



TRANSALTA CORPORATION
NOTICE ANNUELLE
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2016

Le 2 mars 2017

TABLE DES MATIÈRES

PRÉSENTATION DE L'INFORMATION.....	2
REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS	2
DOCUMENTS INTÉGRÉS PAR RENVOI	3
STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ	3
APERÇU	5
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	6
ACTIVITÉS DE TRANSALTA.....	14
SECTEUR CHARBON AU CANADA	14
SECTEUR GAZ AU CANADA	16
SECTEUR GAZ EN AUSTRALIE.....	17
SECTEUR HYDROÉLECTRICITÉ.....	18
SECTEUR ÉNERGIE ÉOLIENNE ET SOLAIRE.....	22
SECTEUR CHARBON AUX ÉTATS-UNIS	26
SECTEUR COMMERCIALISATION DE L'ÉNERGIE	27
SECTEUR SIÈGE SOCIAL	28
PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	28
CAE.....	29
ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL	30
CADRE RÉGLEMENTAIRE	33
FORCES SUR LE PLAN DE LA CONCURRENCE.....	34
GESTION DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX.....	35
LÉGISLATION ENVIRONNEMENTALE EN COURS ET ADOPTÉE RÉCEMMENT	35
ACTIVITÉS DE TRANSALTA	39
FACTEURS DE RISQUE	40
PERSONNEL	55
STRUCTURE DU CAPITAL	56
ACTIONS ORDINAIRES	56
ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE PREMIER RANG	56
NOTATIONS	64
DIVIDENDES	67
ACTIONS ORDINAIRES	67
ACTIONS PRIVILÉGIÉES	68
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....	70
ACTIONS ORDINAIRES	70
ACTIONS PRIVILÉGIÉES	71
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	76
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	86
PRÊTS AUX ADMINISTRATEURS ET AUX MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	86
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS	86
CONFLITS D'INTÉRÊTS	87
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI.....	87
AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	87
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	88
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES.....	88
COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES	88
CHARTRE DU COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES.....	A-1
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 2016 ou pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. 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, y compris TransAlta Renewables Inc., sur une base consolidée. Lorsque la mention de « TransAlta Corporation » est utilisée dans les présentes, elle renvoie à TransAlta Corporation sans comprendre ses filiales. Les termes clés qui ne sont pas définis dans le corps du texte de la présente notice annuelle ont le sens qui leur est donné à l'annexe B – Glossaire, jointe aux présentes.

REMARQUE SPÉCIALE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle, les documents qui y sont intégrés par renvoi et les autres rapports et documents de la Société déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur des hypothèses relatives à 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 », « devoir », « croire », « s'attendre à », « estimer », « projeter », « avoir l'intention », « planifier », « prévoir », « éventuel », « permettre » ou « continuer » ou d'autres termes comparables et à l'emploi du du futur ou 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 notre activité et nos prévisions en matière de rendement financier futur; notre succès dans l'exécution de nos projets de croissance; l'échéancier et l'achèvement des projets de croissance, y compris les grands projets tels que le projet de centrale de South Hedland et le projet d'accumulation par pompage à la centrale de Brazeau 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; la conversion au gaz naturel de nos unités alimentées au charbon; l'incidence de certaines opérations de couverture sur le résultat et les flux de trésorerie 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 terme et à son incidence sur les prix de l'électricité; l'incidence de l'accroissement de la charge, de l'augmentation de la puissance et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes quant à la disponibilité de capacité de production, à la puissance et à la production; les attentes relatives à la proportion respectueuse dans laquelle les différentes sources d'énergie répondront aux besoins énergétiques futurs; le financement prévu de nos dépenses en immobilisations; les cadres réglementaires gouvernementaux et la législation prévus, y compris l'évolution vers un marché de capacité en Alberta et la poursuite de la mise en œuvre du Plan de leadership sur le climat (*Climate Leadership Plan*) de l'Alberta, et leur incidence prévue sur nous et le calendrier de mise en œuvre de ces cadres et de ces règlements, ainsi que les coûts liés au respect de ces règlements et de ces lois; le règlement prévu des enquêtes et litiges liés à la réglementation; notre stratégie commerciale et les risques qu'elle comporte; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôt future ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôt; les estimations comptables; les taux de croissance prévus au sein de nos marchés; nos attentes relatives à l'issue des créances légales ou contractuelles existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des différends; les attentes relatives au renouvellement des conventions collectives; 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 et aux autres devises ayant cours dans les pays où nous exerçons notre activité; le contrôle de notre exposition au risque de liquidité; les attentes concernant le contexte économique mondial et l'importance accrue que portent les investisseurs à la performance en matière de développement durable; nos pratiques de crédit; et l'apport estimatif qu'aura notre secteur Commercialisation de l'énergie sur la marge brute.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations de la demande, des prix du marché et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires à la production d'électricité; la demande d'électricité et 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 de combustible, d'eau ou de vent nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les catastrophes naturelles et catastrophes causées par l'homme; la menace de terrorisme et de cyberattaques au pays; les pannes de matériel et notre capacité d'exécuter ou de faire exécuter les réparations à un coût économique ou en temps opportun; la gestion du risque lié aux produits de base; 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, réglementaires et contractuelles visant la Société; l'issue des enquêtes et des litiges; la dépendance envers le personnel clé; les questions de relations de travail; et les projets de mise en valeur et les acquisitions, y compris les retards relatifs à la construction et à la mise en service du projet de centrale de South Hedland. 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 2016 (« 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 2016 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, et sur EDGAR, au www.sec.gov.

STRUCTURE GÉNÉRALE DE LA SOCIÉTÉ

Dénomination et constitution

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

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2009, TransAlta a achevé une restructuration aux termes de laquelle les actifs et affaires commerciales de TAU et de Corporation d'Énergie TransAlta (« Énergie TransAlta » ou « CET ») (à l'exception des activités éoliennes) ont été transférés 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. conformément aux dispositions de la LCSA.

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

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 de produits énergétiques du Canada, notre participation globale nette atteignant 8 716 mégawatts (« MW ») de capacité de production^{1, 2}. Nous exploitons des centrales ayant une capacité de production globale de quelque 10 202 MW. De plus, nous sommes en voie de construire une centrale à cycle combiné de 150 MW près de South Hedland, en Australie-Occidentale, centrale dont la production est comprise dans les chiffres mentionnés ci-dessus. Nous sommes axés sur la production et la commercialisation d'électricité au Canada, aux États-Unis et en Australie-Occidentale grâce à notre portefeuille diversifié de centrales alimentées au charbon, au gaz naturel, au diesel, à l'énergie hydraulique, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire.

Le secteur Charbon au Canada a une participation nette d'environ 3 593 MW de capacité de production d'électricité. Toutes les centrales de ce secteur sont situées en Alberta.

Le secteur Charbon aux États-Unis détient notre centrale thermique de Centralia, qui représente une participation nette de 1 340 MW de capacité de production d'électricité.

Le secteur Hydroélectricité a une participation nette d'environ 926 MW de capacité de production d'électricité. Les centrales comprises dans ce secteur sont principalement situées en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario.

Le secteur Énergie éolienne et solaire a une participation nette d'environ 1 384 MW de capacité de production d'électricité et comprend des centrales situées en Alberta, en Ontario, au Nouveau-Brunswick, au Québec, au Wyoming, au Massachusetts et au Minnesota.

Le secteur Gaz au Canada a une participation nette d'environ 898 MW de capacité de production d'électricité et comprend des centrales détenues en Alberta et en Ontario.

Le secteur Gaz en Australie a une participation nette d'environ 575 MW de capacité de production d'électricité, y compris notre centrale au gaz de 150 MW de South Hedland, actuellement en construction.

Nous passons périodiquement en revue nos exploitations afin d'optimiser nos actifs de production et évaluons régulièrement les possibilités de croissance appropriées de manière à maximiser leur valeur pour la 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 solaire et nous pourrions le faire encore à l'avenir.

En août 2013, TransAlta Renewables a mené à bien son premier appel public à l'épargne visant ses actions ordinaires. TransAlta Corporation est propriétaire majoritaire de TransAlta Renewables, dans laquelle elle détient une participation directe et indirecte d'environ 64 % à la date de la présente notice annuelle. TransAlta Renewables est l'un des principaux producteurs d'énergie éolienne et l'une des plus grandes sociétés de production d'énergie renouvelable cotées en bourse du Canada.

1. La participation nette de 8 716 MW comprend la totalité de la capacité de production de TransAlta Renewables. Toutes les mentions de « participation nette » dans la présente notice annuelle comprennent la totalité de la capacité de production de TransAlta Renewables. En date de la présente notice annuelle, TransAlta détient une participation directe et indirecte d'environ 64 % dans TransAlta Renewables.
2. L'information concernant les MW est fournie en date du 31 décembre 2016.

Carte des exploitations de TransAlta

La carte suivante présente les exploitations de TransAlta en date du 31 décembre 2016.



DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

TransAlta est organisée suivant huit secteurs d'activité : Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz au Canada, Gaz en Australie, Énergie éolienne et solaire, Hydroélectricité, Commercialisation de l'énergie et Siège social. Les secteurs Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz au Canada, Gaz en Australie, Énergie éolienne et solaire et Hydroélectricité sont responsables de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos installations de production d'électricité. Le secteur Charbon au Canada est également responsable de l'exploitation et de la maintenance de nos installations d'exploitation minière connexes au Canada. Le secteur Commercialisation de l'énergie est chargé de la commercialisation de notre production au moyen de contrats à court et à long terme, de l'obtention d'un approvisionnement en combustible rentable et fiable et de la maximisation des marges grâce à l'optimisation de nos actifs au fur et à mesure que les marchés évoluent. Tout en s'occupant de nos actifs, notre équipe de commercialisation commercialise activement des produits et services énergétiques auprès de producteurs d'énergie et de clients. 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 des entreprises de production. Tous les secteurs sont soutenus par le secteur Siège social, qui comprend les fonctions financières, juridiques et administratives ainsi que les fonctions de placement centrales de la Société.

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

2017

Vente de la participation dans la centrale de Wintering Hills

Le 26 janvier 2017, nous avons annoncé la vente de notre participation de 51 % dans la centrale éolienne commerciale de Wintering Hills en contrepartie d'environ 61 M\$. Le produit de la vente sera affecté aux besoins généraux, y compris à la réduction de la dette et au financement de la croissance future du portefeuille d'énergie renouvelable, notamment les occasions qui peuvent s'offrir en Alberta dans le domaine de l'énergie renouvelable visée par des contrats. L'opération a été clôturée le 1^{er} mars 2017.

Production et expansion des affaires

2016

Reconduction du contrat relatif à la centrale de Mississauga

Le 22 décembre 2016, nous avons signé un contrat de répartition amélioré de producteur sans vocation de service public (PSVSP) (« contrat de PSVSP ») avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») de l'Ontario relativement à notre installation de cogénération de Mississauga (« centrale de Mississauga »). Le contrat de PSVSP est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017. Parallèlement à la signature du contrat de PSVSP, nous avons résilié, avec prise d'effet le 31 décembre 2016, le contrat existant relatif à la centrale de Mississauga qui avait été conclu avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »), lequel aurait expiré sinon en décembre 2018.

TransAlta parvient à un accord avec le gouvernement de l'Alberta

Le 24 novembre 2016, nous avons conclu un accord (« accord relatif à l'abandon du charbon ») avec le gouvernement de l'Alberta relativement à des paiements de transition pour la cessation des émissions provenant des centrales alimentées au charbon de Keephills 3, de Genesee 3 et de Sheerness au plus tard le 31 décembre 2030. Aux termes de l'accord relatif à l'abandon du charbon, nous toucherons des paiements en espèces annuels d'environ 37,4 M\$, selon la somme nette reçue par la Société, à compter de 2017 et jusqu'en 2030. La réception des paiements est assujettie à des modalités et conditions, notamment la cessation de toutes les émissions provenant des centrales alimentées au charbon en 2030. Parmi les autres conditions, on compte le maintien d'investissements et d'activités liées à des investissements réglementaires en Alberta, le maintien d'une présence commerciale significative en Alberta (notamment des niveaux d'emploi réglementaires), le maintien du financement de programmes et d'initiatives appuyant les collectivités établies autour des centrales et les employés de la Société appelés à subir les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon, ainsi que l'exécution de toutes les obligations envers les employés visés. Toutefois, il n'est interdit à aucun moment aux centrales visées par l'accord de produire de l'électricité par d'autres méthodes que la combustion du charbon.

De plus, nous avons annoncé que nous étions parvenus à une entente avec le gouvernement de l'Alberta dans le cadre d'un protocole d'entente en vue de collaborer à l'élaboration d'un cadre stratégique visant à faciliter le passage de la production à partir du charbon à la production à partir du gaz, à faciliter le développement des sources existantes et nouvelles d'énergie renouvelable grâce à une politique de soutien et habilitante et à faire en sorte que les installations existantes et les nouvelles installations de production d'électricité puissent participer efficacement au marché de capacité annoncé récemment qui doit être mis sur pied en Alberta.

Décision favorable à l'égard du cas de force majeure survenu à l'unité 1 de la centrale de Keephills

Le 18 novembre 2016, un groupe d'arbitrage indépendant a confirmé que nous avons droit à une dispense pour cas de force majeure à l'égard de l'indisponibilité fortuite de l'unité 1 de notre centrale de Keephills survenue en 2013. La production de l'unité 1 de 395 MW de notre centrale de Keephills a été interrompue le 5 mars 2013 en raison d'une défektivité soupçonnée du bobinage dans l'alternateur. Après des essais et une analyse poussés, il a été établi qu'il fallait procéder à un rebobinage complet du stator de l'alternateur. L'unité a été remise en service le 6 octobre 2013.

Mise hors service de la centrale de Cowley Ridge

En février 2016, la centrale de Cowley Ridge est parvenue à la fin de sa durée d'exploitation et a été mise hors service. La centrale de Cowley Ridge, qui avait été mise en service en 1993, était la première et la plus vieille centrale éolienne du Canada. Elle possédait une puissance maximale de 16 MW d'énergie renouvelable au moment de sa mise hors service.

2015

Prolongation du contrat relatif à la centrale de Parkeston

Au cours du dernier trimestre de 2015, nous avons signé une prolongation du contrat d'achat d'électricité visant l'alimentation de Kalgoorlie Consolidated Gold Mine au moyen de la part de 55 MW de la centrale électrique de Parkeston. L'entente prolonge le contrat antérieur jusqu'en octobre 2026 et prévoit des options de résiliation anticipée dont chaque partie peut se prévaloir à compter de 2021. Les risques liés au contrat d'achat d'électricité prolongé demeurent semblables à ceux qui étaient liés au contrat initial. La prolongation du contrat permettra à l'entreprise de pouvoir continuer à compter sur des flux de trésorerie stables.

Restructuration du contrat relatif à la centrale de Poplar Creek et acquisition de deux parcs éoliens

Le 31 août 2015, nous avons restructuré notre entente antérieure avec Suncor Énergie (« Suncor ») relativement à ses activités de production d'électricité près de Fort McMurray. Dans le cadre de la restructuration du contrat, nous avons acquis la participation de Suncor dans deux projets éoliens situés en Alberta et en Ontario.

Conformément aux modalités de la nouvelle entente, Suncor a acquis auprès de nous deux turbines à vapeur d'une puissance installée de 132 MW, ainsi que certains actifs d'interconnexion aux fins du transport. Suncor a également pris la pleine responsabilité du contrôle de l'exploitation de la centrale de cogénération et pourra utiliser nos générateurs à gaz à leur pleine capacité de 244 MW jusqu'en 2030. Nous continuons de fournir à Suncor des services de surveillance, des services de diagnostic et du soutien technique centralisés afin de maximiser la performance et la fiabilité des pièces d'équipement de la centrale. La propriété de toute la centrale de cogénération de Poplar Creek sera transférée à Suncor en 2030.

Dans le cadre de l'opération, nous avons acquis la participation de Suncor dans deux parcs éoliens : le parc de Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario et une participation de 51 % dans le parc de Wintering Hills de 88 MW situé en Alberta. Nous avons ensuite vendu notre participation dans le parc de Wintering Hills le 1^{er} mars 2017. Voir « *Activités de TransAlta – Faits récents* » dans la présente notice annuelle.

Unité 7 de la centrale de Sundance

En 2015, nous avons reçu l'approbation de l'AUC relativement à la construction et à l'exploitation d'une centrale alimentée au gaz naturel à cycle combiné de 856 MW en Alberta. Le projet de l'unité 7 de la centrale de Sundance a reçu toutes les approbations réglementaires après la réception, le 1^{er} octobre 2015, de l'approbation d'Alberta Environment and Parks en vertu de l'*Environmental Protection and Enhancement Act*. La construction de l'unité 7 de la centrale de Sundance ne commencera pas tant que nous n'aurons pas de contrats visant une partie significative de la puissance de la centrale. À la suite des changements survenus dans la conjoncture du marché albertain au cours des quelques dernières années, nous ne prévoyons pas que cette condition soit remplie avant la prochaine décennie. En décembre 2015, nous avons racheté la participation de 50 % de notre partenaire dans la TransAlta MidAmerican Partnership (« TAMA Power »), l'entité contrôlée conjointement qui se charge de la mise en valeur de ce projet, en contrepartie de 10 M\$ à payer sur cinq ans, de même que d'une option permettant au partenaire de racheter une participation dans ce projet ou dans d'autres projets de TAMA Power pendant cette période.

Investissement dans le développement de la collectivité et l'efficacité énergétique

Le 30 juillet 2015, nous avons annoncé notre décision d'aller de l'avant avec nos plans d'investissement de 55 M\$ sur 10 ans dans des projets de promotion de l'efficacité énergétique, de développement économique, de développement de la collectivité, de formation et de recyclage dans l'État de Washington. L'initiative constitue un élément de la conversion de la centrale de Centralia de TransAlta, qui cessera d'être alimentée au charbon dans l'État de Washington à compter du 31 décembre 2020.

L'investissement de 55 M\$ US dans la collectivité fait partie du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Transition Bill*, adopté en 2011. Ce projet de loi représentait un accord historique entre décideurs politiques, environnementalistes, dirigeants syndicaux et TransAlta visant l'abandon du charbon dans l'État de Washington et la fermeture de deux unités à la centrale de Centralia, l'une en 2020 et l'autre en 2025. Le financement approuvé de l'investissement dans la collectivité comprenait environ 1,1 M\$ US engagé au 31 décembre 2016.

Acquisition d'actifs de production d'énergie solaire et éolienne visés par des contrats à long terme

Le 27 juillet 2015, nous avons annoncé l'acquisition d'actifs de production d'énergie renouvelable de 71 MW visés par des contrats à long terme moyennant un prix d'achat de 75,8 M\$ US, ainsi que la prise en charge de certaines obligations relatives à la masse fiscale et d'une dette sans recours de 41,8 M\$ US liée aux projets. Les actifs acquis comprennent des centrales solaires de 21 MW situées au Massachusetts et un parc éolien de 50 MW situé au Minnesota. Les actifs sont visés par des contrats d'achat d'électricité à long terme d'une durée de 20 à 30 ans conclus avec plusieurs contreparties de grande qualité. La clôture de l'acquisition des centrales solaires a eu lieu le 1^{er} septembre 2015 et la clôture du parc éolien a eu lieu le 1^{er} octobre 2015.

Achèvement de la construction d'un gazoduc en Australie

Le 19 mars 2015, le coentrepreneur de TransAlta, DBP Development Group (filiale en propriété exclusive de DUET Group), a annoncé l'achèvement du gazoduc de Fortescue River en Australie-Occidentale. Le projet, le premier gazoduc de TransAlta, a été réalisé selon un calendrier de neuf mois et à un coût estimatif total de 183 M\$ AU. Il fournit du gaz à notre centrale de Solomon, qui soutient les activités minières de Fortescue Metals Group dans le centre d'activité de Solomon. La centrale fonctionne maintenant au gaz naturel, ce qui en améliore la fiabilité et l'efficacité.

Cas de force majeure à l'unité 1 de la centrale Keephills

Le 17 mars 2015, un surchauffeur endommagé a entraîné une interruption non planifiée à l'unité 1 de notre centrale de Keephills de 395 MW. L'unité a été remise en service le 17 mai 2015. Après avoir élaboré un plan de retour au service de l'unité et examiné les causes de l'interruption, nous avons, en vertu du CAE de l'Alberta, avisé l'acheteur et le Balancing Pool qu'un cas de force majeure d'« interruption à faible probabilité et à incidence élevée » (*High Impact Low Probability*) était survenu. En cas de force majeure aux termes du CAE de l'Alberta, nous avons le droit de continuer de recevoir des paiements au titre de la puissance en vertu du CAE de l'Alberta et sommes à l'abri d'éventuelles pénalités liées à la disponibilité.

Reconduction du contrat relatif à la centrale de Windsor

Au cours du premier trimestre de 2015, nous avons conclu un nouveau contrat d'approvisionnement en électricité de 15 ans avec la SIERE pour notre centrale de Windsor, lequel est entré en vigueur le 1^{er} décembre 2016. Aux termes de ce nouveau contrat, jusqu'à 72 MW de la puissance de la centrale de Windsor pourront être répartis.

2014

Contrat de maintenance d'envergure

Le 14 novembre 2014, nous avons conclu un contrat avec Alstom Power Canada Inc. (« Alstom ») en vue de l'exécution de travaux de maintenance d'envergure à nos centrales albertaines alimentées au charbon. Le contrat porte sur 10 projets de maintenance d'envergure à nos centrales de Keephills et de Sundance.

Projet de centrale à South Hedland

Le 28 juillet 2014, nous avons annoncé que nous nous étions engagés à construire, posséder et exploiter une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 MW à South Hedland, en Australie-Occidentale, devant alimenter en électricité la Regional Power Corporation, société de service public d'État exerçant son activité sous le nom de Horizon Power (« Horizon Power »), et la Pilbara Infrastructure Pty Ltd., filiale en propriété exclusive du Fortescue Metals Group (« Fortescue »). Le coût estimatif du projet, qui comprend le coût d'acquisition de l'équipement existant de Horizon Power, est d'environ 570 M\$ AU. La centrale est construite sur un emplacement existant à Boodarie Industrial Estate et devrait être l'une des plus efficaces de la région.

Elle alimentera les clients de Horizon Power de la région de Pilbara, de même que les installations portuaires de Fortescue. IHI Engineering Australia a été choisie comme entrepreneur chargé de la construction de la centrale.

Nous poursuivons la construction du projet de centrale de South Hedland. La mise en service de la turbine à gaz à circuit ouvert (« TGCO ») a été achevée et son transfert a eu lieu le 8 décembre 2016. Un accord commercial a été signé avec Horizon Power en vue de l'alimentation en électricité produite par la TGCO entre-temps. Nous continuons de prévoir que le projet sera livré selon l'échéancier et le budget prévus au milieu de 2017.

TransAlta et la province parviennent à une entente concernant le réservoir Ghost

Le 4 juin 2014, nous avons annoncé que nous étions parvenus à une entente avec le gouvernement de l'Alberta au sujet de la modification de l'exploitation du réservoir Ghost de manière à fournir une partie d'une solution d'atténuation des inondations. Le modèle d'exploitation révisé du réservoir Ghost comprenait le maintien du réservoir près de son niveau d'eau minimal jusqu'au 31 juillet 2014, soit quelque six semaines de plus que suivant le modèle d'exploitation antérieur. Compte tenu des excellents résultats de l'entente d'atténuation des inondations en 2014, une entente similaire prévoyant un stockage accru des eaux a été conclue pour 2015. En 2016, nous avons signé une entente de cinq ans avec le gouvernement de l'Alberta pour participer aux initiatives éventuelles d'atténuation des inondations et des sécheresses.

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 avons invoqué un cas de force majeure en vertu du CAE de l'Alberta. Au cours du troisième trimestre de 2012, l'acheteur visé par le CAE de l'Alberta nous a informés qu'il porterait l'affaire en arbitrage. Le 19 février 2014, nous sommes parvenus à un accord avec l'acheteur visé par le CAE de l'Alberta relativement à ce différend portant sur l'unité 6 de la centrale de Sundance.

Unité 2 de la centrale de Keephills

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

Projet de transport de Fort McMurray

Le 17 janvier 2014, nous avons annoncé que notre partenariat stratégique avec MidAmerican Transmission, TAMA Transmission (« TAMA Transmission »), qui avait été créé le 9 mai 2013, s'était qualifié pour participer au projet de transport de 500 kilovolts à l'ouest de Fort McMurray à titre de promoteur. TAMA Transmission a présenté sa soumission et, en décembre 2014, à l'issue de son examen de toutes les soumissions, l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») a avisé TAMA Transmission du fait que le contrat avait été attribué à un concurrent.

Gazoduc en Australie

Le 15 janvier 2014, nous avons annoncé que, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive, une coentreprise sans personnalité morale appelée Fortescue River Gas Pipeline avait été créée et que nous détenions une participation de 43 % dans celle-ci. Le premier projet de la nouvelle coentreprise a consisté à construire, posséder et exploiter un gazoduc de 183 M\$ AU reliant le gazoduc entre Dampier et Bunbury à notre centrale de Solomon. La construction du gazoduc a été achevée le 19 mars 2015.

Siège social et Commercialisation de l'énergie

2016

Financement de la centrale de Poplar Creek

Le 7 décembre 2016, nous avons mené à bien un placement d'obligations de 202,5 M\$ pour le compte de notre filiale en propriété exclusive indirecte TAPC Holdings LP (« TAPC »), placement qui est garanti par les participations dans l'émetteur et dans son commandité ainsi que par une charge de premier rang grevant tous les comptes de TAPC et certains autres actifs. Les obligations sont amorties et portent intérêt pendant toutes les

périodes d'intérêts trimestrielles à un taux annuel égal au taux CDOR à trois mois en vigueur le premier jour de cette période d'intérêts trimestrielle majoré de 395 points. Le produit a été affecté au financement de certaines sociétés du même groupe que TAPC, à la réduction de la dette de certaines sociétés du même groupe que TAPC (y compris la Société) et à d'autres besoins commerciaux généraux.

Financement d'un projet de parc éolien au Québec

Le 3 juin 2016, TransAlta Renewables a mené à bien un placement d'obligations de 159 M\$ pour le compte de sa filiale en propriété exclusive indirecte New Richmond Wind L.P. (« NR Wind »), lequel est garanti par une charge de premier rang grevant tous les actifs de NR Wind. Les obligations sont amorties et portent intérêt à compter de la date de leur émission au taux de 3,963 %, les intérêts étant payables semestriellement, et elles viennent à échéance le 30 juin 2032. Le produit a été affecté à l'octroi d'avances subordonnées à Canadian Hydro Developers, Inc. conformément à une convention de prêt intersociétés, avances dont le produit a été affecté au financement de certaines installations de sociétés du même groupe que NR Wind et à d'autres besoins commerciaux généraux.

Inscription à la cote d'actions privilégiées de série B

Le 31 mars 2016, un total de 1 824 620 de nos 12 000 000 d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif rachetables, série A (« actions de série A ») ont été converties au pair en actions privilégiées de premier rang à taux variable rachetables et à dividende cumulatif, série B (« actions de série B »). Par suite de la conversion, TransAlta compte 10 175 380 actions de série A et 1 824 620 actions de série B émises et en circulation.

Modification du dividende et suspension du programme de réinvestissement des dividendes

Le 14 janvier 2016, afin de soutenir la transition de la Société, qui passera de la production d'électricité à partir du charbon à la production d'électricité à partir du gaz et de sources d'énergie renouvelable en Alberta, et de maximiser la souplesse financière de celle-ci, nous avons annoncé la modification de notre dividende pour le faire passer à 0,16 \$ par action sur une base annualisée et la suspension du plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires.

Clôture de l'opération d'une valeur de 540 M\$ avec TransAlta Renewables

Le 6 janvier 2016, nous avons annoncé la clôture de l'investissement de TransAlta Renewables dans la centrale de cogénération de Sarnia, le parc éolien Le Nordais et la centrale hydroélectrique de Ragged Chute (« actifs canadiens ») de la Société d'une valeur combinée de 540 M\$. Les actifs canadiens se composent d'actifs de production d'énergie visés par des contrats d'environ 611 MW qui sont situés en Ontario et au Québec. La Société a reçu un produit en espèces de 172,5 M\$, des débentures convertibles non garanties subordonnées d'un capital de 215 M\$ et des actions ordinaires du capital de TransAlta Renewables d'un capital d'environ 152,5 M\$. Le produit en espèces a été affecté à la réduction de la dette de la Société.

2015

Abaissement des notes de crédit attribuées par Moody's

Le 17 décembre 2015, Moody's Investor Services (« Moody's ») a annoncé qu'elle abaissait la note de crédit de TransAlta Corporation. Les perspectives de la Société sont stables. Voir « *Notations* » dans la présente notice annuelle.

Achat par AIMCo d'actions ordinaires de TransAlta Renewables

Le 23 novembre 2015, nous avons annoncé que nous avons conclu une convention avec l'Alberta Investment Management Corporation (« AIMCo ») en vue de la vente d'actions ordinaires de TransAlta Renewables d'un capital de 200 M\$ (« investissement d'AIMCo ») au prix de 9,75 \$ l'action. La clôture de l'investissement d'AIMCo a eu lieu le 26 novembre 2015.

Financement du projet d'actifs éoliens en Ontario

Le 1^{er} octobre 2015, TransAlta Renewables a mené à bien un placement d'obligations d'un capital de 442 M\$ pour le compte de sa filiale en propriété exclusive indirecte Melancthon Wolfe Wind L.P., qui étaient garanties par une sûreté de premier rang sur tous les actifs de cette filiale en propriété exclusive indirecte. Les obligations sont sans recours pour TransAlta, portent intérêt au taux fixe annuel de 3,8 %, les intérêts étant payables

semestriellement, et viennent à échéance le 31 décembre 2028. Le produit a été utilisé aux fins d'avances accordées à Canadian Hydro Developers, Inc. sur une base subordonnée aux termes d'une convention de prêt intersociétés et à d'autres fins générales de TransAlta Renewables.

Entente avec le Market Surveillance Administrator

Le 30 septembre 2015, nous avons donné avis que nous avons conclu une entente avec le Market Surveillance Administrator (« MSA ») en vue du règlement de toutes les poursuites en cours devant l'Alberta Utilities Commission (« AUC »). Les poursuites portaient sur des allégations selon lesquelles TransAlta aurait manipulé le prix de l'électricité en Alberta lorsqu'elle avait interrompu la production d'électricité à certaines de ses centrales alimentées au charbon à la fin de 2010 et au début de 2011. L'AUC a approuvé le règlement le 29 octobre 2015. Conformément aux modalités du règlement, nous avons payé une somme totale de 56 M\$, soit environ 27 M\$ à titre de remboursement d'un « avantage économique » aux termes de la législation, 4 M\$ à titre de remboursement des frais juridiques et frais connexes du MSA et 25 M\$ à titre de pénalité administrative. Le premier versement de 31 M\$ a été fait le 29 novembre 2015 et le dernier versement a été fait au quatrième trimestre de 2016.

Économies au moyen d'initiatives en matière de suppression de postes, d'efficacité et de productivité

Le 29 septembre 2015, nous avons annoncé d'autres réductions de personnel afin de continuer à cibler l'amélioration de notre situation concurrentielle et de répondre aux besoins de nos clients dans un environnement économique dynamique. Le nombre total de postes supprimés dans l'ensemble de la Société en 2015, y compris par voie de mises à pied, d'attrition ou de gel de l'embauche, s'est établi à 486.

Opération d'une valeur de 1,78 G\$ avec TransAlta Renewables

Le 7 mai 2015, nous avons annoncé la clôture de l'acquisition par TransAlta Renewables d'une participation financière fondée sur les flux de trésorerie de nos actifs australiens (« opération australienne »). Le portefeuille, détenu par TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd, comprend six actifs d'exploitation d'une puissance installée de 425 MW, le projet de South Hedland de 150 MW en cours de construction et un gazoduc de 270 km. La valeur combinée de l'opération australienne s'établissait à environ 1,78 G\$. L'opération australienne a été initialement annoncée le 23 mars 2015.

À la clôture de l'opération australienne, TransAlta Renewables nous a versé une somme de 216,9 M\$ en espèces, ainsi qu'environ 1 067 M\$ au moyen de l'émission d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B de son capital. Le produit net tiré de l'opération australienne a été affecté à la réduction de la dette et à l'amélioration de notre bilan, ce qui nous procure une plus grande souplesse financière en vue des occasions de croissance futures.

Émission d'obligations

Le 11 février 2015, la Société et son partenaire dans le projet ont émis une obligation garantie par la centrale Pingston, qui leur appartient conjointement. Notre part du produit brut s'est élevée à 45 M\$. L'obligation porte intérêt à un taux fixe annuel de 2,95 %, les intérêts étant payables semestriellement sans remboursement de capital jusqu'à l'échéance en mai 2023. Le produit a été affecté au remboursement de la débenture garantie de 35 M\$ portant intérêt à un taux de 5,28 %.

Note de crédit de première qualité de Fitch Ratings

Le 8 janvier 2015, nous avons annoncé que Fitch Ratings (« Fitch ») avait attribué une note à nos titres de créance. Voir « *Notations* » dans la présente notice annuelle.

2014

Nominations au conseil d'administration

Au troisième trimestre de 2014, nous avons annoncé la nomination de M. P. Thomas Jenkins, O.C., CD et de M. John P. Dielwart à notre conseil d'administration (« conseil »), à compter du 1^{er} septembre 2014 et du 1^{er} octobre 2014, respectivement. Ces nominations s'inscrivent dans le cadre de notre processus permanent d'évaluation des compétences et de la composition du conseil, de planification de la relève et d'alignement des compétences du conseil sur l'orientation stratégique de la Société.

Vente d'actions privilégiées

Le 15 août 2014, nous avons mené à bien un appel public à l'épargne visant 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif de 5,3 %, série G rachetables qui a donné lieu à un produit brut total de 165 M\$. Le produit tiré du placement a été affecté aux besoins généraux de l'entreprise en vue d'appuyer nos activités, notamment en vue du financement de projets d'immobilisations et de la réduction de la dette à court terme de la Société.

Placement de billets de premier rang

Le 3 juin 2014, nous avons mené à bien un placement de billets de premier rang d'un capital global de 400 M\$ US échéant en 2017 et portant intérêt au taux de 1,90 %. Le produit net tiré du placement a été affecté au remboursement d'emprunts contractés aux termes de nos facilités de crédit existantes et aux besoins généraux de l'entreprise.

Réclamation en Californie

Le 30 mai 2014, nous avons annoncé que notre règlement avec les services publics de la Californie, le procureur général de la Californie et certaines autres parties (« parties californiennes ») en vue de régler les réclamations relatives à la crise de l'électricité qui a sévi en 2000 et 2001 dans l'État de la Californie avait été approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. Le règlement prévoyait un paiement par nous de 52 M\$ US en deux versements égaux et un crédit d'environ 97 M\$ US au titre des débiteurs qui nous étaient dus. Le premier versement de 26 M\$ US a été effectué en 2014 et le second, en 2015.

Reclassement d'actions ordinaires de TransAlta Renewables

Le 29 avril 2014, nous avons réalisé le reclassement, au prix de 11,40 \$ l'action ordinaire, d'un total de 11 950 000 actions ordinaires de TransAlta Renewables que nous détenions directement et indirectement, ce qui a procuré à la Société un produit brut de 136,2 M\$. Le produit net tiré du placement a été affecté aux besoins généraux de l'entreprise, y compris le financement de projets d'immobilisations et la réduction de la dette de la Société.

Nominations au sein de l'équipe de haute direction

Le 18 mars 2014, nous avons annoncé trois nominations au sein de l'équipe de haute direction qui ont favorisé nos objectifs d'excellence opérationnelle provenant des activités de base et de la croissance. Brett Gellner a été nommé chef des placements et est chargé de diriger tous les aspects de la croissance de la Société. Donald Tremblay s'est joint à TransAlta à titre de chef des finances avec prise d'effet le 31 mars 2014 et, le 3 juillet 2014, Wayne Collins s'est joint à TransAlta à titre de vice-président à la direction, Activités houillères et exploitation minière.

Vente de CE Generation

Le 20 février 2014, nous avons annoncé la vente de notre participation de 50 % dans CE Generation, le projet de mise en valeur de Blackrock (« Blackrock ») et Wailuku Holding Company, LLC (« Wailuku ») à MidAmerican Renewables en contrepartie de 193,5 M\$ US. MidAmerican Renewables détient la participation résiduelle de 50 % dans CE Generation, Blackrock et Wailuku. La vente de notre participation dans CE Generation et Blackrock a été clôturée le 12 juin 2014 et la vente de notre participation de 50 % dans Wailuku, le 25 novembre 2014.

Dividende

Le 20 février 2014, nous avons annoncé la modification de notre dividende, qui devient un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire (soit 0,72 \$ par action ordinaire sur une base annualisée), pour l'harmoniser à nos objectifs de croissance et à nos objectifs financiers. Le 14 janvier 2016, nous avons annoncé une autre modification de notre dividende pour le faire passer à un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action ordinaire (soit 0,16 \$ par action ordinaire sur une base annualisée).

ACTIVITÉS DE TRANSALTA

Nos secteurs Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Énergie éolienne et solaire, Hydroélectricité, Gaz au Canada et Gaz en Australie sont chargés de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos centrales de production d'électricité ainsi que des installations d'exploitation minière connexes au Canada et aux États-Unis. Le secteur Commercialisation de l'énergie est chargé de la commercialisation de notre production et de l'obtention d'un approvisionnement en combustible économique et fiable. Tous les secteurs bénéficient de l'appui d'un secteur Siège social.

Le tableau suivant présente l'apport de chaque secteur aux produits des activités ordinaires :

	<u>Produits de 2016</u>	<u>Produits de 2015</u>
Charbon au Canada	44 %	40 %
Charbon aux É.-U.	15 %	17 %
Gaz au Canada	17 %	20 %
Gaz en Australie	5 %	5 %
Énergie éolienne et solaire	11 %	11 %
Hydroélectricité	5 %	5 %
Commercialisation de l'énergie	3 %	2 %
Siège social	0 %	0 %

Pour de plus amples renseignements sur les résultats et les actifs sectoriels de TransAlta, veuillez vous reporter à la note 33 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Voir « Documents intégrés par renvoi » dans la présente notice annuelle.

Les sections suivantes de la présente notice annuelle donnent des renseignements détaillés sur les installations par régions et par types de combustible.

Secteur Charbon au Canada

Le tableau ci-dessous présente de façon sommaire nos centrales du secteur Charbon au Canada :

<u>Nom de la centrale</u>	<u>Province</u>	<u>Propriété (%)</u>	<u>Puissance nette détenue (MW)¹</u>	<u>Date de l'exploitation commerciale</u>	<u>Source de produits</u>	<u>Date d'expiration du contrat²</u>
Unité 3 de Genesee.....	AB	50	233	2005	Commerciale	-
Unité n° 1 de Keephills ³	AB	100	395	1983	CAE de l'Alberta/ Commerciale	2020
Unité n° 2 de Keephills ³	AB	100	395	1984	CAE de l'Alberta/ Commerciale	2020
Unité n° 3 de Keephills.....	AB	50	232	2011	Commerciale	-
Unité n° 1 de Sheerness ⁴	AB	25	100	1986	CAE de l'Alberta/ Commerciale	2020
Unité n° 2 de Sheerness.....	AB	25	98	1990	CAE de l'Alberta	2020
Unité n° 1 de Sundance.....	AB	100	280	1970	CAE de l'Alberta	2017
Unité n° 2 de Sundance.....	AB	100	280	1973	CAE de l'Alberta	2017
Unité n° 3 de Sundance ⁵	AB	100	368	1976	CAE de l'Alberta/ Commerciale	2020
Unité n° 4 de Sundance ⁵	AB	100	406	1977	CAE de l'Alberta/ Commerciale	2020
Unité n° 5 de Sundance ⁵	AB	100	406	1978	CAE de l'Alberta/ Commerciale	2020
Unité n° 6 de Sundance ⁵	AB	100	401	1980	CAE de l'Alberta/ Commerciale	2020
Puissance nette totale du secteur Charbon au Canada.....			3 593			

Notes :

1. Comme les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche, le total des colonnes peut ne pas être exact.

2. Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
3. La puissance commerciale comprend un accroissement de la puissance nominale de 12 MW aux unités 1 et 2, dont l'exploitation a débuté au deuxième trimestre de 2012.
4. La puissance commerciale comprend un accroissement de la puissance nominale de 10 MW achevé au premier trimestre de 2016.
5. La puissance commerciale comprend des accroissements de la puissance nominale de 15 MW, de 53 MW, de 53 MW et de 44 MW aux unités 3, 4, 5 et 6, respectivement, de la centrale de Sundance.

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. L'unité 3 de la centrale de Genesee, située à environ 50 km à l'ouest d'Edmonton (Alberta), est détenue conjointement avec Capital Power. Le charbon servant à 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 Westmoreland Coal Company (« Westmoreland Coal ») et Capital Power. Nous avons conclu des ententes d'approvisionnement en charbon avec Westmoreland Coal, l'exploitante de la mine, pour l'approvisionnement en charbon pour toute la durée de vie de la centrale.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Keephills et la centrale de Sundance sont situées à environ 70 kilomètres au sud-ouest d'Edmonton (Alberta) et appartiennent toutes deux à TransAlta. Les unités 1 et 2 de la centrale de Keephills ont une puissance maximale de 395 MW chacune. La centrale de Sheerness est située à environ 200 km au nord-est de Calgary (Alberta) et appartient en copropriété à TA Cogen et à ATCO Power (2000) Ltd. (« ATCO Power »). Voir « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » dans la présente notice annuelle.

Le 24 novembre 2016, nous avons conclu l'accord relatif à l'abandon du charbon avec le gouvernement de l'Alberta relativement à la cessation des émissions provenant des centrales alimentées au charbon de Keephills 3, de Genesee 3 et de Sheerness. L'accord relatif à l'abandon du charbon prévoit que nous toucherons des paiements en espèces d'environ 37,4 M\$, selon la somme nette reçue par TransAlta, à compter de 2017 et jusqu'en 2030, sous réserve du respect de certaines modalités et conditions, dont la cessation de toutes les émissions provenant des centrales alimentées au charbon en 2030. Voir « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* » dans la présente notice annuelle.

Une mine de charbon exploitée par enlèvement du terrain de couverture, située tout près des centrales thermiques de l'Ouest canadien que nous exploitons, 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. À cette date, nous avons pris le contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine de Highvale par l'intermédiaire de notre filiale en propriété exclusive SunHills. La décision d'exploiter notre installation directement a été prise conformément à notre modèle opérationnel visant l'excellence opérationnelle ainsi que pour nous procurer une meilleure maîtrise de nos coûts et de nos activités.

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

TransAlta et Capital Power ont formé une coentreprise par l'entremise de laquelle chacune détient une participation de 50 % dans l'unité 3 de la centrale de Keephills. Capital Power a été chargée de la construction de l'installation tandis que TransAlta est responsable de la gestion de la coentreprise. L'unité 3 de la centrale de Keephills a commencé ses activités commerciales le 1^{er} septembre 2011. Elle est exploitée conjointement par Capital Power et TransAlta. Chaque associé répartit et commercialise de façon indépendante sa part de la production d'électricité de l'installation. Nous approvisionnons celle-ci en charbon grâce à notre mine de Highvale.

Le charbon servant à la centrale de Sheerness lui est fourni par la mine de Sheerness avoisinante. Les réserves de charbon de cette mine sont détenues en propriété, louées ou contrôlées conjointement par TA Cogen, ATCO Power et Westmoreland Coal. TA Cogen et ATCO Power ont conclu des ententes d'approvisionnement en charbon avec Westmoreland Coal, l'exploitante de la mine, pour l'approvisionnement en charbon jusqu'en 2026. Voir « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » dans la présente notice annuelle.

Secteur Gaz au Canada

Le tableau ci-dessous présente nos centrales alimentées au gaz naturel et au diesel :

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Puissance nette détenue (MW)¹	Date de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat²
Fort Saskatchewan ⁵	AB	30	35	1999	CLT	2019
Poplar Creek ⁴	AB	100	230	2001	CLT	2030
Mississauga ⁵	ON	50	54	1992	CLT	2018
Ottawa ⁵	ON	50	37	1992	CLT/Commerciale	2017-2033
Sarnia ³	ON	100	506	2003	CLT	2022-2025
Windsor ⁵	ON	50	36	1996	CLT/Commerciale	2031
Puissance nette totale du secteur Gaz au Canada			898			

Notes :

1. Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La puissance nette détenue comprend la totalité de la puissance de production appartenant à TransAlta Renewables. En date de la présente notice annuelle, TransAlta est propriétaire d'environ 64 % des actions comportant droit de vote de TransAlta Renewables.
2. Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
3. Centrale appartenant à TransAlta Renewables.
4. La centrale de Poplar Creek est exploitée par Suncor et la propriété de la centrale lui sera transférée en 2030.
5. Notre participation dans ces centrales est détenue par le truchement de notre participation dans TA Cogen.

Nous détenons notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan par l'intermédiaire de TA Cogen. Voir « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » 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). Le 31 août 2015, la Société a restructuré son entente contractuelle visant les services de production d'électricité de sa centrale de Poplar Creek. La centrale de cogénération de Poplar Creek a été construite et est visée par un contrat afin de fournir de la vapeur et de l'électricité aux exploitations de sables bitumineux de Suncor. Conformément aux modalités de la nouvelle entente, Suncor a acquis auprès de la Société deux turbines à vapeur d'une puissance installée de 126 MW, ainsi que certains actifs d'interconnexion aux fins de transport. Suncor a également pris le plein contrôle de l'exploitation de la centrale de cogénération et pourra utiliser les générateurs à gaz de la Société à leur pleine capacité de 230 MW jusqu'au 31 décembre 2030. La propriété de l'ensemble de la centrale de cogénération de Poplar Creek sera transférée à Suncor en 2030.

La centrale de Mississauga appartient à TA Cogen. Voir « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » dans la présente notice annuelle. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 108 MW d'énergie électrique. La puissance était vendue en vertu d'un contrat à long terme conclu avec la SFIEO, qui a été résilié avec prise d'effet le 31 décembre 2016. La centrale de Mississauga a conclu un contrat de répartition amélioré avec la SIERE pour une durée de 2 ans prenant effet le 1^{er} janvier 2017. Avant juillet 2005, la centrale de Mississauga fournissait également des services de cogénération à Boeing Canada Inc. (« Boeing »). Boeing a exercé le droit que lui conférait la convention de services de cogénération de ne plus prendre ni payer de services de cogénération à cause de la fermeture de son usine de fabrication. Boeing demeure autorisée à recevoir tous les crédits de vapeur qui sont basés sur le total des produits tirés de la production d'électricité de la centrale ou les tarifs de location fondés sur le marché si l'installation abandonne la production d'électricité. Au plus tard les 1^{er} janvier 2018 et 2023, Boeing doit 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.

La centrale d'Ottawa appartient à TA Cogen. Voir « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » dans la présente notice annuelle. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 74 MW d'énergie électrique. Le 30 août 2013, la Société a annoncé la conclusion d'un nouveau contrat visant la production de la centrale avec la SIERE pour une durée de 20 ans prenant effet en janvier 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 1^{er} janvier 2024 et le contrat de vente d'énergie thermique conclu avec le Centre médical de la Défense nationale a une durée initiale qui expire le 31 décembre 2017; toutefois, conformément à ses modalités, il a été reconduit automatiquement pour deux ans jusqu'au 31 décembre 2019.

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 ARLANXEO Canada Inc. (auparavant LANXESS AGH), à Nova Chemicals (Canada) Ltd. (« NOVA ») (qui approvisionne à son tour Styrolution, une installation de production de styrène qui appartenait auparavant à NOVA) et à Produits Suncor Énergie Inc. En septembre 2009, nous avons signé un nouveau contrat avec la SIERE, prenant effet le 1^{er} juillet 2009 et se terminant le 31 décembre 2025. Cette entente 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. Les contrats de fourniture de vapeur actuels expirent à la fin de 2022. Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a acquis une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie de la centrale de cogénération de Sarnia et, par la suite, le 30 novembre 2016, la participation financière a été remplacée par la propriété directe de l'entité propriétaire de la centrale de cogénération de Sarnia. Voir « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* ».

La centrale de Windsor appartient à TA Cogen. Voir « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » dans la présente notice annuelle. Il s'agit d'une installation de cogénération à cycle combiné conçue pour produire 72 MW d'énergie électrique, dont 50 MW ont été vendus aux termes d'un contrat à long terme conclu avec la SFIEO. Ce contrat avec la SFIEO a expiré le 30 novembre 2016. À compter du 1^{er} décembre 2016, la centrale de Windsor a commencé à être exploitée aux termes d'un contrat conclu avec la SIERE pour une durée de 15 ans et portant sur une puissance maximale de 72 MW. La centrale de Windsor fournit également de l'énergie thermique à l'usine de montage de fourgonnettes de Chrysler Canada Inc. située à Windsor aux termes d'un contrat qui expire en 2018.

Secteur Gaz en Australie

Le tableau ci-dessous présente nos centrales alimentées au gaz naturel et au diesel :

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Puissance nette détenue (MW)¹	Date de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat²
Parkeston ^{3,6}	A.-O. ⁷	50	55	1996	CLT	2026
Solomon ³	A.-O. ⁷	100	125	2014	CLT	2028
South Hedland ^{3,5}	A.-O. ⁷	100	150	2017	CLT	2042
Southern Cross Energy ^{3,4}	A.-O. ⁷	100	245	1996	CLT	2023
Puissance nette totale du secteur Gaz en Australie.....			575			

Notes :

1. Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La puissance nette détenue comprend la totalité de la puissance de production appartenant à TransAlta Renewables. En date de la présente notice annuelle, TransAlta est propriétaire d'environ 64 % des actions comportant droit de vote de TransAlta Renewables.
2. Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
3. TransAlta Renewables détient une participation financière dans la centrale.
4. Comprend quatre centrales.
5. La centrale est en cours de construction et devrait être entièrement mise en service au milieu de 2017.
6. La centrale est visée par un contrat jusqu'en octobre 2026 prévoyant des options de résiliation anticipée à compter de 2021.
7. Australie-Occidentale.

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 en 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 le contrat d'approvisionnement initial a expiré en 2016. La centrale est visée par un nouveau contrat prenant effet le 1^{er} novembre 2016, lequel prolonge le contrat antérieur jusqu'en octobre 2026 et prévoit des options de résiliation dont chaque partie peut se prévaloir à compter de 2021. La puissance et l'énergie commerciales, le cas échéant, sont vendues sur le marché de gros de l'électricité de l'Australie-Occidentale. Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie de la centrale de Parkeston.

Voir « *Développement général de l'activité – Siège social et Commercialisation de l'énergie* » dans la présente notice annuelle.

Nous avons acquis la centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de 125 MW de Solomon en septembre 2012 auprès de Fortescue. Toute la production de la centrale de Solomon fait 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. Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie de la centrale de Solomon. Voir « *Développement général de l'activité – Siège social et Commercialisation de l'énergie* » dans la présente notice annuelle.

La centrale de Southern Cross Energy est composée de quatre installations de production alimentées au gaz naturel et au diesel d'une puissance combinée de 245 MW. Southern Cross Energy vend sa production aux termes d'un contrat conclu avec BHP Billiton Nickel West qui a été renouvelé en octobre 2013 pour 10 ans. Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie des installations de Southern Cross Energy. Voir « *Développement général de l'activité – Siège social et Commercialisation de l'énergie* » dans la présente notice annuelle.

En 2014, nous avons créé la coentreprise Fortescue River Gas Pipeline avec le DBP Development Group. La coentreprise (dans laquelle TransAlta détient une participation de 43 %) a obtenu le contrat de conception, de construction, de propriété et d'exploitation du gazoduc de Fortescue River de 270 km qui transporte du gaz naturel jusqu'à la centrale de Solomon de TransAlta. Le gazoduc a été achevé au premier trimestre de 2015 et est exploité aux termes d'un contrat de transport ferme de gaz d'une durée initiale de 20 ans conclu avec une filiale du Fortescue Metals Group. Le gazoduc d'un diamètre de 16 pouces possède une capacité d'écoulement initiale de 64 TJ par jour. Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie du gazoduc. Voir « *Développement général de l'activité – Siège social et Commercialisation de l'énergie* » dans la présente notice annuelle.

En 2014, TransAlta a été choisie comme adjudicataire du contrat de conception, de construction, de propriété et d'exploitation d'une centrale à cycle combiné de 150 MW près de South Hedland, en Australie-Occidentale. La construction a débuté au début de 2015 et la centrale devrait être entièrement en service en 2017. Le 8 décembre 2016, la TGCO est entrée en service et son transfert a eu lieu. Un accord commercial a été signé avec Horizon Power en vue de l'alimentation en électricité produite par la TGCO entre-temps. La centrale est construite aux termes d'un contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction conclu avec IHI Engineering Australia, filiale en propriété exclusive d'IHI Corporation. Toute la production de la centrale fait l'objet d'un contrat d'une durée de 25 ans conclu avec deux clients. La majeure partie de la puissance de la centrale est visée par un contrat conclu avec Horizon Power, la société d'État qui fournit l'électricité dans la région. Le second client est le secteur des activités portuaires du Fortescue Metals Group. Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie de la centrale de South Hedland. Voir « *Développement général de l'activité – Siège social et Commercialisation de l'énergie* » dans la présente notice annuelle.

Tous nos actifs australiens appartiennent, directement ou indirectement, à TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd. (« TEA »). Le 7 mai 2015, TransAlta Renewables a acquis des actions privilégiées reflét auprès de la Société qui lui procurent une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie de TEA, en contrepartie d'un paiement correspondant à 1,78 G\$, montant qui comprend le coût du financement des travaux restants pour terminer la construction de la centrale de South Hedland.

Secteur Hydroélectricité

Le secteur Hydroélectricité détient une participation dans 948 MW bruts. Les centrales sont situées en Colombie-Britannique, en Alberta, en Ontario et dans l'État de Washington.

En plus des contrats de vente d'électricité conclus, des contrats à long et à court terme sont conclus pour la vente des caractéristiques environnementales des centrales hydroélectriques commerciales. Ces activités contribuent à assurer la constance des résultats tirés de ces actifs. En général, pour les centrales faisant l'objet d'un contrat à long terme, les avantages tirés des caractéristiques environnementales générées sont transmis au titulaire du contrat.

Le tableau ci-dessous présente nos centrales hydroélectriques :

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Puissance nette détenue (MW) ¹	Date de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat ²
Barrier.....	AB	100	13	1947	CAE de l'Alberta	2020
Bearspaw.....	AB	100	17	1954	CAE de l'Alberta	2020
Cascade.....	AB	100	36	1942, 1957	CAE de l'Alberta	2020
Ghost.....	AB	100	54	1929, 1954	CAE de l'Alberta	2020
Horseshoe.....	AB	100	14	1911	CAE de l'Alberta	2020
Interlakes.....	AB	100	5	1955	CAE de l'Alberta	2020
Kananaskis.....	AB	100	19	1913, 1951	CAE de l'Alberta	2020
Pocaterra.....	AB	100	15	1955	Commerciale	-
Rundle.....	AB	100	50	1951, 1960	CAE de l'Alberta	2020
Spray.....	AB	100	112	1951, 1960	CAE de l'Alberta	2020
Three Sisters.....	AB	100	3	1951	CAE de l'Alberta	2020
Belly River ^{3,4}	AB	100	3	1991	Commerciale	-
St. Mary ^{3,4}	AB	100	2	1992	Commerciale	-
Taylor ^{3,4}	AB	100	13	2000	Commerciale	-
Waterton ^{3,4}	AB	100	3	1992	Commerciale	-
Bighorn.....	AB	100	120	1972	CAE de l'Alberta	2020
Brazeau.....	AB	100	355	1965, 1967	CAE de l'Alberta	2020
Akolkolex ^{3,4}	BC	100	10	1995	CLT	2046
Pingston ^{3,4}	BC	50	23	2003, 2004	CLT	2023
Bone Creek ^{3,4}	BC	100	19	2011	CLT	2031
Upper Mamquam ^{3,4}	BC	100	25	2005	CLT	2025
Appleton ^{3,4}	ON	100	1	1994	CLT	2030
Galetta ^{3,6}	ON	100	2	1998	CLT	2030
Misema ³	ON	100	3	2003	CLT	2027
Moose Rapids ³	ON	100	1	1997	CLT	2030
Ragged Chute ^{3,4}	ON	100	7	1991	CLT	2029
Skookumchuck ⁵	WA	100	1	1970	CLT	2020
Puissance nette totale du secteur Hydroélectricité.....			926			

Notes :

1. Les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche. La puissance nette détenue comprend la totalité de la puissance de production appartenant à TransAlta Renewables. En date de la présente notice annuelle, TransAlta est propriétaire d'environ 64 % des actions comportant droit de vote de TransAlta Renewables.
2. Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
3. Centrale appartenant à TransAlta Renewables.
4. Ces centrales sont certifiées ÉcoLogo® (« ÉcoLogo »). 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.
5. Cette centrale est utilisée afin de fournir un approvisionnement en eau fiable à la centrale alimentée au charbon de Centralia.
6. La centrale de Galetta a été construite initialement en 1907, mais elle a été rénovée en 1998.

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 sur la rivière Kananaskis à Seebe (Alberta). Elle 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). Elle 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 avons acheté cette centrale 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 54 MW située sur la rivière Bow à Cochrane (Alberta). Elle 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 sur la rivière Bow à Seebe (Alberta). Elle 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 Lakes (Alberta). Elle 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 sur la rivière Bow à Seebe (Alberta). Elle 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 Lakes (Alberta). Elle est en service depuis 1955. La production de cette centrale est vendue sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Rundle est une centrale hydroélectrique d'une puissance installée de 50 MW située à Canmore (Alberta) sur le réseau de Spray. La centrale utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Elle 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 112 MW située à Canmore (Alberta) sur le réseau de Spray. Elle utilise l'eau provenant du réservoir des lacs Spray. Elle 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. Elle est en service depuis 1951. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

Réseau hydrographique de la rivière Oldman

La centrale de Belly River, qui appartient à TransAlta Renewables, 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. Elle est en service depuis 1991. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables (au sens défini plus bas) et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de St. Mary, qui appartient à TransAlta Renewables, 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. Elle est en service depuis 1992. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Taylor, qui appartient à TransAlta Renewables, 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. Elle est en service depuis 2000. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Waterton, qui appartient à TransAlta Renewables, 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). Elle est en service depuis 1992. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

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). Elle 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). Elle est en service depuis 1965. Elle exerce ses activités aux termes d'un CAE de l'Alberta.

Réseau hydrographique de la rivière Akolkolex

La centrale d'Akolkolex, qui appartient à TransAlta Renewables, 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). Elle est en service depuis 1995. En 2016, TransAlta a conclu un nouveau contrat de 30 ans visant la vente de la production de la centrale 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 centrale d'Akolkolex. Elle est en service depuis 2003. Cette centrale appartient en parts égales à TransAlta Renewables et à Énergie renouvelable Brookfield Inc. Sa production est vendue à BC Hydro.

Réseau hydrographique de la rivière Thompson

La centrale de Bone Creek, qui appartient à TransAlta Renewables, 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). Elle est en service depuis 2011. Sa production est visée par un contrat conclu avec BC Hydro. La centrale est également admissible actuellement jusqu'en 2020 à des paiements de 10 \$/MWh versés par Ressources naturelles Canada (« RNCAN »), une division du gouvernement fédéral, dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable (« PeER »).

Réseau hydrographique de la rivière Mamquam

La centrale d'Upper Mamquam, qui appartient à TransAlta Renewables, 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. Elle est en service depuis 2005. Sa production est vendue à BC Hydro.

Réseau hydrographique de la rivière Mississippi

La centrale d'Appleton, qui appartient à TransAlta Renewables, 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). Elle est en service depuis 1994. La production qui en est tirée est vendue à la SIERE en vertu d'un contrat qui prend fin le 31 décembre 2030.

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

Réseau hydrographique de la rivière Misema

La centrale de Misema, qui appartient à TransAlta Renewables, 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. Elle est en service depuis 2003. La production qui en est tirée est vendue à la SIERE en vertu d'un contrat qui prend fin le 3 mai 2027.

Réseau hydrographique de la rivière Wanapitei

La centrale de Moose Rapids, qui appartient à TransAlta Renewables, 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. Elle est en service depuis 1997. La production qui en est tirée est vendue à la SIERE en vertu d'un contrat qui prend fin le 31 décembre 2030.

Réseau hydrographique de la rivière Montréal

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 Inc. La production tirée de cette centrale est vendue à la SIERE aux termes d'un contrat qui prend fin le 30 juin 2029. Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées replet qui lui procurent une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie de la centrale de Ragged Chute; par la suite, le 30 novembre 2016, la participation financière a été remplacée par la propriété directe de l'entité propriétaire de la centrale hydroélectrique de Ragged Chute. Voir « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » dans la présente notice annuelle.

Centralia

Nous possédons 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 centrales situées à Centralia. Le 10 décembre 2010, nous avons conclu un contrat avec Puget Sound Energy (« PSE ») en vertu duquel Skookumchuck doit lui fournir de l'énergie jusqu'en 2020.

Secteur Énergie éolienne et solaire

Au 31 décembre 2016, le secteur Énergie éolienne et solaire détenait des participations d'environ 1 505 MW de puissance éolienne brute provenant de 11 parcs éoliens dans l'ouest du Canada, 4 en Ontario, 2 au Québec, 2 au Nouveau-Brunswick et 2 aux États-Unis, plus précisément dans les États du Wyoming et du Minnesota. Nous sommes également propriétaires d'une centrale solaire de 21 MW dans l'État du Massachusetts, aux États-Unis.

Le vent et l'énergie solaire ne sont généralement pas des ressources qui peuvent être réparties; par conséquent, sur les marchés commerciaux, les actifs éoliens et solaires 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 ou solaire comparativement à un actif de base. Si ces hypothèses de prix et ces prévisions de production se révèlent inexacts, 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. Dans le cas d'un parc éolien, ces facteurs comprennent 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. Dans le cas d'une centrale solaire, la production d'énergie à long terme dépend de l'inclinaison des panneaux et de la distance entre les rangées de panneaux, de l'ensoleillement, du contexte ambiant, par exemple la température et la vitesse du vent, ainsi que des pertes électriques à l'emplacement. Si ces hypothèses se révèlent inexacts, la production réelle sera supérieure ou inférieure aux prévisions à long terme pour l'emplacement.

En plus des contrats d'énergie, nous concluons des contrats à long et à court terme en vue de la vente des caractéristiques environnementales des centrales éoliennes commerciales, y compris des crédits compensatoires et des crédits d'énergie renouvelable. Ces activités contribuent à assurer la constance des résultats tirés de ces actifs. En général, pour les centrales faisant l'objet d'un contrat à long terme, l'acheteur aux termes d'un tel contrat peut conserver les avantages tirés des caractéristiques environnementales.

Le tableau ci-après présente nos centrales éoliennes et solaires :

Nom de la centrale	Province/ État	Propriété (%)	Puissance nette détenue (MW) ¹	Date de l'exploitation commerciale	Source de produits	Date d'expiration du contrat ²
Ardenville ^{4,5}	AB	100	69	2010	Commerciale	-
Blue Trail ^{4,5}	AB	100	66	2009	Commerciale	-
Castle River ^{4,5,6}	AB	100	44	1997-2001	Commerciale	-
Cowley North ^{4,5}	AB	100	20	2001	Commerciale	-
Macleod Flats ⁴	AB	100	3	2004	Commerciale	-
McBride Lake ^{4,5}	AB	50	38	2004	CLT	2024
Sinnot ^{4,5}	AB	100	7	2001	Commerciale	-
Soderglen ^{4,5}	AB	50	35	2006	Commerciale	-
Summerview 1 ^{4,5}	AB	100	70	2004	Commerciale	-
Summerview 2 ^{4,5}	AB	100	66	2010	Commerciale	-
Wintering Hills ⁹	AB	51	45	2012	Commerciale	-
Mass Solar ⁸	MA	100	21	2012-2015	CLT	2032-2045
Lakeswind	MN	100	50	2014	CLT	2034
Kent Hills ^{4,5}	NB	83	80	2008	CLT	2033
Agrandissement de Kent Hills ^{4,5}	NB	83	45	2010	CLT	2035
Kent Breeze	ON	100	20	2011	CLT	2031
Melancthon I ^{4,5}	ON	100	68	2006	CLT	2026
Melancthon II ^{4,5}	ON	100	132	2008	CLT	2028
Wolfe Island ^{4,5}	ON	100	198	2009	CLT	2029
Le Nordais ^{4,5,7}	QC	100	98	1999	CLT	2033
New Richmond ^{4,5}	QC	100	68	2013	CLT	2033
Centrale éolienne du Wyoming ³	WY	100	144	2003	CLT	2028
Puissance nette totale des centrales éoliennes et solaires			1 384			

Notes :

- Comme les MW sont arrondis au nombre entier le plus proche, le total des colonnes peut ne pas être exact. La puissance nette détenue comprend la totalité de la puissance de production détenue par TransAlta Renewables. À la date de la présente notice annuelle, TransAlta est propriétaire d'environ 64 % des actions comportant droit de vote de TransAlta Renewables.
- Lorsque aucune date d'expiration du contrat n'est indiquée, la centrale est exploitée comme une centrale commerciale.
- TransAlta Renewables détient une participation financière dans la centrale.
- Centrale appartenant à TransAlta Renewables.
- Ces centrales sont certifiées ÉcoLogo[®]. 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.
- Comprend sept turbines supplémentaires à d'autres emplacements.
- Comprend deux centrales.
- Comprend plusieurs centrales.
- Le 16 janvier 2017, nous avons annoncé la vente de notre participation de 51 % dans la centrale de Wintering Hills. L'opération a été clôturée le 1^{er} mars 2017. Voir « Développement général de l'activité – Faits récents » dans la présente notice annuelle.

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

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

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

Le parc de Cowley North, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 20 MW situé à Pincher Creek (Alberta). Il a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. Nous acquérons la production de ce parc aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

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

Le parc de McBride Lake, qui appartient à TransAlta Renewables, 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 en 2004. C'est nous qui l'exploitons. Cette centrale appartient en parts égales à TransAlta Renewables et à ENMAX Green Power Inc. La totalité de la production de ce parc éolien fait l'objet d'un CAE de 20 ans conclu avec ENMAX Energy Corporation. Nous détenons aussi une participation dans la centrale de 0,7 MW de McBride Lake East située à proximité grâce à notre participation dans TransAlta Renewables.

Le parc de Sinnott, qui appartient à TransAlta Renewables, a une puissance installée totale de 7 MW et est situé à Pincher Creek (Alberta). Il a commencé ses activités commerciales à l'automne 2001. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

La centrale de Soderglen, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale de 71 MW située dans le sud de l'Alberta, au sud-ouest de Fort Macleod et à 40 kilomètres de nos installations éoliennes situées près de Pincher Creek. Cette centrale a commencé à exercer ses activités commerciales en septembre 2006. Cette centrale appartient en parts égales à TransAlta Renewables et à Nexen Energy ULC. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite 50 % de cette production sur le marché au comptant de l'Alberta (ce qui exclut la partie de la production qui appartient à Nexen Energy ULC).

Le parc de Summerview 1, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 68 MW situé à environ 15 km au nord-est de Pincher Creek (Alberta). Nous l'avons construit et celui-ci a commencé ses activités commerciales en 2004. La centrale de Summerview 1, combinée à une éolienne de 1,8 MW existant dans la région, porte la capacité de production éolienne totale à cet endroit à 70 MW. Nous acquérons la production de cette centrale aux termes d'un CAE de Renewables et vendons ensuite cette production sur le marché au comptant de l'Alberta.

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

Le parc de Wintering Hills est un parc éolien de 88 MW situé dans le sud de l'Alberta, au nord de Hussar (Alberta). Il a commencé ses activités commerciales en juin 2012. Le 31 décembre 2016, TransAlta détenait une participation de 51 % dans ce parc, tandis que Teck Resources Limited détenait la participation résiduelle de 49 %. Le 16 janvier 2017, nous avons annoncé la vente de notre participation de 51 % dans la centrale de Wintering Hills. L'opération a été clôturée le 1^{er} mars 2017. Voir « *Développement général de l'activité – Faits récents* » dans la présente notice annuelle.

Le parc de Mass Solar est un projet éolien de 21 MW comprenant plusieurs installations situées au Massachusetts. Ce parc éolien a été acquis en 2015 auprès d'un membre du même groupe que Rockland Capital LLC. Il est opérationnel et visé par un CAE à long terme conclu avec plusieurs contreparties de grande qualité. Voir « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* » dans la présente notice annuelle.

Le parc éolien de Lakeswind est un projet éolien de 50 MW situé près de Rollag, au Minnesota. Ce parc éolien a été acquis en 2015 auprès d'un membre du même groupe que Rockland Capital LLC. Il est entièrement opérationnel et visé par un CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2034 conclu avec plusieurs contreparties de grande qualité. Voir « *Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires* » dans la présente notice annuelle.

La centrale de Kent Hills, qui appartient à TransAlta Renewables, est un projet de 96 MW situé à Kent Hills (Nouveau-Brunswick) et livre de l'électricité aux termes d'un CLT de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick. Natural Forces Technologies Inc. (« Natural Forces »), 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. La centrale de Kent Hills est habilitée à recevoir des paiements dans le cadre du PeER jusqu'en 2018.

L'agrandissement du parc de Kent Hills, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 54 MW qui livre aussi de l'électricité 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 2010. L'agrandissement du parc de Kent Hills est habilité à recevoir des paiements dans le cadre du PeER jusqu'en 2020.

Le parc de Kent Breeze est un projet éolien de 20 MW situé à Thamesville (Ontario). Il a commencé ses activités commerciales en 2011. La production de ce parc est vendue à la SIERE. Le parc de Kent Breeze est habilité à recevoir des paiements dans le cadre du PeER jusqu'en 2021.

La centrale de Melancthon I, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale éolienne de 68 MW située dans le canton de Melancthon, près de Shelburne (Ontario). Cette centrale a commencé à exercer ses activités commerciales en 2006. La production qui en est tirée est vendue à la SIERE.

La centrale de Melancthon II, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale éolienne de 132 MW située à proximité de la centrale de Melancthon I, dans les cantons de Melancthon et d'Amaranth. Cette centrale a commencé ses activités commerciales en 2008. La production qui en est tirée est vendue à la SIERE. La centrale de Melancthon II est habilitée à recevoir des paiements dans le cadre du PeER jusqu'en 2018.

La centrale de Wolfe Island, qui appartient à TransAlta Renewables, est une centrale éolienne de 198 MW située dans l'île de Wolfe, près de Kingston (Ontario). Cette centrale a commencé ses activités commerciales en 2009. La production qui en est tirée est vendue à la SIERE. La centrale de Wolfe Island est habilitée à recevoir des paiements dans le cadre du PeER jusqu'en 2019.

Le parc éolien Le Nordais compte deux emplacements dans la péninsule gaspésienne du Québec, soit à Cap-Chat et à Matane, et a une puissance installée combinée de 98 MW. Il a commencé à exercer ses activités commerciales en 1999. La production qui en est tirée est vendue à Hydro-Québec. Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière fondée, en partie, sur les flux de trésorerie du parc éolien Le Nordais; par la suite, le 30 novembre 2016, la participation financière a été remplacée par la propriété directe de l'entité propriétaire du parc éolien Le Nordais. Voir « *Activités de TransAlta – Participations ne donnant pas le contrôle* » dans la présente notice annuelle.

Le parc de New Richmond, qui appartient à TransAlta Renewables, est un parc éolien de 68 MW également situé dans la péninsule gaspésienne. Il est l'objet d'un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans signé avec Hydro-Québec Distribution. Il a commencé ses activités commerciales en 2013.

Le parc éolien du Wyoming est un projet éolien de 144 MW situé à proximité d'Evanston, dans le Wyoming. Ce parc éolien a été acquis en décembre 2013 auprès d'un membre du même groupe que NextEra Energy Resources, LLC. Ce parc éolien est visé par un CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec une partie de qualité. Parallèlement à la clôture, TransAlta Renewables a acquis auprès de la Société des actions privilégiées reflet qui lui procurent une participation financière dans le parc éolien.

La totalité de l'électricité produite et vendue par notre secteur Énergie éolienne au Canada, à l'exception de l'électricité produite dans les centrales de Macleod Flats, de Kent Breeze et de Wintering Hills, 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.

Secteur Charbon aux États-Unis

Nos centrales américaines alimentées au charbon sont présentées dans le tableau ci-après :

<u>Nom de la centrale</u>	<u>Province/ État</u>	<u>Propriété (%)</u>	<u>Puissance nette détenue (MW)</u>	<u>Date de l'exploitation commerciale</u>	<u>Source de produits</u>	<u>Date d'expiration du contrat</u>
Unité thermique n° 1 de Centralia....	WA	100	670	1971	CLT/Commerciale	2020
Unité thermique n° 2 de Centralia....	WA	100	670	1971	CLT/Commerciale	2025
Puissance nette totale du secteur Charbon aux États-Unis			1 340			

Nous possédons une centrale thermique de 1 340 MW composée de deux unités 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 terme à l'égard de la centrale thermique de Centralia. En 2011, l'État de Washington a adopté le projet de loi *TransAlta Energy Bill* (chapitre 180, Lois de 2011) (« projet de loi »), qui permet à la centrale thermique de Centralia de se conformer aux normes de rendement en matière d'émissions de GES de l'État en fermant une de ses deux chaudières d'ici la fin de 2020 et l'autre, d'ici la fin de 2025. Ce projet de loi a supprimé les restrictions qui s'appliquaient auparavant à la centrale et qui limitaient la durée des nouveaux contrats visant celle-ci et limitaient la technologie que la centrale devait mettre en œuvre en matière de mesures de lutte contre les émissions d'oxydes d'azote (« NOx »). Le 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 a commencé en 2014 et se poursuit jusqu'en 2025, moment où la centrale devrait cesser ses activités. En vertu du contrat, PSE a acheté ferme 180 MW de charge de base à compter de décembre 2014. En décembre 2015, la charge de base a été portée 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 30 juillet 2015, la Société a annoncé sa décision d'aller de l'avant avec ses plans d'investissement de 55 M\$ US sur 10 ans dans des projets de promotion de l'efficacité énergétique, de développement économique, de développement de la collectivité, de formation et de recyclage dans l'État de Washington. L'initiative constitue un élément de la conversion de la centrale de Centralia, qui cessera d'être alimentée au charbon dans l'État de Washington à compter du 31 décembre 2020. L'investissement de 55 M\$ US dans la collectivité fait partie du projet de loi adopté en 2011. Ce projet de loi représente un accord historique entre décideurs politiques, environnementalistes, dirigeants syndicaux et TransAlta visant l'abandon du charbon dans l'État de Washington et la fermeture de deux unités à la centrale de Centralia, une en 2020 et l'autre en 2025. Le financement approuvé de l'investissement dans la collectivité comprenait environ 1,1 M\$ US engagé au 31 décembre 2016.

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

Nous sommes également propriétaires d'une mine de charbon adjacente à la centrale de Centralia; toutefois, nous avons mis fin à l'exploitation de notre mine de charbon de Centralia le 27 novembre 2006. Bien que nous estimions que certaines réserves de charbon pourraient encore être extraites, nous n'avons pas encore reçu de permis pour la mise en valeur de la nouvelle zone à partir de laquelle ce charbon pourrait être produit, et nous n'en avons pas non plus commencé la mise en valeur. La charge d'alimentation en charbon de la centrale de Centralia provient maintenant du bassin hydrographique de la Powder River, dans le Montana et le Wyoming. TransAlta est partie actuellement à des contrats d'approvisionnement en charbon avec trois fournisseurs qui expirent entre 2017 et 2025. Nous prévoyons continuer de combler nos besoins futurs en charbon en provenance du bassin hydrographique de la Powder River. En décembre 2014, nous avons entrepris des activités de récupération des fines de charbon à notre mine de Centralia. Ce procédé récupère le charbon qui était auparavant perdu dans le cadre du processus de restauration du site minier et il devrait procurer environ 10 % du combustible utilisé par la centrale de Centralia.

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 2016, 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 2016. 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 2016.

Événements à déclaration obligatoire – Mine de Centralia

Nom de la mine ou nom commercial/ numéro d'identification de la MSHA	Nombre total d'assignations reçues pour une infraction en vertu de l'art. 104	Nombre total d'ordonnances émises en vertu de l'al. 104(b)	Nombre total d'assignations et d'ordonnances pour défaut injustifiable de respecter les normes de santé ou de sécurité obligatoires en vertu de l'al. 104(d)	Nombre total de violations évidentes en vertu de l'al. 110(b)(2)	Nombre total d'ordonnances en cas de danger imminent en vertu de l'al. 107(a)	Valeur pécuniaire totale des amendes proposées par la MSHA (\$)	Nombre total de décès liés à l'exploitation minière	Avis reçu de violations de schéma en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Avis reçu d'un potentiel de schéma de violations en vertu de l'al. 104(e) (oui/non)	Nombre de poursuites intentées ou en instance pendant la période
4500416	7	0	0	0	0	798 \$	0	Non	Non	0

Secteur Commercialisation de l'énergie

Notre secteur Commercialisation de l'énergie remplit un certain nombre de fonctions stratégiques, notamment :

- la collecte et l'analyse des tendances du marché pour permettre une planification stratégique et une prise de décisions plus efficaces;
- 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 combustible avec des tiers pour nos actifs de production. Ces activités comprennent l'ordonnancement, la facturation et le règlement des livraisons de gaz naturel et d'autres combustibles;
- l'élaboration et la mise en œuvre de notre stratégie générale de couverture dans le respect des paramètres approuvés par le conseil; et
- l'optimisation du parc d'actifs pour maximiser la marge brute et atténuer les risques de marché.

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire également des produits supplémentaires des services tarifés de gestion d'actifs qu'il fournit à des tiers, des marges qu'il gagne sur ses opérations portant sur le gaz et l'électricité de tiers et du commerce de l'électricité et d'autres produits énergétiques (c.-à-d. des combustibles). Les activités de montage d'opérations et de négociation sont concentrées sur les actifs et la clientèle existants de la Société.

Ce secteur cherche à évaluer et à gérer un certain nombre de risques auxquels sont exposés les actifs et nos portefeuilles de négociation. Les principales activités de contrôle des risques du secteur Commercialisation de l'énergie comprennent l'évaluation et la gestion des risques liés aux marchés, au crédit, à l'exploitation, à la réputation et à la conformité ainsi que du risque juridique.

Ce secteur a recours au calcul de la valeur à risque (« VaR »), de la marge brute à risque (« MBaR ») et du risque extrême pour contrôler et gérer les risques auxquels sont soumis nos portefeuilles d'actifs et d'opérations. La VaR et la MBaR mesurent les pertes qui pourraient être subies pendant une période donnée en raison de l'évolution des facteurs de

risque liés aux marchés. Des contrôles ex-post sont utilisés pour fournir d'autres sensibilités du portefeuille aux risques de marché. Les risques liés à la conformité et à la réputation et le risque juridique sont gérés dans le cadre de notre politique juridique et de notre politique de conformité et des outils de surveillance nous permettent de signaler les risques liés à la conformité. Le secteur Commercialisation de l'énergie gère activement les risques dans le respect des limites approuvées et de notre politique.

Secteur Siège social

Notre secteur Siège social comprend les fonctions financières, juridiques et administratives ainsi que les fonctions de placement centrales de la Société.

Participations ne donnant pas le contrôle

Nos filiales et nos exploitations qui détiennent des participations ne donnant pas le contrôle sont les suivantes :

TA Cogen

Nous détenons une participation de commanditaire de 50,01 % dans TA Cogen, société en commandite de l'Ontario. La participation restante de 49,99 % est détenue par Canadian Power Holdings Inc., filiale de Cheung Kong Infrastructure Holdings Limited.

TA Cogen détient une participation dans la centrale thermique de Sheerness de 790 MW en Alberta et dans la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Fort Saskatchewan de 118 MW en Alberta. TA Cogen détient également une participation dans trois centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Ontario : i) la centrale de Mississauga de 108 MW; ii) la centrale d'Ottawa de 74 MW; et iii) la centrale de Windsor de 68 MW. La description de ces centrales, les pourcentages de propriété et les dates d'expiration des contrats sont présentés sous les rubriques « *Secteur Gaz au Canada* » et « *Secteur Charbon au Canada* » de la présente notice annuelle.

Parc éolien de Kent Hills

Nous détenons, grâce à notre propriété de TransAlta Renewables, une participation de 83 % dans le parc éolien de Kent Hills de 150 MW situé au Nouveau-Brunswick. La description de cette installation est présentée sous la rubrique « *Secteur Énergie éolienne et solaire* » de la présente notice annuelle.

TransAlta Renewables

Au 31 décembre 2016, nous détenons une participation d'environ 64 % dans TransAlta Renewables, qui est une entité cotée en bourse. Nous sommes déterminés à maintenir notre position d'actionnaire majoritaire de TransAlta Renewables et visons à maintenir notre participation entre 60 % et 80 %.

TransAlta Renewables a réalisé son premier appel public à l'épargne en août 2013. Dans le cadre de ce placement, nous avons transféré à TransAlta Renewables certains actifs de production d'énergie éolienne et hydroélectrique.

Le 20 décembre 2013, nous avons vendu à TransAlta Renewables une participation financière dans un parc éolien de 144 MW situé dans le Wyoming en contrepartie d'un paiement égal à 102 M\$ US. Le parc éolien du Wyoming est géré par TransAlta aux termes de la convention de services de gestion et d'exploitation et il est exploité par NextEra Energy.

Le 7 mai 2015, nous avons vendu à TransAlta Renewables une participation financière fondée sur les flux de trésorerie tirés de nos actifs australiens. Le portefeuille, détenu par TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd, comprend six actifs d'exploitation d'une puissance installée de 425 MW, le projet de South Hedland de 150 MW en cours de construction et un gazoduc de 270 km. La valeur combinée de l'opération australienne s'établissait à environ 1,78 G\$. À la clôture de l'opération australienne, TransAlta Renewables nous a versé une contrepartie de 216,9 M\$ en espèces, ainsi qu'environ 1 067 M\$ au moyen de l'émission d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B de son capital.

Le 6 janvier 2016, nous avons vendu à TransAlta Renewables une participation financière dans la centrale de cogénération de Sarnia, le parc éolien Le Nordais et la centrale hydroélectrique de Ragged Chute de la Société d'une valeur combinée de 540 M\$. Les actifs canadiens se composent d'actifs de production d'énergie visés par des contrats

d'environ 611 MW et situés en Ontario et au Québec. La Société a reçu un produit en espèces de 172,5 M\$, des débiteures convertibles non garanties subordonnées d'un capital de 215 M\$ et des actions ordinaires du capital de TransAlta Renewables d'un capital d'environ 152,5 M\$. En novembre 2016, la participation financière a été convertie en propriété directe des entités auxquelles appartiennent la centrale de cogénération de Sarnia, le parc éolien Le Nordais et la centrale hydroélectrique de Ragged Chute.

Nous fournissons tous les services de gestion, d'administration et d'exploitation nécessaires pour que TransAlta Renewables puisse exploiter et administrer ses actifs et en acquérir d'autres.

CAE

CAE de Renewables

En août 2013, nous avons conclu des contrats d'achat d'électricité à long terme avec certaines filiales de TransAlta Renewables (chacune étant une « filiale commerciale ») prévoyant l'achat par TransAlta, à un prix fixe, de toute l'électricité produite à certaines centrales commerciales (« CAE de Renewables »). Le prix initial que devait payer TransAlta en 2013 pour la production en vertu des CAE de Renewables était de 30,00 \$/MWh dans le cas des centrales éoliennes et de 45,00 \$/MWh dans le cas des centrales hydroélectriques, ces montants étant rajustés chaque année en fonction de l'évolution de l'Indice des prix à la consommation au Canada. Les prix rajustés en fonction de l'Indice des prix à la consommation au Canada pour 2017 sont de 31,82 \$/MWh pour les centrales éoliennes et de 47,731 \$/MWh pour les centrales hydroélectriques. Aux termes de chaque CAE de Renewables, la filiale commerciale n'a aucunement l'obligation de livrer une quantité déterminée d'énergie et aucune pénalité ni aucun paiement lié à une réduction de la production ne sont payables à quelque moment que ce soit en vertu des CAE de Renewables. Tout le risque lié à l'exploitation et à la production sera assumé par la filiale commerciale et TransAlta aura pour seule obligation d'acheter l'électricité effectivement produite.

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

CAE de l'Alberta

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

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

Nos centrales hydroélectriques, sauf celles de Belly River, de Pocaterra, de St. Mary, de Taylor et de Waterton, sont regroupées dans un seul CAE de l'Alberta, qui prévoit des obligations financières relativement aux services énergétiques

et aux services auxiliaires en fonction d'objectifs horaires. Nous respectons ces objectifs en livrant nous-mêmes l'énergie ou en l'achetant auprès de tiers.

Notre rémunération aux termes des CAE de l'Alberta est fondée sur une formule de tarification basée sur l'ancien régime établi en fonction du coût du service qui s'appliquait en vertu de la réglementation des services publics. Les éléments clés de la formule de tarification sont les capitaux propres attribuables aux actions ordinaires qui sont réputés faire partie de la structure du capital, la prime de risque se rapportant aux capitaux propres attribuables aux actions ordinaires réputés et la récupération de certains coûts fixes et variables. Les capitaux propres attribuables aux actions ordinaires sont réputés représenter 45 % du capital total, et le rendement des capitaux propres est fixé annuellement à 4,5 % de plus que le taux d'une obligation du gouvernement du Canada ayant une échéance de 10 ans.

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

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

Les acheteurs aux termes des CAE de l'Alberta ont le droit de rendre leurs CAE respectifs au Balancing Pool dans certaines circonstances. Au début de 2016, les acheteurs ont avisé le Balancing Pool de la résiliation des CAE relatifs aux centrales de Sundance A, B et C, de Sheerness et de Keephills. Le Balancing Pool a confirmé la résiliation des CAE relatifs aux centrales de Sundance A, B et C et de Sheerness vers la fin de 2016, mais n'a pas confirmé celle du CAE se rapportant à la centrale de Keephills. En ce qui concerne les CAE qui ont pris fin, le Balancing Pool a assumé le rôle d'acheteur et continue de faire le paiement au titre de l'énergie et le paiement au titre de la puissance à TransAlta. On ignore si le CAE de Keephills sera résilié et, si tel est le cas, le moment où il le sera.

De plus, le Balancing Pool peut décider de résilier entièrement tout CAE qui lui a été retourné, de sorte que TransAlta ne serait plus liée par le CAE. En pareilles circonstances, le Balancing Pool devrait remettre à TransAlta un avis de la résiliation ainsi qu'une somme forfaitaire, liée à la valeur comptable nette de clôture de l'unité de production, dans le cadre de cette résiliation. Si le Balancing Pool exerce sa faculté de résiliation, nous aurons alors le droit de recevoir une somme forfaitaire dans le cadre de cette résiliation.

Environnement concurrentiel

Nous sommes le plus grand producteur d'électricité de l'Alberta, selon la capacité de production. Nous possédons et exploitons également des actifs de production en Colombie-Britannique, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick, dans l'État de Washington, l'État du Wyoming, l'État du Minnesota et l'État du Massachusetts et en Australie-Occidentale.

Le secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord est très concurrentiel et compte un grand nombre de producteurs d'électricité. Nous sommes en concurrence avec des producteurs d'électricité indépendants, des entreprises de services publics qui produisent de l'électricité aux fins de vente sur les marchés commerciaux, des investisseurs des secteurs public et privé et des intermédiaires financiers. Nous faisons concurrence en Alberta sur un marché de gros de l'électricité déréglementé et, dans d'autres territoires, sur des marchés de gros de l'électricité qui vont de partiellement réglementés à entièrement réglementés. En Alberta, une grande partie de notre production est assujettie à des CAE de l'Alberta. Veuillez vous reporter à la rubrique « *CAE de l'Alberta* » ci-dessus dans la présente notice annuelle pour obtenir la description de ces contrats. La capacité de faire concurrence sur des marchés déréglementés ou partiellement réglementés dépend souvent de notre coût de production de l'électricité et de notre fiabilité.

Nous prévoyons que la croissance de la demande d'électricité sera relativement limitée dans la conjoncture économique actuelle; toutefois, à plus 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. En plus de l'augmentation de la demande à long terme, de nouveaux placements dans le secteur de la production à partir de gaz naturel et d'énergie renouvelable devraient permettre de remplacer les activités de production au charbon dont l'abandon est prévu en raison des initiatives politiques gouvernementales. 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.

Alberta

Une part d'environ 60 % à 65 % de notre capacité de production est située en Alberta; plus de 65 % de celle-ci est assujettie à des CAE de l'Alberta, qui ont été mis en œuvre en 2001 pour faciliter le passage d'un marché réglementé au marché de l'énergie actuel de la province. Les CAE de l'Alberta expirent à la fin de 2017 (unités 1 et 2 de Sundance) et à la fin de 2020 (unités 1 et 2 de Keephills, unités 3 à 6 de Sundance, Sheerness et Hydroélectricité). La production au charbon vendue aux termes des CAE de l'Alberta conserve une certaine exposition aux prix du marché, puisque les centrales au charbon paient des pénalités ou reçoivent des paiements à l'égard de la production inférieure ou supérieure, respectivement, à la cible de disponibilité selon la moyenne mobile sur 30 jours des prix au comptant. Nous pouvons également conserver le produit de la vente d'énergie et des services accessoires au-delà de nos obligations relatives à nos CAE de l'Alberta qui visent l'hydroélectricité (« production hydroélectrique en période de pointe »). Nous concluons des contrats financiers afin de réduire notre exposition à la fluctuation des prix de l'électricité à l'égard d'une partie importante du reste de notre production.

À la suite du recul des prix du pétrole, la croissance de la demande moyenne annuelle de l'Alberta a diminué d'environ 1,1 % en 2016 comparativement à 2015. Parallèlement, de 2015 à 2016, une capacité de production alimentée au gaz d'environ 127 MW a été ajoutée sur le marché. Les prix du réseau commun d'énergie ont atteint leurs plus bas niveaux des 10 dernières années, chutant à une moyenne de 18 \$/MWh, comparativement à 33 \$/MWh en 2015. Cette baisse a touché la production éolienne et la production hydroélectrique commerciales en période de pointe, qui constituent les parties de notre portefeuille que nous ne pouvons protéger efficacement au moyen d'opérations de couverture en raison de l'intermittence de la production éolienne et de l'incertitude liée aux ressources éoliennes ainsi que de la part théorique des CAE se rapportant à l'hydroélectricité.

Notre part actuelle du contrôle de l'offre dans la province s'établit à environ 12 %. Après l'expiration des CAE en 2021, notre part du contrôle de l'offre devrait augmenter pour se situer à environ 28 %, selon l'accroissement de la charge et de l'alimentation en électricité dans la province.

Le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta peut modifier l'environnement concurrentiel de la province. Actuellement, le coût marginal de la production d'électricité à partir du charbon est généralement très concurrentiel par rapport aux autres sources, à l'exclusion de l'énergie renouvelable et de la cogénération par nécessité. Si les règles relatives à la tarification du carbone et aux crédits de carbone qui entreront en vigueur en 2018 sont mises en œuvre comme prévu, nous prévoyons que le coût supplémentaire de la production à partir du charbon pourrait augmenter sensiblement et que la production des centrales alimentées au charbon pourrait être répartie après celle des sources de gaz à cycle mixte de haut rendement, ce qui pourrait entraîner une baisse de la production à partir du charbon et une réduction éventuelle des marges. La croissance de la demande d'électricité pourrait aussi décroître en raison des mesures d'efficacité énergétique. Nous estimons que l'incidence financière de la baisse prévue de nos volumes de production à partir du charbon et de l'augmentation des coûts de conformité pourrait être partiellement compensée par l'augmentation des prix de l'électricité, ainsi que par l'augmentation du bénéfice tiré des crédits provenant de nos sources renouvelables. Jusqu'en 2020, l'incidence des prix du carbone sera limitée en raison du transfert des coûts de conformité aux acheteurs en vertu des CAE de l'Alberta visés par la loi dans le cas des centrales visées par les contrats.

Nous croyons que l'élimination de la capacité excédentaire actuelle du réseau et la croissance future en Alberta découleront principalement de l'abandon des unités alimentées au charbon au cours des 15 prochaines années. Le Plan de leadership sur le climat de l'Alberta prévoit le remplacement des deux tiers de la production à partir du charbon au

moyen de sources renouvelables, et l'autre tiers, au moyen du gaz. Nous estimons que l'importance de notre portefeuille d'actifs nous offre des occasions de mise en valeur d'installations désaffectées dans les secteurs de l'énergie éolienne, de l'énergie solaire, de l'hydroélectricité et du gaz, qui nous procurent un avantage sur le plan du coût par rapport à la concurrence pour ce qui est des nouvelles constructions. De plus, conformément au protocole d'entente (« protocole d'entente ») que nous avons conclu avec le gouvernement de l'Alberta, nous prévoyons travailler en collaboration afin de permettre à nos centrales au charbon d'être converties au gaz naturel et afin de commencer l'aménagement de notre projet d'accumulation par pompage à la centrale de Brazeau, l'un des projets de centrale hydroélectrique de premier plan en préparation au Canada.

Nord-ouest du Pacifique américain

Notre capacité dans le nord-ouest du Pacifique américain comprend notre centrale au charbon de Centralia d'une puissance de 1 340 MW. La moitié de la capacité de la centrale sera abandonnée à la fin de 2020 et l'autre moitié, à la fin de 2025.

La capacité du réseau de cette région comprend principalement la production d'hydroélectricité et la production d'électricité au gaz, de même que l'ajout de quelques installations éoliennes au cours des dernières années en raison des programmes gouvernementaux favorisant la production d'énergie renouvelable. L'augmentation de la demande dans la région a été faible, et atténuée encore davantage par l'accent mis sur l'efficacité énergétique. Notre centrale au charbon de Centralia peut faire une concurrence efficace à la production au gaz, bien que le recul des prix du gaz à la suite de la croissance de la production de gaz de shale en Amérique du Nord ait accentué la pression à la baisse sur les prix de l'électricité.

Notre position concurrentielle est renforcée par notre contrat à long terme avec Puget Sound Energy portant sur une production pouvant atteindre 380 MW pour la durée de vie restante de la centrale. Le contrat et nos couvertures nous permettent de répondre aux besoins énergétiques du marché lorsque les prix reculent en deçà de nos coûts marginaux de production.

Nous conservons la possibilité de remettre en valeur la centrale de Centralia en la convertissant au gaz après l'abandon de la production au charbon, les permis nécessaires étant prévus aux termes de notre entente relative au remplacement de l'alimentation au charbon conclue avec l'État de Washington en 2011.

Centrales alimentées au gaz et à l'énergie renouvelable visées par des contrats

Le marché pour la mise en valeur ou l'acquisition de centrales alimentées au gaz et à l'énergie renouvelable est très concurrentiel dans tous les marchés où nous exerçons des activités. Nos antécédents solides à titre d'exploitant et de promoteur soutiennent notre position concurrentielle. Nous prévoyons, dans la mesure du possible, réduire notre coût du capital et améliorer notre profil concurrentiel en faisant appel au financement de projets et en tirant avantage du coût du capital moins élevé lié à TransAlta Renewables. Aux États-Unis, nos attributs fiscaux importants consolident notre position concurrentielle.

Bien que le recul des prix des marchandises ait réduit la croissance dans les secteurs du pétrole, du gaz et des mines, il nous offre également des occasions à titre de fournisseur de services, puisque certains de nos clients éventuels évaluent plus soigneusement leurs activités non essentielles et veulent améliorer leur efficacité opérationnelle. Dans le secteur de l'énergie renouvelable, nous examinons principalement des occasions entièrement nouvelles dans l'Ouest canadien ou des acquisitions sur d'autres marchés où nous exerçons déjà des activités. Nous avons des équipes d'expansion des affaires expérimentées et très qualifiées afin de repérer ces occasions et d'en tirer parti. Au quatrième trimestre de 2016, nous avons conclu un contrat de PSVSP avec la SIERE relativement à notre centrale de Mississauga. Le contrat de PSVSP est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et nous avons accepté de résilier le contrat antérieur avec la SFIEO, lequel aurait expiré sinon en décembre 2018. Voir « Développement général de l'activité – Production et expansion des affaires » dans la présente notice annuelle. Le contrat de PSVSP nous procure davantage de souplesse financière pour réduire nos emprunts venant bientôt à échéance.

Certaines de nos centrales alimentées au gaz plus anciennes arrivent maintenant à la fin de leur durée d'exploitation contractuelle initiale. En général, ces centrales sont très avantageuses financièrement par rapport à de nouvelles constructions; nous avons été en mesure d'ajouter de la valeur en concluant de nouveaux contrats pour prolonger la durée

d'exploitation de ces centrales moyennant des dépenses en immobilisations limitées. Nous avons récemment ainsi prolongé la durée d'exploitation de nos centrales d'Ottawa, de Windsor et de Parkeston.

Australie

Le département du Trésor de l'Australie-Occidentale s'attend à ce que le produit intérieur brut de l'État poursuive sa croissance à des taux relativement faibles comparativement aux années antérieures. Il a prévu que la croissance annuelle du produit intérieur brut de l'Australie-Occidentale se situerait dans une fourchette de 1,0 % à 3,25 % pour la période allant de 2017 à 2020. La croissance de la demande d'électricité devrait être faible en raison de la baisse sensible de l'investissement industriel dans la région. L'Australian Energy Market Operator (« AEMO ») prévoit un taux de croissance d'environ 1,8 % de la consommation d'énergie sur 10 ans (de 2013-2014 à 2023-2024) et un taux de croissance de la demande de pointe de 2,1 %.

Cadre réglementaire

Nous présentons ci-dessous une description du cadre réglementaire des marchés importants pour la Société.

Alberta

Depuis le 1^{er} janvier 1996, de nouvelles initiatives en matière de production ont été entreprises en Alberta par des producteurs d'électricité indépendants (« PEI »), lesquelles ont été soumises aux forces du marché, plutôt qu'à une réglementation des tarifs. L'électricité provenant de la production commerciale est négociée par l'intermédiaire d'un marché de gros de l'électricité. L'électricité est répartie selon des critères économiques au mérite administrés par l'AESO, en fonction des offres de vente d'électricité par les producteurs. Le Market Surveillance Administrator de l'Alberta est un organisme indépendant chargé d'assumer la surveillance et l'examen du comportement sur le marché des participants de celui-ci, y compris l'AESO et le Balancing Pool, et d'assurer le respect de l'ensemble des lois et des règlements applicables, ainsi que des règles de l'AESO et de l'AUC. L'AUC supervise les questions relatives au secteur de l'électricité, y compris les nouvelles centrales et installations de transport, la distribution et la vente d'électricité ainsi que la vente au détail du gaz naturel. L'AUC est également responsable d'approuver les règles de l'AESO et de déterminer les pénalités et sanctions dont est passible le participant reconnu coupable d'avoir contrevenu aux règles du marché.

Le 22 novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son Plan de leadership sur le climat, aux termes duquel plusieurs objectifs environnementaux et énergétiques ont été fixés pour l'Alberta. Veuillez vous reporter à la rubrique « *Gestion des risques environnementaux – Législation environnementale en cours et adoptée récemment* » dans la présente notice annuelle pour de plus amples renseignements.

Le 24 mai 2016, le gouvernement de l'Alberta a adopté la loi intitulée *Climate Leadership Implementation Act*, qui établit le cadre de taxation du carbone devant s'appliquer aux combustibles. On s'attend à ce que des règlements additionnels régissant le traitement des grands émetteurs industriels soient mis au point. Le Plan de leadership sur le climat sera mis en œuvre relativement au secteur de l'électricité le 1^{er} janvier 2018.

Le 23 novembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé des réformes visant le marché de l'électricité, lequel comprendra un marché de capacité. Tous les éléments entrant dans la conception du marché de capacité ne sont pas encore au point. L'AESO a été chargé de concevoir le marché de capacité et de le mettre en œuvre. Ce processus devrait prendre trois ans et la première offre d'approvisionnement est prévue pour 2019.

Ontario

Le marché ontarien de l'électricité est un marché hybride qui comprend un marché de gros au comptant de l'électricité, ainsi que des tarifs réglementés à l'égard de certains consommateurs d'électricité et des contrats à long terme d'achat d'électricité émis par la SIERE. Le ministère de l'Énergie de l'Ontario joue un rôle de premier plan dans la détermination de la combinaison des sources d'approvisionnement en électricité par la SIERE, qui est chargée d'élaborer un plan d'approvisionnement en électricité intégré détaillé, de se procurer la production électrique prévue dans ce plan et de gérer les contrats de production privée. La SIERE a la responsabilité de gérer le marché de gros ontarien et d'assurer la fiabilité du réseau électrique de la province. En janvier 2015, l'Office de l'électricité de l'Ontario et la SIERE ont été fusionnés pour créer une seule entité, la SIERE, dont le mandat, consistant à augmenter la quantité d'énergie propre et

renouvelable au sein du réseau électrique ontarien, est demeuré inchangé. Le secteur de l'électricité est régi par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Le 25 février 2016, l'Ontario a publié son projet de règlement relatif à son programme de plafonnement et d'échange portant sur les GES, qui sera mis au point de façon définitive le 19 mai 2016. Le règlement est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et s'appliquera à tous les combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité. La majeure partie de notre production à l'aide du gaz naturel en Ontario ne subira pas d'incidences significatives en raison des dispositions relatives aux modifications législatives qui sont incluses dans les contrats d'achat d'électricité existants.

Australie

L'Australie compte deux marchés de l'électricité distincts, soit le marché national de l'électricité et le marché de gros de l'électricité (« MGE »), de même que deux services publics à intégration verticale de plus petite dimension. Le MGE, où se trouvent nos actifs australiens, comprend le réseau interconnecté du sud-ouest.

Le 30 septembre 2015, le ministre de l'Énergie a annoncé que le gouvernement de l'Australie avait décidé de transférer plusieurs fonctions liées à l'exploitation et au marché au sein du MGE à l'Australian Energy Market Operator (« AEMO »). Certaines fonctions exercées auparavant par l'Independent Market Operator, notamment l'administration du tableau d'affichage du gaz (*Gas Bulletin Board*) et l'élaboration de l'état des perspectives relatives au gaz (*Gas Statement of Opportunities*) annuel, ont été transférées à l'AEMO. Les autres fonctions de l'Independent Market Operator devaient être réattribuées à d'autres entités et l'Independent Market Operator devrait ensuite être aboli.

Le 23 novembre 2016, les règlements intitulés *Energy Industry (Rule Change Panel) Regulations 2016*, *Electricity Industry (Wholesale Electricity Market) Amendment Regulations (No.2) 2016* et *Gas Services Information Amendment Regulations (No.2) 2016* ont été publiés. Ces règlements permettent l'établissement du Rule Change Panel (comité de modification des règles), transfèrent les fonctions d'établissement des règles de l'Independent Market Operator au Rule Change Panel et mettent sur pied une nouvelle fonction de réglementation économique, l'Economic Regulation Authority, qui doit appuyer le Rule Change Panel en offrant des services de secrétariat. Les fonctions de conformité et d'application ont aussi été transférées de l'Independent Market Operator à l'Economic Regulation Authority.

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 :

Vigueur opérationnelle – Le rendement de nos centrales au gaz, de notre parc éolien et de nos centrales hydroélectriques et notre structure de coûts surpassent les normes de l'industrie. Nos centrales canadiennes au gaz ont fait mieux que la moyenne en ce qui concerne le taux d'interruption forcée de nos concurrents pendant la période de 2013 à 2014. D'après la base de données de référence nord-américaine d'IHS Inc., nos parcs éoliens installés entre 2006 et 2008 sont comparables à ceux d'autres propriétaires, tandis que les parcs éoliens que nous avons installés entre 2009 et 2010 présentent une performance légèrement supérieure à celle des parcs éoliens de nos homologues, selon notre structure des coûts exprimés en \$/MW par année. La performance de la majeure partie de nos installations hydroélectriques est supérieure ou comparable à celle de nos homologues selon la référence établie par Navigant Consulting pour 2015 pour leur taille et leur âge respectifs. Nous continuons de nous efforcer d'obtenir les meilleures performances dans le cadre de l'exploitation de nos installations. En outre, la disponibilité des centrales alimentées au charbon de l'Alberta que nous exploitons dépassait la référence de Solomon de 2014 pour des installations comparables.

Stabilité des flux de trésorerie – Environ 73 % de notre puissance est vendue pour les deux prochaines années aux termes de CAE de l'Alberta et de contrats à long terme. Le produit net reçu aux termes de ces ententes contractuelles aide à minimiser les fluctuations des produits à court terme attribuables au prix variable de l'électricité.

Diversité des combustibles – Nous possédons des intérêts dans différents combustibles pour la production d'électricité, notamment le charbon, le gaz naturel, l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire. 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 expérience considérable acquise au sein de l'industrie, des sociétés internationales, du monde des placements et des marchés.

Expertise en commercialisation de produits énergétiques – Nous estimons que notre secteur Commercialisation de l'énergie 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 économique en combustibles et de respecter nos obligations de livraison d'électricité en cas d'interruption des activités.

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

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

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.

Gouvernement fédéral du Canada

En novembre 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé que la production d'électricité à partir du charbon serait éliminée progressivement d'ici 2030, après un engagement semblable du gouvernement provincial de l'Alberta en novembre 2015. Ces deux décisions ont changé les exigences relatives à la fermeture des centrales au charbon, lesquelles étaient régies auparavant par le règlement fédéral ayant pris effet le 1^{er} juillet 2015 qui prévoyait une durée de vie maximale de 50 ans pour les groupes alimentés au charbon. Aux termes des nouvelles exigences de mise hors service, les groupes alimentés au charbon plus anciens de la Société (qui doivent être mis hors service avant 2030) seront visés par la règle des 50 ans de vie utile, tandis que les groupes plus récents (qui devaient auparavant être mis hors service après 2030) seront assujettis à la nouvelle date de mise hors service en 2030. En novembre 2016, la Société a signé l'accord relatif à l'abandon du charbon avec le gouvernement de l'Alberta, qui a confirmé l'engagement de mise hors service des groupes ainsi visés en 2030.

Le 21 novembre 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé que le ministère de l'Environnement et du Changement climatique mettrait au point un règlement régissant la production à partir du gaz. L'annonce a confirmé des plans visant l'établissement de règles particulières pour les groupes convertis d'une alimentation au charbon à une alimentation au gaz, notamment la proposition d'une durée de vie de 15 ans et une norme d'intensité des émissions distincte. Le gouvernement fédéral du Canada tiendra des consultations relativement au projet de règlement au cours des deux premiers trimestres de 2017. Le texte final de la réglementation est actuellement attendu d'ici la fin de 2018.

Le 3 octobre 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé son intention de mettre en œuvre une tarification nationale des émissions de GES. Suivant cette proposition, à compter de 2018, un prix de 10 \$ la tonne d'équivalent en dioxyde de carbone émis s'appliquerait, ce prix augmentant et atteignant 50 \$ la tonne d'ici 2022, ou une réduction comparable des GES devrait être prévue aux termes d'un programme de plafonnement et d'échange. L'application du prix serait coordonnée avec les administrations provinciales. Nous ne savons pas encore de quelle façon ce mécanisme de tarification touchera nos exploitations.

Alberta

Le 22 novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé, dans le cadre de son Plan de leadership sur le climat, son intention, entre autres, d'éliminer graduellement les émissions provenant de la production d'électricité à partir du charbon ainsi abandonnée d'ici 2030, de remplacer les deux tiers de la production à partir du charbon par de la production à partir d'énergies renouvelables et d'imposer un nouveau prix du carbone de 30 \$ la tonne de CO₂ émis selon les normes d'émission du secteur. Le 16 mars 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la nomination d'un facilitateur pour l'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon (« facilitateur »), mandaté pour travailler avec les propriétaires de centrales alimentées au charbon, l'AESO et le gouvernement de l'Alberta dans le but d'élaborer des solutions pour l'élimination progressive des émissions découlant de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030. Le facilitateur devra également présenter des options au gouvernement de l'Alberta qui visent à maintenir la fiabilité du réseau électrique de l'Alberta, à maintenir la stabilité des prix pour les consommateurs et à éviter le blocage inutile du capital.

En mars 2016, le gouvernement de l'Alberta a entrepris la conception de son processus d'approvisionnement en énergie renouvelable visant à permettre à l'Alberta Electric System Operator de fournir un premier lot de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables devant être mis en service d'ici le milieu de 2019.

Le 24 mai 2016, le gouvernement de l'Alberta a adopté la loi intitulée *Climate Leadership Implementation Act*, qui établit le cadre de taxation du carbone devant s'appliquer aux combustibles. On s'attend à la mise au point en 2017 de règlements additionnels régissant le traitement des grands émetteurs industriels. Le Plan de leadership sur le climat sera mis en œuvre relativement au secteur de l'électricité le 1^{er} janvier 2018. Le 14 septembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a confirmé à nouveau son engagement visant l'atteinte d'un mixte énergétique en Alberta composé à 30 % d'énergies renouvelables d'ici 2030.

Le 24 novembre 2016, nous avons conclu un accord avec le gouvernement de l'Alberta relativement à des paiements de transition pour la cessation des émissions provenant des centrales alimentées au charbon de Keephills 3, de Genesee 3 et de Sheerness au plus tard le 31 décembre 2030. Toutefois, il n'est interdit à aucun moment aux centrales visées par l'accord de produire de l'électricité par d'autres méthodes que la combustion du charbon. Aux termes de l'accord relatif à l'abandon du charbon, nous toucherons des paiements en espèces annuels d'environ 37,4 M\$, selon la somme nette reçue par la Société, à compter de 2017 et jusqu'en 2030. La réception des paiements est assujettie à des modalités et conditions, notamment la cessation de toutes les émissions provenant des centrales alimentées au charbon en 2030. Parmi les autres conditions, on compte le maintien de dépenses prévues en matière d'activités d'investissement et d'activités liées à des investissements en Alberta, le maintien d'une présence commerciale significative en Alberta (notamment des niveaux d'emploi réglementaires) et le maintien du financement de programmes et d'initiatives appuyant les collectivités établies autour des centrales et les employés de la Société appelés à subir les répercussions de l'abandon progressif de la production à partir du charbon ainsi que l'exécution de toutes les obligations envers les employés visés.

De plus, nous avons annoncé que nous étions parvenus à une entente avec le gouvernement de l'Alberta dans le cadre d'un protocole d'entente en vue de collaborer à l'élaboration d'un cadre stratégique visant à faciliter le passage de la production à partir du charbon à la production à partir du gaz, à faciliter le développement des sources existantes et nouvelles d'énergie renouvelable grâce à une politique de soutien et habilitante et à faire en sorte que les installations existantes et les nouvelles installations de production d'électricité puissent participer efficacement au marché de capacité annoncé récemment qui doit être mis sur pied en Alberta.

Depuis 2007, nous avons engagé des dépenses par suite de la législation albertaine relative aux GES. Le 29 juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé l'augmentation des obligations prévues dans le *Specified Gas Emitters Regulation*, comme suit :

- le 1^{er} janvier 2016, une augmentation de l'obligation en matière de réduction des GES pour les grands émetteurs, qui passera de 12 % à 15 % des émissions, et une hausse du coût lié à la conformité à verser dans le fonds technologique, qui passera de 15 \$ la tonne à 20 \$ la tonne; et
- le 1^{er} janvier 2017, une autre augmentation de l'obligation en matière de réduction, qui sera établie à 20 %, et du coût lié à la conformité, qui sera fixé à 30 \$ la tonne.

Notre exposition à l'augmentation des coûts en raison de la législation environnementale en Alberta est atténuée, dans une certaine mesure, par les dispositions relatives aux changements législatifs prévues dans nos CAE nous permettant de récupérer le coût des immobilisations et les charges d'exploitation de conformité auprès de nos clients liés par les CAE. La valeur des crédits compensatoires au titre des GES créés par nos parcs éoliens en Alberta devrait augmenter jusqu'à la fin de 2017, puisque les émetteurs de GES peuvent les utiliser en tant qu'instruments de conformité en lieu et place d'une cotisation au fonds technologique. Dans le cadre du Plan de leadership sur le climat, le gouvernement a indiqué son intention d'établir, à compter de 2018, un nouveau système d'obligations et de crédits, en fonction de la production au gaz à haut rendement. Le prix fixé initialement pour la conformité serait de 30 \$ la tonne et serait majoré chaque année par la suite.

En Alberta, les groupes de production alimentés au charbon ont d'autres obligations, soit mettre en œuvre des contrôles additionnels des émissions d'oxyde dans l'atmosphère visant le NOx et le SO₂ lorsque les groupes atteignent la fin de leurs CAE respectifs, 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. La publication en 2012 de la réglementation fédérale prise par le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta et l'échéancier accéléré établi pour l'abandon de la production d'électricité à partir du charbon créent la possibilité d'un déséquilibre entre les exigences et les échéanciers établis par la CASA en matière de polluants atmosphériques et les échéanciers relatifs à la mise hors service des centrales au charbon, qui entraîneront en soi des réductions considérables des émissions de NOx, de SO₂ et de particules, question qui a été signalée comme un point qui reste à régler dans le protocole d'entente.

Le programme d'électricité renouvelable de l'Alberta vise à encourager la création d'une nouvelle capacité de production d'électricité renouvelable de 5 000 MW d'ici 2030. L'AESO sollicite actuellement l'intérêt relatif au premier approvisionnement concurrentiel visant 400 MW dans le cadre du programme. Les intéressés doivent présenter une déclaration d'intérêt d'ici la fin de mars 2017. Le processus sera suivi d'une demande d'admissibilité vers la fin d'avril 2017, d'une demande de proposition à la mi-septembre 2017 et de l'annonce des soumissionnaires retenus en décembre 2017. Les projets admissibles doivent porter sur un minimum de 5 MW et peuvent être des projets de production hydroélectrique, éolienne ou solaire et certains projets de centrale alimentée à la biomasse. Un contrat d'approvisionnement en électricité renouvelable sera attribué aux projets retenus; ce contrat utilisera un mécanisme de crédits d'énergie renouvelable indexés, ou contrat sur différence, qui fixera le prix accordé au soumissionnaire pendant 20 ans. Les contrats devraient exiger que l'installation soit opérationnelle d'ici 2019.

Le gouvernement de l'Alberta a chargé l'AESO d'assurer la transition du marché axé uniquement sur l'énergie à une structure de marché de capacité en Alberta. Le marché de capacité contribuera à assurer l'existence d'une capacité d'approvisionnement suffisante à mesure que des installations de production à partir du charbon de plus de 6 000 MW seront mises hors service d'ici 2030. La nouvelle structure de marché devrait réduire la dépendance envers les prix établis en fonction de la rareté, qui favorise la volatilité des prix de l'énergie et le signal de prix pour de nouveaux investissements, et accorder aux propriétaires de ressources des paiements de capacité mensuels afin de les rémunérer pour leur puissance disponible sur le marché de l'énergie et des services auxiliaires. L'AESO prévoit faire collaborer les parties prenantes à l'établissement de la conception et de la mise en œuvre du marché de capacité en 2017 et en 2018 et mener la première enchère en 2019 en vue d'une cible d'année de livraison contractuelle en 2021. L'AESO a laissé entendre qu'il aurait besoin d'une nouvelle puissance en 2021.

Ontario

Le 25 février 2016, l'Ontario a publié son projet de règlement relatif à son programme de plafonnement et d'échange portant sur les GES, qui sera mis au point de façon définitive le 19 mai 2016. Le règlement est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et s'appliquera à tous les combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité. La majeure partie de notre production à l'aide du gaz naturel en Ontario ne subira pas d'incidences significatives en raison des dispositions relatives aux modifications législatives qui sont incluses dans les contrats d'achat d'électricité existants.

États-Unis

Le 3 août 2015, le président Obama a annoncé le Clean Power Plan, qui fixe les normes d'émission de GES pour les nouvelles centrales alimentées avec des combustibles fossiles ainsi que les limites d'émissions pour les différents États. Les États auront l'option d'interpréter leurs limites selon qu'elles se fondent sur la masse (tonnes) ou sur le taux (livres par mégawattheure). Le plan vise à atteindre, d'ici 2030, une réduction globale des émissions de GES de 32 % par

rapport aux niveaux de 2005. Il sera mis en œuvre en deux étapes : i) de 2022 à 2029 et ii) de 2030 et au-delà. Le changement récent d'administration au sein du pouvoir exécutif des États-Unis devrait entraîner une désaccentuation du Clean Power Plan.

En décembre 2016, le gouverneur de l'État de Washington, Jay Inslee, a publié une proposition fiscale budgétaire qui comprenait une taxe sur le carbone. Notre centrale alimentée au charbon américaine se trouve dans cet État. Suivant la proposition du gouverneur, Centralia serait exemptée de toute taxe sur le carbone en raison du projet de loi *TransAlta Energy Bill* sur lequel TransAlta et le gouvernement de l'État de Washington se sont entendus en 2011. Le gouvernement de Washington a mis en œuvre en 2016 la Clean Air Rule afin de limiter les émissions de carbone en provenance des émetteurs de GES établis dans cet État.

Ces règlements additionnels à l'égard des centrales électriques existantes ne devraient pas avoir une incidence importante sur nos activités américaines. TransAlta a convenu avec l'État de Washington de fermer ses unités en 2020 et en 2025. Cette entente fait expressément partie du programme étatique de lutte aux changements climatiques. Nous estimons qu'aucune autre exigence réglementaire en matière d'émission de GES ne visera notre secteur Charbon aux États-Unis en raison de ces engagements. Le projet de loi intitulé *TransAlta Energy Bill* a été promulgué en 2011 et prévoit un cadre de conversion de la production au charbon à d'autres formes de production.

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

Depuis janvier 2013, les livraisons directes d'électricité à la California Independent System Operator sont assujetties aux règlements concernant le plafonnement et l'échange de droits d'émission (*Cap and Trade Regulations*) établis par l'Air Resource Board de la Californie. Nous continuons de surveiller notre inventaire des GES en Californie.

En septembre 2016, le comité mixte intérimaire du revenu du Wyoming a voté, par une marge importante, contre une proposition d'augmentation des taxes sur la production d'énergie éolienne. Le projet de loi aurait porté la taxe sur l'énergie éolienne, actuellement de 1 \$/MWh, à 5 \$/MWh. En janvier, un membre de la Chambre des représentants a présenté de nouveau un projet de loi similaire au comité du revenu du Wyoming. Ce nouveau projet de loi a également été rejeté par une majorité importante du comité.

Australie

Le 13 décembre 2014, le gouvernement australien a promulgué une législation afin de mettre en œuvre l'Emissions Reduction Fund (« ERF »). L'ERF, d'une valeur de 2,55 G\$, est la pièce centrale de la politique du gouvernement australien et prévoit un cadre stratégique visant une réduction des émissions de 5 %, par rapport au niveau de 2000, d'ici 2020. La première vente aux enchères a eu lieu en avril 2015 et des contrats visant une réduction de 47 millions de tonnes ont été octroyés à un prix moyen de 13,95 \$ la tonne. Le mécanisme de sauvegarde de l'ERF, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2016, fera en sorte que les réductions d'émissions achetées par le gouvernement australien par l'intermédiaire de l'ERF ne soient pas annulées par des augmentations importantes des émissions ailleurs dans l'économie. L'ERF et son mécanisme de sauvegarde prévoient des incitatifs en vue de la réduction des émissions dans l'ensemble de l'économie australienne. Le gouvernement s'est également engagé à élaborer un plan de productivité énergétique national visant à améliorer la productivité énergétique australienne de 40 % entre 2015 et 2030.

Le 23 juin 2015, le gouvernement de l'Australie a réformé le régime de cible d'énergie renouvelable (*Renewable Energy Target*), ce qui devrait permettre de doubler la quantité d'énergie renouvelable à grande échelle livrée, comparativement au niveau actuel, et de porter le niveau de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable de l'Australie à environ 23,5 % d'ici 2020. Le régime, initialement mis en œuvre en 2001, comportait trois objectifs : i) établir une cible obligatoire en matière d'énergie renouvelable devant être atteinte en 2020; ii) offrir des incitatifs aux producteurs d'énergie renouvelable à grande échelle sous la forme d'un certificat de production à grande échelle pour chaque MWh produit; et iii) exiger que les détaillants et les clients industriels de gros achètent des volumes précisés d'électricité auprès des fournisseurs d'électricité produite à grande échelle à partir de sources d'énergie renouvelable, sous peine d'une amende de 65 \$ AU par MWh en cas d'insuffisance. Les modifications ont réduit les cibles annuelles en matière de production d'électricité à grande échelle à partir d'énergie renouvelable, qui sont passées de 41 000 GWh

en 2020 à 33 000 GWh en 2020 et qui seront maintenues à ce niveau jusqu'en 2030. Ces nouvelles cibles devraient exiger l'installation d'une nouvelle capacité de production additionnelle de 5 000 MW à 6 000 MW qui s'ajoutera à la capacité d'un peu plus de 4 000 MW déjà en place.

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.

Le 27 juillet 2015, nous avons annoncé l'acquisition d'actifs de production d'électricité de 71 MW à partir d'énergie renouvelable visés par des contrats à long terme. Les actifs acquis comprennent des centrales solaires de 21 MW situées au Massachusetts et un parc éolien de 50 MW situé au Minnesota. Les actifs sont visés par des contrats d'achat d'électricité à long terme d'une durée de 20 à 30 ans conclus avec plusieurs contreparties de grande qualité.

Le 31 août 2015, dans le cadre de la restructuration du contrat visant Poplar Creek, nous avons acquis la participation de Suncor dans deux parcs éoliens : le parc de Kent Breeze de 20 MW situé en Ontario et une participation de 51 % dans le parc de Wintering Hills de 88 MW situé en Alberta. Le 1^{er} mars 2017, nous avons vendu notre participation de 51 % dans la centrale de Wintering Hills. Voir « *Développement général de l'activité – Faits récents* » dans la présente notice annuelle.

Notre centrale éolienne de New Richmond, de 68 MW, est entrée en service en mars 2013 et, en décembre 2013, TransAlta a acquis un parc éolien de 144 MW dans le Wyoming. Le parc éolien du Wyoming est entièrement opérationnel et est visé par un CAE à long terme en vigueur jusqu'en 2028 conclu avec une contrepartie de qualité. La participation financière dans le parc éolien a ensuite été acquise par TransAlta Renewables auprès d'une filiale de la Société en contrepartie d'un paiement égal au prix d'achat original de l'acquisition.

TransAlta estime qu'un portefeuille de ressources énergétiques renouvelables plus vaste offre une plus grande flexibilité en matière de production et crée une plus-value environnementale grâce aux certificats d'énergie renouvelable ou aux crédits compensatoires pour les émissions. De plus, nous avons mis au point des politiques et des méthodes afin de nous conformer aux directives réglementaires et de réduire toute perturbation du milieu causée par nos ressources en énergie renouvelable, notamment la surveillance du bruit et des impacts sur la faune aviaire dans nos centrales éoliennes.

Contrôles et efficacité en matière d'environnement

Nous continuons d'améliorer notre exploitation et d'investir dans nos installations de production existantes afin de réduire les effets environnementaux de la production d'électricité. Nous avons installé du matériel de contrôle du mercure dans nos installations thermiques de l'Alberta en 2010 afin de respecter les objectifs de réduction de 70 % fixés par cette province et avons réalisé d'autres essais en vue de capter davantage de mercure au besoin. À notre centrale alimentée au charbon de Centralia, nous réalisons volontairement un captage du mercure de 70 % depuis 2012. Notre 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, de Sundance et de Sheerness ont amélioré l'efficacité de ces centrales sur le plan de l'énergie et des émissions.

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

Participation à la politique

Nous participons activement aux discussions relatives à la politique avec divers ordres de gouvernement et des participants du secteur. 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.

Après l'annonce du Plan de leadership sur le climat de l'Alberta, TransAlta a négocié avec le gouvernement de l'Alberta, en utilisant une approche fondée sur des principes, afin de s'assurer que la Société dispose de la certitude et de la capacité nécessaires pour investir dans de l'énergie propre. Un aspect important de ces négociations portait sur l'engagement du gouvernement de l'Alberta de traiter les producteurs d'électricité à partir du charbon de manière équitable et sans bloquer inutilement du capital. En novembre 2016, le gouvernement de l'Alberta et TransAlta ont conclu un accord relatif à l'abandon du charbon ayant une portée obligatoire qui prévoit une indemnisation à l'égard de la valeur perdue des centrales alimentées au charbon de Keephills 3, de Genesee 3 et de Sheerness, qui avaient une durée de vie utile s'étendant au-delà de 2030.

De plus, nous avons annoncé que nous étions parvenus à une entente avec le gouvernement de l'Alberta dans le cadre du protocole d'entente en vue de collaborer à l'élaboration d'un cadre stratégique visant à faciliter le passage de la production à partir du charbon à la production à partir du gaz, à faciliter le développement des sources existantes et nouvelles d'énergie renouvelable grâce à une politique de soutien et habilitante et à faire en sorte que les installations de production existantes et les nouvelles installations de production d'électricité puissent participer efficacement au marché de capacité annoncé récemment qui doit être mis sur pied en Alberta. Plus particulièrement, les parties ont entrepris de collaborer en vue d'atteindre notamment les objectifs suivants :

- passer à un marché de capacité, à compter de 2021, plutôt qu'au marché actuel axé uniquement sur l'énergie. Dans un marché de capacité, les producteurs sont rémunérés pour leur puissance disponible;
- mettre au point une politique et faciliter la conversion sur le plan économique d'une partie de la production à partir du charbon à une production à partir du gaz naturel en Alberta, y compris en s'assurant de la collaboration du gouvernement fédéral en matière de réglementation; et
- mettre au point une politique relative à la valeur des réductions des émissions de carbone provenant de la production d'électricité à partir des centrales éoliennes et hydroélectriques actuelles.

Le protocole d'entente ne crée pas d'obligations contraignantes entre le gouvernement de l'Alberta et la Société et n'impose aucune obligation au gouvernement ni ne limite son pouvoir discrétionnaire. Tous les éléments entrant dans la conception du marché de capacité ne sont pas encore au point. TransAlta préconisera des mesures visant à faire en sorte que le nouveau marché soit conçu pour améliorer la fiabilité du marché et pour procurer des produits plus sûrs aux producteurs qui amèneront les investissements nécessaires en Alberta.

Portefeuille de crédits compensatoires

TransAlta conserve un portefeuille de crédits compensatoires pour les émissions de GES composé de divers instruments pouvant être utilisés à des fins de conformité ou, sinon, être cumulés ou vendus. Nous continuons d'examiner les autres occasions d'obtenir des crédits compensatoires qui nous permettent aussi d'atteindre les cibles en matière d'émissions à un coût concurrentiel. Nous veillons à ce que tous les investissements dans des crédits compensatoires respectent les critères de certification sur le marché dans lequel ils doivent être utilisés.

Réglementation de l'environnement

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

FACTEURS DE RISQUE

Le lecteur devrait analyser attentivement les facteurs de risque décrits ci-dessous ainsi que les autres renseignements qui sont contenus dans la présente notice annuelle ou qui y sont intégrés par renvoi. Pour un exposé plus poussé des facteurs

de risque touchant TransAlta, veuillez vous reporter à la rubrique « *Facteurs de risque* » du rapport de gestion annuel, lequel est intégré dans les présentes par renvoi.

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

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

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

Nous avons conclu des conventions de maintenance et de service continu avec les fabricants de certaines pièces d'équipement essentielles. Si un fabricant ne peut ou ne veut pas offrir un service de maintenance satisfaisant ou honorer une garantie, nous pourrions devoir conclure d'autres ententes avec d'autres fournisseurs s'ils ne peuvent effectuer la maintenance eux-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 souscrivons 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 puissance 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.

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.

Nos activités sont assujetties aux lois, aux règlements et aux lignes directrices en matière d'environnement des gouvernements fédéraux, provinciaux et étatiques et des administrations locales qui portent sur la production et le transport d'électricité et d'énergie thermique ainsi que sur l'exploitation minière à ciel ouvert, relativement à la pollution et à la protection de l'environnement, à la santé et à la sécurité, et qui régissent, entre autres, les émissions dans l'atmosphère, l'usage et l'évacuation des eaux, le stockage, le traitement et l'élimination des déchets et autres matières et la restauration des sites ainsi que la responsabilité relative à l'utilisation des terres (collectivement, « réglementation environnementale »). Ces lois peuvent imposer une responsabilité à l'égard des coûts engagés pour faire enquête et pour apporter des mesures correctives à la suite d'une contamination sans égard à la faute et, dans certaines circonstances, la responsabilité peut être solidaire, de sorte qu'une partie responsable donnée est tenue responsable de toute l'obligation. La réglementation environnementale peut aussi imposer, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manipulation, à l'utilisation, à l'entreposage, au transport, au traitement et à l'élimination des substances et des déchets dangereux et peut imposer des responsabilités, notamment de nettoyage et de divulgation, relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. La réglementation environnementale peut également exiger que les installations et les autres biens associés à nos activités soient exploités, maintenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation compétentes. De

plus, il y a un niveau croissant de réglementation environnementale relativement à l'utilisation, au traitement et à l'évacuation des eaux et nous prévoyons l'adoption de nouveaux règlements ou de règlements supplémentaires sur les émissions à l'échelle nationale au Canada, aux États-Unis et en Australie, qui pourraient imposer des normes différentes quant aux obligations de conformité s'appliquant à nos activités. Ces diverses normes de conformité pourraient occasionner des coûts additionnels à notre entreprise ou influencer sur notre capacité d'exploiter nos installations.

Pour respecter la réglementation environnementale, nous devons engager des dépenses en immobilisations et 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 de réglementations provinciales, étatiques et nationales sur les émissions de GES, les émissions de mercure ou d'autres émissions dans l'atmosphère qui peuvent ne pas être harmonisées et qui peuvent nous imposer des obligations différentes dans les territoires où nous sommes actifs pourraient faire augmenter le montant de nos 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.

Le 22 novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé l'adoption de son Plan de leadership sur le climat. Relativement au secteur de la production d'électricité, le Plan de leadership sur le climat vise l'abandon de la production d'électricité à partir du charbon en Alberta d'ici 2030, le remplacement des deux tiers de cette production abandonnée par une production à partir de sources d'énergie renouvelable (pour représenter 30 % de la production du réseau d'électricité provincial d'ici 2030) et l'établissement d'un nouveau système d'obligations et de crédits compensatoires au titre des GES, en fonction de la production au gaz à haut rendement, à compter de 2018, au prix majoré de 30 \$ la tonne. De plus, le gouvernement de l'Alberta annoncé son intention de passer du marché axé uniquement sur l'énergie à un marché de capacité. Nous examinons soigneusement la politique sur la lutte aux changements climatiques annoncée par le gouvernement albertain afin d'en évaluer l'incidence sur nos activités et sur notre stratégie pour l'avenir. Étant donné cette incertitude de la politique, celle-ci pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos résultats financiers consolidés.

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

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

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

Nous sommes parfois désignés comme défenderesse 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.

La fluctuation imprévue des coûts d'entretien et des coûts et de la durabilité des composantes des centrales de la Société pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats opérationnels.

Des augmentations imprévues dans la structure des coûts de la Société qui sont indépendantes de la volonté de cette dernière pourraient avoir un effet défavorable important sur son rendement financier. À titre d'exemple, ces coûts peuvent comprendre, entre autres choses, des augmentations imprévues des coûts engagés pour se procurer les matériaux et les services nécessaires aux activités d'entretien et des coûts imprévus de remplacement ou de réparation de l'équipement liés au mauvais rendement de celui-ci ou à sa moins grande durabilité.

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

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

Nous pourrions ne pas réussir à répondre aux attentes financières.

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

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

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

Nos centrales de production et leurs activités sont exposées à des dommages potentiels et à des pertes partielles ou complètes résultant de catastrophes environnementales (p. ex. les inondations, les vents forts, les incendies et les

tremblements de terre), à des pannes de matériel et à d'autres événements qui sont indépendants de notre volonté. La survenance d'un événement marquant qui empêche nos centrales de production de produire ou de vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris des événements qui empêchent les clients actuels d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur nous. Nos centrales de production pourraient être exposées aux effets de conditions climatiques particulièrement rigoureuses, à des catastrophes naturelles ou à des catastrophes causées par l'homme et à d'autres 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 et de digue 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, y compris une activité sismique naturelle ou induite, entraînent des ruptures de barrage à nos centrales hydroélectriques. La survenance de ruptures de barrage ou de digue de sécurité à l'une ou l'autre de nos centrales hydroélectriques ou alimentées au charbon 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 en ce qui a trait aux dommages. Rien ne garantit que le programme de sécurité de nos barrages permette de déceler les ruptures de barrage éventuelles avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables en cas de ruptures. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés à l'occasion, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos frais et notre exploitation. Le renforcement de tous les barrages ou digues de sécurité 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.

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, de la dégradation, de l'accès aux sites, des pertes en ligne par effet de sillage et de cisaillement du vent et du cisaillement du vent; et l'incidence éventuelle des variations topographiques.

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 relativement à cette production, et réduire nos produits d'exploitation et notre rentabilité.

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

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

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

- les prix du marché en vigueur pour le combustible;
- la demande mondiale de produits énergétiques;
- le coût du carbone et les autres préoccupations environnementales;
- les interruptions liées aux conditions météorologiques empêchant la livraison de combustibles ou nuisant à la demande à court terme de combustibles;
- l'augmentation de l'offre de produits énergétiques sur les marchés de gros de l'électricité;
- la capacité de transport du combustible ou le coût du service de transport de combustible dans nos marchés; et
- le coût d'extraction minière qui, à son tour, est tributaire de divers facteurs tels que les pressions sur le marché du travail, les frais de remplacement du matériel et l'obtention des permis.

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

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

Certaines de nos installations thermiques dépendent de tiers pour leur alimentation en combustible, y compris du gaz naturel et du charbon. Nous sommes donc soumis au risque lié à l'interruption de l'alimentation et à la volatilité des prix des combustibles, car les livraisons de combustible peuvent ne pas correspondre exactement à celles qui sont nécessaires à nos ventes d'énergie, en partie parce qu'il nous faut acheter d'avance nos stocks de combustible pour répondre à nos besoins de disponibilité et de déploiement. L'interruption des services de transport du combustible, qu'elle soit causée par des perturbations atmosphériques, des grèves, des lockouts, la détérioration d'écluses et de barrages ou d'autres événements, pourrait nuire à notre capacité de production d'électricité et à nos résultats d'exploitation. Il est important de noter que le charbon qui alimente la centrale thermique de Centralia provient maintenant du bassin hydrographique de la Powder River, dans le Montana et le Wyoming, et que nous avons conclu des contrats relatifs à l'achat de ce charbon et à son transport jusqu'à notre centrale thermique de Centralia. Nos contrats actuels relatifs au charbon alimentant la centrale thermique de Centralia expirent entre 2017 et 2025. La perte de nos fournisseurs ou l'incapacité de renouveler nos contrats existants relatifs à l'achat de charbon provenant du bassin hydrographique de la Powder River à des conditions favorables pourraient aussi nuire considérablement à notre capacité de servir nos clients et se répercuter négativement sur notre situation financière et sur nos résultats d'exploitation.

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

Une évolution défavorable de la conjoncture économique et de la situation des marchés et, plus particulièrement, au sein des marchés où nous exerçons notre activité, 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.

Certains risques sont associés à nos CAE de l'Alberta.

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

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

Nous assumons une partie des répercussions des hausses de nos charges d'exploitation (sauf les hausses découlant d'un « changement apporté à la loi » au sens donné à l'expression *change of law* dans les CAE de l'Alberta) puisque le prix que nous pouvons recevoir pour notre puissance aux termes des CAE de l'Alberta se fonde sur un barème de coûts fixes prévus. Bon nombre des coûts prévus seront déterminés par des indices, des formules ou d'autres moyens pendant toute la durée des CAE de l'Alberta. Nos résultats réels varieront par rapport aux prévisions sur lesquelles reposent les CAE de l'Alberta. Les charges d'exploitation pourraient augmenter en raison de nombreux facteurs qui sont indépendants de notre volonté. Une hausse importante de nos charges d'exploitation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités. De plus, rien ne garantit que nous réalisons un rendement suffisant en vertu des CAE de l'Alberta pour compenser les investissements que nous sommes tenus de faire en vertu de ces CAE.

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

L'acheteur d'électricité aux termes d'un CAE de l'Alberta a le droit de rendre celui-ci au Balancing Pool dans certaines circonstances, notamment à la suite d'un changement de loi qui rend le CAE de l'Alberta non rentable pour lui. Au début de 2016, les acheteurs ont avisé le Balancing Pool de la résiliation des CAE de l'Alberta relatifs aux centrales de Sundance A, B et C, de Sheerness et de Keephills. Le Balancing Pool a confirmé la résiliation de ces CAE de l'Alberta, sauf celui visant Keephills. Après la résiliation de ces CAE de l'Alberta, le Balancing Pool peut les revendre, les conserver ou les résilier dans certaines circonstances. Si le Balancing Pool exerce son droit de résilier le CAE de l'Alberta à l'égard d'une de nos unités, nous pourrions recevoir un paiement correspondant à la valeur comptable nette restante en fin d'exercice de l'unité de production. Le montant du paiement déterminé par le Balancing Pool pourrait être inférieur à la valeur économique de l'unité de production, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société.

Le cours de nos actions ordinaires peut être volatil.

Le cours de nos actions ordinaires peut être volatil et subir d'importantes fluctuations en raison de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, y compris les facteurs suivants : a) les variations réelles ou prévues de nos résultats opérationnels; b) les recommandations des analystes en valeurs mobilières; c) des changements dans le rendement économique ou la valeur au marché d'autres sociétés que les investisseurs jugent comparables à la nôtre; d) la

perte ou la démission de membres de la haute direction et d'autres employés clés; e) les ventes réelles ou perçues d'actions ordinaires additionnelles; f) les acquisitions ou regroupements d'entreprises, les partenariats stratégiques, les coentreprises ou les engagements de capitaux importants faits par nous ou nos concurrents ou visant notre entreprise ou nos concurrents qui se révèlent mal fondés; et g) les tendances, préoccupations, percées technologiques ou développements concurrentiels, changements réglementaires et autres questions connexes qui se manifestent dans le secteur de la production d'énergie ou dans nos marchés cibles.

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

Nos versements de dividendes en espèces ne sont pas garantis.

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

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

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

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

Nous exerçons nos activités dans un certain nombre de provinces canadiennes, ainsi qu'aux États-Unis et en Australie. Dans ces régions, nous devons faire face à la concurrence provenant de grands services publics comme de petits producteurs d'électricité indépendants, ainsi que de conglomérats de capitaux privés et internationaux. Certains

concurrents possèdent des ressources financières et d'autres ressources considérablement supérieures aux nôtres. Le tort causé par la concurrence pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

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

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

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

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

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

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

De la glace peut s'accumuler sur les pales des éoliennes au cours des mois d'hiver. Cette accumulation dépend de différents facteurs, dont la température et l'humidité ambiante. L'accumulation de glace sur les pales des éoliennes peut se répercuter considérablement sur les rendements énergétiques et pourrait causer davantage de temps d'arrêt de l'éolienne. Les températures extrêmement froides peuvent aussi nuire au bon fonctionnement des éoliennes et entraîner de ce fait plus de temps d'arrêt ainsi qu'une réduction de la production.

De plus, les changements climatiques pourraient entraîner une augmentation de la variabilité de nos ressources hydrauliques et éoliennes.

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

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

Nous gérons ces risques systématiquement au moyen d'un programme portant sur la réglementation et la conformité qui est conçu pour réduire l'incidence négative que ces risques pourraient avoir sur nous. Toutefois, nous ne pouvons pas

garantir que nous serons en mesure d'adapter notre activité en temps opportun en réaction aux changements qui pourront être apportés au cadre réglementaire des marchés dans lesquels nous exerçons notre activité, et cette incapacité d'adaptation pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Nous avons recours à la technologie pour exercer nos activités et surveiller la production de nos centrales et utilisons principalement les ordinateurs, les téléphones filaires et mobiles, les satellites et les réseaux et infrastructures connexes pour ce faire. Ces systèmes et infrastructures pourraient être vulnérables face à des problèmes imprévus, notamment le vandalisme et le vol. Nous avons mis en place certains systèmes, procédés et pratiques et certaines sauvegardes de

données 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 informatiques sont vulnérables aux virus informatiques, aux catastrophes naturelles, aux accès non autorisés, aux cyberattaques et à d'autres dérangements semblables.

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

Des cyberattaques peuvent causer des interruptions de nos activités et pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

Nous nous fions à notre technologie de l'information pour le traitement, la transmission et le stockage des données électroniques, y compris l'information que nous utilisons pour exploiter nos actifs en toute sécurité. Des cyberattaques ou d'autres atteintes à la sécurité de notre réseau ou de nos systèmes informatiques pourraient causer des interruptions de nos activités. Les cyberpirates peuvent utiliser différentes techniques, allant de la manipulation des personnes à l'utilisation de logiciels et de matériel malveillants très avancés d'une manière isolée ou répandue. Certains cyberpirates ont recours à une combinaison de techniques en vue de se soustraire aux mesures de protection, telles que les pare-feu, les systèmes de prévention d'intrusions et les logiciels antivirus qui se trouvent dans nos systèmes et réseaux. Si elle réussit, une attaque menée contre nos systèmes, nos réseaux et notre infrastructure peut donner lieu à l'interception, à la destruction, à l'utilisation ou à la dissémination non autorisées de nos données et peut perturber nos activités.

Nous prenons des mesures pour protéger notre infrastructure contre d'éventuelles cyberattaques susceptibles d'endommager notre infrastructure, nos systèmes et nos données. Notre programme de cybersécurité est conforme aux pratiques exemplaires de l'industrie en vue de garantir le maintien d'une démarche globale en matière de sécurité. Nous avons mis en œuvre des contrôles de sécurité qui contribuent à assurer la sécurité de nos données et de nos activités commerciales, notamment : des mesures de contrôle d'accès, des systèmes de détection et de prévention des intrusions, des systèmes d'enregistrement et de surveillance des activités du réseau et des politiques et des méthodes assurant l'exploitation de l'entreprise en toute sécurité.

Bien que nous disposions de systèmes, de politiques, de matériel informatique, de pratiques, de sauvegardes de données et de méthodes conçus pour empêcher les atteintes à la sécurité de nos installations de production et de notre infrastructure ou pour limiter l'effet de telles atteintes, rien ne garantit que ces mesures seront suffisantes et que de telles atteintes à la sécurité ne se produiront pas ou, si elles se produisent, que le problème sera corrigé adéquatement et en temps opportun. Nous surveillons de près les mesures à la fois de prévention et de détection qui sont prises pour gérer ces risques.

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

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

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

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

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

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

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

Nous utilisons différents contrôles pour la gestion des risques, lesquels sont réalisés par notre groupe de gestion du risque indépendant, afin de limiter notre exposition aux risques découlant de nos activités de négociation. Ces contrôles comprennent les limites imposées au capital de risque, la VaR, la MBaR, les scénarios de risque extrême, les limites de position, les limites de concentration, les limites de crédit et les contrôles des produits approuvés. Nous ne pouvons garantir que nous ne subirons pas de pertes et ces pertes peuvent être au-delà des paramètres de nos mesures de contrôle du risque.

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. Les variations de la valeur de ces devises par rapport au dollar canadien pourraient faire baisser notre résultat ou la valeur de nos investissements étrangers. Bien que nous nous efforcions de gérer ce risque en ayant recours à des instruments de couverture, y compris des swaps de devises et des contrats de change à terme, et à l'appariement des produits et des dépenses par monnaie au niveau du siège social, rien ne garantit que ces efforts en matière de gestion du risque seront efficaces et les variations du change pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

L'abaissement de nos notes de crédit pourrait avoir un effet défavorable important 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 et la perspective correspondante ne seront pas modifiées. 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, veuillez vous reporter au point III de la partie C de la note 14 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, lesquels sont intégrés par renvoi dans les présentes. Veuillez également vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

Des changements touchant les restrictions légales ou contractuelles pourraient avoir un effet défavorable important sur notre capacité d'assurer le service de nos obligations à l'égard de notre dette.

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

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

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

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

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

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

Si les acheteurs de notre électricité et de notre vapeur ou nos autres cocontractants manquent à leurs obligations, nous pourrions en subir un effet défavorable important. Bien que nous ayons mis en place des méthodes et des mesures de contrôle afin de gérer notre risque de contrepartie avant la conclusion de contrats, tous les contrats comportent, par

essence, un risque de défaillance. De plus, bien que nous nous efforcions de surveiller les activités de négociation afin de nous assurer que nos cocontractants ne dépassent pas les limites de crédit, nous ne pouvons garantir qu'une partie ne manquera pas à ses obligations. Si nos cocontractants ne sont pas en mesure de respecter leurs obligations, nous pourrions subir une réduction de nos produits opérationnels, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nos activités.

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

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

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

La provision pour impôts sur le revenu pourrait être insuffisante.

Nos activités sont complexes, et le calcul de la provision pour impôts sur le revenu repose sur des interprétations, des lois et des règlements de nature fiscale qui sont en constante évolution. De plus, nos déclarations de revenus peuvent faire l'objet de vérifications de la part des administrations fiscales. Même si nous estimons que nos déclarations de revenus 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 revenus qui pourraient avoir un effet défavorable important sur nos activités.

La Société et ses filiales doivent composer avec les changements apportés aux lois et aux règlements de différents pays et aux conventions intervenues entre des pays. Les diverses propositions fiscales dans les pays où nous exerçons des activités pourraient entraîner des modifications au calcul des impôts reportés ou aux impôts sur le résultat ou autres que sur le résultat. Dernièrement, les questions relatives à l'imposition des sociétés multinationales ont retenu davantage l'attention. Une modification des lois, des conventions ou des règlements fiscaux, ou de leur interprétation, pourrait entraîner une augmentation des impôts sur le résultat ou autres que sur le résultat, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société.

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 quatre conventions collectives, visant 385 de nos employés, en 2017. Quatre conventions collectives, visant 160 employés au total, devraient être renégociées en 2018. Tout problème dans la négociation de ces conventions collectives pourrait mener à une augmentation des charges salariales ainsi qu'à un arrêt de travail ou à une grève, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

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

Les projets de mise en valeur et les acquisitions que nous entreprenons peuvent comporter des risques liés à l'exécution et au coût en capital, notamment les risques liés à l'obtention des approbations réglementaires, à l'opposition de tiers, à la hausse des coûts, aux retards de construction, aux pénuries de matières premières ou de main-d'œuvre qualifiée et aux restrictions visant le capital. La matérialisation de ces risques pourrait avoir un effet défavorable important sur nous et sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

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

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

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

PERSONNEL

Au 31 décembre 2016, nous comptons 2 341 employés actifs, qu'ils soient employés à temps plein, à temps partiel ou temporaires. De ce nombre, 1 197 employés appartenaient à notre secteur Charbon au Canada (y compris notre exploitation minière de SunHills); 208, à notre secteur Charbon aux États-Unis; 240, à notre secteur Gaz; 96, à notre secteur Énergie éolienne et solaire; 97, à notre secteur Hydroélectricité; 70, à notre secteur Commercialisation de l'énergie; et les autres employés, à notre secteur Siège social. Environ 53 % de nos employés sont syndiqués. Nous

sommes actuellement partie à 11 conventions collectives différentes. En 2016, nous avons renouvelé trois de ces conventions collectives.

STRUCTURE DU CAPITAL

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 2 mars 2017, nous avons 287 903 467 actions ordinaires en circulation et 10 175 380 actions de série A, 1 824 620 actions de série B, 11 000 000 d'actions de série C, 9 000 000 d'actions de série E et 6 600 000 actions de série G en circulation. La Société ne compte aucun titre entiercé.

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.

Le 14 janvier 2016, nous avons annoncé la suspension du plan Premium Dividend™, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires.

Actions privilégiées de premier rang

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

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

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

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

série et nous avons le droit d'acquérir une partie ou la totalité des actions privilégiées de premier rang d'une ou de plusieurs séries en les achetant à des fins d'annulation sur le marché libre ou en invitant les actionnaires à déposer leurs actions à un prix ne dépassant pas le prix de rachat applicable à la série.

Actions de série A

Au total, 12,0 millions d'actions de série A ont été émises le 10 décembre 2010 avec un coupon de 4,60 % en contrepartie d'un produit brut de 300 M\$. Le 31 mars 2016, un total de 1 824 620 des actions de série A ont été converties en actions de série B. Certaines dispositions des actions de série A sont décrites ci-dessous.

Dividendes sur les actions de série A

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

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

Rachat des actions de série A

Les actions de série A peuvent être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 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 (« taux des bons du Trésor ») (qui signifie le rendement moyen exprimé sous forme de taux annuel des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours publié par la Banque du Canada pour la dernière enchère de bons du Trésor précédant la date de calcul du taux variable applicable) 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.

Le 31 mars 2016, un total de 1 824 620 des actions de série A ont été converties en actions de série B.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série A ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série A. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série A auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série A détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

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 B

Au total, 1 824 620 actions de série B ont été émises le 31 mars 2016. Certaines dispositions des actions de série B sont décrites ci-dessous.

Dividendes sur les actions de série B

Les porteurs d'actions de série B 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 à taux variable, 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 conversion, les porteurs des actions de série B ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux variable trimestriels, payables trimestriellement 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 millièmme pour cent le plus près) correspondant à la somme du taux des bons du Trésor (« taux des bons du Trésor ») (qui signifie le rendement moyen exprimé sous forme de taux annuel des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours publié par la Banque du Canada pour la dernière enchère de bons du Trésor précédant la date de calcul du taux variable applicable) 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 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série A décrites ci-dessus et aux actions de série B et demeurera le même pendant la durée des actions de série B.

Rachat des actions de série B

Les actions de série B peuvent être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 31 mars 2021 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 B du rachat de la totalité des actions de série B, le droit d'un porteur d'actions de série B de convertir ces actions de série B prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série B 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 B.

Conversion des actions de série B en actions de série A

Les porteurs d'actions de série B ont le droit de convertir la totalité ou une partie de leurs actions en actions privilégiées de premier rang à taux fixe et à dividende cumulatif rachetables, série A de TransAlta (« actions de série A »), à certaines conditions, le 31 mars 2021 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série A auront le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclarera, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs à taux fixe payables le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année et 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 %.

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.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série B ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série B. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série B auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série B détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

Modification

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

Actions de série C

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

Dividendes sur les actions de série C

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

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

Rachat des actions de série C

Les actions de série C peuvent être rachetées par TransAlta, à son gré, en totalité ou en partie, le 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.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série C ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série C. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série C auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série C détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

Modification

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

Actions de série E

Un total de 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable rachetables et à dividende cumulatif, série E (« actions de série E ») ont été émises en contrepartie d'un produit brut de 225 M\$, comme il en est question à la rubrique « *Développement général de l'activité* ». Certaines dispositions des actions de série E sont décrites ci-dessous.

Dividendes sur les actions de série E

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

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

majoré d'un écart de 3,65 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série E et aux actions de série F décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série E.

Rachat des actions de série E

Les actions de série E peuvent être rachetées par TransAlta Corporation, à son gré, en totalité ou en partie, le 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.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série E ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série E. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série E auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série E détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

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.

Actions de série G

Au total, 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable rachetables et à dividende cumulatif, série G (« actions de série G ») ont été émises en contrepartie d'un produit brut de 165 M\$, comme il en est question à la rubrique « *Développement général de l'activité* ». Certaines dispositions des actions de série G sont décrites ci-dessous.

Dividendes sur les actions de série G

Les porteurs d'actions de série G 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 G ont le droit de recevoir, à mesure que le conseil en déclare, des dividendes en espèces privilégiés cumulatifs fixes, payables trimestriellement le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, d'un montant par action calculé en multipliant un quart du taux de dividende annuel fixe applicable à cette période à taux fixe ultérieure par 25,00 \$ (déduction faite de tout impôt que nous sommes tenus de déduire et de retenir). Le taux de dividende annuel fixe de la prochaine période à taux fixe ultérieure sera déterminé par TransAlta à la date de calcul du taux fixe (le 30^e jour précédant le premier jour de cette période à taux fixe ultérieure) et correspondra au rendement des obligations du Canada (rendement à l'échéance d'une obligation de cinq ans non remboursable par anticipation du gouvernement du Canada) à la date de calcul du taux fixe, majoré d'un écart de 3,80 %. Cet écart s'appliquera aux actions de série G et aux actions de série H décrites ci-après et demeurera le même pendant la durée des actions de série G.

Rachat des actions de série G

Les actions de série G peuvent être rachetées par TransAlta Corporation, à son gré, en totalité ou en partie, le 30 septembre 2019 et le 30 septembre 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 G du rachat de la totalité des actions de série G, le droit d'un porteur d'actions de série G de convertir ces actions de série G prend fin et nous ne sommes pas tenus d'aviser les porteurs inscrits des actions de série G 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 G.

Conversion des actions de série G en actions de série H

Les porteurs d'actions de série G 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 H de TransAlta (« actions de série H »), à certaines conditions, le 30 septembre 2019 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions de série H 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 3,80 %) 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 3,80 %.

Les actions de série G et les actions de série H 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 G et les actions de série H 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.

Droits de vote

Les porteurs des actions de série G ne disposent d'aucun droit de vote et n'ont pas le droit de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'y assister, à moins qu'il n'existe un arriéré de six dividendes trimestriels, consécutifs ou non, sur les actions de série G. Tant que tous les arriérés de dividendes n'auront pas été versés, les porteurs d'actions de série G auront le droit de recevoir les avis de convocation à toutes les assemblées des actionnaires auxquelles des administrateurs doivent être élus (sauf les assemblées distinctes des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions), d'assister à toutes ces assemblées et d'y exercer un droit de vote par action de série G détenue relativement à toutes les questions soumises au vote des actionnaires, de même que le droit conféré aux porteurs de toutes les séries d'actions privilégiées de premier rang, votant comme porteurs d'actions d'une catégorie combinée, d'élire 2 administrateurs de la Société si le conseil se compose alors de moins de 16 administrateurs ou 3 administrateurs si le conseil se compose alors de 16 administrateurs ou plus. Sinon, sauf dans les cas où la loi pourrait l'exiger, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires de la Société, ni de recevoir les avis de convocation à ces assemblées, ni d'y assister.

Modification

Les dispositions relatives aux séries rattachées aux actions de série G peuvent être modifiées par l'approbation écrite de tous les porteurs des actions de série G 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.

NOTATIONS

L'information qui suit concernant nos notes de crédit est fournie, car elle a un lien avec nos coûts de financement, notre situation de trésorerie et 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 un effet 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.

	DBRS	Fitch	Moody's	S&P
Note d'émetteur	BBB	BBB-	Sans objet	BBB-
Note du groupe de sociétés (<i>Corporate Family Rating</i>)	Sans objet	Sans objet	Ba1	Sans objet
Actions privilégiées	Pfd-3 ¹	Sans objet	Sans objet	P-3 ¹
Dette non garantie/BMT	BBB	BBB-	Ba1/LGD4	BBB-
Perspective des notes	Négative	Négative	Stable	Stable

Note :

1. Les actions privilégiées en circulation ont toutes la même note.

Le 17 décembre 2015, la note de TransAlta Corporation a été abaissée à Ba1 (stable) par Moody's, qui a également attribué à la Société une note du groupe de sociétés de Ba1. Comme prévu, l'incidence financière directe de cet abaissement a été négligeable. Nous avons donné des garanties supplémentaires à certaines contreparties; et le coût des emprunts en deçà de 400 M\$ US ainsi que de nos facilités de crédit a été augmenté conformément aux dispositions contractuelles. Trois agences de notation ont donné à la Société des notes de première qualité, notamment une note BBB- (perspective stable) de Standard & Poor's, une note BBB (perspective négative) de DBRS et une note BBB- (perspective négative) de Fitch.

DBRS

L'analyse de la note que DBRS attribue à une société commence par l'évaluation de la solvabilité fondamentale de l'émetteur, qui est représentée par la « note d'émetteur ». La note d'émetteur décrit la solvabilité globale de l'émetteur. Contrairement à la note attribuée à un titre ou à une catégorie de titres en particulier, la note d'émetteur est fondée sur l'entité elle-même et ne tient pas compte des sûretés ou du rang. La note qui s'applique aux titres réels (garantis ou non garantis) peut être supérieure, inférieure ou égale à la note d'émetteur pour une entité donnée. Au 31 décembre 2016, DBRS nous avait attribué la note d'émetteur BBB (négative). Une note BBB est la quatrième plus élevée parmi 10 catégories.

L'échelle de notation des actions privilégiées de DBRS est employée dans le marché des valeurs mobilières canadien et vise à fournir une indication du risque qu'un émetteur ne remplisse pas intégralement ses obligations dans les délais prévus en ce qui regarde ses engagements à l'égard des dividendes et du capital. Chaque note de DBRS repose sur des considérations d'ordre quantitatif et qualitatif pertinentes pour l'entité emprunteuse. Chaque catégorie de notes est subdivisée en « haut » et « bas ». L'absence de désignation « haut » ou « bas » indique que la note se classe au milieu de la catégorie. Les actions privilégiées ayant reçu la note Pfd-3 présentent une qualité de crédit adéquate. Bien que la protection des dividendes et du capital soit considérée comme acceptable, l'entité émettrice est considérée comme plus sensible à l'évolution défavorable de la conjoncture financière ou économique, et d'autres facteurs défavorables pourraient porter atteinte à la protection de la dette. DBRS a attribué aux actions de série A, aux actions de série B, aux actions de série C, aux actions de série E et aux actions de série G une note Pfd-3 (négative). La note Pfd-3 est la troisième plus élevée parmi six catégories.

L'échelle de notation du crédit à long terme de DBRS constitue une opinion sur le risque de défaut, c'est-à-dire le risque qu'un émetteur ne respecte pas ses obligations financières conformément aux modalités suivant lesquelles une obligation a été émise. Les notes se fondent sur des facteurs quantitatifs et qualitatifs concernant l'émetteur et sur le rang relatif des créances. Toutes les catégories de notation, sauf les catégories AAA et D, comprennent également des sous-catégories « (élevée) » et « (faible) ». L'absence de désignations « (élevée) » ou « (faible) » indique que la note se situe au centre de la catégorie. Les titres d'emprunt ayant reçu la note BBB présentent une qualité de crédit adéquate. La capacité de remboursement des obligations financières est jugée acceptable, mais peut être vulnérable aux événements futurs. Au 31 décembre 2016, DBRS avait attribué à notre dette à long terme non garantie de premier rang une note BBB (négative). La note BBB est la troisième plus élevée parmi 10 catégories d'obligations à long terme.

Fitch

Au 31 décembre 2016, Fitch nous avait attribué une note de défaut d'émetteur (« NDE ») à long terme et une note relative à notre dette non garantie de premier rang de BBB-, avec perspective négative. Selon le système de notation de Fitch, une note BBB indique une bonne qualité de crédit. La note BBB indique que l'on prévoit actuellement un faible risque de défaut. La capacité d'honorer les engagements financiers d'une entité qui reçoit une telle note est considérée comme adéquate, mais des conditions économiques ou commerciales défavorables sont davantage susceptibles de nuire à cette capacité. Le signe + ou le signe - peut être ajouté à une note pour donner la position relative à l'intérieur de catégories principales de notation. De tels signes sont ajoutés aux notes de défaut d'émetteur à long terme allant de AA à B. La note BBB est la quatrième plus élevée parmi 11 catégories.

La notation de titres ou d'obligations financières particuliers d'une société émettrice indique la vulnérabilité relative à un défaut sur une échelle ordinale. Au 31 décembre 2016, notre dette non garantie de premier rang avait reçu une note BBB-. Selon le système de notation de Fitch, une note BBB indique une bonne qualité de crédit. La note BBB indique que l'on prévoit actuellement un faible risque de défaut. La capacité d'honorer les engagements financiers d'une entité qui reçoit une telle note est considérée comme adéquate, mais des conditions économiques ou commerciales défavorables sont davantage susceptibles de nuire à cette capacité. Le signe + ou le signe - peut être ajouté à une note

pour donner la position relative à l'intérieur des catégories principales de notation. De tels signes sont ajoutés aux catégories de notes relatives aux obligations ou aux notes relatives aux obligations financières allant de AA à CCC. La note BBB est la quatrième plus élevée parmi neuf catégories.

Moody's

La note du groupe de sociétés (« CFR ») de Moody's est une indication à long terme de la possibilité relative d'un défaut de paiement à l'égard de la dette et des obligations assimilables à une dette d'un groupe de sociétés et de la perte financière prévue qui sera subie en cas de défaut. Une CFR est attribuée à un groupe de sociétés comme s'il n'avait qu'une seule catégorie de titres d'emprunt et une seule structure consolidée d'entité juridique. Une CFR ne se rapporte pas à une obligation ou à une catégorie de titres d'emprunt; par conséquent, elle ne reflète pas la priorité en cas de réclamation. Au 31 décembre 2016, notre note CFR attribuée par Moody's était Ba1 avec perspective stable. Les obligations ayant reçu la note Ba sont considérées comme spéculatives et sont assujetties à un risque de crédit important. Moody's ajoute les mentions numériques 1, 2 et 3 à chaque catégorie générale, allant de Aa à Caa. La mention 1 indique que le titre se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie de notes génériques, la mention 2 indique que le titre se situe au centre et la mention 3 indique que le titre est classé à l'extrémité inférieure. La note Ba est la cinquième plus élevée parmi neuf catégories.

Les notes à long terme de Moody's sont attribuées aux émetteurs ou aux obligations dont la durée initiale est de un an et plus et indiquent autant la possibilité d'un défaut de paiement d'une obligation contractuelle que la perte financière qui serait subie en cas de défaut. Au 31 décembre 2016, Moody's avait attribué à notre dette à long terme non garantie de premier rang une note Ba1 (stable)/LGD4. La note Ba est la cinquième plus élevée parmi neuf catégories. Les obligations ayant reçu la note Ba sont considérées comme spéculatives et sont assujetties à un risque de crédit important. Moody's ajoute les mentions numériques 1, 2 et 3 à chaque catégorie de notes génériques, allant de Aa à Caa. La mention 1 indique que l'obligation se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie de notes génériques, la mention 2 indique que l'obligation se situe au centre et la mention 3 indique que l'obligation est classée à l'extrémité inférieure.

L'évaluation de la perte en cas de défaut (« LGD ») constitue une opinion quant à la perte en cas de défaut prévue, exprimée en pourcentage du capital et de l'intérêt couru au moment du règlement du défaut. Une des six catégories d'évaluation LGD est attribuée à un emprunt, à une obligation et à une émission d'actions privilégiées en particulier. Le taux de LGD prévu pour l'ensemble de l'entreprise ou l'entreprise se rapproche généralement de la moyenne pondérée des taux de LGD prévus à l'égard des obligations de l'entreprise au moment du défaut (excluant les actions privilégiées), chaque pondération correspondant à la part prévue que représente chaque obligation par rapport au total des obligations au moment du défaut. Au 31 décembre 2016, Moody's avait évalué que notre LGD s'établissait à LGD4, ce qui représente une fourchette de perte allant de 50 % à moins de 70 %. L'évaluation LGD4 est la quatrième plus élevée parmi six catégories d'évaluation.

Standard & Poor's

Une note de crédit d'émetteur attribuée par Standard & Poor's constitue une opinion prospective sur la solvabilité globale d'un débiteur. Cette opinion porte sur la capacité et la volonté du débiteur de respecter ses engagements financiers à leur échéance. Elle ne porte pas sur une obligation financière en particulier, puisqu'elle ne tient pas compte de la nature et des modalités de l'obligation, de sa situation en cas de faillite ou de liquidation, des droits de préférences prévus par la loi ni de la légalité ou du caractère exécutoire de l'obligation. Au 31 décembre 2016, Standard & Poor's nous avait attribué une note de crédit d'émetteur de BBB- avec perspective stable. Cette note est la quatrième plus élevée parmi 11 catégories. Un débiteur ayant reçu une note BBB possède une capacité adéquate de respecter ses engagements financiers. Toutefois, une conjoncture économique défavorable ou des circonstances changeantes sont plus susceptibles d'affaiblir la capacité du débiteur de respecter ses engagements financiers. Les notes allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) indiquant la position relative au sein des principales catégories de notes.

Une note de crédit de Standard & Poor's concernant une émission constitue une opinion prospective sur la solvabilité d'un débiteur à l'égard d'une obligation financière précise, d'une catégorie précise d'obligations financières ou d'un programme financier précis (y compris les notes sur les programmes de billets à moyen terme et les programmes de papier commercial). Elle tient compte de la solvabilité des garants, des assureurs ou d'autres formes d'amélioration du crédit de l'obligation et également de la devise dans laquelle l'obligation est libellée. Cette opinion reflète le point de vue de Standard & Poor's sur la capacité et la volonté du débiteur de respecter ses engagements financiers à leur échéance et

peut constituer une évaluation des modalités, notamment les sûretés et la subordination, pouvant avoir une incidence sur le versement final en cas de défaut. Au 31 décembre 2016, Standard & Poor's avait attribué à nos titres d'emprunt non garantis de premier rang une note BBB- avec perspective stable. Une obligation ayant reçu la note BBB présente des paramètres de protection adéquats. Toutefois, une conjoncture économique défavorable ou des circonstances changeantes sont plus susceptibles d'affaiblir la capacité du débiteur de respecter ses engagements financiers à l'égard de l'obligation. Cette note est la quatrième plus élevée parmi 11 catégories. Les notes allant de AA à CCC peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) indiquant la position relative au sein des principales catégories de notes.

L'échelle de notation des actions privilégiées canadiennes de Standard & Poor's est employée par les émetteurs, les investisseurs et les intermédiaires sur les marchés financiers canadiens et sert à exprimer une note relative aux actions privilégiées (déterminée conformément à des critères de notation globaux) sous la forme de symboles qui sont utilisés activement sur le marché canadien depuis un certain nombre d'années. Une note de Standard & Poor's relative à des actions privilégiées constitue une opinion prospective sur la solvabilité d'un débiteur à l'égard d'une obligation précise visant une émission d'actions privilégiées sur le marché canadien en particulier, par rapport aux actions privilégiées émises par d'autres émetteurs sur ce marché. Il existe une correspondance directe entre les notes particulières de l'échelle de notation des actions privilégiées canadiennes et les divers niveaux de l'échelle globale de notation des titres d'emprunt de Standard & Poor's. Celle-ci a attribué à chacune de nos séries d'actions privilégiées une note P-3. Cette note est la troisième plus élevée parmi huit catégories. Une note P-3 correspond à la note BB sur l'échelle globale de notation des actions privilégiées. Il est considéré que les débiteurs ayant reçu une note BB, B, CCC et CC présentent des caractéristiques spéculatives importantes, la note BB indiquant le plus faible niveau de spéculation et CC, le plus élevé. Bien que ces débiteurs présentent vraisemblablement une certaine qualité et des caractéristiques de protection, celles-ci peuvent être contrebalancées par des incertitudes importantes ou une exposition considérable à une conjoncture défavorable. Un débiteur ayant reçu la note BB est moins vulnérable à court terme que d'autres débiteurs ayant reçu une note plus faible. Toutefois, il est exposé à d'importantes incertitudes continues ou à une conjoncture commerciale, financière ou économique défavorable qui pourraient l'empêcher de remplir adéquatement ses engagements financiers.

Nous nous efforçons de conserver une situation financière solide et de solides ratios de couverture par les flux de trésorerie afin de soutenir nos activités. Nos facilités de crédit disponibles, nos flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et nos options de financement par emprunt 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.

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 Standard & Poor's, Moody's, DBRS et Fitch, selon le cas, accordent à nos titres en circulation ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre ces titres. Rien ne garantit que les notes seront maintenues pendant une période donnée ni qu'une note ne sera pas révisée ou retirée par Standard & Poor's, Moody's, DBRS ou Fitch dans l'avenir si, à leur avis, les circonstances le justifient.

Nous avons versé une rémunération à Standard & Poor's, à DBRS, à Moody's et à Fitch pour leurs services de notation au cours des deux derniers exercices. Nous avons également versé une rémunération à Standard & Poor's, à DBRS et à Moody's pour certains autres services qu'elles ont fournis à la Société au cours des deux derniers exercices.

DIVIDENDES

Actions ordinaires

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

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

Période		Dividende par action ordinaire
2014	Premier trimestre	0,29 \$
	Deuxième trimestre	0,18 \$
	Troisième trimestre	0,18 \$
	Quatrième trimestre	0,18 \$
2015	Premier trimestre	0,18 \$
	Deuxième trimestre	0,18 \$
	Troisième trimestre	0,18 \$
	Quatrième trimestre	0,18 \$
2016	Premier trimestre	0,18 \$
	Deuxième trimestre	0,04 \$
	Troisième trimestre	0,04 \$
	Quatrième trimestre	0,04 \$
2017	Premier trimestre	0,04 \$

Le 19 décembre 2016, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} avril 2017 aux actionnaires inscrits le 1^{er} mars 2017.

Actions privilégiées

Actions de série A

Période		Dividende par action de série A
2014	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$
2015	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$
2016	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,16931 \$
	Troisième trimestre	0,16931 \$
	Quatrième trimestre	0,16931 \$

Le 19 décembre 2016, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,16931 \$ par action de série A, payable le 31 mars 2017 aux actionnaires inscrits le 1^{er} mars 2017.

Actions de série B

Période		Dividende par action de série B
2016	Deuxième trimestre ¹	0,15490 \$
	Troisième trimestre	0,16144 \$
	Quatrième trimestre	0,15974 \$

Note :

1. Le 31 mars 2016, un total de 1 824 620 des actions de série A ont été converties en actions de série B.

Le 19 décembre 2016, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,15651 \$ par action de série B, payable le 31 mars 2017 aux actionnaires inscrits le 1^{er} mars 2017.

Actions de série C

Période		Dividende par action de série C
2014	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$
2015	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$
2016	Premier trimestre	0,2875 \$
	Deuxième trimestre	0,2875 \$
	Troisième trimestre	0,2875 \$
	Quatrième trimestre	0,2875 \$

Le 19 décembre 2016, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,2875 \$ par action de série C, payable le 31 mars 2017 aux actionnaires inscrits le 1^{er} mars 2017.

Actions de série E

Période		Dividende par action de série E
2014	Premier trimestre	0,3125 \$
	Deuxième trimestre	0,3125 \$
	Troisième trimestre	0,3125 \$
	Quatrième trimestre	0,3125 \$
2015	Premier trimestre	0,3125 \$
	Deuxième trimestre	0,3125 \$
	Troisième trimestre	0,3125 \$
	Quatrième trimestre	0,3125 \$
2016	Premier trimestre	0,3125 \$
	Deuxième trimestre	0,3125 \$
	Troisième trimestre	0,3125 \$
	Quatrième trimestre	0,3125 \$

Le 19 décembre 2016, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,3125 \$ par action de série E, payable le 31 mars 2017 aux actionnaires inscrits le 1^{er} mars 2017.

Actions de série G

Période		Dividende par action de série G
2014	Quatrième trimestre ¹	0,501 \$
2015	Premier trimestre	0,33125 \$
	Deuxième trimestre	0,33125 \$
	Troisième trimestre	0,33125 \$
	Quatrième trimestre	0,33125 \$
2016	Premier trimestre	0,33125 \$
	Deuxième trimestre	0,33125 \$
	Troisième trimestre	0,33125 \$
	Quatrième trimestre	0,33125 \$

Note :

1. Le 29 octobre 2014, le conseil a approuvé un dividende initial de 0,501 \$ par action de série G pour la période s'étendant de la date d'émission, soit le 15 août 2014, au 31 décembre 2014.

Le 19 décembre 2016, le conseil a déclaré un dividende en espèces de 0,33125 \$ par action de série G, payable le 31 mars 2017 aux actionnaires inscrits le 1^{er} mars 2017.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Actions ordinaires

Nos actions ordinaires sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole « TA » et de la Bourse de New York (« NYSE ») 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 :

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
2016			
Janvier	4,95	3,60	29 765 528
Février	6,07	4,67	25 268 680
Mars	6,20	5,54	30 217 831
Avril	6,85	5,82	21 151 921
Mai	7,20	6,20	25 638 554
Juin	7,13	6,19	17 041 471
Juillet	6,91	6,09	13 224 097
Août	6,42	5,60	11 284 388
Septembre	6,21	5,55	16 633 890
Octobre	6,24	5,65	10 125 084
Novembre	7,39	5,11	24 600 911
Décembre	7,66	7,03	14 964 416
2017			
Janvier	8,12	7,26	12 182 667
Février	7,98	7,02	14 818 463
Mars (jusqu'au 2)	7,14	7,00	2 089 842

Actions privilégiées

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 titres²</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

Notes :

1. Les actions de série A ont été émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne fait au moyen d'un supplément de prospectus daté du 3 décembre 2010 à un prospectus simplifié préalable de base daté du 19 octobre 2009.
2. Le 31 mars 2016, un total de 1 824 620 des actions de série A ont été converties en actions de série B.

<u>Mois</u>	<u>Cours (\$)</u>		<u>Volume</u>
	<u>Haut</u>	<u>Bas</u>	
<u>2016</u>			
Janvier	9,90	7,02	197 292
Février	8,90	7,12	329 439
Mars	8,99	7,98	286 692
Avril	9,55	8,44	284 789
Mai	9,89	9,30	236 821
Juin	9,68	9,20	166 894
Juillet	9,58	9,27	159 769
Août	9,95	9,34	337 311
Septembre	10,13	9,35	324 420
Octobre	10,65	9,80	178 472
Novembre	11,90	10,37	396 123
Décembre	13,10	11,56	858 024
<u>2017</u>			
Janvier	13,24	12,13	868 789
Février	13,36	12,73	1 499 985
Mars (jusqu'au 2)	13,23	13,07	162 597

Actions de série B

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

Date(s) d'émission	Nombre de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
31 mars 2016 ¹	1 824 620 actions de série B	s.o.	Conversion d'actions de série A

Note :

1. Le 31 mars 2016, un total de 1 824 620 des actions de série A ont été converties en actions de série B.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<u>2016</u>			
Avril	9,45	8,10	18 700
Mai	9,73	8,70	26 390
Juin	9,40	8,21	33 300
Juillet	9,50	8,99	34 406
Août	9,94	9,13	18 830
Septembre	9,61	8,96	31 187
Octobre	10,28	9,45	84 440
Novembre	11,40	10,17	23 590
Décembre	13,56	11,30	213 280
<u>2017</u>			
Janvier	13,86	12,99	135 119
Février	13,27	12,60	167 962
Mars (jusqu'au 2)	13,15	12,92	600

Actions de série C

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

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

Note :

1. Les actions de série C ont été émises dans le cadre d'un placement public fait au moyen d'un supplément de prospectus daté du 23 novembre 2011 à un prospectus simplifié préalable de base daté du 15 novembre 2011.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
2016			
Janvier	12,34	8,70	178 084
Février	11,40	9,05	245 057
Mars	12,28	10,28	290 237
Avril	13,04	11,50	210 630
Mai	12,93	11,98	184 263
Juin	12,26	11,10	235 431
Juillet	11,68	11,05	163 428
Août	12,18	11,31	244 810
Septembre	12,35	11,73	266 241
Octobre	13,54	12,15	257 680
Novembre	14,98	13,12	348 026
Décembre	17,26	14,80	985 032
2017			
Janvier	17,57	16,64	483 683
Février	17,39	16,55	741 081
Mars (jusqu'au 2)	17,04	16,88	227 365

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. Les actions de série E ont été émises dans le cadre d'un placement public fait au moyen d'un supplément de prospectus daté du 3 août 2012 à un prospectus simplifié préalable de base daté du 15 novembre 2011.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
2016			
Janvier	13,80	10,00	244 643
Février	12,58	10,53	208 378
Mars	13,47	11,42	233 138
Avril	14,29	13,03	156 194
Mai	14,54	13,84	184 707
Juin	14,17	12,90	189 542
Juillet	13,51	12,75	115 151
Août	14,19	13,35	173 277
Septembre	13,75	13,14	137 455
Octobre	14,61	13,45	280 310
Novembre	16,30	14,26	285 270
Décembre	19,85	16,22	521 963
2017			
Janvier	19,49	18,76	449 851
Février	19,15	18,28	921 419
Mars (jusqu'au 2)	18,95	18,69	21 470

Actions de série G

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

Date(s) d'émission	Nombre de titres	Prix d'émission par titre	Description de l'opération
15 août 2014 ¹	6 600 000 actions de série G	25,00 \$	Placement public

Note :

1. Nos actions de série G ont été émises dans le cadre d'un placement public fait au moyen d'un supplément de prospectus daté du 8 août 2014 à un prospectus simplifié préalable de base daté du 9 décembre 2013.

Mois	Cours (\$)		Volume
	Haut	Bas	
<u>2016</u>			
Janvier	14,63	11,30	165 035
Février	14,50	12,30	123 327
Mars	14,89	13,29	127 284
Avril	15,61	14,05	129 215
Mai	15,97	15,30	103 825
Juin	15,74	14,76	132 121
Juillet	15,35	14,65	138 784
Août	16,00	15,00	142 470
Septembre	15,99	15,21	133 955
Octobre	16,73	15,65	174 693
Novembre	17,52	15,84	239 037
Décembre	20,13	17,31	413 476
<u>2017</u>			
Janvier	20,42	19,52	324 539
Février	20,38	19,55	487 589
Mars (jusqu'au 2)	20,31	19,87	50 744

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 2 mars 2017, de même que leurs fonctions principales et leur occupation principale au cours des cinq dernières années. L'année au cours de laquelle chaque administrateur a été nommé au conseil est également indiquée ci-dessous. Chaque administrateur est élu pour occuper son poste jusqu'à la prochaine assemblée annuelle de TransAlta ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

Nom, province (État) et pays de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale
<p>John P. Dielwart Alberta, Canada</p>	<p>2014</p>	<p>M. Dielwart était auparavant chef de la direction d'ARC Resources Ltd., propriétaire et exploitante d'avoirs pétroliers et gazières dans l'Ouest canadien. Il en a supervisé la croissance depuis son démarrage en 1996 jusqu'à ce qu'elle atteigne une capitalisation boursière d'environ 10 G\$.</p> <p>Après avoir pris sa retraite d'ARC Resources Ltd. le 1^{er} janvier 2013, M. Dielwart s'est joint à nouveau à ARC Financial Corp. (« ARC Financial ») en qualité de vice-président du conseil. Celle-ci est le principal gestionnaire canadien de capital-investissement axé sur l'énergie. M. Dielwart aide son équipe de direction dans les domaines de la gouvernance interne et des décisions en matière d'investissement. En raison de sa vaste expérience en création, mise sur pied et direction de l'une des sociétés pétrolières et gazières parmi les plus fructueuses du Canada, le mentorat auprès des employés d'ARC Financial et la gestion des sociétés détenues par celle-ci constituent ses principales responsabilités. Il est membre des comités des investissements et de la stratégie d'ARC Financial et la représente actuellement au conseil de Modern Resources Ltd. et d'Aspenleaf Energy Limited.</p> <p>Avant de se joindre à ARC Financial en 1994, M. Dielwart a travaillé pendant 12 ans pour un grand cabinet de génie-conseil en pétrole et en gaz naturel établi à Calgary en qualité de vice-président principal et d'administrateur et y a acquis de vastes connaissances techniques des terrains pétrolières et gazéifères de l'Ouest canadien.</p> <p>M. Dielwart est titulaire d'un baccalauréat ès sciences avec distinction (génie civil) de l'Université de Calgary. Il est membre de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta (APEGA) et a déjà été président du conseil d'administration de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP). En 2015, M. Dielwart a été admis au Calgary Business Hall of Fame. M. Dielwart est également coprésident du Sheldon Kennedy Child Advocacy Centre.</p> <p>M. Dielwart apporte à la Société et au conseil plusieurs années d'expérience en gestion et en entrepreneuriat et des connaissances des marchés des marchandises, notamment ceux du pétrole et du gaz, où nous exerçons des activités.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale
Timothy W. Faithfull Londres, R.-U.	2003	<p>M. Faithfull a, pendant 36 ans, occupé diverses fonctions à l'échelle internationale au sein de Royal Dutch/Shell plc (énergie), surtout dans le développement de projets visant le GNL et de produits pétroliers. Comme président et chef de la direction de Shell Canada Limitée, il a été responsable de la concrétisation du projet de 6 G\$ des sables bitumineux de l'Athabasca en 2003, la première entreprise entièrement intégrée d'exploitation et de raffinage de sables bitumineux en 25 ans. Il possède une vaste expérience des risques liés aux marchandises et de la gestion des risques, qu'il a acquise alors qu'il dirigeait les opérations de négociation du pétrole brut mondiales 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 de sa plus grande raffinerie et de ses activités liées aux opérations de négociation de produits pétroliers en Asie-Pacifique.</p> <p>Au Royaume-Uni, il est administrateur et membre du comité des risques et du comité d'audit d'ICE Futures Europe (« IFEU ») et de LIFFE Administration and Management, importante bourse électronique mondiale pour les produits énergétiques, marchandises et marchés à terme d'instruments financiers. Il est membre du comité chargé de surveiller l'ICE Brent Index, indice utilisé dans le règlement des contrats à terme liés au pétrole brut Brent, pour lequel l'IFEU est l'administrateur des prix de référence réglementés. Il a déjà été administrateur de l'Enerflex Systems Income Fund, de la Compagnie de chemin de fer Canadien Pacifique, d'AMEC plc et de Shell Pension Trust Limited.</p> <p>À Calgary, il a été membre du conseil de la Calgary Health Trust et de l'Epcor Arts Centre. Au Royaume-Uni, il est président du conseil de Starehe UK, qui soutient des écoles pour enfants défavorisés à Nairobi, au Kenya, et fiduciaire du Canada UK Colloquium, toutes des entités fermées. Il siège au comité d'examen des dons à l'Université d'Oxford.</p> <p>M. Faithfull est titulaire d'une maîtrise ès arts (philosophie, science politique et économie) de l'Université d'Oxford, au Royaume-Uni. Il est un « Distinguished Friend » de celle-ci et de la London Business School.</p> <p>M. Faithfull apporte à la Société et au conseil de nombreuses années d'expérience de gestion et, surtout, des connaissances de la mise en valeur de projets d'envergure et de la gestion des risques liés aux marchandises dans les domaines pétrolier et gazier.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale
Dawn L. Farrell Alberta, Canada	2012	<p>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>M^{me} Farrell compte plus de 30 ans d'expérience dans l'industrie de l'électricité, où elle a occupé 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 d'entreprise; vice-présidente à la direction, Projets de production indépendante d'électricité; et vice-présidente, Commercialisation des produits énergétiques et développement de la production indépendante d'électricité au sein de TransAlta Corporation.</p> <p>De 2003 à 2006, M^{me} Farrell a agi à titre de vice-présidente à la direction, Production chez BC Hydro. En 2006, elle y a été nommée vice-présidente à la direction, Ingénierie, relations avec les peuples autochtones et production.</p> <p>M^{me} Farrell siège au conseil d'administration de The Chemours Company, société de produits chimiques inscrite à la cote de la NYSE, du Conference Board du Canada et du Conseil canadien des affaires et elle est membre de la Commission Trilatérale. Elle a déjà siégé, notamment, au conseil d'administration du Stampede de Calgary, 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>M^{me} Farrell est titulaire d'un baccalauréat en commerce, avec une majeure en finances, et d'une maîtrise en économie de l'Université de Calgary. Elle a aussi suivi le programme intitulé Advanced Management Program de l'Université Harvard.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale
<p>Alan J. Fohrer Californie, É.-U.</p>	<p>2013</p>	<p>M. Fohrer a été président du conseil et chef de la direction de la Southern California Edison Company (« SCE »), filiale d'Edison International (« Edison ») et l'une des plus grandes sociétés de services publics d'électricité des États-Unis. Il a été élu chef de la direction en 2002 et président du conseil en 2007. En 2000, M. Fohrer a été élu président et chef de la direction d'Edison Mission Energy (« EME »), filiale d'Edison qui possède et exploite des installations électriques indépendantes. Au cours de son mandat au sein d'EME, M. Fohrer a restructuré certains des projets internationaux, accroissant ainsi la valeur des actifs vendus au cours des années subséquentes. M. Fohrer a également été vice-président directeur, trésorier et chef des finances d'Edison et de la SCE de 1995 à 1999. Il a pris sa retraite en décembre 2010, après 37 ans de service au sein d'Edison.</p> <p>M. Fohrer siège actuellement au conseil de PNM Resources, Inc., société de portefeuille ouverte dans le secteur de l'énergie, de Blue Shield of California, fournisseur d'assurance-maladie à but non lucratif, et de Synagro, société de gestion de déchets.</p> <p>M. Fohrer a siégé au conseil d'administration de l'Institute of Nuclear Power Operations, de la California Chamber of Commerce, de Duratek, Inc. et d'Osmore Utilities Services, Inc. Il est aussi membre du Viterbi School of Engineering Board of Councilors de la University of Southern California et président de la California Science Centre Foundation.</p> <p>M. Fohrer est titulaire d'une maîtrise en génie civil de la University of Southern California ainsi que d'une maîtrise en administration des affaires de la California State University, toutes deux situées à Los Angeles.</p> <p>M. Fohrer apporte à la Société et au conseil son expérience en comptabilité et en finances de même que ses connaissances du secteur de la production d'énergie, que ce soit sur les marchés réglementés ou déréglementés.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale
L'ambassadeur Gordon D. Giffin Géorgie, É.-U.	2002	<p>L'ambassadeur Giffin est associé principal du cabinet d'avocats Dentons (auparavant, McKenna Long & Aldridge LLP), tant à Washington, D.C. qu'à Atlanta. Il s'occupe surtout d'opérations internationales liées à la négociation, à l'énergie et à la politique publique. Il a exercé sa profession en cabinet et au service du gouvernement pendant plus de 40 ans. Il a occupé la fonction d'ambassadeur des États-Unis au Canada et géré les relations bilatérales Canada-États-Unis, dont la politique énergétique et environnementale, d'août 1997 à avril 2001. Auparavant, il a été chef du contentieux et directeur législatif pour le sénateur américain Sam Nunn, assumant la responsabilité des activités juridiques et législatives.</p> <p>L'ambassadeur Giffin a été avocat dans le secteur de l'énergie à titre de conseiller pendant 30 ans, s'occupant de plusieurs causes liées à la réglementation du secteur de l'énergie devant les tribunaux administratifs et judiciaires fédéraux et étatiques et de différentes opérations, dont des fusions et des acquisitions. Pendant ses 10 ans dans la fonction publique, il a été avocat et conseiller principal du Sénat américain, où il a notamment participé à d'importants projets de politique publique en énergie. Pendant ses quatre ans comme ambassadeur des États-Unis au Canada, il était chef de la direction d'une grande entreprise gouvernementale comptant plus de 1 000 employés au Canada. Ses responsabilités principales touchaient les questions politiques dans le contexte canado-américain, notamment en matière énergétique. Il possède une expérience considérable des questions liées aux politiques industrielles et publiques.</p> <p>Depuis qu'il a quitté la fonction publique, il a repris l'exercice de la profession d'avocat et continue de participer activement à des mesures d'intérêt public et aux affaires internationales grâce à son appartenance au Council on Foreign Relations et à la Commission Trilatérale.</p> <p>L'ambassadeur 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> <p>L'ambassadeur Giffin apporte à la Société et au conseil son expérience en droit, en réglementation et en affaires gouvernementales, ce qui aidera la Société à gérer l'évolution constante du droit de l'environnement et d'autres questions en matière de conformité.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale
P. Thomas Jenkins Alberta, Canada	2014	<p>M. Jenkins est actif depuis plus de 30 ans dans les domaines de l'innovation et du développement économique dans les secteurs privé et public. Il est actuellement président du conseil d'Open Text Corporation, entreprise multinationale de logiciels d'entreprise. Il est également chancelier de l'Université de Waterloo. Il est administrateur d'Open Text Corporation depuis 1994 et en est le président du conseil depuis 1998. De 1994 à 2005, M. Jenkins a été président et chef de la direction et, de 2005 à 2013, président exécutif du conseil et chef de la direction stratégique d'Open Text Corporation. Il avait occupé auparavant des fonctions techniques et des fonctions de gestion auprès de diverses sociétés technologiques.</p> <p>M. Jenkins est actuellement administrateur de l'Institut C.D. Howe et administrateur du Conseil canadien des affaires. M. Jenkins a également été membre du conseil de BMC Software, Inc., société de logiciels établie à Houston, au Texas.</p> <p>M. Jenkins est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de la Schulich School of Business de l'Université York (Toronto, en Ontario), d'une maîtrise en sciences appliquées de l'Université de Toronto et d'un baccalauréat en génie mécanique et en gestion de l'Université McMaster (Hamilton, en Ontario). M. Jenkins est titulaire d'un doctorat honorifique en droit de l'Université de Waterloo et d'un doctorat honorifique en science militaire du Collège militaire royal du Canada. Il a reçu le prix de l'entrepreneur de l'année 2009 en Ontario, le prix L.W. Shemilt Distinguished Alumni Award de 2010 en génie de McMaster et le prix du leadership exécutif exceptionnel (<i>Outstanding Executive Leadership</i>) de 2012 de la Schulich School of Business. Il est Fellow de l'Académie canadienne du génie. M. Jenkins a reçu la Décoration des Forces canadiennes et la Médaille du jubilé de diamant de la reine. M. Jenkins est Officier de l'Ordre du Canada.</p> <p>M. Jenkins apporte à la Société et au conseil plusieurs années d'expérience comme entrepreneur, innovateur et chef de file en technologie de l'information, qui aideront la Société à relever le défi que posent l'évolution technologique et les changements novateurs au sein de l'industrie.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale
Yakout Mansour Californie, É.-U.	2011	<p>M. Mansour compte plus de 40 ans d'expérience tant comme ingénieur que comme membre de la 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 de règlements totalisant plus de 8 G\$ par année. Sous la direction de M. Mansour, la structure du marché californien a été entièrement revue et 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 vice-président du comité consultatif sur l'électricité du ministère de l'Énergie américain. Il a aussi siégé à divers comités de la North American Electric Reliability Corporation et de l'organisme l'ayant précédée, le CEGRE, au Conseil du transport de l'Association canadienne de l'électricité et au conseil d'administration de l'Electric Power Research Institute.</p> <p>M. Mansour est titulaire d'un baccalauréat en génie électrique de l'Université d'Alexandrie (Alexandrie, Égypte) ainsi que d'une maîtrise en sciences de l'Université de Calgary (Calgary, Alberta).</p> <p>M. Mansour apporte à la Société et au conseil des décennies d'expérience dans notre secteur, notamment des marchés concurrentiels en production, en transport et en produits énergétiques sur les marchés réglementés et déréglementés.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale
Georgia Nelson Illinois, É.-U.	2014	<p>M^mc Nelson est présidente et chef de la direction de PTI Resources, LLC, cabinet de services-conseils indépendant établi en 2005. M^mc Nelson a eu une carrière de 35 ans dans le secteur de la production d'électricité, dans divers rôles de haute direction pour Edison International et ses filiales de 1971 à 2005. Elle a été présidente de Midwest Generation Edison Mission Energy (EME) de 1999 jusqu'à sa retraite en 2005 de même que directrice générale d'EME Americas de 2002 à 2005. Ses responsabilités professionnelles comprenaient la gestion des activités d'électricité réglementées et non réglementées et d'une grande filiale dans le domaine de la négociation de l'énergie ainsi que la construction et l'exploitation de projets de production d'électricité aux États-Unis, à Porto Rico, au Royaume-Uni, en Turquie, en Thaïlande, en Indonésie, en Australie et en Italie. M^mc Nelson a une grande expérience des négociations commerciales internationales, des questions de politique environnementale et des ressources humaines.</p> <p>M^mc Nelson est actuellement administratrice de Cummins Inc., de Ball Corporation et de Sims Metal Management Ltd. Elle est également administratrice de la société fermée CH2MHILL Corporation. Elle a été administratrice de Nicor, Inc.</p> <p>M^mc Nelson a été membre du comité exécutif du National Coal Council de 2000 à 2015 et a été présidente de son conseil de 2006 à 2008. Elle siège au comité consultatif du Center for Executive Women de l'Université Northwestern. M^mc Nelson a été nommée au palmarès Directorship 100 de la National Association of Corporate Directors (« NACO ») en 2012. Elle est Fellow du conseil de la NACO.</p> <p>M^mc Nelson est titulaire d'un baccalauréat en sciences de l'Université Pepperdine et d'une maîtrise en administration des affaires de la University of Southern California.</p> <p>M^mc Nelson apporte à la Société et au conseil des connaissances spécialisées du secteur de l'énergie, des secteurs houiller et minier de même qu'en gestion des ressources humaines.</p>

Nom, province (État) et pays de résidence	Administrateur depuis	Occupation principale
Beverlee F. Park Colombie-Britannique, Canada	2015	<p>M^{me} Park est une cadre supérieure comptant de l'expérience comme membre de la direction ou du conseil de sociétés dans un éventail de secteurs, dont les produits forestiers, l'expédition, les mines, le transport, l'immobilier et le transport d'électricité. M^{me} Park a travaillé pour TimberWest Forest Corp. pendant 17 ans et y occupait récemment le poste de chef de l'exploitation jusqu'à son départ à la retraite en 2013. Au fil des années, elle y a également occupé les postes de chef de la direction par intérim, de présidente de la division immobilière (Couverdon Real Estate) et de vice-présidente à la direction et chef des finances.</p> <p>Forte de ses qualités de leader exercées au sein de conseils ou comme chef de la direction, chef de l'exploitation et chef des finances auprès de sociétés ouvertes, fermées et d'État, M^{me} Park possède une vaste expérience de plusieurs environnements opérationnels et marchés nationaux et internationaux, plus précisément en ce qui a trait à la création de valeur pour les actionnaires, au repositionnement stratégique à long terme, à l'excellence opérationnelle, à la gestion des risques, aux enjeux réglementaires ainsi qu'aux restructurations, acquisitions et dessaisissements.</p> <p>M^{me} Park est actuellement administratrice de Teekay LNG Partners, société ouverte dont elle préside le comité d'audit. Teekay LNG Partners est l'un des plus importants propriétaires indépendants de transporteurs de GNL et de GPL à l'échelle mondiale. Elle est aussi administratrice de Silver Standard Resources Inc., société minière ouverte axée sur l'exploitation, la mise en valeur, l'exploration et l'acquisition de projets de métaux précieux en Amérique du Nord et en Amérique du Sud. Récemment, M^{me} Park a été nommée au conseil d'administration de l'Université de Colombie-Britannique. Elle est également administratrice d'InTransit BC. Auparavant, elle a été administratrice de BC Transmission Corporation, au sein de laquelle elle a été présidente du comité d'audit.</p> <p>M^{me} Park est titulaire d'un baccalauréat en commerce avec distinction de l'Université McGill (Montréal, Québec) et d'une maîtrise en administration des affaires du programme de cadres de direction de l'Université Simon Fraser et est Fellow Chartered Accountant (FCA). Elle est aussi Fellow de l'Institute of Chartered Accountants de la Colombie-Britannique.</p> <p>M^{me} Park apporte à la Société et au conseil 30 ans d'expérience dans les domaines des finances et de la comptabilité et une expérience en matière de gestion de restructuration organisationnelle.</p>

Membres de la direction

Suivent le nom, la province ou l'État et le pays de résidence de chacun de nos membres de la haute direction au 2 mars 2017, de même que leurs fonctions et leur occupation principale.

Nom	Fonctions principales	Résidence
Dawn L. Farrell	Présidente et chef de la direction	Alberta, Canada
Wayne Collins	Vice-président à la direction, Activités houillères et exploitation minière	Alberta, Canada
Dawn E. de Lima	Chef de l'administration	Alberta, Canada
Brett M. Gellner	Chef des placements	Alberta, Canada
John H. Kousinioris	Chef des services juridiques et de la conformité et secrétaire	Alberta, Canada
Jennifer M. Pierce	Vice-présidente principale, Opérations et commercialisation	Alberta, Canada
Todd J. Stack	Directeur général et contrôleur général	Alberta, Canada
Donald Tremblay	Chef des finances	Alberta, Canada
Aron J. Willis	Vice-président à la direction, Gaz et énergie renouvelable	Alberta, Canada

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 mai 2014, M. Collins était chef de l'exploitation de Stanwell Corporation Limited (société du secteur de l'électricité) en Australie.
- Avant juillet 2015, M^{me} de Lima était chef des ressources humaines de TransAlta. Avant avril 2012, M^{me} de Lima était chef des ressources humaines et vice-présidente à la direction, Communications de TransAlta.
- Avant août 2013, M. Gellner était chef des finances de la Société.
- Avant octobre 2015, M. Kousinioris était chef des services juridiques et de la conformité de TransAlta. Avant décembre 2012, il était associé et cochef du groupe du droit commercial et droit des sociétés au cabinet Bennett Jones LLP (cabinet d'avocats).
- Avant octobre 2015, M^{me} Pierce était vice-présidente, Gestion commerciale de TransAlta. Avant avril 2014, elle était vice-présidente, Gestion commerciale – Activités houillères et CAE de l'Alberta de TransAlta.
- Avant février 2017, M. Stack était directeur général et trésorier de TransAlta. Avant octobre 2015, M. Stack était vice-président et trésorier de TransAlta. Avant novembre 2012, il était trésorier de TransAlta.
- Avant mars 2014, M. Tremblay était vice-président à la direction de Brookfield Renewable Energy LP (société de services publics).
- Avant janvier 2017, M. Willis était directeur général, Australie de TransAlta. Avant septembre 2015, M. Willis était vice-président, Australie de TransAlta. Avant octobre 2014, il était directeur national, Australie de TransAlta.

Au 2 mars 2017, 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 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 2016 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 2016, 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 et faillites

Hormis les exceptions notées ci-après, 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, fait l'objet ou a été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec ses créanciers ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens.

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 un redressement 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 de la part 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.

M^{me} Nelson a été administratrice de Tower International (« Tower ») de 2000 à 2007. En février 2005, Tower a entrepris une restructuration volontaire en vertu du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis. En juillet 2007, Tower a vendu la quasi-totalité de ses actifs à Tower Automotive, LLC, société appartenant au groupe de Cerberus Capital Management, L.P., et s'est affranchie des procédures de faillite.

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, fait l'objet ou a été à l'origine d'une procédure judiciaire, d'un concordat ou d'un compromis avec ses créanciers ou pour laquelle un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens.

Amendes ou sanctions

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

- i) n'a fait l'objet d'amendes ou de sanctions imposées par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières ni n'a conclu un règlement à l'amiable avec une autorité en valeurs mobilières, à l'exception d'amendes pour la production tardive de déclarations d'initiés; ni
- ii) n'a fait l'objet de quelque autre amende ou sanction imposée par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière 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. Néanmoins, notre politique prévoit que chaque administrateur et chaque membre de la direction doivent se conformer aux obligations de divulgation de la LCSA en ce qui concerne tout intérêt important. Si un administrateur déclare un intérêt important, il ne peut voter sur la question visée si celle-ci fait l'objet d'un vote du conseil. De plus, l'administrateur ou le membre de la haute direction qui fait une déclaration d'intérêt important peut être prié de se retirer de la réunion ou l'assemblée, selon le cas, où cette question fait l'objet de délibérations.

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 vous reporter au point I de la note 32 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, lesquels états financiers sont intégrés dans les présentes par renvoi. Veuillez également vous reporter à la rubrique « *Documents intégrés par renvoi* » de la présente notice annuelle.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

La Société de fiducie CST est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de nos actions ordinaires et de nos actions de série A, de nos actions de série B, de nos actions de série C, de nos actions de série E et de nos actions de série G. La Société de fiducie CST a succédé à la Compagnie Trust CIBC Mellon en qualité d'agent des transferts agissant pour nous. Le 1^{er} novembre 2010, la Compagnie Trust CIBC Mellon a vendu son entreprise de services aux émetteurs à la Société canadienne de transfert d'actions inc., laquelle a exploité l'entreprise au nom de la Compagnie Trust CIBC Mellon jusqu'au 30 août 2013, date à laquelle la Société de fiducie CST, qui appartient au même groupe que la Société canadienne de transfert d'actions inc., a reçu l'autorisation fédérale de commencer à exercer son activité. Les actions ordinaires sont transférables à Vancouver, Calgary, Toronto, Montréal et Halifax. Les actions de série A, actions de série B, actions de série C, actions de série E et actions de série G sont transférables à Calgary et à Toronto. Computershare, à son établissement principal de Jersey City (New Jersey), est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de nos actions ordinaires aux États-Unis.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

L'auditeur de TransAlta est Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables professionnels agréés, 215 – 2nd Street, S.W., Suite 2200, Calgary (Alberta) T2P 1M4.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., notre auditeur, est indépendant au sens des règles de déontologie professionnelle des Chartered Professional 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 SEDAR, à l'adresse www.sedar.com, et sur EDGAR, à l'adresse www.sec.gov, 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, et sur EDGAR, à l'adresse www.sec.gov.

De l'information financière supplémentaire est fournie dans nos états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2016 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 comité d'audit et des risques (« 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 NYSE 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. Le CAR est constitué de cinq membres indépendants, soit Alan J. Fohrer (président), John P. Dielwart, Timothy Faithfull, Yakout Mansour et Beverlee F. Park.

Tous les membres du comité possèdent des compétences financières aux termes des exigences canadiennes et américaines en matière de valeurs mobilières et le conseil a conclu que M^{me} Park agit à titre d'« 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 »).

Mandat du comité d'audit et des risques

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

Le CAR 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 est également chargée de maintenir des politiques adéquates en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière ainsi que des systèmes de contrôles internes et de contrôles et procédures de communication de l'information qui assurent la conformité aux normes comptables et aux lois et aux règlements applicables et qui procurent une

assurance raisonnable quant au fait que les actifs de la Société sont protégés et que les opérations sont autorisées, effectuées, enregistrées et dûment déclarées.

Bien que le CAR 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 CAR. Cette désignation ne lui impose pas de devoirs, d'obligations et de responsabilités supérieurs à ceux qui sont imposés aux autres membres du CAR 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 CAR 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 CAR 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 CAR 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
J. P. Dielwart	M. Dielwart est actuellement vice-président du conseil d'ARC Financial Corp., gestionnaire de capital-investissement axé sur l'énergie. M. Dielwart a été chef de la direction d'une société ouverte canadienne pendant 16 ans, au cours desquels il a acquis une vaste expérience en supervisant activement les fonctions financière et comptable et les experts-comptables. M. Dielwart siège également au comité d'audit de la société ouverte Tesco Corporation.
T. W. Faithfull	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 produits pétroliers et le GNL. En tant que président et chef de la direction de Shell Canada Limitée, il a été responsable de la concrétisation du projet de 6 G\$ des sables bitumineux de l'Athabasca en 2003, la première entreprise entièrement intégrée de sables bitumineux en 25 ans. M. Faithfull possède une vaste expérience en ce qui a trait aux risques liés aux marchandises et à la gestion des risques, expérience qu'il a acquise alors qu'il dirigeait les opérations d'échange de pétrole brut mondiales pour la Shell International Trading and Shipping Company de 1993 à 1996.
A. J. Fohrer	Avant de prendre sa retraite en décembre 2010, M. Fohrer était président du conseil et chef de la direction de la SCE, filiale d'Edison et l'une des plus grandes sociétés de service public d'électricité des États-Unis. Auparavant, M. Fohrer a été vice-président directeur, trésorier et chef des finances d'Edison et de la SCE. Il siège également au comité d'audit de la société ouverte PNM Resources, Inc.

Nom du membre du CAR	Formation et expérience pertinentes
Y. Mansour	M. Mansour compte plus de 40 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 CAISO 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.
B. Park	M ^{me} Park est une cadre supérieure comptant de l'expérience comme membre de la direction ou du conseil de sociétés dans un éventail de secteurs, dont les produits forestiers, l'expédition, les mines, le transport, l'immobilier et le transport d'électricité. M ^{me} Park a travaillé pour TimberWest Forest Corp. pendant 17 ans et son dernier poste était chef de l'exploitation. Pendant cette période, elle y a également occupé les postes de chef de la direction par intérim, de présidente de la division immobilière (Couverdon Real Estate) et de vice-présidente à la direction et chef des finances. M ^{me} Park est actuellement administratrice de Teekay LNG Partners, société ouverte dont elle préside le comité d'audit. M ^{me} Park est titulaire d'un baccalauréat en commerce avec distinction de l'Université McGill (Montréal, Québec) et d'une maîtrise en administration des affaires du programme de cadres de direction de l'Université Simon Fraser. Elle est comptable agréée et Fellow de l'Institute of Chartered Accountants de la Colombie-Britannique.

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 2 mars 2017 sont les suivants :

Comité de gouvernance et de l'environnement	Comité des ressources humaines
Président : P. Thomas Jenkins John P. Dielwart Timothy W. Faithfull Yakout Mansour	Présidente : Georgia R. Nelson P. Thomas Jenkins Beverlee F. Park

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 de la direction, qui est déposée sur SEDAR, au www.sedar.com, et sur EDGAR, au www.sec.gov.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015, 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 3 083 145 \$ et de 3 989 814 \$, selon la répartition ci-après :

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

Exercice clos le 31 décembre	2016	2015
Honoraires d'audit	2 680 186 \$	3 549 473 \$
Honoraires pour services liés à l'audit	363 959	440 341
Honoraires pour services fiscaux	39 000	0
Autres honoraires	0	0
Total	3 083 145 \$	3 989 814 \$

Aucun autre cabinet d'audit n'a fourni de services d'audit en 2016 ni en 2015.

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 2016 comprennent des paiements de 1 384 384 \$ relatifs à 2015 et les honoraires d'audit totaux pour 2015 comprennent des paiements de 1 607 423 \$ relatifs à 2014.

Honoraires pour services liés à l'audit

Les honoraires pour services liés à l'audit en 2016 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 et à divers conseils comptables fournis à la Société. Les honoraires pour services liés à l'audit en 2015 ont été versés principalement pour du travail effectué par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. relativement à la conformité et à la présentation de l'information réglementaire, à des émissions de titres d'emprunt, à l'émission à TransAlta Renewables Inc. d'une participation financière dans certains actifs détenus par la Société et à divers conseils comptables fournis à la Société.

Honoraires pour services fiscaux

Les honoraires pour services fiscaux versés en 2016 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 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 intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*. Cette 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.

ANNEXE A
CHARTRE DU COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES
TRANSALTA CORPORATION
(« Société »)

A. Création du comité et des procédures

1. Composition du comité

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

2. Nomination des membres du comité

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

3. Vacances

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

4. Président du comité

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

5. Absence du président du comité

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

6. Secrétaire du comité

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

7. Réunions

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

Le comité doit également tenir des séances à huis clos.

8. Quorum

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

9. Avis de convocation aux réunions

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

10. Présence aux réunions

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

11. Procédure, registres et rapports

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

12. Examen de la charte et évaluation du comité

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

13. Experts externes et conseillers

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

B. Fonctions et responsabilités du président

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

Le président est responsable de ce qui suit :

1. Présider les réunions du comité et s'assurer que le comité est dûment organisé, de sorte qu'il fonctionne efficacement et qu'il s'acquitte 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 le chef de la direction, le chef des finances, le secrétaire et le secrétaire adjoint, selon le cas, à la mise au point des ordres du jour et des documents connexes en vue des réunions.
4. Assumer la direction du comité et aider celui-ci à s'assurer qu'il s'acquitte dûment de ses obligations et responsabilités en temps opportun.
5. Faire rapport au conseil des recommandations et des décisions du comité.

C. Mandat général du comité

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

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

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

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

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

D. Fonctions et responsabilités du comité

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

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

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

- i) discuter de la collaboration qu'ils ont obtenue de la direction dans le cadre de leur examen et de leur consultation de l'ensemble des registres, des données et des renseignements demandés; et
 - ii) s'assurer qu'il n'existe entre la direction et l'auditeur externe aucune question en suspens raisonnablement susceptible de compromettre sensiblement les états financiers;
- f) Examine trimestriellement avec la haute direction, le chef des services juridiques et de la conformité (ou, au besoin, des conseillers juridiques externes) et les auditeurs interne et externe de la Société, l'efficacité des contrôles internes de la Société afin d'assurer que la Société respecte les exigences législatives et réglementaires et les politiques de la Société;
 - g) Examine avec la direction et l'auditeur externe les processus relatifs à l'évaluation des fraudes potentielles, les programmes et les contrôles visant à se prémunir contre les risques de fraude et le processus mis de l'avant afin de surveiller les risques à l'intérieur des secteurs ciblés; et
 - h) Discute avec la direction et l'auditeur externe de la correspondance échangée avec les autorités de réglementation ou organismes gouvernementaux, des plaintes d'employés ou des rapports publiés qui soulèvent des questions importantes concernant les états financiers ou les politiques comptables de la Société.

B) Fonctions et responsabilités relatives à 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 et approuve chaque année le plan d'audit de l'auditeur externe;
 - ii) 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;
 - iii) 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;
 - iv) examine et analyse chaque année 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 a) 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 son indépendance par rapport à la Société; b) des entretiens avec l'auditeur externe sur les relations ou les services que l'auditeur externe estime susceptibles de compromettre son objectivité ou son scepticisme; c) un examen avec l'auditeur externe de l'expérience et des compétences du personnel cadre qui assure la prestation des services d'audit à la Société; d) un examen des 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; et e) une évaluation de la communication et de l'interaction avec l'auditeur externe, y compris en ce qui concerne la qualité du service;

- v) au cours de l'année qui précède un changement de l'associé responsable de la mission (ou de l'associé coordonnateur de l'audit) (ayant la responsabilité principale de l'audit) et, dans tous les cas, au moins tous les cinq ans, effectue un examen exhaustif de l'auditeur externe qui tient compte a) de l'incidence du mandat du cabinet d'audit sur la qualité de l'audit, des tendances du rendement du cabinet d'audit et de son expertise du secteur, des cas de menaces à l'indépendance et de l'efficacité des mesures de sécurité visant à atténuer ces menaces; b) du temps de réponse du cabinet d'audit aux changements dans les activités de l'entité et aux suggestions d'amélioration de la part des autorités de réglementation, du comité d'audit et/ou de la direction; et c) de l'uniformité et de la rigueur du scepticisme professionnel exercé par l'auditeur externe et de la qualité de l'équipe chargée de la mission et de ses communications ainsi qu'un examen des conclusions de l'inspection du Conseil canadien sur la reddition de comptes (« CCRC ») depuis l'examen exhaustif précédent et de la manière dont le cabinet d'audit a répondu à ces conclusions; à la suite de cet examen exhaustif, décide si la candidature du cabinet d'audit à titre d'auditeurs externes devrait être proposée par le conseil à des fins de nomination par les actionnaires à la prochaine assemblée générale annuelle de la Société;
- vi) informe l'auditeur externe et la direction que l'auditeur externe doit avoir un accès direct au comité à tout moment, et vice versa;
- vii) informe l'auditeur externe qu'il est responsable en définitive devant le comité en tant que représentant des actionnaires de la Société; et
- viii) au moins chaque année, obtient et examine le rapport de l'auditeur externe relatif aux procédures internes de contrôle de la qualité du cabinet d'auditeurs, aux questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle de la qualité interne ou contrôle par les pairs du cabinet d'auditeurs, ou à l'occasion à toute enquête menée par des autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq derniers exercices à l'égard d'un ou de plusieurs audits indépendants effectués par l'auditeur externe ainsi qu'aux mesures prises à cet égard.

C) Fonctions et responsabilités liées à la planification financière

- a) Examine l'émission et le rachat de titres (y compris l'examen de tous les documents déposés afin de réaliser les émissions ou les rachats), les limites et les engagements financiers ainsi que tout changement important sous-jacent à l'un de ces engagements de la Société et formule des recommandations au conseil à des fins d'approbation;
- b) Examine chaque année le plan fiscal annuel de la Société;
- 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;
- d) Examine chaque année avec la direction le plan de financement général de la Société à l'appui du plan de dépenses en immobilisations et des prévisions budgétaires générales et prévisions à moyen terme de la Société; et
- e) Examine avec la direction au moins une fois par année la méthode adoptée à l'égard des prévisions de résultat et de l'information financière devant être divulguées aux analystes et aux agences de notation et la nature de cette information et de ces prévisions.

2. Audit interne

- a) Approuve la décision d'impartir la fonction d'audit interne et, le cas échéant, approuve le cabinet d'audit devant exécuter ces services d'audit interne; toutefois, en aucun cas les services de l'auditeur externe ne doivent être retenus pour exécuter également la fonction d'audit interne;
- b) 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;
- c) Examine chaque année 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 interne aux dossiers, aux biens et au personnel de la Société;
- d) Reconnaît et informe la haute direction que l'auditeur interne doit avoir libre accès au comité, et vice versa;
- e) 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;
- f) Examine avec la haute direction financière de la Société et le groupe d'audit interne le caractère adéquat des systèmes de contrôle interne et procédures de la Société; et
- g) Recommande au comité des ressources humaines la nomination, la cessation d'emploi ou le transfert du responsable de l'audit interne; toutefois, si la fonction d'audit interne a été ou est impartie à un cabinet d'audit, le comité approuve lui-même la nomination, la fin des services ou le transfert de ce cabinet d'audit.

3. Gestion des risques

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

Le comité :

- a) Examine au moins trimestriellement l'évaluation que la direction fait des principaux risques auxquels la Société est exposée; discute avec la direction des méthodes de détermination de ces risques et de l'efficacité des politiques et procédures d'atténuation de ces risques et/ou de lutte contre ceux-ci;
- b) Reçoit et examine la mise à jour trimestrielle faite par la direction concernant les risques, y compris une mise à jour portant sur les risques résiduels;
- c) Examine le cadre de gestion du risque à l'échelle de l'entreprise et la méthode de communication des risques de la Société;
- d) Examine chaque année les politiques de gestion des risques financiers et des risques liés aux produits de base de la Société et approuve les changements apportés à ces politiques;
- e) Revoit et approuve les lignes directrices, le programme stratégique de couverture et la tolérance aux risques de la Société;

- f) Examine et surveille trimestriellement les résultats des activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux produits de base, y compris les stratégies relatives au risque lié aux devises et aux taux d'intérêt, le risque de crédit du cocontractant et l'utilisation d'instruments dérivés;
- g) Examine le programme d'assurance annuel de la Société, y compris la philosophie de conservation de risques et les programmes de protection contre les risques possibles et contre la responsabilité de la Société;
- h) Examine périodiquement les rôles et responsabilités respectifs de l'auditeur externe, du service d'audit interne et des conseillers juridiques internes et externes concernant la gestion des risques et examine leur rendement dans le cadre de ces rôles et responsabilités; et
- i) Chaque année, de concert avec la direction, fait rapport au conseil et procède à un examen avec celui-ci en ce qui concerne :
 - i) les principaux risques auxquels la Société est exposée et la tolérance générale aux risques ou le profil général de risque de la Société;
 - ii) les stratégies de la Société pour faire face à son profil de risque;
 - iii) les procédés, politiques, procédures et contrôles en place pour gérer ou atténuer les principaux risques; et
 - iv) l'efficacité globale du processus et du programme de gestion des risques de l'entreprise.

4. Gouvernance

A) *Communication de l'information au public, présentation de l'information prévue par la loi et la réglementation*

- a) Pour le compte du comité, le président examine toute l'information communiquée au public, y compris l'information financière importante tirée ou issue des états financiers de la Société, avant qu'elle ne soit publiée;
- b) Examine trimestriellement avec le chef des services juridiques et de la conformité et, au besoin, des conseillers juridiques externes, les principales questions d'ordre juridique ou réglementaire en matière de conformité qui sont susceptibles d'avoir une incidence importante sur les états financiers de la Société;
- c) 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;
- d) Examine avec la direction, l'auditeur externe et le conseiller juridique interne (et, au besoin, des conseillers juridiques externes) les litiges, réclamations ou éventualités, y compris les cotisations fiscales, susceptibles d'avoir une incidence importante sur la situation financière de la Société, ainsi que la façon dont ces questions peuvent être ou avoir été divulguées dans les états financiers;
- e) Examine chaque année la politique à l'égard des opérations d'initié et approuve les changements au besoin; et

- f) 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.

B) Gouvernance des régimes de retraite

- a) Examine chaque année le rapport annuel sur les régimes de retraite et les états financiers des régimes de retraite de la Société, y compris l'évaluation actuarielle, l'actif et le passif prévisionnels, la répartition de l'actif, le rendement du gestionnaire et les coûts d'exploitation du régime, et fait rapport au conseil chaque année à cet égard; et
- b) 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 chaque année.

C) Technologie de l'information – Cybersécurité

- a) Reçoit deux fois par année une mise à jour sur l'état des systèmes d'exploitation de base des TI de la Société; et
- b) 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.

D) Responsabilités administratives

- a) 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;
- b) 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;
- c) 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;
- d) Amorçe 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;
- e) 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
- f) Fait rapport chaque année aux actionnaires sur le travail du comité au cours de l'exercice.

E. Conformité et pouvoirs du comité

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

ANNEXE B

GLOSSAIRE

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

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

Balancing Pool – Le Balancing Pool a été créé en 1999 par le gouvernement de l'Alberta pour faciliter la transition du secteur de l'électricité albertain vers un cadre concurrentiel. Ses obligations et responsabilités actuelles sont régies par l'*Electric Utilities Act* (en vigueur depuis le 1^{er} juin 2003) et le *Balancing Pool Regulation*. Pour de plus amples renseignements, visitez le site www.balancingpool.ca.

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.

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.

CLT – Contrat à long terme.

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.

Combustion 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.

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 le conseil d'administration de TransAlta sur les actions en circulation.

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

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

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

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

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

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

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

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

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