



TRANSALTA CORPORATION
NOTICE ANNUELLE DE RENOUVELLEMENT 2013
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2012

Le 26 février 2013

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	11
GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX.....	31
FACTEURS DE RISQUE.....	34
PERSONNEL.....	45
STRUCTURE DU CAPITAL	45
NOTATIONS.....	50
DIVIDENDES.....	52
ACTIONS ORDINAIRES.....	52
ACTIONS DE SÉRIE A	52
ACTIONS DE SÉRIE C.....	53
ACTIONS DE SÉRIE E.....	53
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....	53
ACTIONS ORDINAIRES.....	53
ACTIONS DE SÉRIE A	54
ACTIONS DE SÉRIE C.....	54
ACTIONS DE SÉRIE E.....	55
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	56
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	65
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	65
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS.....	65
CONFLITS D'INTÉRÊTS.....	66
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI.....	66
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	67
INTÉRÊTS DES EXPERTS	67
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	67
COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES	67
ANNEXE A CHARTE DU COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES	A-1
ANNEXE B GLOSSAIRE.....	B-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 2012 ou pour l'exercice clos le 31 décembre 2012. Le 1^{er} janvier 2011, nous avons adopté les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») applicables aux entreprises canadiennes ayant une obligation d'information du public. Avant d'adopter les IFRS, nous suivions les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR du Canada » ou « nos PCGR antérieurs »). 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 accroissements de la puissance nominale des installations et les grands projets, 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; 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; 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 2012 (« 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 2012 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.

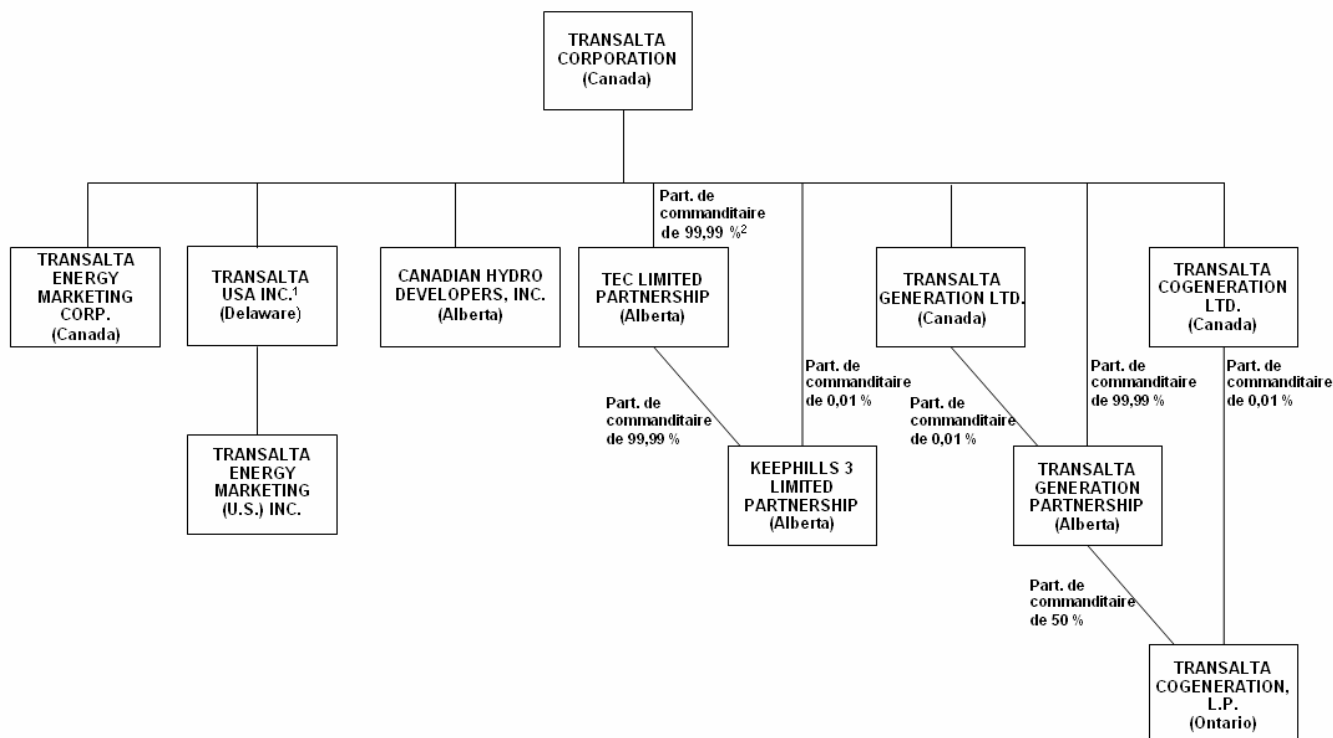
Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, TransAlta a achevé une restructuration (« restructuration ») aux termes de laquelle les actifs et affaires commerciales de TAU et de Corporation d'Énergie TransAlta (« Énergie TransAlta » ou « CET ») (à l'exception des activités éoliennes) ont été transférées 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. TransAlta Corporation demeure la société de portefeuille détenant les diverses entreprises de la Société, dont certaines sont maintenant détenues directement, dans le cas de certains actifs éoliens, et d'autres indirectement, dans le cas des anciens actifs et activités de production de TAU et de CET ainsi que des actifs et des activités de Canadian Hydro Developers, Inc. (« Canadian Hydro »). TransAlta a réalisé l'acquisition de Canadian Hydro le 4 novembre 2009.

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

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

En date du 31 décembre 2012, 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.

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 8 408 mégawatts (« MW ») de capacité de production. Nous exploitons des centrales ayant une capacité de production globale de quelque 10 280 MW. En outre, nous avons des centrales en construction dans lesquelles notre participation nette totale atteint 68 MW de capacité de production et nous procédons à la restauration d'installations d'une capacité de production de 560 MW dans les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Notre propriété nette totale s'élève à 9 051 MW de capacité de production dans des centrales qui ont ou qui auront une puissance totale de 10 923 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 hydroélectrique, à l'énergie éolienne et à l'énergie géothermique.

Au Canada, en excluant les actifs en cours de développement et de restauration, nous détenons une participation nette d'environ 6 004 MW de capacité de production d'électricité dans des centrales thermiques, au gaz naturel, à l'énergie éolienne et à l'énergie hydroélectrique, constituée de 4 740 MW dans l'Ouest canadien, de 1 040 MW en Ontario, de 99 MW au Québec et de 125 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 385 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

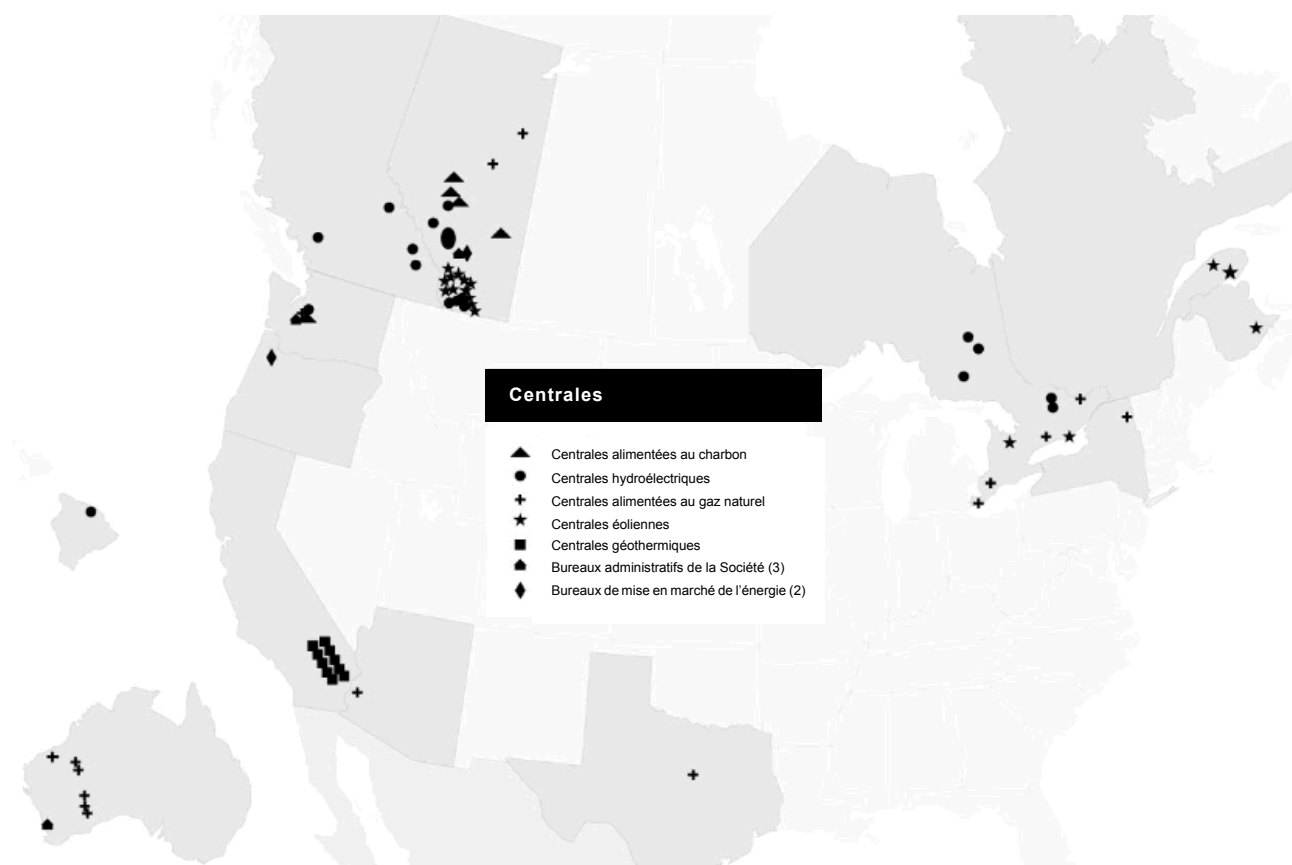
l'Arizona et de New York. De plus, nous avons une capacité de production d'électricité de 6 MW grâce à des centrales hydroélectriques situées dans les États de Washington et d'Hawaï.

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 hydraulique, à l'énergie éolienne et à l'énergie géothermique et nous pourrions le faire encore à l'avenir.

Carte des exploitations de TransAlta

La carte suivante présente les exploitations de TransAlta en date du 31 décembre 2012.



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. 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 un 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

2013

CAE avec Puget Sound Energy

Le 9 janvier 2013, la Washington Utilities and Transportation Commission (« WUTC ») a approuvé conditionnellement le contrat d'achat d'électricité à long terme (« CAE ») proposé entre Puget Sound Energy (« PSE ») et TransAlta Centralia Generation LLC relativement à la production d'électricité de notre centrale de Centralia, dans l'État de Washington. Le 23 janvier 2013, PSE a déposé une requête en réexamen de certaines conditions imposées dans la décision de la WUTC. Le 5 février 2013, la WUTC a accordé une prolongation de 30 jours à la requête et a indiqué qu'elle rendrait sa décision sur celle-ci au plus tard le 29 mars 2013.

Production et expansion des affaires

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, la Société a 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 la centrale de Sundance B3. La demande de dispense pour cas de force majeure a été contestée par les acheteurs visés par le CAE.

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 la demande de dispense pour cas de force majeure a été accueillie. Par conséquent, aucune pénalité n'était due en vertu du CAE. Nous avons repris la charge relative aux pénalités et avons comptabilisé par conséquent des produits des activités ordinaires additionnels de 9 M\$ pour l'exercice.

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 on prévoit qu'un accroissement de la puissance nominale de 15 MW sera réalisé lorsque le stator de la génératrice aura été remplacé.

Acquisition de la centrale électrique de Solomon

Le 28 septembre 2012, nous avons annoncé la réalisation de l'acquisition auprès de Fortescue Metal Group Ltd. (« 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 est actuellement en construction et devrait être mise en service au premier semestre de 2013. La totalité du volume de l'installation 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 contrat de cinq autres années selon les mêmes modalités ou d'acquiescer 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. Au cours du troisième trimestre de 2012, l'acheteur visé par le CAE nous a informés qu'il porterait l'affaire en arbitrage.

Centrale thermique de Centralia

Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vertu duquel la 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 devra cesser ses activités en vertu du projet de loi *TransAlta Energy Bill* (chapitre 180, Lois de 2011) qui a été signé le 23 décembre 2011. En vertu du contrat conclu avec PSE, cette dernière 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. Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Faits récents – 2013 – CAE avec Puget Sound Energy » pour obtenir des renseignements à jour.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Le 16 décembre 2010 et le 19 décembre 2010, les activités ont été interrompues à l'unité 1 et à l'unité 2, respectivement, 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.

L'affaire a été entendue devant un groupe d'arbitrage au cours du deuxième trimestre de 2012. Le 20 juillet 2012, le groupe d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas économiquement détruites et que nous devions remettre la centrale en service. Le groupe a confirmé que l'événement répondait aux critères permettant d'invoquer un cas de force majeure à partir du 20 novembre 2011 et jusqu'à ce que les unités soient remises en service. Nous avons comptabilisé des pénalités, déduction faite des paiements liés à la puissance, de la dépréciation des unités et des intérêts. L'incidence sur le résultat avant impôts et taxes comptabilisée en 2012 a été de 254 M\$. Avant la décision d'arbitrage, nous avions comptabilisé les paiements liés à la capacité, déduction faite d'une provision, et avions amorti l'actif.

Le coût de la réparation des unités est estimé à environ 190 M\$. Les travaux relatifs à la restauration des unités devraient être achevés au cours du quatrième trimestre de 2013.

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

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 13 MW, ce qui porte la puissance maximale de ces unités à 396 MW chacune. Le coût total des projets s'est élevé à environ à 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 fédéral et provinciaux 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 avant d'engager des dépenses d'investissement importantes.

Après la conclusion de l'étude, les partenaires ont établi que, bien qu'on prévoie 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, détenue en contreprise avec Capital Power Corporation (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 vente a eu lieu le 1^{er} octobre 2011 et nous avons réalisé 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, TransAlta Cogeneration, L.P. (« TA Cogen »), filiale appartenant à 50,01 % à TransAlta, a conclu un contrat visant la vente de sa participation de 50 % dans la centrale de Meridian située à Lloydminster (Saskatchewan), vente qui a été conclue le 1^{er} avril 2011 avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2011. Nous avons réalisé un gain avant impôts de 3 M\$ au deuxième trimestre de 2011.

Projet de New Richmond

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 68 MW 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. Le coût du projet est estimé à environ 205 M\$ et les activités commerciales devraient commencer au premier trimestre de 2013.

2010

Kent Hills 2

Le 21 novembre 2010, l'agrandissement de 54 MW de notre parc éolien de Kent Hills a commencé à être exploité commercialement dans le respect du budget et en avance par rapport à l'échéancier. Le coût total du projet s'est élevé à environ 100 M\$. Natural Forces Technologies, Inc. (« Natural Forces ») a exercé son option d'achat d'une participation de 17 % dans le projet de Kent Hills 2 après le démarrage des activités commerciales en contrepartie d'un produit de 15 M\$ basé sur les coûts engagés en 2010.

Ardenville

Le 10 novembre 2010, notre parc éolien de 69 MW d'Ardenville a commencé ses activités commerciales dans le respect du budget et en avance par rapport à l'échéancier. Le coût total du projet s'est élevé à environ 135 M\$.

Mise hors service de la centrale de Wabamun

Le 31 mars 2010, nous avons mis entièrement hors service toutes les unités de la centrale de Wabamun. Au cours des prochaines années, nous achèverons les travaux de restauration et de remise en état de l'emplacement de la centrale de Wabamun, travaux qui ont été approuvés par le gouvernement de l'Alberta.

Summerview 2

Le 23 février 2010, notre parc éolien de Summerview 2, de 66 MW, a commencé ses activités commerciales dans le respect du budget et en avance par rapport à l'échéancier. Le coût total du projet s'est élevé à environ 118 M\$.

Questions liées à la Société et Opérations sur les produits énergétiques

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\$. Nous prévoyons réaliser des économies de coûts annuelles d'environ 25 à 30 M\$ grâce à ces mesures d'ici la fin de 2013.

Partenariat stratégique

Le 25 octobre 2012, TransAlta et MidAmerican Energy Holdings Company (« 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 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 en vertu de l'accord conclu avec MidAmerican.

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 net tiré du placement a été affecté au financement d'une partie de l'acquisition de la centrale électrique de Solomon, en Australie-Occidentale, 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. est 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. se rapportant au retrait des garanties financières de 36 M\$ US que nous avons fournies, en contrepartie d'un produit net de 33 M\$ US. Par conséquent, un gain avant impôts de 15 M\$ (11 M\$ après impôts) a été réalisé en 2012.

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, le plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires, offre deux options aux actionnaires admissibles de TransAlta : i) 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 (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.

Président et chef de la direction

Le 27 juillet 2011, nous avons annoncé que le président et chef de la direction 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 président et chef de la direction le 2 janvier 2012.

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

Nominations au conseil

Le 18 juillet 2011, M. Yakout Mansour a été nommé membre de notre conseil. M. Mansour, ingénieur et Fellow de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers, a pris sa retraite récemment du poste de président et chef de la direction de la California Independent System Operator Corporation.

Le 24 février 2011, le conseil a annoncé que l'ambassadeur Gordon D. Giffin, à la condition qu'il soit réélu à notre assemblée annuelle des actionnaires de 2011, succéderait à Donna Soble Kaufman au poste de président du conseil, à l'expiration prévue le 28 avril 2011 des deux mandats consécutifs de trois ans exercés par celle-ci à titre de présidente du conseil. L'ambassadeur Giffin a été réélu et est actuellement président du conseil.

2010

Vente d'actions privilégiées

Le 10 décembre 2010, nous avons mené à bien notre appel public à l'épargne visant 12,0 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif de 4,60 %, rachetables de série A, pour un produit brut de 300 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 de membres de son groupe.

Chef des finances

Le 18 juin 2010, nous avons annoncé la nomination de Brett Gellner au poste de chef des finances, en remplacement de Brian Burden, qui a pris sa retraite de TransAlta.

Plan de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« PRDAA »)

Le 29 avril 2010, conformément aux dispositions de notre PRDAA (devenu maintenant le plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires), le conseil d'administration a approuvé l'émission d'actions non encore émises avec un escompte de 3 % par rapport au cours moyen pondéré des actions négociées à la Bourse de Toronto pendant les cinq derniers jours précédant la date de versement du dividende. Aux termes de notre PRDAA, les participants admissibles peuvent acheter des actions ordinaires additionnelles en réinvestissant les dividendes ou en faisant un apport additionnel maximal de 5 000 \$ par trimestre. TransAlta se réserve le droit de modifier l'escompte ou d'acheter les actions sur le marché libre à tout moment.

Placement de billets de premier rang

Le 12 mars 2010, nous avons mené à bien notre placement de billets de premier rang totalisant 300 M\$ US qui viennent à échéance en 2040 et portent intérêt au taux de 6,50 %. 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.

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. Le tableau ci-dessous présente de façon sommaire nos centrales en exploitation, en construction ou mises en valeur au 31 décembre 2012. 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 ^{3,4}	792	100	792	Charbon	CAE de l'Alberta/ Marchands ³	2020
Keephills 3	450	50	225	Charbon	Marchands	-
Sheerness	780	25	195	Charbon	CAE de l'Alberta	2020
Unités 1 et 2 de Sundance ⁵	560	100	560	Charbon	CAE de l'Alberta	2017
Unités 3, 4, 5 et 6 de Sundance ⁶	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	2024
Ardenville	69	100	69	Vent	Marchands	-
Blue Trail	66	100	66	Vent	Marchands	-
Castle River ⁷	44	100	44	Vent	CLT/Marchands	-
Cowley North	20	100	20	Vent	Marchands	-
Cowley Ridge	21	100	21	Vent	Marchands	-
Macleod Flats	3	100	3	Vent	Marchands	-
McBride Lake	75	50	38	Vent	CLT	2023
Sinnott	7	100	7	Vent	Marchands	-
Soderglen	71	50	35	Vent	Marchands	-
Summerview 1 ⁸	70	100	70	Vent	Marchands	-
Summerview 2	66	100	66	Vent	Marchands	-
Akolkolex	10	100	10	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	100	3	Hydraulique	Marchands	-
Big Horn	120	100	120	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Bone Creek	19	100	19	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	50	23	Hydraulique	CLT	2023
Pocaterra	15	100	15	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2013
Rundle	50	100	50	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Spray	103	100	103	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
St. Mary	2	100	2	Hydraulique	Marchands	-
Taylor	13	100	13	Hydraulique	Marchands	-
Three Sisters	3	100	3	Hydraulique	CAE de l'Alberta	2020
Upper Mamquam	25	100	25	Hydraulique	CLT	2025
Waterton	3	100	3	Hydraulique	Marchands	-
Total – Ouest du Canada	6 536		5 315			

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	68	50	34	Gaz naturel	CLT	2013
Sarnia ⁹	506	100	506	Gaz naturel	CLT	2022-2025
Windsor	68	50	34	Gaz naturel	CLT/Marchands	2016
Kent Hills	150	83	125	Vent	CLT	2033-2035
Le Nordais	99	100	99	Vent	CLT	2033
Melancthon	200	100	200	Vent	CLT	2026-2028
New Richmond ¹⁰	68	100	68	Vent	CLT	2031
Wolfe Island	198	100	198	Vent	CLT	2029
Appleton	1	100	1	Hydraulique	CLT	2030
Galetta	2	100	2	Hydraulique	CLT	2030
Misema	3	100	3	Hydraulique	CLT	2027
Moose Rapids	1	100	1	Hydraulique	CLT	2030
Ragged Chute	7	100	7	Hydraulique	Marchands	-
Total – Est du Canada	1 479		1 332			
États-Unis						
Centrale	Puissance brute (MW)¹	Propriété (%)	Puissance détenue nette¹	Combustible	Source de produits	Date d'expiration du contrat²
Centrale thermique de Centralia ^{11, 12}	1 340	100	1 340	Charbon	CLT/Marchands	-
Centrale au gaz naturel de Centralia	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
Centrales géothermiques d'Imperial Valley ¹³	327	50	164	Énergie géothermique	CLT	2016-2029
Skookumchuck ¹⁴	1	100	1	Hydraulique	CLT	2020
Wailuku	10	50	5	Hydraulique	CLT	2023
Total – États-Unis	2 428		1 979			
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 ¹⁵	125	100	125	Gaz naturel/ diesel	CLT	2028
Southern Cross ¹⁶	245	100	245	Gaz naturel/ diesel	CLT	2014
Total – Australie	480		425			
TOTAL	10 937		9 065			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. 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 13 MW aux unités 1 et 2, dont l'exploitation a débuté au deuxième trimestre de 2012.
- 4) Les essais relatifs à l'accroissement de la puissance nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keepphills ont été achevés au premier trimestre de 2013 et, d'après leurs résultats, nous avons ramené l'accroissement de la puissance nominale à 13MW, ce qui porte la puissance maximale de ces unités à 396 MW chacune.

- 5) Ces unités sont en cours de restauration. Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité » de la présente notice annuelle pour obtenir des renseignements sur les unités 1 et 2 de notre centrale de Sundance.
- 6) 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.
- 7) Comprend sept turbines supplémentaires à d'autres emplacements.
- 8) Comprend deux centrales.
- 9) La PMN de 575 MW de Sarnia a été rajustée en raison de la mise hors service de certains équipements de la centrale.
- 10) Cette centrale est actuellement mise en valeur.
- 11) La PMN de 1 404 MW de la centrale thermique de Centralia a été réduite afin de tenir compte de la production inférieure de la centrale par suite de sa conversion en centrale de combustion du charbon du bassin hydrographique de la Powder River.
- 12) Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Faits récents – 2013 – CAE avec Puget Sound Energy » de la présente notice annuelle pour obtenir des renseignements au sujet du contrat avec PSE.
- 13) Comprend dix centrales.
- 14) Cette centrale est utilisée afin de fournir un approvisionnement en eau fiable à nos autres centrales situées à Centralia.
- 15) Cette centrale est actuellement en construction et devrait être mise en service au premier semestre de 2013.
- 16) 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 ⁴
Genesee	AB	Unité n° 3 de Genesee	466	50	2005	-
Keephills	AB	Unité n° 1 de Keephills ¹	396	100	1983	2020
	AB	Unité n° 2 de Keephills ¹	396	100	1984	2020
Sheerness	AB	Unité n° 3 de Keephills	450	50	2011	-
	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 ²	280	100	1970	2017
	AB	Unité n° 2 de Sundance ²	280	100	1973	2017
	AB	Unité n° 3 de Sundance ³	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			4 629			

Notes :

- 1) 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 13MW, ce qui porte la puissance maximale de ces unités à 396 MW chacune.
- 2) 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 devraient commencer à générer des flux de trésorerie à l'automne 2013.
- 3) 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.
- 4) 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 est située à environ 50 km à l'ouest d'Edmonton (Alberta) et nous la détenons conjointement avec Capital Power. Le charbon servant à l'unité 3 de la centrale de Genesee 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 l'installation.

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 13MW, ce qui porte la puissance maximale de ces unités à 396 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, société en commandite de l'Ontario, 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. 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.

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 la direction de l'exploitation et de la gestion de la mine Highvale par l'intermédiaire de notre filiale en propriété exclusive Sunhills Partnership. 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. La SunHills Partnership emploie 604 employés qui travaillaient auparavant pour PMRL.

Nous estimons que les réserves de charbon récupérables de cette mine sont suffisantes pour répondre aux besoins prévus pour la durée des centrales qu'elle dessert, y compris celles qui continueront d'être exploitées après l'expiration des CAE 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 nous sommes responsables 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 nous. 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.

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	2024
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 en 2024. 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

En plus de conclure des contrats de vente d'électricité, nous concluons des contrats à long et à court termes afin de vendre les caractéristiques environnementales de nos centrales hydroélectriques commerciales. Ces activités contribuent à assurer la constance des résultats tirés de ces actifs. Pour 2012, nous avons vendu environ 94 % des caractéristiques environnementales de nos centrales hydroélectriques commerciales. Pour 2013, nous avons vendu jusqu'à maintenant environ 93 % des caractéristiques environnementales de nos centrales hydroélectriques commerciales. 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	10	100	1995	2015
	BC	Pingston ²	45	50	2003, 2004	2023
Réseau hydrographique de la rivière Mamquam	BC	Upper Mamquam ²	25	100	2005	2025
	BC	Bone Creek ²	19	100	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	2013
	AB	Rundle	50	100	1951, 1960	2020
	AB	Spray	103	100	1951, 1960	2020
AB	Three Sisters	3	100	1951	2020	

Emplacement	Province	Centrale	Puissance (MW)¹	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat³
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	3	100	1991	-
	AB	St. Mary ²	2	100	1992	-
	AB	Taylor ²	13	100	2000	-
	AB	Waterton	3	100	1992	-
Total			921			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche.
- 2) Ces centrales sont homologuées EcoPower[®].
- 3) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale de marchand.

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). Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis avril 1995. Sa production est vendue à la British Columbia Hydro Power Authority (« BC Hydro »).

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. Elle nous appartient à parts égales avec 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. Nous en avons la propriété exclusive. Cette centrale est en service depuis 2005. Sa production est vendue à BC Hydro.

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). Nous en avons la propriété exclusive. 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 »).

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 Bearspaw 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. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta, qui expire en 2013; à ce moment-là, la production de cette centrale sera 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. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis mars 1991. La production qui en est tirée est vendue 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. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis décembre 1992. La production qui en est tirée est vendue 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. Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis mai 2000. La production qui en est tirée est vendue 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). Nous avons la propriété exclusive de cette centrale. Celle-ci est en service depuis novembre 1992. La production qui en est tirée est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

Centrales éoliennes

Nous sommes la propriétaire et l'exploitante d'une capacité de production d'énergie éolienne nette d'environ 1 061 MW assurée par onze parcs éoliens dans l'Ouest canadien, trois en Ontario, un au Québec et deux au Nouveau-Brunswick. Nous avons également un projet éolien de 68 MW en construction à New Richmond, au Québec, lequel devrait être mis en service au cours du premier trimestre de 2013.

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 de conclure des contrats d'énergie, nous concluons des contrats à long et à court termes afin de vendre les caractéristiques environnementales de nos centrales éoliennes commerciales. Ces activités contribuent à assurer la constance des résultats tirés de ces actifs. Pour 2012, nous avons vendu environ 91 % des caractéristiques environnementales de nos centrales éoliennes commerciales. Pour 2013, nous avons vendu jusqu'à maintenant environ 79 % des caractéristiques environnementales de nos centrales éoliennes commerciales. 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	69	100	2010	-
Fort Macleod	AB	Blue Trail	66	100	2009	-
Fort Macleod	AB	Macleod Flats	3	100	2004	-
Fort Macleod	AB	McBride Lake	75	50	2003	2023
Fort Macleod	AB	Soderglen	71	50	2006	-
Pincher Creek	AB	Castle River	44	100	1997-2001	-
Pincher Creek	AB	Cowley North	20	100	2001	-
Pincher Creek	AB	Cowley Ridge	21	100	1993	-
Pincher Creek	AB	Sinnott	7	100	2001	-
Pincher Creek	AB	Summerview 1	70	100	2004	-
Pincher Creek	AB	Summerview 2	66	100	2010	-
Total			512			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La puissance indiquée s'applique à la totalité de la centrale.
- 2) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale de marchand.

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. Sa production est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta. 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.

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. Sa production est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta. Le parc éolien de Blue Trail est habilité à recevoir jusqu'en 2019 des paiements de 10 \$/MWh versés par de RNCAN, par l'intermédiaire du PeER.

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.

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 et il nous appartient à parts égales avec ENMAX Green Power Inc. La totalité de la production de ce parc éolien fait l'objet d'un CLT de 20 ans conclu avec ENMAX Energy Corp. Nous avons aussi le droit de recevoir des versements de 12 \$/MWh du gouvernement fédéral dans le cadre de l'Encouragement à la production d'énergie éolienne (« EPEE ») à l'égard du parc éolien de McBride Lake jusqu'en 2013. 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. Nous en détenons la propriété à parts égales avec Nexen Inc. Cette centrale a commencé à exercer ses activités commerciales en septembre 2006. La production tirée de cette centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta. La centrale de Soderglen a le droit de recevoir des versements de 10 \$/MWh dans le cadre de l'EPEE du gouvernement fédéral.

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. La production tirée de cette centrale est vendue 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 en sommes propriétaire et sa production est vendue 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 la centrale de Cowley Ridge, mise en service en 1993, et l'agrandissement de Cowley Expansion, 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 en sommes propriétaire et sa production est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

Le parc de Summerview 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, 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 est une centrale commerciale, mais il donne le droit de recevoir des versements de 10 \$/MWh dans le cadre du EPEE du gouvernement fédéral jusqu'en 2014.

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. Sa production est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta. 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.

CAE de l'Alberta

Toutes nos centrales thermiques et hydroélectriques situées en Alberta, sauf les centrales de Keepphills 3, de Genesee 3, de Belly River, 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 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 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 à des 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 2013 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

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)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat
Mississauga	ON	Mississauga ¹	108	50	1992	2018
Ottawa	ON	Ottawa ¹	68	50	1992	2013
Sarnia	ON	Sarnia	506	100	2003	2022-2025
Windsor	ON	Windsor ¹	68	50	1996	2016
Total			750			

Note :

1) 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 conférerait 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 68 MW d'énergie électrique. Cette puissance est vendue aux termes d'un contrat à long terme conclu avec la SFIEO, organisme de la province d'Ontario. Ce contrat expire le 31 décembre 2013. Des négociations sont en cours avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») en vue de la conclusion d'un contrat à long terme commençant en 2014. 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 le 31 décembre 2022 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 LANXESS (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 porte 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 de sorte 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 contrat³
Réseau hydrographique de la rivière Misema	ON	Misema	3	100	2003	2027
Réseau hydrographique de la rivière Mississippi	ON	Appleton	1	100	1994	2030
Réseau hydrographique de la rivière Mississippi	ON	Galetta ²	2	100	1998	2030
Réseau hydrographique de la rivière Montréal	ON	Ragged Chute	7	100	1991	-
Réseau hydrographique de la rivière Wanapitei	ON	Moose Rapids	1	100	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) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale de marchand.

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. La centrale de Misema nous appartient et 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.

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 nous appartient et 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 30 novembre 2030.

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). Nous sommes propriétaires de cette centrale, qui 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 30 novembre 2030.

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 actuellement 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.

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 nous appartient et 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 30 novembre 2030.

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	198	100	2009	2029
Canton de Melancthon	ON	Melancthon I	68	100	2006	2026
Cantons de Melancthon et d'Amaranth	ON	Melancthon II	132	100	2008	2028
Gaspésie	QC	Le Nordais	99	100	1999	2033
	QC	New Richmond ²	68	100	2012	2032
Kent Hills	NB	Kent Hills	96	83	2008	2033
	NB	Agrandissement de Kent Hills	54	83	2010	2035
Total			647			

Notes :

- 1) Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche.
- 2) Cette centrale est actuellement mise en valeur.

La centrale de Wolfe Island est une centrale éolienne de 198 MW située dans l'île de Wolfe, près de Kingston (Ontario). Cette centrale nous appartient et a commencé ses activités commerciales en juin 2009. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO.

La centrale de Melancthon I est une centrale éolienne de 68 MW située dans le canton de Melancthon, près de Shelburne (Ontario). Cette centrale nous appartient et a commencé à exercer ses activités commerciales le 4 mars 2006. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO.

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 nous appartient et a commencé ses activités commerciales le 24 novembre 2008. La production qui en est tirée est vendue à l'OEO.

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 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, qui est actuellement en construction, 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. Le coût du projet est estimé à environ 205 M\$ et les activités commerciales devraient commencer au premier trimestre de 2013.

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.

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.

La totalité de l'électricité produite et vendue par notre division éolienne, à l'exception de l'électricité produite dans la centrale de Macleod Flats, provient de centrales qui portent la certification ÉcoLogo. 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 maintenant détenue par Stanley Power Inc., filiale de Cheung Kong Infrastructure Holdings Limited, qui a fusionné avec Stanley Energy Inc., filiale de Stanley Power Inc., le 31 décembre 2011.

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, dans les centrales de cogénération alimentées au gaz naturel de Mississauga de 108 MW, d'Ottawa de 68 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)	Propriété (%)	Dates de mise en service	Date d'expiration du contrat ³
Centralia	WA	Unité thermique n° 1 de Centralia ¹	670	100	1971	-
		Unité thermique n° 2 de Centralia ¹	670	100	1971	-
		Unité au gaz naturel de Centralia	248	100	2002	-
		Skookumchuck	1	100	1970	2020
Big Springs ²	TX	Power Resources	212	50	1988	-
Saranac ²	NY	Saranac	240	37,5	1994	-
Yuma ²	AZ	Yuma	50	50	1994	2024
Imperial Valley ¹	CA	Vulcan	34	50	1986	2016
		Del Ranch	38	50	1989	2018
		Elmore	38	50	1989	2018
		Leathers	38	50	1990	2019
		CE Turbo	10	50	2000	2029
		Salton Sea I	10	50	1987	2017
		Salton Sea II	20	50	1990	2020
		Salton Sea III	50	50	1989	2019
		Salton Sea IV	40	50	1996	2026
		Salton Sea V	49	50	2000	2020
Hilo ²	HI	Wailuku	10	50	1993	2023
Total			2 428			

Notes :

- 1) Veuillez vous reporter à la rubrique « Développement général de l'activité – Faits récents – 2013 » de la présente notice annuelle pour obtenir des renseignements au sujet du contrat avec PSE.
- 2) 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.
- 3) Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale de marchand.

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), 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. Cette législation 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 certains 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. Le contrat a été approuvé conditionnellement par la WUTC le 9 janvier 2013 et, le 23 janvier 2013, PSE a déposé une requête en vue du réexamen de certaines des conditions prévues dans la décision publiée par la WUTC. Le 5 février 2013, la WUTC a accordé une prolongation de 30 jours à la requête et a indiqué qu'elle rendrait sa décision sur celle-ci au plus tard le 29 mars 2013.

Nous vendons également 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. Nos contrats actuels d'approvisionnement en charbon provenant des mines du bassin hydrographique de la Powder River dans le Montana et dans le Wyoming expirent à la fin de 2014. Nous prévoyons continuer de combler nos besoins futurs en charbon en provenance du bassin hydrographique de la Powder River.

Au cours de 2009, TransAlta a réévalué à la baisse les coûts de mise en valeur minière occasionnés par le projet de Westfield. Ces coûts ont été reportés à la suite de la fermeture de la mine de Centralia, alors que la Société continuait de mettre au point des plans d'exploitation minière et de rendement de l'exploitation à plus long terme de la centrale thermique de Centralia. Comme ces plans ont été suspendus indéfiniment, ces coûts ont été radiés.

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 2012, 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 2012. 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 2012.

Événements à déclaration obligatoire – Mine de Centralia

Mine ou nom commercial/ numéro d'identification de la MSHA	Infractions S&S en vertu de l'art. 104 (nombre)	Valeur pécuniaire totale des amendes proposées par la MSHA (\$)	Nombre total d'installations minières connexes (nombre)	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)	Poursuites intentées ou en instance pendant la période (nombre)
4500416	0	600 \$	0	Non	Non	0

CE Generation

Nous sommes propriétaire de 50 % de CE Generation. Cette dernière, par l'intermédiaire de ses filiales, participe principalement à la mise en valeur, à la propriété et à l'exploitation de centrales électriques indépendantes aux États-Unis qui utilisent les ressources géothermiques et le gaz naturel. CE Generation détient une participation nette d'environ 385 MW dans 13 centrales ayant une capacité d'exploitation totale de 829 MW, dont 327 MW de production géothermique en Californie et 502 MW de cogénération alimentée au gaz naturel dans les États de New York, du Texas et de l'Arizona.

Les sociétés membres du groupe de CE Generation exploitent les 10 centrales géothermiques situées dans l'Imperial Valley, en Californie, d'une capacité de production totale de 327 MW, ainsi que les trois centrales alimentées au gaz naturel situées dans les États du Texas, de l'Arizona et de New York, d'une capacité de production totale de 502 MW. Chacune de ces centrales géothermiques vend de l'électricité aux termes de contrats à long terme indépendants. La centrale de l'Arizona vend sa production aux termes de contrats à long terme tandis que les centrales du Texas et de l'État de New York sont exploitées 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.

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 Holding Company, LLC. Nous sommes propriétaire de 50 % de cette centrale et MidAmerican est propriétaire de l'autre tranche de 50 %. 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	2014
Région de Pilbara	WA	Solomon ²	125	100	2013	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 premier semestre de 2013.

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.

La centrale de Southern Cross est composée de quatre installations de production alimentées au gaz naturel et au diesel d'une puissance combinée de 245 MW. La centrale de Southern Cross vend sa production aux termes d'un contrat conclu avec BHP Billiton qui doit expirer en janvier 2014. Nous négocions une prolongation du contrat.

Nous avons acquis la centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de 125 MW de Solomon en septembre 2012 auprès de Fortescue. La centrale de Solomon en est aux derniers stades de construction et de mise en service et nous prévoyons qu'elle sera entièrement en service au premier semestre de 2013. 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.

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.

Ce secteur cherche à gérer et à limiter le risque opérationnel et les risques de marché, de crédit et de conformité pour toutes ses positions. Les principales activités de contrôle des risques du secteur Opérations sur les produits énergétiques, combinées à d'autres fonctions de notre entreprise, sont notamment : l'approbation de l'évaluation de la solvabilité et les rapports connexes; la surveillance de l'évaluation des risques et les rapports connexes; la validation des opérations; la surveillance de l'évaluation du portefeuille d'opérations et les rapports connexes; et le fait de s'assurer que les opérations respectent le cadre de conformité établi par la Société.

Nous avons recours à une évaluation à la valeur du marché et à l'application de la valeur à risque (« VAR »), à la simulation de crise et à des tests non paramétriques pour contrôler les risques de marché auxquels sont soumis nos portefeuilles d'opérations. La VAR est une mesure qui permet d'évaluer les pertes que nous pourrions subir sur nos

opérations pendant une période donnée en raison des fluctuations des prix de l'énergie dans chaque marché. Nous avons pour politique de gérer activement la VAR globale du de notre secteur et de la 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 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 3,87 millions de résidents représentant environ 11,1 % de la population totale du Canada. L'Alberta a consommé environ 75 574 GWh d'électricité en 2012, avec une demande de pointe quotidienne de 10 600 MW. Au 31 décembre 2012, la puissance installée globale des centrales de l'Alberta s'élevait à environ 14 400 MW¹.

La Colombie-Britannique est la troisième province en importance du Canada en termes de population, ses quelque 4,6 millions de résidents représentant environ 13,3 % 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 devrait être autosuffisante d'ici 2016; au moins 93 % de l'électricité y sera alors produite à partir de sources d'énergie propre ou renouvelable. La consommation horaire d'électricité en Colombie-Britannique s'est établie en moyenne à 6 875 MW en 2011 et à 6 889 MW en 2012. La majeure partie de l'électricité actuelle 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 environ 38,7 % de la population totale du Canada. L'Ontario a consommé 141 288 GWh d'électricité en 2012. Les perspectives à court terme concernant la demande d'électricité devraient demeurer relativement les mêmes en Ontario par rapport à 2012, 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 l'ajustement global (déterminé par Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario) et à la tarification selon l'heure de la consommation. Ontario Power Generation Inc., qui a remplacé l'entreprise de production de l'ancien service public d'électricité intégré de l'Ontario, contrôle 53 % de la puissance installée de quelque 36 072 MW de l'Ontario. 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 millions de résidents représentant environ 23,1 % de la population totale du Canada. Le gouvernement du Québec a établi la stratégie

1) Comprend la puissance des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance qui sont actuellement à l'arrêt.

énergétique de la province qui prévoit une puissance hydroélectrique supplémentaire de 4 500 MW et une puissance éolienne installée de 4 000 MW 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. Au Nouveau-Brunswick, les prévisions quant à la demande de pointe pour 2012-2013 sont de 2 960 MW et la puissance installée de cette province est d'environ 4 400 MW, ce qui comprend la puissance de la centrale nucléaire de Point Lepreau, qui est de nouveau en exploitation depuis novembre 2012. Le marché du Nouveau-Brunswick permet aux consommateurs en gros et industriels d'acheter de l'électricité auprès d'Énergie Nouveau-Brunswick ou d'un fournisseur concurrent. Ce marché concurrentiel ne s'applique pas aux acheteurs au détail, ni aux entreprises, ni aux petites industries. En 2007, le Nouveau-Brunswick a annoncé le Pacte pour le changement, aux termes duquel 10 % des achats d'électricité doivent provenir de sources renouvelables à compter de 2016.

Les services publics d'électricité de l'Ouest canadien, de la partie nord de la Basse-Californie, du Mexique et de 14 États américains de l'Ouest sont regroupés au sein du WECC. Le WECC est la plus grande des 10 régions géographiques du North American Electric Reliability Council et se divise en quatre sous-régions, dont la région 1, qui 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. Cette sous-région est appelée le Northwest Power Pool (« NWPP »). La demande de pointe d'électricité dans le NWPP a atteint environ 62 000 MW en 2012, en hausse de 3 % par rapport à 2011. Le NWPP disposait d'une puissance installée supérieure à 100 000 MW en 2012.

L'Australie compte deux marchés de l'électricité distincts, soit le marché national de l'électricité (« MNE ») 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 s'élevant à environ 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.

L'Australie produit environ 75 % 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* (adopté en septembre 2011), et de la mise en œuvre en 2010 de la politique établissant des cibles d'énergie renouvelable. L'Australie-Occidentale devrait enregistrer la croissance de la consommation énergétique la plus importante en Australie jusqu'en 2034-2035 en raison de l'essor de son secteur minier et de fortes exportations. 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. Le gaz national devrait être à la source de 72 % de l'accroissement prévu de la production d'électricité de l'Australie-Occidentale jusqu'en 2035, selon les estimations du Bureau des ressources et de l'économie énergétique. 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 Investor Services, 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 et de notre parc éolien 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 2011. Nous prévoyons dépasser ces points de référence en 2012 et en 2013. En outre, il a été reconnu que la disponibilité de nos

centrales alimentées au charbon de l'Alberta dépassait la moyenne établie par la NAERC pour des installations analogues.

Stabilité des flux de trésorerie – En moyenne, environ 77 % 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 utilisons 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 de 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 – Nous sommes le plus important propriétaire et exploitant 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 40 afférente à nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2012; 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 NO_x, le SO₂ et les particules lorsque les CAE 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 peut créer 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 NO_x, du SO₂ et des particules. Nous sommes en pourparlers avec le gouvernement provincial 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 27 mars 2012, l'Environmental Protection Agency des États-Unis (« EPA ») a proposé des normes en matière d'émissions de GES pour les futures centrales alimentées au charbon. Il est prévu que les normes proposées puissent être respectées grâce au passage à de nouveaux combustibles ou à la mise en œuvre de technologies du charbon épuré. Comme ce régime réglementaire ne vise que les nouvelles centrales alimentées au charbon, nous ne prévoyons aucune incidence importante sur nos unités alimentées au charbon existantes de la centrale de Centralia.

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 NO_x, conformément au projet de loi adopté par l'État de Washington en avril 2011, lequel exige que TransAlta commence à utiliser cette technologie d'ici le 1^{er} janvier 2013.

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.

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. Notre centrale éolienne de New Richmond, de 68 MW, est actuellement en construction et son exploitation commerciale devrait commencer au cours du premier trimestre de 2013. Un portefeuille de ressources énergétiques renouvelables plus vaste nous 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.

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 visant nos centrales albertaines alimentées au charbon 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.

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 propre émergentes comme la gazéification. Nous faisons également partie d'un groupe de sociétés participant à l'Integrated CO₂ Network afin de promouvoir les systèmes et les infrastructures de captage et de stockage du carbone au Canada.

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 pourra 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 continus 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 protégerait adéquatement nos activités contre des effets défavorables importants.

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 permettra 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 lock-outs, 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 à la fin de 2014. 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.

La majorité de nos centrales thermiques et hydroélectriques albertaines fonctionnent aux termes des CAE de l'Alberta, qui 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. 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 et seront tributaires du rendement comparativement 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.

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.

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 conglomerats 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.

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.

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 et la réglementation 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, enquêter sur nos activités dans les marchés dans lesquels nous exerçons nos activités ou effectuons des opérations. Ces enquêtes peuvent entraîner des sanctions ou des amendes pouvant avoir une incidence importante sur nos activités ou notre situation financière futures.

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 un effet important sur notre capacité de protéger notre production d'électricité par des opérations de couverture.

Le titre VII de la loi Dodd-Frank 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 de cette loi, de même que de la réglementation canadienne comparable visant les instruments dérivés, sur nos activités dépendra des règles qui doivent être adoptées. Les modifications apportées à la réglementation pourraient nuire considérablement 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 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'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 entraîner un dédoublement des obligations de notre entreprise en matière de conformité et de coûts 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 éventuelle continuent d'être axés sur les changements climatiques ou les émissions de GES, et des exigences en matière de déclaration obligatoire des GES sont entrées en vigueur en 2010 en Ontario et aux États-Unis. Aux États-Unis, la législation relative aux GES ou d'autres formes de réglementation sont toujours en cours d'élaboration, et il est trop tôt pour en établir les répercussions. 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. Nous ne pouvons pour l'instant évaluer les répercussions éventuelles des futurs règlements sur le mercure pour nos installations américaines. 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. Le gouvernement de l'Australie a mis en œuvre une taxe nationale sur le carbone de 23 \$ AU par tonne le 1^{er} juillet 2012. Environ 300 installations émettant plus de 25 000 tonnes de CO₂ par année sont assujetties à cette taxe sur chaque tonne de CO₂ émise. Les principaux secteurs touchés comprennent le secteur minier, l'industrie lourde et le secteur de l'électricité, tant à l'égard des équipements de production alimentés au charbon que de ceux alimentés au gaz naturel. Cette taxe sur le carbone devrait augmenter d'un peu plus de 1 \$ AU par tonne par année jusqu'au 1^{er} juillet 2015 et sera alors remplacée par un mécanisme d'échange de droits d'émissions dans le cadre duquel le prix du carbone sera fixé par le marché. 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.

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 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. Une panne de système, un accident ou une violation de la sécurité des ordinateurs pourrait perturber notre fonctionnement et entraîner la perte de données confidentielles ou exclusives, ce qui pourrait entacher notre réputation, réduire la confiance de nos clients, perturber notre fonctionnement et engager éventuellement notre responsabilité financière, et chacune de ces conséquences pourrait avoir un effet défavorable important sur notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Nous surveillons de près les mesures à la fois de prévention et de détection afin de gérer ce risque.

Nous nous fions à des lignes de transport qui ne nous appartiennent pas ni ne relèvent de notre contrôle, ce qui pourrait nuire à notre capacité de produire, de vendre et de livrer de l'électricité.

Nous sommes tributaires des installations de transport et de distribution détenues et exploitées par des services publics et d'autres sociétés d'électricité pour la livraison de l'électricité que nous produisons. Une interruption prolongée du transport, une panne du réseau de transport ou l'indisponibilité d'installations de transport et de distribution pourrait avoir une incidence sur notre capacité de produire, de vendre et de livrer de l'électricité, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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 à 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.

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 quelque somme que ce soit due aux termes 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 des titres d'emprunt que TransAlta a émis, 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 17 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, 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.

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.

Les garanties d'assurance pourraient être insuffisantes.

Nous souscrivons des assurances pour nos installations, notamment une assurance tous risques des biens, une assurance responsabilité civile des entreprises et une assurance bris de machine, selon les montants et les franchises que nous estimons appropriés. Nous souscrivons également une assurance pertes d'exploitation pour certaines de nos centrales lorsque nous ne disposons pas par ailleurs d'arrangements contractuels visant ces pertes potentielles ou, dans d'autres cas, lorsqu'il n'est pas économique de conclure de tels arrangements.

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 huit conventions collectives, visant 1 319 de nos employés, en 2013 et deux autres conventions collectives, visant 65 de nos employés, en 2014. 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.

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 2012, nous comptons 2 084 employés actifs, qu'ils soient employés à temps plein, à temps partiel ou temporaires. De ce nombre, 1 493 employés appartenaient à notre secteur Production et 77, à notre secteur Opérations sur les produits énergétiques. Environ 43 % de nos employés sont syndiqués. Nous sommes actuellement partie à 11 conventions collectives différentes. En 2012, nous avons renouvelé deux de ces conventions collectives, lesquelles devaient expirer le 31 décembre 2012.

Depuis le 17 janvier 2013, nous assumons, par l'intermédiaire de notre filiale en propriété exclusive SunHills Partnership, l'exploitation et la gestion de notre mine de Highvale. La SunHills Partnership compte 604 employés qui travaillaient auparavant pour PMRL; les conditions d'emploi de ceux-ci auprès de la SunHills Partnership 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 26 février 2013, nous avons 258 420 400 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 aient été versés, 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 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

Les actions privilégiées à taux rajustable, série A ont été émises le 10 décembre 2010 avec un coupon de 4,60 % (« actions de série A »), comme il en est question à la rubrique « Développement général de l'activité ». 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, 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 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

Les actions privilégiées à taux rajustable, série C ont été émises le 30 novembre 2011 avec un coupon de 4,60 % (« actions de série C »), 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

Les actions privilégiées à taux rajustable, série E ont été émises le 10 août 2012 avec un coupon de 5,00 % (« actions de série E »), 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 21 février 2012, TransAlta Corporation 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, le plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires, offre deux options aux actionnaires admissibles de TransAlta : i) 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 (le volet Réinvestissement des dividendes) ou ii) recevoir un paiement en espèces qui correspond à 102 % des dividendes, soit un 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 5 000,00 \$ 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 2012, 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 2012, 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 est davantage exposée au risque associé à la détérioration de la conjoncture financière et économique, ou d'autres circonstances défavorables peuvent compromettre la stabilité de l'entité et de ses titres notés. 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.

Le 31 juillet 2012, Moody's Investor Service a abaissé la note de notre dette non garantie de premier rang, qu'elle a fait passer de Baa2 (perspective négative) à Baa3 (stable). Le 1^{er} août 2012, S&P a abaissé à « BBB- (stable) » notre note de crédit de société et la note attribuée à notre dette à long terme non garantie de premier rang, qui étaient jusque-là de « BBB (perspective négative) ». 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 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 représentent un crédit de qualité acceptable. 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. Nous nous attendons à payer la rémunération usuelle sur le marché pour les services d'autres agences de notation à l'avenir.

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	
2010	Premier trimestre	0,29 \$
	Deuxième trimestre	0,29 \$
	Troisième trimestre	0,29 \$
	Quatrième trimestre	0,29 \$
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 \$

Le 28 janvier 2013, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,29 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2013 aux actionnaires inscrits le 1^{er} mars 2013.

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 \$

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 28 janvier 2013, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,2875 \$ par action privilégiée de série A, payable le 31 mars 2013 aux actionnaires inscrits le 1^{er} mars 2013.

Actions de série C

<u>Période</u>	<u>Dividende par action privilégiée de série C</u>
2012	Premier trimestre ¹
	Deuxième trimestre
	Troisième trimestre
	Quatrième trimestre
	0,3844 \$
	0,2875 \$
	0,2875 \$
	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 28 janvier 2013, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,2875 \$ par action privilégiée de série C, payable le 31 mars 2013 aux actionnaires inscrits le 1^{er} mars 2013.

Actions de série E

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

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 28 janvier 2013, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,3125 \$ par action privilégiée de série E, payable le 31 mars 2013 aux actionnaires inscrits le 1^{er} mars 2013.

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>	
<u>2012</u>			
Janvier	21,51	20,00	15 700 737
Février	21,20	20,27	13 235 698
Mars	20,86	18,42	25 017 326
Avril	18,72	15,94	16 664 435
Mai	17,59	16,17	15 483 252
Juin	17,75	16,43	20 661 918
Juillet	17,85	15,44	15 992 777
Août	16,13	14,86	11 535 958
Septembre	15,30	13,96	32 902 543
Octobre	16,08	14,81	14 165 679
Novembre	16,00	14,50	10 702 261
Décembre	15,15	14,44	19 578 424
<u>2013</u>			
Janvier	16,89	15,01	13 124 537
Février (jusqu'au 26)	16,69	16,07	9 210 789

Actions de série A

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

<u>Date(s) d'émission</u>	<u>Nombre de titres</u>	<u>Prix d'émission par titre</u>	<u>Description de l'opération</u>
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. Voir « Développement général de l'activité – Questions liées à la Société et Opérations sur les produits énergétiques ».

<u>Mois</u>	<u>Cours (\$)</u>		<u>Volume</u>
	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	
<u>2012</u>			
Janvier	25,71	24,87	235 338
Février	25,89	24,94	131 209
Mars	25,43	24,61	159 410
Avril	24,94	21,84	457 256
Mai	23,92	22,65	265 655
Juin	24,00	23,19	160 613
Juillet	24,40	23,57	198 733
Août	23,95	22,99	241 534
Septembre	23,60	22,66	200 631
Octobre	22,92	22,55	170 656
Novembre	23,14	22,26	821 830
Décembre	22,45	21,55	271 562
<u>2013</u>			
Janvier	24,41	21,90	666 234
Février (jusqu'au 26)	24,20	23,84	240 827

Actions de série C

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

<u>Date(s) d'émission</u>	<u>Nombre de titres</u>	<u>Prix d'émission par titre</u>	<u>Description de l'opération</u>
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 – Questions liées à la Société et Opérations sur les produits énergétiques ».

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
2012			
Janvier	25,60	25,16	797 165
Février	25,90	25,13	400 185
Mars	25,49	25,06	211 968
Avril	25,34	22,03	655 774
Mai	24,00	22,90	464 839
Juin	24,46	23,31	353 668
Juillet	24,89	23,90	228 083
Août	24,35	23,36	224 541
Septembre	24,09	22,90	191 122
Octobre	23,91	23,10	141 599
Novembre	23,91	23,14	222 286
Décembre	24,04	23,31	226 551
2013			
Janvier	25,95	24,04	480 660
Février (jusqu'au 26)	25,20	25,00	322 804

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 – Questions liées à la Société et Opérations sur les produits énergétiques ».

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
2012			
Août (du 10 au 31)	25,15	24,70	890 819
Septembre	25,25	24,85	194 050
Octobre	25,65	25,00	320 240
Novembre	25,67	25,10	159 234
Décembre	25,25	25,00	105 411
2013			
Janvier	25,85	25,07	155 544
Février (jusqu'au 26)	25,91	25,50	178 829

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 26 février 2013, 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. Stephen L. Baum a démissionné de ses fonctions de membre du conseil de TransAlta pour des raisons personnelles le 22 mai 2012 à 70 ans.

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 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 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 président du comité d'audit et des risques du conseil.</p> <p>M. Anderson est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires de l'Université de 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><i>Administrateur de sociétés.</i> 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, on lui doit 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 dans l'Asie-Pacifique.</p> <p>Au cours de son séjour à Singapour, il a été administrateur de 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 aussi administrateur d'ICE Futures Europe. M. Faithfull est administrateur de l'organisme Starehe UK et du Canada UK Colloquium, et il est membre du comité de la rémunération de Keble College, Oxford, toutes des entités non cotées en bourse. 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.).</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 436"><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="699 468 1451 709">M^{me} Farrell compte plus de 25 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="699 741 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 1045">M^{me} Farrell siège au conseil d'administration du Calgary Stampede et du Conference Board du Canada. 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 1077 1451 1228">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
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 trente 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. et de Just Energy Group Inc.</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 juris doctor 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.</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 et était membre du comité d'audit et des risques en 2012.</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 de 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 de 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><i>Administratrice de sociétés.</i> 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 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 membre du comité d'audit et des risques et du comité de gouvernance et de l'environnement du conseil.</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 et, en 2007, elle a été admise au Temple de la renommée des Canadiennes les plus influentes.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Yakout Mansour Californie, É.-U.	2011	<p>Administrateur de sociétés. 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 et a siégé auparavant au comité des ressources humaines.</p> <p>M. Mansour est titulaire d'une maîtrise en sciences de l'Université de Calgary (Calgary, Alberta) ainsi que d'un baccalauréat en science du génie électrique de l'Université d'Alexandrie (Alexandrie, Égypte).</p>

Nom, province (État) et pays de résidence ¹	Administrateur depuis	Occupation principale
Martha C. Piper Colombie-Britannique, Canada	2006	<p><i>Administratrice de sociétés.</i> 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>M^{me} Piper est membre du conseil d'administration de Shoppers Drug Mart et de la Banque de Montréal. Elle est aussi membre de la délégation canadienne à la Commission trilatérale, organisation qui préconise une plus grande coopération entre les principales zones industrialisées démocratiques du monde. 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>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>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 candidats aux postes d'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 28 février 2013, 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 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, Développement de la Société	Alberta, Canada
J.W. Hugo Shaw	Vice-président à la direction, Activités	Alberta, Canada
Todd J. Stack	Vice-président et trésorier	Alberta, Canada
Kenneth S. Stickland	Chef du développement des affaires	Alberta, Canada
Paul H. E. Taylor	Président, Activités américaines	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 juin 2010, M. Gellner 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 octobre 2011, M. Schaefer 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 octobre 2011, M. Shaw était vice-président, Activités liées au charbon et services d'ingénierie. Avant avril 2011, il était vice-président, Ingénierie, environnement et construction. Avant avril 2009, il était vice-président, Maintenance et visites techniques et Bureau de gestion de projet (PMO) depuis juillet 2008.
- 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 décembre 2012, M. Stickland était chef des services juridiques et du développement des affaires et, avant septembre 2011, il était chef des services juridiques. Avant avril 2009, il était vice-président à la direction, Services juridiques, DD et ESS. Avant avril 2007, il était vice-président à la direction, Services juridiques.
- Avant septembre 2011, M. Taylor 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 28 février 2013, 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 309 762 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 2013 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 2012, 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 :

- iv) 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
- v) 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 36 et 39 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, 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

Compagnie Trust CIBC Mellon 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. 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. Le 1^{er} novembre 2010, CIBC Mellon a vendu son entreprise de services aux émetteurs à Société canadienne de transfert d'actions inc., laquelle exploite actuellement l'entreprise de transfert d'actions au nom de Compagnie Trust CIBC Mellon pendant une certaine période de transition. 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 2012 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 2012, le CAR était constitué de quatre membres indépendants, soit William D. Anderson (président), Michael M. Kanovsky, Karen E. Maidment et Yakout Mansour. M. Stephen L. Baum en était membre jusqu'à ce qu'il démissionne du conseil pour des raisons personnelles. M. Michael Kanovsky, qui avait déjà siégé au CAR auparavant, y a été nommé le 29 mai 2012 pour combler temporairement la vacance. Le conseil ayant décidé de proposer un administrateur supplémentaire en vue de son élection à la prochaine assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires qui doit être tenue le 23 avril 2013, M. Kanovsky a démissionné du CAR le 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. William D. Anderson, M^{me} Karen E. Maidment et M. Yakout Mansour sont tous 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 établis par la direction; iii) à l'évaluation de l'identification des risques effectuée par la direction et aux programmes établis par la direction en réponse à ces évaluations; iv) à la fonction d'audit interne; v) à la conformité aux exigences juridiques et réglementaires à l'égard de la comptabilité et des finances; 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 des procédures qui assurent la conformité aux normes comptables, aux lois et aux règlements applicables et qui procurent des assurances raisonnables quant au fait que les actifs sont protégés et que les opérations sont dûment autorisées, effectuées, enregistrées et 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 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.
M. M. Kanovsky	M. Kanovsky compte plus de trente ans d'expérience financière et industrielle acquise dans le secteur des services bancaires d'investissement ainsi qu'en qualité d'administrateur, de dirigeant et de membre du comité d'audit de plusieurs sociétés ouvertes et fiducies. M. Kanovsky est titulaire d'un MBA de la Richard Ivey School of Business de l'Université de Western Ontario.
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 du 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 2012 sont les suivants :

Comité de gouvernance et de l'environnement

Président : Michael M. Kanovsky
Gordon S. Lackenbauer
Karen E. Maidment
Martha C. Piper

Comité des ressources humaines

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.

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

Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, 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 3 459 937 \$ et de 3 110 078 \$, selon la répartition ci-après :

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

Exercice clos le 31 décembre	2012	2011
Honoraires d'audit	2 998 892 \$	2 725 847 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	388 595	384 231
Honoraires pour services fiscaux	72 450	0
Autres honoraires	0	0
Total	3 459 937 \$	3 110 078 \$

Aucun autre cabinet d'audit n'a fourni de services d'audit en 2012 ni en 2011.

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 2012 comprennent des paiements de 1 397 001 \$ relatifs à 2011. Les honoraires d'audit totaux pour 2011 comprennent des paiements de 894 776 \$ se rapportant à 2010.

Honoraires pour services liés à l'audit

Les honoraires pour services liés à l'audit en 2012 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 d'actions ordinaires, 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 2011 avaient été versés principalement relativement à des émissions d'actions privilégiées, à la préparation de documents préalables à des fins de dépôt au Canada et aux États-Unis et à l'examen du rapport sur la durabilité de 2010 ainsi qu'à divers conseils comptables fournis à la Société.

Honoraires pour services fiscaux

Les honoraires pour services fiscaux versés 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 parmi les membres du conseil 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 est présent 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 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. De plus, le président du comité ou deux de ses membres peuvent convoquer une réunion extraordinaire du comité en tout temps. Bien que le chef de la direction de la Société puisse assister aux réunions du comité, le comité doit également se réunir 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, les 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, et, au besoin, proposer des modifications au comité de gouvernance et de l'environnement et au conseil à des fins d'approbation.

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. S'assurer que le comité est dûment organisé de manière à fonctionner efficacement et à s'acquitter de ses obligations et 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 la direction 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. Assumer la direction du comité et aider ce dernier à revoir et à contrôler ses responsabilités.
6. Faire rapport au conseil des recommandations et des décisions du comité.
7. Présider les réunions 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 établis par la direction; iii) à l'évaluation de l'identification des risques effectuée par la direction et aux programmes établis par la direction en réponse à ces évaluations; iv) à la fonction d'audit interne; v) à la conformité aux exigences juridiques et réglementaires à l'égard de la comptabilité et des finances; 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 des procédures qui assurent la conformité aux normes comptables, aux lois et aux règlements applicables et qui procurent des assurances raisonnables quant au fait que les actifs sont protégés et que les opérations sont dûment autorisées, effectuées, enregistrées et 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 de *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 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. Audit et questions financières

A) Fonctions et responsabilités liées aux compétences 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 à 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.

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

- a) 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) Examine avec la direction et l'auditeur externe l'information financière de la Société dans le cadre de l'audit annuel et de 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;
- c) Examine avec la direction et l'auditeur externe tous les états financiers et l'information financière et :
 - i) recommande au conseil, à des fins d'approbation, les états financiers annuels audités de la Société, y compris les notes y afférentes; le rapport de gestion et tout rapprochement nécessaire;
 - ii) examine les rapports ou avis à remettre s'y rapportant et fait rapport au conseil, au besoin;
 - iii) examine avec l'auditeur externe la collaboration qu'il a obtenue dans le cadre de son examen et de sa consultation de l'ensemble des registres, des données et des renseignements demandés;
 - iv) discute avec la direction et l'auditeur externe de toutes les opérations importantes qui ne font pas partie du cours normal des activités de la Société;
 - v) examine les méthodes suivies par la direction pour la formulation d'estimations comptables confidentielles et le caractère raisonnable des estimations;
 - vi) examine avec la direction et l'auditeur externe les changements touchant les principes, méthodes ou conventions comptables eu égard à leur applicabilité à l'entreprise et à leur incidence financière;
 - vii) examine avec la direction et l'auditeur externe les autres traitements possibles de l'information financière dans le cadre des principes comptables généralement reconnus qui ont fait l'objet de discussions avec la direction, la portée de leur utilisation et le traitement privilégié par l'auditeur externe; et
 - viii) s'assure qu'il n'existe entre la direction et l'auditeur externe aucune question en suspens raisonnablement susceptible de compromettre sensiblement les états financiers;
- d) 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 au public, au besoin;
- e) Examine avec la direction et l'auditeur externe l'utilisation de l'information « pro forma » ou « non comparable » ainsi que le rapprochement applicable, et en discute avec celui-ci;
- f) Examine trimestriellement avec la haute direction et le chef des services juridiques et, au besoin, des conseillers juridiques externes, et avec 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) 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

- h) Examine l'information communiquée au comité par le chef de la direction et le chef des finances durant leur processus d'attestation des rapports périodiques pertinents déposés 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 en matière de divulgation 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;

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. Gouvernance

- a) Pour le compte du comité, le président examine toute la communication au public de 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 de l'information financière et des prévisions de résultat 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, 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, au besoin, les conseillers juridiques internes et 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;
- 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) Examine au moins deux fois par année 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) Examine les processus de la direction relativement 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;
- n) 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;
- o) 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;
- p) 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;
- q) 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
- r) Fait rapport chaque année aux actionnaires sur le travail du comité au cours de l'exercice.

3. 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 vice-président, Audit interne et risque, et du directeur, Audit interne.

4. 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 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;
- 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 obtient l'approbation de 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 de gestion des risques de l'entreprise.

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. La vice-présidente et secrétaire de la Société revoit à l'occasion la présente charte avec le président du comité afin de s'assurer qu'elle continue d'être conforme à ces normes.
- 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 produit 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.

EcoPower[®] – Marque de commerce déposée qui procure l'assurance que les produits et services portant ce logo répondent aux normes environnementales préconisées par le programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable du gouvernement fédéral.

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.

Kilowatt (kW) – Unité de puissance électrique égale à 1 000 watts.

Kilowattheure (kWh) – Mesure de consommation d’électricité qui correspond à l’utilisation de 1 000 watts 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 maximale nette (PMN) – 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.

Réduction de la puissance nominale – Le fait d’abaisser la puissance établie d’une centrale ou d’une unité de production d’électricité.

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.

Valeur à risque (VAR) – Mesure visant à gérer l’exposition du résultat aux opérations sur les produits énergétiques.