ou l'un des membres du comité, est autorisé, aux frais de la Société, lorsqu'il juge nécessaire ou souhaitable de le faire, à retenir les services d'un conseiller juridique indépendant, d'experts externes ou d'autres conseillers pour donner au comité des avis indépendants sur n'importe quelle question. Le fait de retenir les services de ces conseillers ou experts n'oblige en aucun cas le comité à agir conformément aux recommandations de ceux-ci.

B. Fonctions et responsabilités du président

La responsabilité fondamentale du président du comité consiste à gérer efficacement les fonctions du comité.

Le président est responsable de ce qui suit :

1. Présider les réunions et assumer la direction du comité, en s'assurant que le comité est dûment organisé, qu'il fonctionne efficacement et qu'il s'acquitte dûment de ses responsabilités.
2. Établir la fréquence des réunions du comité, convoquer dûment ces réunions et confirmer qu'il y a quorum, au besoin.
3. Travailler avec le chef de la direction, le chef des finances et le vice-président et secrétaire à la mise au point des ordres du jour et des documents connexes en vue des réunions.
4. Faire des suggestions et fournir une rétroaction à la direction au sujet de l'information qui est fournie au comité ou qui devrait l'être pour permettre à celui-ci de prendre des décisions éclairées lorsque des décisions doivent être prises.
5. Faire rapport au conseil des recommandations et des décisions du comité.

C. Mandat général du comité

Le comité aide le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance quant i) à l'intégrité des états financiers et des méthodes de présentation de l'information financière de la Société; ii) aux systèmes de contrôles financiers internes et de contrôles à l'égard de la communication de l'information établis par la direction; iii) au processus d'identification et d'évaluation des risques mené par la direction, y compris les programmes établis par la direction pour réagir à ces risques; iv) à la fonction d'audit interne; v) à la conformité aux exigences financières, légales et réglementaires; et vi) aux compétences, à l'indépendance et au rendement de l'auditeur externe. Dans le cadre de ce mandat, il revient au comité d'assurer des voies de communication ouvertes entre lui et l'auditeur externe, l'auditeur interne et la direction de la Société.

Le comité exerce une fonction de surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers intermédiaires et annuels ainsi que des documents d'information connexes. La direction de la Société est également chargée de maintenir des politiques adéquates en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière ainsi que des systèmes de contrôles internes et de contrôles et procédures de communication de l'information qui assurent la conformité aux normes comptables et aux lois et aux règlements applicables et qui procurent une assurance raisonnable quant au fait que les actifs de la Société sont protégés et que les opérations sont autorisées, effectuées, enregistrées et dûment déclarées.

Bien que le comité soit investi des responsabilités et pouvoirs indiqués dans les présentes, il n'entre pas dans son mandat de planifier ni d'effectuer des audits ni d'établir que les états financiers de la Société sont complets, exacts et conformes aux principes comptables généralement reconnus. Cette responsabilité relève de la direction et de l'auditeur externe.

La désignation d'un ou de plusieurs membres en tant qu'« expert financier du comité d'audit » au sens donné au terme *audit committee financial expert* est fondée sur la formation et l'expérience que cette personne utilisera dans l'exercice de ses fonctions auprès du comité. Cette désignation ne lui impose pas de devoirs, d'obligations et de responsabilités supérieurs à ceux qui sont imposés aux autres membres du comité et du conseil qui n'ont pas reçu une telle désignation.

La direction est également responsable de l'identification et de la gestion des risques auxquels la Société est exposée ainsi que de la création et de la mise en œuvre de politiques et de procédures afin d'atténuer ces risques. Le comité a pour rôle d'assurer une surveillance afin de veiller à ce que les actifs de la Société soient préservés et protégés dans les limites raisonnables sur le plan commercial. Le comité relève du conseil pour ce qui est de ses responsabilités relatives à la surveillance des risques.

D. Fonctions et responsabilités du comité

1. Présentation de l'information financière, auditeur externe et planification financière

A) Fonctions et responsabilités liées à la présentation de l'information financière et au processus d'audit

- a) Examine avec la direction et l'auditeur externe le processus de présentation de l'information financière de la Société, le travail étant effectué parallèlement à l'audit annuel et à la préparation des états financiers, notamment le plan d'audit annuel de l'auditeur externe, le jugement de l'auditeur externe quant à la qualité, et pas seulement quant à l'acceptabilité, et au caractère approprié des principes comptables de la Société tels qu'ils sont appliqués à son information financière et le caractère plus ou moins audacieux ou prudent des principes comptables de la Société et des estimations sous-jacentes de la Société;
- b) Examine avec la direction et l'auditeur externe les états financiers annuels audités de la Société, y compris les notes y afférentes, le rapport de gestion et le communiqué sur les résultats s'y rapportant et recommande leur approbation au conseil en vue de leur diffusion publique;
- c) Examine avec la direction et l'auditeur externe les états financiers intermédiaires de la Société, y compris les notes y afférentes, le rapport de gestion et le communiqué sur les résultats s'y rapportant et approuve leur diffusion publique, au besoin;
- d) Dans le cadre de son examen des états financiers et de l'information financière connexe, le comité examine ce qui suit et en discute avec la direction et l'auditeur externe :
 - i) les changements touchant les principes, méthodes ou conventions comptables eu égard à leur applicabilité à l'entreprise et à leur incidence financière;
 - ii) les méthodes suivies par la direction pour la formulation d'estimations comptables confidentielles et le caractère raisonnable des estimations;
 - iii) l'utilisation de l'information « pro forma » ou « non comparable » ainsi que le rapprochement applicable;
 - iv) les autres traitements possibles de l'information financière dans le cadre des principes comptables généralement reconnus qui ont fait l'objet de discussions entre la direction et l'auditeur, la portée de leur utilisation et le traitement privilégié par l'auditeur externe; et
 - v) l'information communiquée au comité par le chef de la direction et le chef des finances durant leur processus d'attestation du rapport périodique/annuel pertinent déposé auprès des autorités de réglementation de valeurs mobilières afin de s'assurer que l'information devant être communiquée est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits. Obtient des garanties du chef de la direction et du chef des finances quant au caractère adéquat et à l'efficacité des contrôles et des procédures de communication et des systèmes de contrôle interne de la Société relativement à la présentation de l'information financière et quant au fait que toute fraude impliquant la direction ou d'autres employés qui ont un rôle important dans les contrôles internes de la Société est signalée au comité;
- e) Dans le cadre de son examen des états financiers et de l'information financière connexe, le comité doit également, avec l'auditeur externe :

- i) discuter de la collaboration qu'ils ont obtenue de la direction dans le cadre de leur examen et de leur consultation de l'ensemble des registres, des données et des renseignements demandés; et
 - ii) s'assurer qu'il n'existe entre la direction et l'auditeur externe aucune question en suspens raisonnablement susceptible de compromettre sensiblement les états financiers;
- f) Examine trimestriellement avec la haute direction, le chef des services juridiques et de la conformité (et, au besoin, des conseillers juridiques externes) et les auditeurs interne et externe de la Société, l'efficacité des contrôles internes de la Société afin d'assurer que la Société respecte les exigences législatives et réglementaires et les politiques de la Société;
 - g) Examine avec la direction et l'auditeur externe les processus relatifs à l'évaluation des fraudes potentielles, les programmes et les contrôles visant à se prémunir contre les risques de fraude et le processus mis de l'avant afin de surveiller les risques à l'intérieur des secteurs ciblés;
 - h) Discute avec la direction et l'auditeur externe de la correspondance échangée avec les autorités de réglementation ou organismes gouvernementaux, des plaintes d'employés ou des rapports publiés qui soulèvent des questions importantes concernant les états financiers ou les politiques comptables de la Société; et
 - i) Sous réserve de la délégation accordée au président du comité, préapprouve la prestation de tous les services liés à l'audit, y compris tous les services non liés à l'audit non interdits, par l'auditeur externe; le président du comité est autorisé à approuver tous les services liés à l'audit, y compris les services non liés à l'audit non interdits, rendus par l'auditeur externe et doit faire rapport de toutes ces approbations au comité à la prochaine réunion prévue qu'il tiendra.

B) Fonctions et responsabilités liées à la nomination de l'auditeur externe

- a) Le comité est directement responsable de la rémunération et de la surveillance de l'auditeur externe, y compris la nomination de l'auditeur externe du conseil par les actionnaires à l'assemblée générale annuelle de la Société. Dans le cadre de cette responsabilité, le comité :
 - i) examine l'expérience et les compétences du personnel cadre de l'auditeur externe qui assure la prestation des services d'audit à la Société, de même que les procédures de contrôle de la qualité de l'auditeur externe, y compris l'obtention de la confirmation que l'auditeur externe respecte les exigences d'inscription des autorités de réglementation du Canada et des États-Unis;
 - ii) examine et approuve chaque année le plan d'audit de l'auditeur externe;
 - iii) examine et approuve le mode et le montant de la rémunération de l'auditeur externe et s'assure que la Société a fourni les fonds nécessaires au paiement de la rémunération de l'auditeur externe;
 - iv) examine et analyse avec l'auditeur externe les relations que l'auditeur externe et les membres de son groupe ont avec la Société et les membres de son groupe afin d'établir l'indépendance de l'auditeur externe, notamment i) la demande, la réception et l'examen au moins une fois par année, d'une déclaration écrite officielle de l'auditeur externe définissant toutes les relations raisonnablement susceptibles de compromettre l'indépendance de l'auditeur externe par rapport à la Société; ii) des entretiens avec l'auditeur externe sur les relations divulguées ou les

services que l'auditeur externe estime susceptibles de compromettre l'objectivité ou l'indépendance de l'auditeur externe; et iii) la recommandation au conseil de prendre les mesures appropriées à la suite du rapport de l'auditeur externe de manière à s'assurer de l'indépendance de l'auditeur externe;

- v) informe l'auditeur externe et la direction que l'auditeur externe doit avoir un accès direct au comité à tout moment, et vice versa;
- vi) informe l'auditeur externe qu'il est responsable en définitive devant le comité en tant que représentant des actionnaires de la Société; et
- vii) au moins chaque année, obtient et examine le rapport de l'auditeur externe relatif aux procédures internes de contrôle de la qualité du cabinet d'auditeurs, aux questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle de la qualité interne ou contrôle par les pairs du cabinet d'auditeurs, ou à l'occasion à toute enquête menée par des autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq derniers exercices à l'égard d'un ou de plusieurs audits indépendants effectués par l'auditeur externe ainsi qu'aux mesures prises à cet égard.

C) *Fonctions et responsabilités liées à la planification financière*

- a) Examine l'émission et le rachat de titres (y compris l'examen de tous les documents déposés afin de réaliser les émissions ou les rachats), les limites et les engagements financiers ainsi que tout changement important sous-jacent à l'un de ces engagements de la Société et formule des recommandations au conseil à des fins d'approbation;
- b) Examine chaque année le plan fiscal annuel de la Société; et
- c) Reçoit des mises à jour régulières concernant les obligations financières, les emprunts, les facilités de crédit, la situation de crédit et la liquidité financière de la Société.

2. Audit interne

- a) Examine et prend en compte, au besoin, les rapports et recommandations importants de l'auditeur interne concernant des questions d'audit interne, de même que la réponse de la direction à cet égard;
- b) Examine chaque année la charte du service d'audit interne, la portée et les plans d'attribution du travail du groupe d'audit interne, le caractère adéquat des ressources du groupe et l'accès de l'auditeur externe aux dossiers, aux biens et au personnel de la Société;
- c) Reconnaît et informe la haute direction que l'auditeur interne doit avoir libre accès au comité, et vice versa;
- d) Rencontre séparément la direction, l'auditeur externe et l'auditeur interne afin d'examiner les questions et préoccupations concernant les audits et l'information financière;
- e) Examine avec la haute direction financière de la Société et le directeur, Audit interne le caractère adéquat des systèmes de contrôle interne et procédures de la Société; et
- f) Recommande au comité des ressources humaines la nomination, le licenciement ou le transfert du directeur, Audit interne.

3. Gestion des risques

Le conseil a la charge de s'assurer que la Société a adopté des méthodes et des politiques clés visant la détermination, l'évaluation et la gestion des principaux risques auxquels la Société est exposée. Le conseil a délégué au comité la responsabilité de la surveillance de la détermination, par la direction, des principaux risques auxquels la Société est exposée, de l'évaluation de ces risques et de la mise en œuvre de politiques, de méthodes et de systèmes adéquats visant la gestion et l'atténuation des risques dans les limites de la tolérance aux risques établie par la Société. Le comité relève du conseil à cet égard.

Le comité :

- a) Examine au moins trimestriellement l'évaluation que la direction fait des principaux risques auxquels la Société est exposée; discute avec la direction des méthodes de détermination de ces risques et de l'efficacité des politiques et procédures d'atténuation de ces risques et/ou de lutte contre ceux-ci;
- b) Reçoit et examine la mise à jour trimestrielle faite par la direction concernant les risques, y compris une mise à jour portant sur les risques résiduels, et rencontre à huis clos le vice-président, Gestion des risques;
- c) Examine le cadre de gestion du risque à l'échelle de l'entreprise et la méthode de communication des risques de la Société;
- d) Examine chaque année les politiques de gestion des risques financiers et des risques liés aux produits de base de la Société et approuve les changements apportés à ces politiques;
- e) Revoit et approuve les lignes directrices, le programme stratégique de couverture et la tolérance aux risques de la Société;
- f) Examine et surveille trimestriellement les résultats des activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux produits de base, y compris les stratégies relatives au risque lié aux devises et aux taux d'intérêt, le risque de crédit du cocontractant et l'utilisation d'instruments dérivés;
- g) Examine le programme d'assurance annuel de la Société, y compris la philosophie de conservation de risques et les programmes de protection contre les risques possibles et contre la responsabilité de la Société;
- h) Examine périodiquement les rôles et responsabilités respectifs de l'auditeur externe, du service d'audit interne et des conseillers juridiques internes et externes concernant la gestion des risques et examine leur rendement dans le cadre de ces rôles et responsabilités; et
- i) Chaque année, de concert avec la direction, fait rapport au conseil et procède à un examen avec celui-ci en ce qui concerne :
 - i) les principaux risques auxquels la Société est exposée et la tolérance générale aux risques ou le profil général de risque de la Société;
 - ii) les stratégies de la Société pour faire face à son profil de risque;
 - iii) les procédés, politiques, procédures et contrôles en place pour gérer ou atténuer les principaux risques; et
 - iv) l'efficacité globale du processus et du programme de gestion des risques de l'entreprise.

4. Gouvernance

- a) Pour le compte du comité, le président examine toute l'information communiquée au public, y compris l'information financière importante tirée ou issue des états financiers de la Société, avant qu'elle ne soit publiée;
- b) Examine avec la direction au moins une fois par année la méthode adoptée à l'égard des prévisions de résultat et de l'information financière devant être divulguées aux analystes et aux agences de notation et la nature de cette information et de ces prévisions;
- c) Examine trimestriellement avec le chef des services juridiques et de la conformité et, au besoin, des conseillers juridiques externes, les principales questions d'ordre juridique ou réglementaire en matière de conformité qui sont susceptibles d'avoir une incidence importante sur les états financiers de la Société;
- d) Discute avec l'auditeur externe de son impression au sujet du personnel des finances et de la comptabilité de la Société, des recommandations que l'auditeur externe peut avoir, y compris celles contenues dans la lettre de recommandations, à l'égard de l'amélioration des contrôles financiers internes, du choix des principes comptables ou des systèmes d'information de gestion, et passe en revue l'ensemble des lettres de recommandations de l'auditeur externe ainsi que des réponses écrites de la direction s'y rapportant;
- e) Examine avec la direction, l'auditeur externe et le conseiller juridique interne (et, au besoin, des conseillers juridiques externes) les litiges, réclamations ou éventualités, y compris les cotisations fiscales, susceptibles d'avoir une incidence importante sur la situation financière de la Société, ainsi que la façon dont ces questions peuvent être ou avoir été divulguées dans les états financiers;
- f) Examine chaque année la politique à l'égard des opérations d'initié et approuve les changements au besoin;
- g) Examine chaque année la politique de communication de l'information et la politique relative aux médias sociaux de la Société pour s'assurer de leur conformité constante à la loi et aux principes de communication de l'information de la Société;
- h) Examine chaque année le rapport annuel sur les régimes de retraite et les états financiers des régimes de retraite de la Société, y compris l'évaluation actuarielle, l'actif et le passif prévisionnels, la répartition de l'actif, le rendement du gestionnaire et les coûts d'exploitation du régime, et fait rapport au conseil chaque année à cet égard;
- i) Avec le comité des ressources humaines du conseil, examine au moins une fois par année, et au besoin, la gouvernance générale des régimes de retraite de la Société, approuvant les objectifs généraux des régimes, l'énoncé de la politique de placement et la nomination des gestionnaires de placements et en faisant rapport au conseil à chaque année;
- j) Reçoit deux fois par année une mise à jour sur l'état des systèmes d'exploitation de base des TI de la Société;
- k) Examine chaque année les programmes de cybersécurité de la Société et leur efficacité; reçoit une mise à jour sur le programme de conformité de la Société en ce qui concerne les cybermenaces et la cybersécurité;
- l) Examine l'audit annuel des comptes de dépenses et des avantages indirects des administrateurs, du chef de la direction et des personnes sous sa responsabilité directe et leur utilisation des biens de la Société;

- m) Établit les procédures en matière de réception, de conservation et de traitement des plaintes reçues par la Société concernant la comptabilité, les contrôles internes et contrôles de la communication de l'information ou les questions d'audit et la communication confidentielle et anonyme, par les employés, les employés contractuels, les actionnaires et les autres parties prenantes, de préoccupations concernant des infractions liées à la comptabilité, à l'audit ou à l'éthique ou la violation des lois;
- n) Examine tous les incidents, les plaintes ou l'information communiquée par l'intermédiaire de la Ligne d'assistance en matière d'éthique et/ou de la direction;
- o) Amorce des enquêtes concernant les plaintes ou les allégations, au besoin, fait rapport au conseil à ce sujet et s'assure que les mesures qui s'imposent sont prises, s'il y a lieu, pour régler la question;
- p) Examine et approuve la politique de la Société en matière d'embauche des employés ou des anciens employés de l'auditeur externe et contrôle la conformité de la Société à cette politique; et
- q) Fait rapport chaque année aux actionnaires sur le travail du comité au cours de l'exercice.

E. Conformité et pouvoirs du comité

- a) Les responsabilités du comité sont conformes aux lois et aux règlements canadiens applicables, par exemple, les règles des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, et aux exigences en matière de présentation de l'information et d'inscription de la Bourse de Toronto qui sont en vigueur à la date des présentes. De plus, la présente charte est conforme aux lois américaines applicables, par exemple la loi Sarbanes-Oxley, ainsi qu'aux règles et aux règlements adoptés en vertu de ces lois et aux normes de gouvernance d'entreprise de la New York Stock Exchange qui sont en vigueur à la date des présentes.
- b) Le comité peut, à la demande du conseil ou de son propre chef, faire enquête sur d'autres questions s'il le juge nécessaire ou souhaitable dans l'exercice de son mandat.

ANNEXE B

GLOSSAIRE

Les termes qui suivent s'entendent au sens indiqué ci-dessous dans la présente notice annuelle :

Accroissement de la puissance nominale – Le fait d'accroître la puissance établie d'une centrale ou d'une unité de production d'électricité.

Ajustement global – Différence entre le total des paiements effectués à certains producteurs réglementés ou liés par contrat / projets de gestion de la demande et les produits des activités ordinaires tirés du marché. Ce calcul est fait chaque mois et le rajustement est déterminé par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario.

Captage et stockage du carbone (CSC) – Méthode visant à atténuer l'apport des émissions de gaz à effet de serre au réchauffement climatique, qui se fonde sur le captage des émissions de dioxyde de carbone des activités industrielles et le stockage permanent de ces émissions dans des formations souterraines profondes.

Cas de force majeure – Ce type de clause exonère une partie de sa responsabilité si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie empêche celle-ci de s'acquitter de ses obligations en vertu du contrat.

Centrale géothermique – Centrale dont le moteur primaire est une turbine à vapeur. La turbine est entraînée soit par la vapeur produite à partir d'eau chaude, soit par la vapeur naturelle qui tire son énergie de la chaleur que renferment les roches ou les fluides se trouvant à diverses profondeurs sous la surface de la terre. L'énergie est extraite par forage ou pompage.

Chaudière – Appareil produisant de la vapeur destinée à la production d'énergie, à l'utilisation industrielle ou au chauffage ou produisant de l'eau chaude destinée au chauffage ou à l'alimentation en eau chaude. La chaleur dégagée par la source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans les tubes se trouvant dans l'enveloppe de la chaudière.

Cogénération – Installation produisant de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (par ex., chaleur ou vapeur) servant à des fins industrielles ou commerciales ou au chauffage ou à la réfrigération.

Contrat d'achat d'électricité (CAE) – Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente de l'énergie électrique provenant d'unités de production réglementées auparavant à des acheteurs visés par un CAE.

Cycle combiné – Technologie de production d'électricité dans laquelle l'électricité est produite à partir de la chaleur, qui serait sinon perdue, des gaz d'échappement d'une ou de plusieurs turbines à gaz. La chaleur sortant des turbines est acheminée à une chaudière classique ou à un générateur de vapeur à récupération de chaleur en vue de son utilisation par une turbine à vapeur pour la production d'électricité. Ce procédé accroît l'efficacité de l'unité de production d'électricité.

Disponibilité – Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, pendant lequel une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait ou non.

Dividende – Dividende en espèces déclaré payable par TransAlta sur les actions en circulation.

Émissions dans l'atmosphère – Substances libérées dans l'atmosphère par des activités industrielles. Dans le cas du secteur des centrales à combustible fossile, les émissions dans l'atmosphère les plus courantes sont le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote, le mercure et les gaz à effet de serre.

EPEE – Paiements d'encouragement à la production d'énergie éolienne faits par le gouvernement fédéral.

Gaz à effet de serre (GES) – Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les hydrocarbures perfluorés.

Gigawatt – Unité de puissance électrique égale à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh) – Mesure de consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 mégawatts d'électricité pendant une heure.

Mégawatt (MW) – Unité de puissance électrique égale à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh) – Mesure de consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 000 de watts d'électricité pendant une heure.

PeER – Programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable, lequel a été mis sur pied par le gouvernement fédéral.

Puissance – Capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts.

Puissance nette – Puissance maximale ou puissance nominale effective, modifiée pour tenir compte des limites ambiantes, qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la puissance utilisée pour répondre à la demande de service de la centrale et aux besoins auxiliaires.

Technologie supercritique – La plus évoluée des technologies de combustion du charbon utilisées au Canada qui fait appel à une chaudière supercritique, à une turbine haute efficacité à plusieurs étages, à une unité de désulfuration des fumées (laveur), à un dépoussiéreur à sacs filtrants et à des brûleurs d'oxyde d'azote à faible teneur.